

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MENTOURI - CONSTANTINE**

**FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**

N° d'ordre :

Série :

THESE

*Présentée pour obtenir le diplôme de doctorat en sciences
en électrotechnique*

Par

Mahieddine HACIL

Amélioration des Performances des Energies Eoliennes

Soutenu le : 03 / 05 / 2012

Devant le Jury:

Président:	M. Hocine BENALLA	Pr.	Univ. Constantine
Rapporteur:	M. Abdelmalek KHEZZAR	Pr.	Univ. Constantine
Examineurs:	M. M. Rachid ABDESSEMED	Pr.	Univ. Batna
	M. Djamel RAHEM	MC.	Univ. Oum El Bouaghi
	M. Djallel KERDOUN	MC.	Univ. Constantine

Remerciements

Je tiens à remercier Monsieur Hocine benalla, Professeur à l'Université de Constantine, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

Je remercie vivement Messieurs Rachid ABOUOSSEME, Professeur à l'Université de Batna, Djallel KERDOUN, maître de conférence à l'Université de Constantine et Djamel RAÏEM maître de conférence à l'Université d'Oum el Bouaghi pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail ainsi que pour les enrichissantes observations faites dans leurs rapports.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur Abdelmalek KHEZZAR, Professeur à l'Université Constantine, pour m'avoir accueilli au sein de son équipe, pour avoir dirigé ce travail, pour les nombreuses discussions que nous avons eu, malgré un emploi du temps chargé, pour sa sensibilité, son égard, le respect et la sympathie dont je fus témoin.

Je remercie sincèrement Monsieur Ahmed Lokmane Nemmour, Maître de conférences à l'Université de Constantine, pour avoir co-dirigé ce travail ainsi que pour ses nombreux conseils et son soutien tout au long de cette thèse.

Je veux également remercier ma famille et mes amis pour leur soutien moral.

Enfin, je remercie tout particulièrement mes parents, pour leur soutien inconditionnel tout au long de ces longues années d'études.

Ma reconnaissance et mes remerciements vont aux membres du LGE qui ont contribué par leur sincère camaraderie à rendre cette tâche fort agréable. J'ai tout particulièrement apprécié les discussions et les moments de détente avec les membres de l'équipe 04 (LOUËE Lamri, Oumaamar Kamel, Soukhras Djamil, Zaarour Laid,) et d'enseignement (Lalahrach, Rabia Mehassni).

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	01
CHAPITRE I	
Généralités, principes, modélisation de l'éolienne et situation dans le contexte des énergies renouvelables	03
CHAPITRE II	
Les perturbations électriques et solutions de dépollution des systèmes électriques.....	29
CHAPITRE III	
<i>Filtrage dynamique d'harmoniques d'un réseau électrique à l'aide d'une MADA.....</i>	<i>53</i>
CHAPITRE IV	
<i>Compensation des harmoniques à l'aide d'une génératrice synchrone.....</i>	<i>89</i>
CONCLUSION GENERALE.....	118

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le problème dans le monde entier est de répondre à la demande énergétique qui augmente sans cesse. L'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Cette augmentation se traduit, en réalité, avec la croissance du prix du carburant qui représente la source la plus importante de l'énergie. La réserve mondiale du pétrole diminue de plus en plus et il n'y aura pas assez du pétrole pour couvrir la demande. L'énergie nucléaire n'est pas disponible pour tout le monde pour des raisons politiques ou financières, son installation coûte cher comme elle peut être dangereuse au niveau écologique. L'utilisation des ressources conventionnelles est alors limitée et n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement. Le recours à d'autres types de ressources d'énergie dites renouvelables est donc inévitable et devient plus qu'une nécessité pour le progrès de l'humanité.

En particulier, parmi toutes les ressources renouvelables possibles (biomasse, soleil, vent, houle, etc.). Le vent est une source d'énergie libre, propre, et inépuisable. Il a servi l'humanité bien pendant beaucoup de siècles en propulsant des bateaux et en conduisant les moulins à vent pour broyer les grains et de pomper de l'eau. Le Danemark était le premier pays qui a servi de la puissance du vent pour la génération de l'électricité [34]. Les Danois utilisaient une turbine de vent de diamètre de 23m en 1890 pour produire de l'électricité. A partir des années 1910, plusieurs centaines d'unités des capacités de 5 à 25 kilowatts étaient en fonction au Danemark.

L'énergie éolienne devient de plus en plus une source significative d'énergie, elle est aujourd'hui l'énergie la plus accessible en termes de technologie et de coûts et est appelée à prendre une place très importante parmi toutes les énergies exploitables par l'homme.

À la fin de 2008, la capacité installée de la puissance éolienne en Europe avait atteint la borne limite de 66 GW, qui représente approximativement 8% de toute la capacité installée. L'éolien arrive désormais en deuxième position (derrière les centrales au gaz) en termes de nouvelles capacités électriques installées, et cette tendance ne va pas durer longtemps : Aujourd'hui, la puissance éolienne installée en Europe croît de 30% par an ; cette hausse est comparable à celle qu'a connue le nucléaire dans les années 1970.

D'un point de vue électrotechnique, l'énergie éolienne sera considérée comme une charge passive qui injecte une puissance dans le réseau. Les raisons de cette considération seront discutées dans le premier chapitre de ce mémoire.

La tension fournie par les exploitants des réseaux électriques à leurs clients doit être sinusoïdale et équilibrée. Toutefois, à cause de multiples perturbations d'origines diverses (imperfections des générateurs et des lignes, perturbations atmosphériques lors du transport, charges défailtantes...), la tension dont dispose un client à son point de raccordement est plus ou moins dégradée. Parmi les

défauts les plus courants on peut citer : les déséquilibres, les coupures ou micro-coupures ($\approx 100\text{ms}$), les flickers, les chutes de tension, les pollutions harmoniques... etc.

Les équipements industriels et domestiques utilisant des circuits électroniques ayant un comportement non-linéaire engendrent dans les réseaux de distribution, des courants non-sinusoïdaux provoquant ainsi des courants harmoniques ayant des effets nocifs. Ce travail s'intéresse à l'étude de différentes techniques (statiques et dynamiques) pour la compensation de ces perturbations harmoniques.

Dans le premier chapitre nous allons présenter un état de l'art actuel des différents modes de production de l'énergie éolienne. Ceci nous permet de nous positionner quant au choix du type de génératrice et de technicité utilisée pour l'éolienne. Nous verrons donc l'intérêt que présente la machine asynchrone à double alimentation par rapport aux autres machines utilisées. Comme nous verrons les différentes formes de stockage d'énergie et leurs associations avec la production de l'énergie éolienne.

Le second chapitre de ce travail s'intéresse aux perturbations qui peuvent apparaître dans un réseau électrique basse tension et expose leurs causes et leurs conséquences ainsi que les normes visant à diminuer leurs proliférations. Les solutions de dépollution existantes, tant traditionnelles que modernes sont rappelées. Finalement, nous justifions le choix du filtre actif parallèle.

Le troisième chapitre abordera l'aspect qualificatif de l'énergie éolienne en proposant une solution pour éliminer les harmoniques de courant et ainsi limiter leur propagation dans le réseau. Ce chapitre traite plus particulièrement la contribution des systèmes éoliens utilisant une machine asynchrone à double alimentation (MADA) à la compensation de la puissance réactive et au filtrage actif des courants harmoniques présents dans le réseau électrique. Ces deux aspects contribuent activement à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique. En outre, nous montrerons qu'un système éolien à base d'une MADA avec des paramètres judicieusement choisis, permettra de compenser simultanément la puissance réactive et les courants harmoniques, sans pour autant surdimensionner le système éolien.

Ensuite, dans le quatrième chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation et de la commande d'un système éolien à vitesse fixe basé cette fois-ci sur une génératrice synchrone pour l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique en compensant simultanément la puissance réactive et les courants harmoniques. Les résultats de simulation des différents cas de fonctionnement montrent la possibilité pour ce système éolien de compenser simultanément ou non la puissance réactive et les courants harmoniques sans aucun surdimensionnement de celui-ci. Avec une réduction de la taille de l'onduleur par rapport à celui de la MADA étudié dans le troisième chapitre.

CHAPITRE I

*Généralités, principes, modélisation de
l'éolienne et situation dans le contexte des
énergies renouvelables*

SOMMAIRE DU CHAPITRE I

I. Introduction	5
II. Génération d'énergie renouvelable	6
II.1 Energie thermo-solaire	7
II.2 Energie géothermie	7
II.3 Energie photovoltaïque	8
II.4 Energie de vague, et énergie de marée	8
II.5 Eolienne	9
II.5.1 Vitesse du vent	10
II.5.2 Gisement national et gisement mondial du vent	10
II.5.3.2 Atlas de la vitesse du vent en Algérie	12
II.5.3.3 Atlas de la vitesse moyenne saisonnière du vent	12
II.5.3.4 Atlas mondial	12
II.6 Types d'éoliennes	13
II.6.1 Les éoliennes à axe vertical	13
II.6.2 Les turbines à axe horizontal	14
II.6.3 Eoliennes rapides	14
II.7 Classification des turbines éoliennes	14
II.8 Conversion D'énergie Eolienne	14
II.9 Commande de la turbine éolienne	16
II.10 Modélisation de l'éolienne	18
II.10.1 Inertie de la turbine éolienne	18
II.10.2 Modèle du multiplicateur (<i>boîte de vitesse</i>)	19
II.11 La conversion électromécanique	20
II.11.1 Conceptions et configurations des turbines éoliennes	20
a. Concepts qui utilisent le générateur asynchrone	21
b. Concepts qui utilisent le générateur synchrone	21
II.11.2 Commentaires généraux sur les configurations dans la figure 2	22
A- Eolienne à machine asynchrone à cage	22
B- Eolienne à machine asynchrone à double alimentation	22
C- Eolienne à machine synchrone	23
III. Conclusion	25
IV. Bibliographie	25

I. Introduction

Les effets combinés de tous les gaz à effet de serre (CO₂, méthane, ozone...) équivalent aujourd'hui à une augmentation de 50 % du CO₂ depuis le XIXe siècle (dont 30 % rien que pour le seul CO₂). Comme exemple en France ; 16 millions de tonnes de dioxyde de carbone qui seront économisées annuellement, soit l'équivalent de 8 millions de voitures [32].

Il a été constaté une corrélation forte entre la présence de gaz à effet de serre et la température moyenne à la surface de la Terre. Le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) a été créé afin de suivre le phénomène et d'en étudier les ressorts. En effet, depuis 1860, la température moyenne a augmenté de 0,6°C. Différents scénarios prospectifs prévoient que, d'ici 2100, cette température devrait encore augmenter entre 1,5 et 6°C selon le type de scénario retenu (notamment si les filières énergétiques et les habitudes de consommation actuelles sont ou non modifiées). Cette augmentation considérable s'accompagnerait, en particulier, d'une montée du niveau des mers de 20cm à 1m [26].

L'opinion publique et les gouvernements admettent aujourd'hui qu'il est nécessaire de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, la grande dépendance des économies aux combustibles fossiles (voir figure 1.1), émetteurs de CO₂, et la forte consommation énergétique, alliée à l'épuisement des réserves, font qu'il est impératif de rechercher de nouvelles sources d'énergie. En 2003, 10513 millions de tonnes de CO₂, en grande majorité d'origine fossile, ont été émis dans le monde (figure 1.2), qui s'ajoute au capital du cycle naturel du carbone [32, 33, 41].

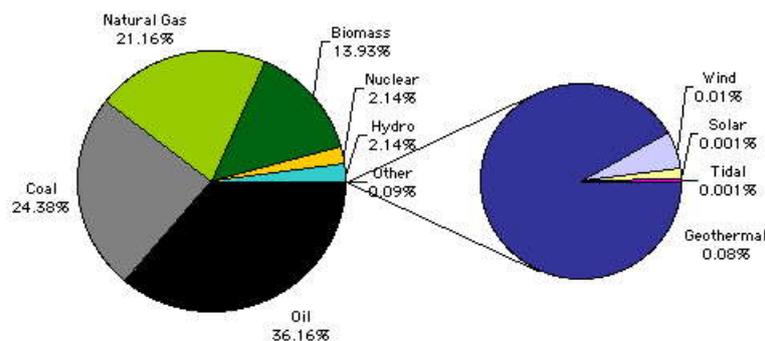


Figure 1.1 : Répartition de la consommation des sources d'énergie.

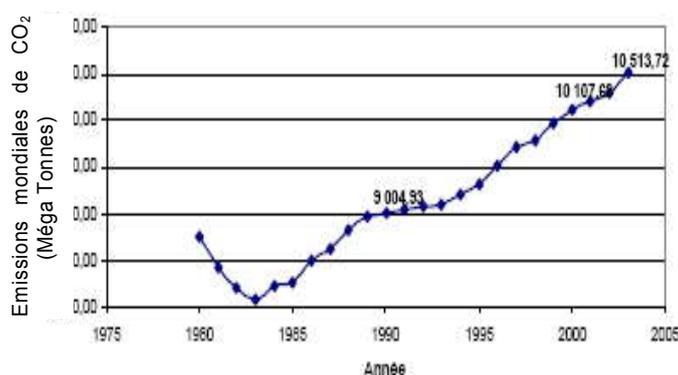


Figure. 1.2 Émissions mondiales de CO2 de 1980 à 2003.

Depuis 1994, la politique énergétique de l'union européenne considère que l'énergie renouvelable est essentielle afin de diminuer la dépendance externe en matière d'énergie. Plus tard, l'importance de l'énergie renouvelable est renforcée concernant les issues environnementales par la réduction des gaz causant l'effet de serre ainsi que d'autres produits de pollution tels que NO₂ et SO₂ (causant des pluies acides).

Le plan pour la promotion des énergies renouvelables au sein de l'union européenne a été accordé le 30 Décembre 1999. Le but pour l'année 2010 était d'atteindre la production énergétique de puissance indiquée dans la table suivante:

	1990	1998	2010
Hydraulique	611.8 MW	1,509.7 MW	2,230 MW
Eolienne	27.2 MW	834 MW	8,974 MW
Collecteurs solaires	294.918 m ²	340.892 m ²	4,840.892 m ²
Solaire photovoltaïques	3.2 MW	7.9 MW	142.9 MW

Tableau 1.1 : Objectifs pendant l'année 2010 du plan pour la promotion des énergies renouvelables

II. Génération d'énergie renouvelable

Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent :

- Energie sous forme de chaleur (géothermie, solaire thermique,...) ;
- Energie électrique (panneaux photovoltaïques) ;
- Energie d'origine mécanique (énergie éolienne).

II.1 Energie thermo solaire

Le chauffe-eau solaire valorise en toute sécurité une énergie naturelle, propre, et inépuisable et évite le rejet dans l'atmosphère de l'oxyde de carbone:

L'exploitation de l'énergie solaire par les systèmes de production d'eau chaude sanitaire s'effectue par conversion thermodynamique grâce aux capteurs vitrés plans. Un fluide caloporteur adapté emmagasine et transfère cette énergie à un échangeur de chaleur afin d'être utilisée à volonté (l'eau produite est de température de l'ordre de 45 à 60°). Les économies représentent 50 à 70% des dépenses d'énergies nécessaires à la production d'eau chaude [1].

II.2 Energie géothermie

La température de l'eau située dans une roche-réservoir à 1500 m de profondeur peut atteindre 60 à 70 °C [15]. Le principe de la géothermie consiste à pomper ces eaux chaudes afin de les utiliser pour le chauffage ou, si elles sont suffisamment chaudes, pour produire de l'électricité. L'énergie géothermique est une énergie renouvelable, à condition de gérer l'extraction de l'eau prudemment, car elle se réchauffe très lentement dans le sous-sol. Un complexe géothermique comporte deux forages, l'un d'où l'on extrait l'eau chaude et l'autre où on la réinjecte après récupération de la chaleur (Figure 1.3).

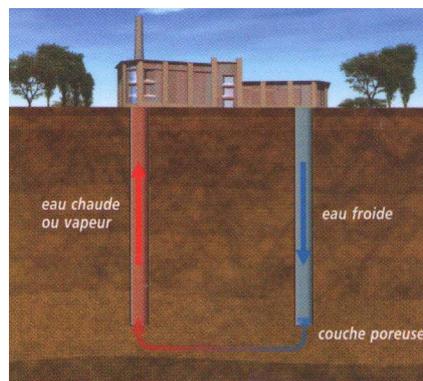


Figure 1.3 : Principe de la géothermie

Quatre types de géothermie existent selon la température de gisement :

- la haute (>180°C),
- moyenne (>100°C),
- basse (>30°C) et très basse énergie.

Les deux premiers types favorisent la production de l'énergie électrique. La géothermie basse énergie permet de couvrir une large gamme d'usages: chauffage urbain, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans les processus industriels... etc.

II.3 Energie photovoltaïque

Un système solaire photovoltaïque est généralement constitué de trois ou quatre éléments principaux. Le générateur photovoltaïque, qui représente l'outil de conversion de l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique en courant continu. Il est composé d'un ensemble de panneaux. Chaque panneau est constitué de plusieurs modules (structurés en série ou en parallèle ou hybride). Le module contient à son tour des rangés de cellules à base de silicium (structurées en série ou en parallèle ou hybride) [1, 2, 11].

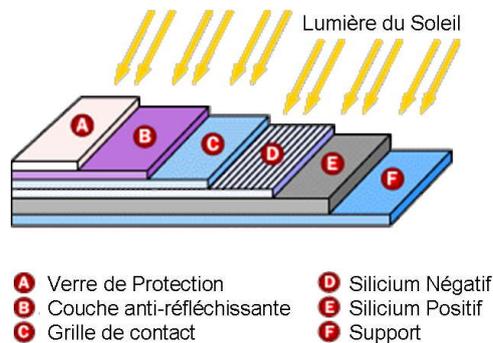


Figure 1.4 : Structure d'une cellule solaire en silicium

II.4 Energie de vague, et énergie de marée

L'énergie de vague est une forme concentrée d'énergie solaire : le soleil produit des différences de la température à travers le globe, causant les vents qui soufflent au-dessus de la surface d'océan. De telles vagues peuvent alors voyager des milliers de milles avec pratiquement aucune perte d'énergie. Toute la ressource énergétique des vagues est aussi grande que la consommation de l'électricité du monde entier (approximativement 2 TW). Environ 10-25 % de cette ressource sont économiquement utilisables [28].

II.5 Energie éolienne :

Le vent est une source d'énergie propre, renouvelable quasi instantanément, et quasi infinie à l'échelle humaine et terrestre. Il doit ses caractéristiques à sa nature même : le vent naît de processus cycliques (rotation terrestre, convection chaud/froid, etc.) appliqués à l'atmosphère puis à l'air dans un contexte topographique défini [26].

La crise pétrolière internationale en 1972 a donné un relancement de l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables sur une grande échelle et en particulier la puissance éolienne. L'intégration de cette dernière aux systèmes d'énergie électrique augmente sans cesse avec un taux de croissance annuel de 24% pour la période 2002-2006 [13].

L'Europe continue à mener le monde dans la capacité totale installée. En 2006, les pays ayant la capacité installée la plus élevée est l'Allemagne avec 20.621 MW. L'Espagne et les états-unis sont dans la deuxième et la troisième place respectivement, chacun avec un peu plus que 11,603MW installé. L'Inde est dans le quatrième endroit, et le Danemark se range cinquième. L'Asie a connu l'augmentation la plus forte de la capacité installée en dehors de l'Europe, avec une addition de 3679 MW, prenant toute la capacité plus de 10.600 MW, environ la moitié celle de l'Allemagne. La capacité du marché chinois a été doublée grâce à des nouvelles mesures : il a atteint un seuil de 1347MW de l'énergie éolienne en 2006 soit une augmentation de 70% plus de 2005. Ceci apporte la Chine jusqu'à la capacité 2604MW, rendant lui le sixième plus grand marché mondial. Il est attendu que plus que 1500MW sera installé en 2007. La croissance sur le marché africain et moyen oriental a également repris en 2006, avec 172MW de la nouvelle capacité installée principalement en Egypte, au Maroc, et en Iran apportant le total jusqu'à 441 MW, une croissance de 63%. L'association européenne d'énergie éolienne (EWEA) a placé une cible pour satisfaire aux besoins européens de l'électricité de 23% éolienne d'ici 2030 [10]. Le Danemark projette pour la puissance de vent de couvrir 50% de la consommation de l'électricité d'ici 2025 [6].

En 2008, plus de 8.500 mégawatts (MW) installés aux états-unis, la puissance du vent a fourni 42% de la nouvelle capacité supplémentaire produite, selon des évaluations initiales, à partir de moins de 2% de nouvelle capacité supplémentaire en 2004.

II.5.1 Vitesse du vent :

La vitesse du vent est mesurée avec des anémomètres. Il en existe plusieurs types classés en deux catégories principales (les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression). Une graduation a été établie, selon l'échelle Beaufort qui divise les vents en fonction de leurs vitesses en 17 catégories dont nous citons quelques unes au tableau.

Degrés Beaufort	Vitesse du vent (m/s)	Vitesse du vent (km/h)	Description générale	Pression sur surface plane daN/m ²)
0	0 à 0.4	<1	Calme	
3	3.5 à 5.5	12 à 19	Petite brise	3.2 (5m/s)
4	5.5 à 8	20 à 28	Jolie brise	6.4 (7m/s)
6	11.4 à 13.9	39 à 49	Vent frais	22 (13m/s)
8	17.4 à 20.4	62 à 74	Coup de vent	52 (20m/s)
11	28.4 à 32.5	103 à 117	Violente tempête	117 (30m/s)
17	54.1 à 60	202 à 220	Cyclone	470 (60m/s)

Tableau 1.2 : Echelle Beaufort

II.5.2 Gisement national et mondial du vent

Même si des études ponctuelles sur les variations temporelles et spatiales de la vitesse du vent ont été publiées dès 1942, le premier atlas des ressources énergétiques éoliennes n'a été réalisé qu'en 1981 à Washington (USA), par le Pacific Northwest Laboratory [53]. En 1989, une équipe danoise de Riso Laboratory a publié l'Atlas Européen [53]. Les premiers travaux Algériens sur le potentiel éolien ont été publiés par M. Said M et A. Ibrahim en 1984 [53].

II.5.3 Variation temporelle de la vitesse moyenne du vent en Algérie

Pour connaître l'importance du vent en un point donné, il suffit de déterminer la vitesse moyenne arithmétique annuelle pondérée calculée sur un échantillon de 10 années minimum. Cette dernière donne un ordre de grandeur de la vitesse du vent sur un site donné. Par ailleurs, les vents varient différemment selon la saison, la journée et l'année.

La figure 1.5(a) montre la variation journalière moyenne de la vitesse pour les stations de Djelfa et Ain-Oussera [3]. Les figures 1.5(b), 1.5(c) présentent la différence majeure entre deux sites l'un à l'est et l'autre à l'ouest sur un mois et sur une année, l'énergie éolienne à Oran et très importante que Tébessa.

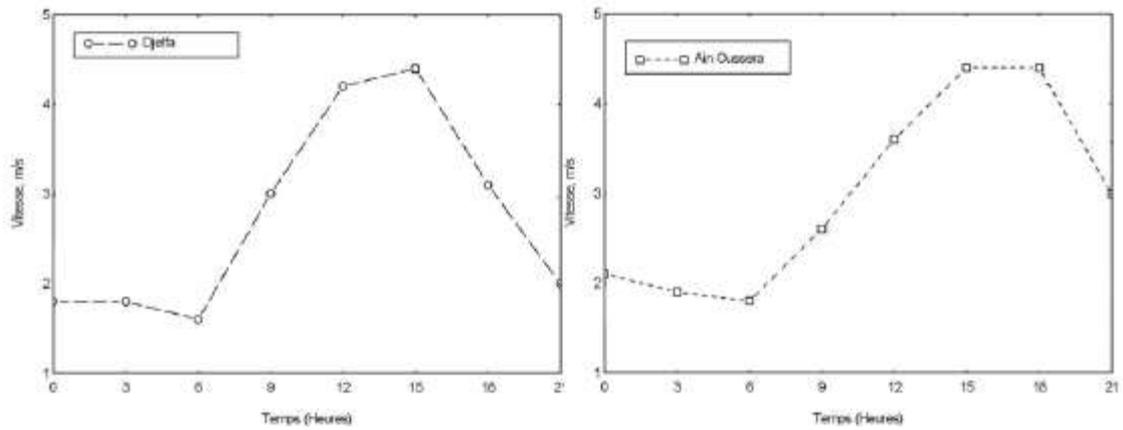


Figure 1.5(a) : Variation journalière de la vitesse moyenne du vent pour les sites de Djelfa et Ain Oussera

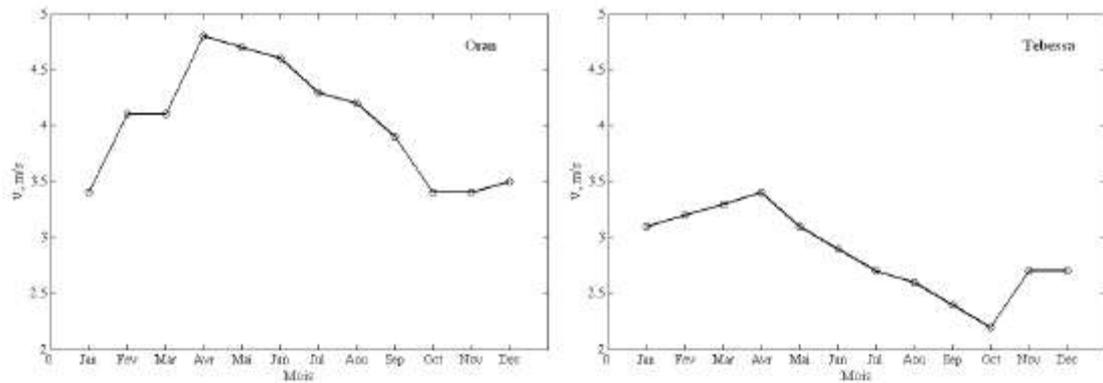


Figure 1.5(b) : Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa

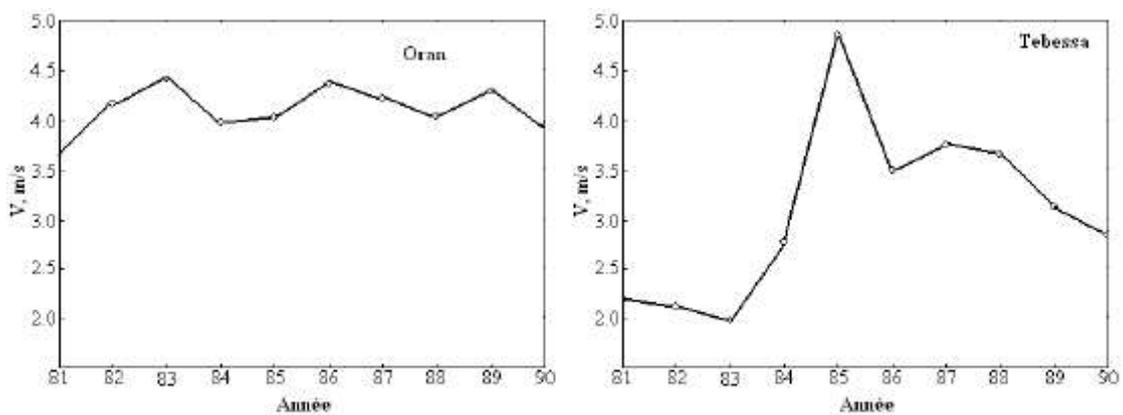


Figure 1.5(c) : Variation pluriannuelle de la vitesse moyenne du vent pour les sites d'Oran et Tébessa

II.5.4 Atlas de la vitesse du vent en Algérie

La figure 1.6 présente la carte de la vitesse moyenne du vent en Algérie, estimée à 10 m du sol. Les zones d'Adrar et de Tiaret représentent le meilleur site pour implanter des fermes éoliennes (la vitesse du vent est très importante et dépasse 6m/s). Comme on trouve en deuxième lieu les zones larges comme celles de Ain Salah, Ain amenasse et Ghardaïa [53].

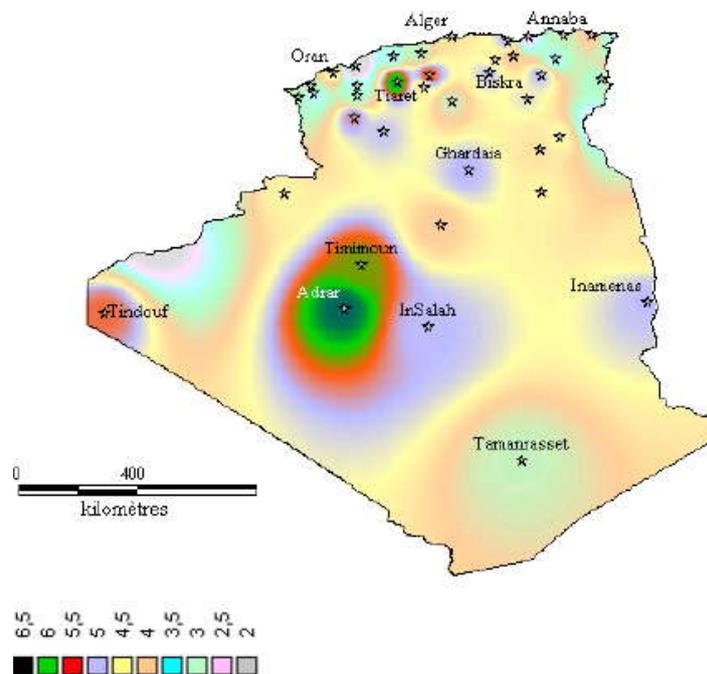


Figure 1.6 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10m du sol

II.5.5 Atlas Mondial

Une carte mondiale des vents vient d'être établie par des chercheurs de l'université de Stanford. C. Archer et M. Jacobson ont recueilli les données de 7500 stations météorologiques et de 500 ballons sondes afin de reconstituer une cartographie des vitesses des vents à 80 mètres du sol (soit au niveau des hélices des éoliennes).

L'objectif était d'identifier les meilleurs sites candidats pour la production d'énergie éolienne afin d'aider à mieux choisir les implantations de "fermes à vent". Une ancienne carte de 10 m sur le sol est dédiée sur la figure 1.7.

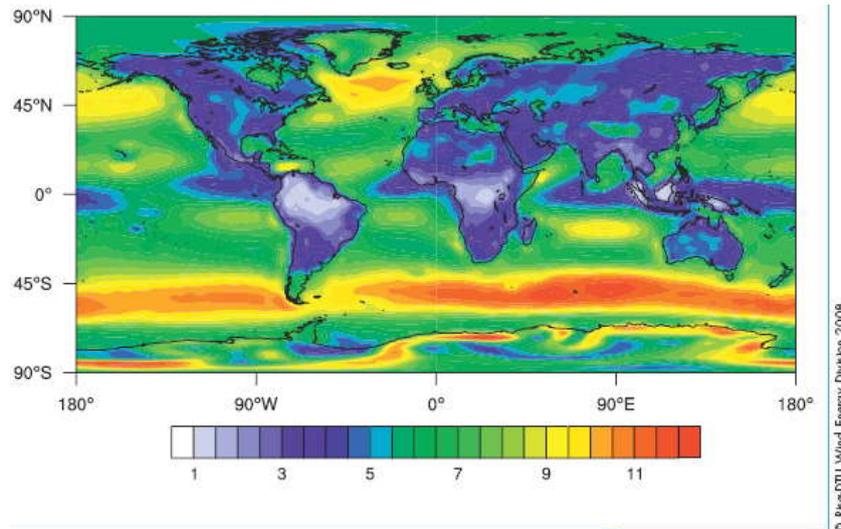


Figure 1.7 : Atlas mondiaux des moyennes annuelles de vitesses de vent (en m/s, à 10 m).

II.6 Types d'éoliennes

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

II.6.1 Les éoliennes à axe vertical

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



Figure 1.8 : Eoliennes à axe vertical

Les turbines à axe vertical présentent l'avantage majeur de ne pas être sensibles aux changements de direction du vent, et d'être beaucoup moins perturbées par les turbulences.

II.6.2 Les turbines à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent.

Elles sont constituées de plusieurs pales profilées d'une façon manière aérodynamique à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation [25].

II.6.3 Eoliennes rapides

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.

II.7 Classification des turbines éoliennes

Le tableau 1.3 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

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

Tableau 1.3 : classification des turbines éoliennes

II.8 Conversion de l'énergie éolienne

La fonction d'une turbine éolienne est de convertir le mouvement du vent en énergie de rotation qui peut être employée pour entraîner un générateur. Les turbines éoliennes capturent la puissance du vent au moyen des pales aérodynamiquement conçues et le convertissent en

puissance mécanique rotative. Actuellement, les turbines éoliennes les plus populaires sont les turbines à axe horizontale, où le nombre de pales est typiquement égal à trois [4, 6].

L'énergie cinétique du vent (la masse d'air m , la vitesse de vent v) est donnée par l'équation suivante:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.1)$$

Avec :

$$m = \rho v S \Delta t \quad (1.2)$$

(S est la surface couverte par la turbine et ρ représente la densité d'air)

La valeur standard pour la densité d'air aux conditions de référence (au niveau de la mer 101.325 Pa de pression et 15°C de température) est 1.225 kg/m³. La densité réelle dépend de l'humidité de l'air, de la température et la pression atmosphérique ; cependant, l'influence de l'humidité est très petite et est généralement négligée. Dans cette condition, la densité d'air peut être calculée à partir de loi des gaz parfaits :

$$\rho = \frac{P}{RT} (\text{kg} / \text{m}^3) \quad (1.3)$$

Où P est la pression atmosphérique en Pa ou en N/m^2 , R est la constante spécifique de l'air ($R=287$ J/kg.K), et T la température absolue de l'air en degré Kelvin.

Si la pression atmosphérique d'un site n'est pas disponible, la densité d'air peut être estimée en fonction de l'altitude du site z , et la température absolue comme [4, 6]:

$$\rho = \left(\frac{353.05}{T}\right) e^{-0.034\left(\frac{z}{T}\right)} (\text{kg} / \text{m}^3) \quad (1.4)$$

La puissance de vent, P_w a l'expression suivante :

$$P_w = \frac{d}{dt} E_c \Rightarrow P_w = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (1.5)$$

La puissance mécanique que la turbine extrait à partir du vent P_m est inférieure à P_w . C'est dû au fait que la vitesse de vent après la turbine ne soit pas zéro (l'air doit être porté après la turbine). Ainsi, le coefficient de puissance de la turbine C_p peut être défini par :

$$C_p = \frac{P_m}{P_w}; \quad C_p < 1 \quad (1.6)$$

La puissance récupérée est donnée par :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \quad (1.7)$$

Avec R est le rayon du rotor.

Le coefficient C_p est une fonction du rapport λ , aussi bien que l'angle d'inclinaison de pale (β). Dans une turbine de vent commandée par pitch contrôle, le coefficient λ est défini comme le rapport de la vitesse de bout des pales de la turbine à la vitesse du vent, il est donné par :

$$\lambda = \frac{Rw}{v} \quad (1.8)$$

Telle que w est la vitesse de rotation du rotor.

Le couple sur l'axe de la turbine éolienne peut être calculé à partir de la puissance :

$$T_m = \frac{P_m}{w} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{v^3}{w} C_p \quad (1.9)$$

Et qui peut être mis sous la forme :

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{v^2}{\lambda} C_p \quad (1.10)$$

On utilise généralement le coefficient du couple C_T défini par:

$$C_T = \frac{C_p}{\lambda} \quad (1.11)$$

Ceci donne :

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_T \quad (1.12)$$

Le choix de la représentation de la courbe C_p est basé sur sa simplicité ainsi que la bonne base pour la corrélation avec la courbe de puissance fournie.

II.9 Commande de la turbine éolienne

L'objectif d'un tel contrôle est de maximiser la puissance produite par l'éolienne lorsque la vitesse du vent est en dessous de sa valeur nominale. Lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, les pales seront commandées afin de limiter la puissance électrique à sa valeur nominale [4, 6].

Une courbe typique $C_p(\lambda)$ pour un angle β fixe est montrée dans la figure 1.8. Il peut y'avoir maximum pratique de puissance C_p maximum. Normalement, une turbine à vitesse variable de vent doit suivre le C_{pmax} pour capturer la puissance maximale.

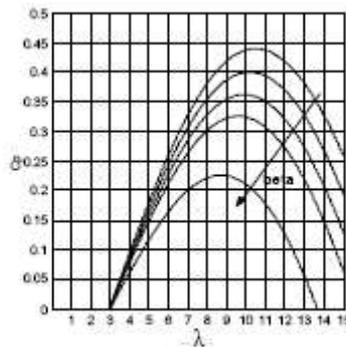


Figure 1.9: Courbe de C_p en fonction de λ

Une nouvelle méthode de MPPT pour conduire le point de fonctionnement au maximum d'énergie est détaillée dans [15]. A savoir par une opération cherchant d'extremum en utilisant la turbulence du vent comme signal de sondage au lieu des signaux sinusoïdaux. Le processus de modulation est naturellement réalisé au moyen de variations à haute fréquence (non-harmoniques) de la vitesse du vent.

Le contrôle automatique est essentiel pour le fonctionnement efficace et fiable des turbines éoliennes et est un sujet de la recherche intéressant. De nos jours, les turbines à vitesse variable deviennent plus communes que les turbines à vitesse constante [6, 7, 8].

La courbe de production d'énergie d'un système de conversion d'énergie éolienne peut être divisée en quatre domaines (figure 1.10) [25]:

- **Zone I** : La turbine ne tourne pas et le convertisseur est isolé.
- **Zone II** : La turbine peut seulement fonctionner à λ_{opt} dans cette zone. Un contrôleur est nécessaire dans la présente partie.
- **Zone III** : La production d'énergie de la turbine doit être limitée parce que le générateur est déjà à sa puissance maximale.
- **Zone IV** : la turbine est arrêtée pour éviter des dommages aux vitesses de fort vent. La conversion d'énergie doit être maximisée dans la zone II. En fait, deux contrôleurs différents sont demandés. Un pour la zone II, maximisation de la production d'énergie, et une pour la zone III, maintient la puissance produite constante à la puissance nominale.

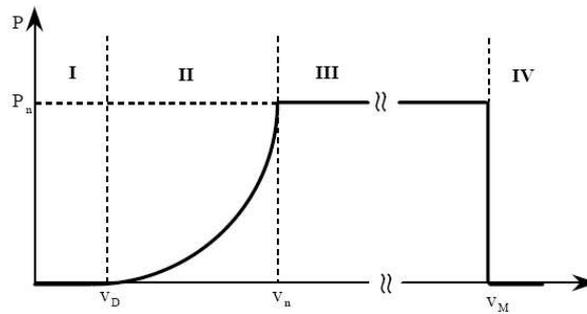


Figure 1.10 : Courbe typique de production d'énergie d'une turbine éolienne

II.10 Modélisation de l'éolienne

II.10.1 Inertie de la turbine éolienne

Lors d'une baisse de la fréquence du réseau, les centrales conventionnelles libèrent immédiatement l'énergie mécanique emmagasinée dans de leur masse tournante. L'énergie stockée dans cette masse tournante est donnée par [23]:

$$E = \frac{1}{2} J w_m^2 \quad (1.13)$$

Où J est l'inertie de la machine et w_m est la vitesse de rotation de la machine. Comme on utilise souvent la constante d'inertie H qui est définie par :

$$H = \frac{J w_m^2}{2S} \quad (1.14)$$

S est la puissance apparente nominale du générateur. La constante d'inertie a la dimension du temps, elle indique que le générateur peut fournir sa puissance nominale en utilisant seulement l'énergie stockée dans sa masse tournante. Les constantes typiques d'inertie pour les générateurs des grandes centrales conventionnelles sont dans la gamme de 2-9 s, selon le type de centrale dans lequel elles sont employées et la vitesse de rotation nominale. L'énergie cinétique d'une turbine éolienne comprend l'énergie cinétique des pales tournantes, de la boîte de vitesse et du générateur électrique. L'inertie des pales de la turbine sera beaucoup plus grande que celle du générateur électrique.

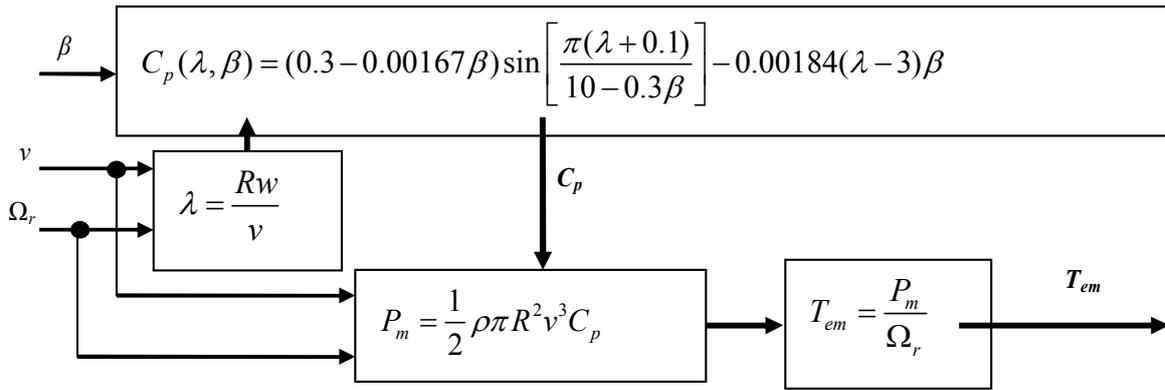


Figure 1.11 : modèle de la chaîne turbine éolienne - générateur

II.10.2 Modèle du multiplicateur (boîte de vitesse)

La boîte de vitesse (multiplicateur) permet de convertir la vitesse réduite des pales en une vitesse élevée nécessaire pour la machine électrique selon le rapport de multiplication de transmission (g_r) (figure 1.12). Cet élément définit le couple mécanique et la vitesse de rotation de la machine comme suit [4]:

$$\begin{cases} T_{aero} = g_r \cdot T_m \\ \Omega_m = g_r \cdot \Omega \\ g_r = R_1 / R_2 \end{cases} \tag{1.15}$$

Où Ω_m et T_m sont la vitesse et le couple mécanique de la machine.

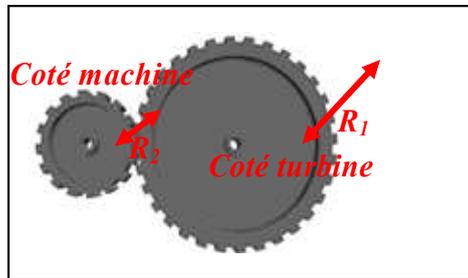


Figure 1.12 : Modèle du multiplicateur

La vitesse de rotation est calculée dans le dernier sous-ensemble en considérant la suite :

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_{em} - f \cdot \omega \tag{1.16}$$

J : Moment d'inertie de la turbine et de l'axe et du générateur

f : coefficient du frottement

T_{em} : Couple électromagnétique de la machine

Le modèle final de l'arbre est illustré par la figure 1.13 :

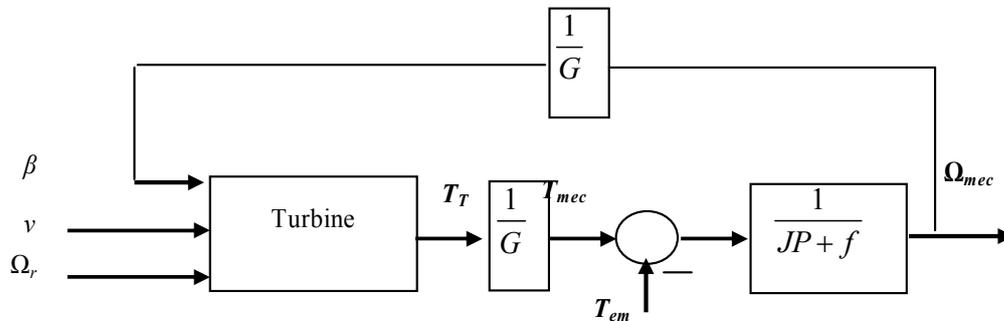


Figure 1.13 : Modèle de l'ensemble turbine éolienne - générateur

Avec :

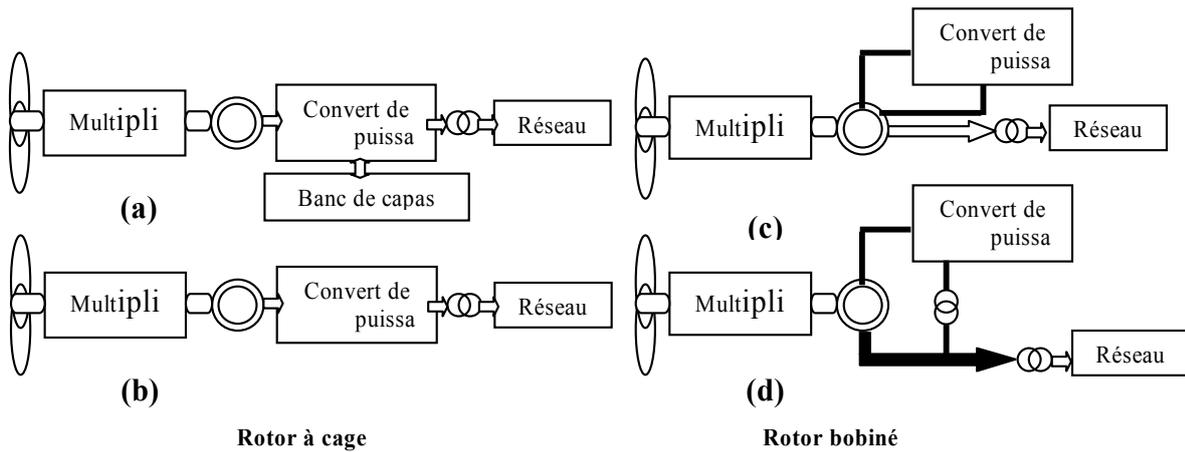
$$J = J_t + G^2 J_g \tag{1.17}$$

II.11 La conversion électromécanique

II.11.1 Conceptions et configurations des turbines éoliennes [29,48]

Les différentes configurations du générateur et des convertisseurs statiques associées à une turbine éolienne sont montrées dans la figure 1.14.

a. Concepts qui utilisent un générateur asynchrone



b. Concepts qui utilisent un générateur synchrone

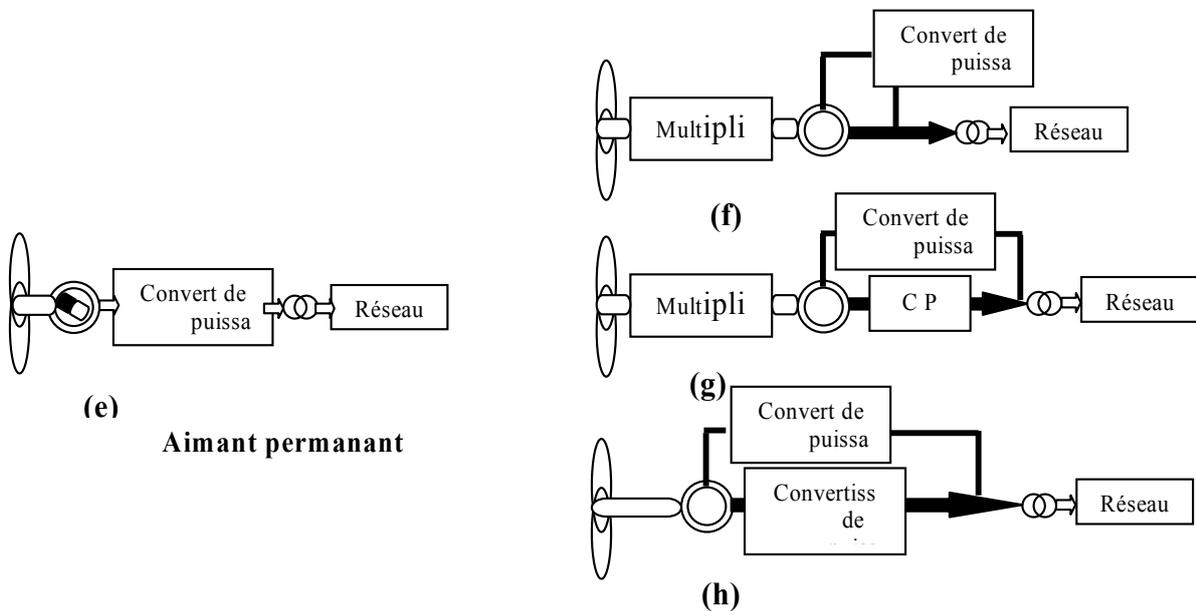


Figure 1.14 : Configurations standards de turbine éolienne à l'aide du générateur asynchrone (AG) et du générateur synchrone (SG). Selon la configuration particulière, le convertisseur de puissance de limite couvre différents types de composants électroniques de puissance comme : un démarreur mou (partie a), une résistance variable externe de rotor (partie c), un redresseur (partie e. stator relié ou partie f, g, h. rotor relié) et un convertisseur de fréquence (partie b, d, e, g et h).

II.11.2 Commentaires généraux sur les configurations dans la figure 1.14

A. Eolienne avec une machine asynchrone à cage

- a) C'est le concept conventionnel qui a été adopté par beaucoup de fabricants danois de turbines éoliennes pendant les années 1980 et 1990. La turbine éolienne à trois lames est couplée à un générateur à induction (rotor à cage) via un multiplicateur. Pendant les années 1980 ce concept a été prolongé avec un banc de condensateurs (pour la compensation de puissance réactive, La figure 1.14.a illustre une configuration à base d'une machine asynchrone à cage dont la vitesse est rendue variable grâce à un onduleur MLI et reliée à un bus continu. Ce dernier est relié au réseau alternatif par un second convertisseur MLI qui permet de contrôler les échanges de puissance active et réactive avec le réseau.
- b) Dans cette configuration, la batterie de condensateurs est remplacée par un convertisseur de fréquence dont la puissance est de 20 à 30% de la puissance nominale du générateur. Ce procédé est utilisé surtout pour la compensation de la puissance réactive quand la vitesse du vent excède la vitesse du vent de conception.

B. Eolienne avec une machine asynchrone à double alimentation

- Actuellement, la majorité des éoliennes installées de puissance supérieure à 1 MW utilise une machine asynchrone pilotée par le rotor. Les convertisseurs sont dimensionnés pour transiter la puissance rotorique qui représente environ 30% de la puissance nominale. C'est le principal intérêt de cette technologie. Un premier onduleur (MLI 2) et un bus continu intermédiaire permettent de compenser la puissance réactive générée par le circuit statorique (STATCOM). Un second onduleur permet de faire varier la vitesse de la turbine, et par là, même la puissance extraite en agissant sur les tensions aux bornes des circuits rotoriques.
- c) Cette configuration utilise un rotor bobiné. L'idée fondamentale de ce concept est d'agir sur la résistance du rotor en utilisant une résistance externe variable afin de commander le glissement sur une gamme de 10% et ceci à l'aide d'un convertisseur électronique de puissance (PE). Le glissement implique le contrôle de la puissance de sortie du générateur. (Wallace et Oliver, 1998) ont décrit un concept alternatif en utilisant les composants passifs au lieu d'un convertisseur de PE qui réalise également une gamme de

variation de glissement de 10%, cependant ce concept ne maintient pas toujours le glissement contrôlable [29].

- d) Une autre configuration des turbines éoliennes utilisant cette fois-ci un générateur à induction doublement alimenté. Un convertisseur de fréquence commande directement les courants dans les enroulements du rotor. Ceci permet la commande du rendement entier du générateur à l'aide d'un convertisseur de PE dont le dimensionnement est de 20 à 30% de la puissance nominale du générateur. L'introduction de ce concept est principalement motivée par deux raisons : une vaste plage de variation de la puissance par rapport la configuration (c) et moins cher comparé au concept de commande de puissance entière.

C. Eolienne avec une machine synchrone

Dans une machine synchrone classique utilisée en alternateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si l'alternateur est connecté au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface d'électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau (Fig 1.14) ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [25].

- e) Une application typique de la configuration de commande à pleine puissance est son utilisation comme source d'énergie pour les navires et les bateaux. Une turbine éolienne à deux ou trois lames sans engrenages employant une génératrice synchrone à aimants permanent (GSAP) (en général moins que 1kW) est utilisée pour le stockage de l'énergie dans des batteries par un redresseur. Cette configuration est également appliquée dans des turbines éoliennes alimentant les maisons individuelles ainsi que dans les systèmes hybrides, c-à-d les turbines éoliennes dont la puissance est plus grandes que 1kW et plus petit qu'approximativement 20kW. Un futur concept utilisant cette configuration a été suggéré en année 2000 par ABB, avec les caractéristiques suivantes: 3.5MW multipolaire

GSAP qui ainsi qu'un redresseur à diode produit 21kV cc. On lui propose de combiner cette configuration basée sur un réseau avec courant continu à haute tension HVDC.

- f) Cette configuration n'est pas largement répandue dans des turbines éoliennes. Elle est extérieurement excitée comme représenté sur la figure 1.14.f à l'aide d'un redresseur. L'utilisation restreinte de cette solution comparée à la précédente est due au besoin de circuit extérieur nécessaire à son excitation, le besoin de bagues collectrices et nécessite une turbine éolienne de construction particulière ce qui rend cette configuration moins attrayante.
- g) Cette configuration est également moins attrayante, celle-ci peut fonctionner à vitesse variable si le convertisseur de puissance coté réseau est un convertisseur de fréquence à quatre-quadrant.
- h) Dans cette configuration, une génératrice synchrone SG à enroulement multipolaire est employée. En principe, c'est pareil que la configuration précédente, mais en raison du générateur multipolaire aucune boîte de vitesse n'est nécessaire. Les compagnies de fabrication de turbines éoliennes Enercon et Lagerwey sont des exemples des fabricants utilisant cette configuration.

II.12 Stockage d'énergie électrique :

Le stockage d'énergie joue un rôle flexible et multifonctionnel dans le réseau d'alimentation d'énergie électrique, en assurant un management plus efficace des ressources disponibles. En combinaison avec les systèmes de production d'énergie électrique par la conversion des énergies renouvelables, les Systèmes de Stockage d'Énergie (SSE) peuvent augmenter la valeur de l'énergie électrique générée par les centrales éoliennes ou solaires, en fournissant de l'énergie pendant les périodes de pointe et en accumulant l'énergie pendant les périodes où la demande d'énergie est réduite. De plus, les SSE facilitent l'intégration des sources d'énergie renouvelable, comme les éoliennes et panneaux photovoltaïques [31].

II.12.1 Stockage d'énergie sous forme d'énergie potentielle de l'eau

Un tel système comporte deux grands réservoirs situés à des hauteurs différentes. L'eau est pompée du réservoir inférieur au réservoir supérieur, où elle est stockée. En fonction de la

demande, l'eau peut revenir au réservoir inférieur, mais en traversant une ou plusieurs turbines hydrauliques transformant l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique. Ensuite, des générateurs entraînés par les turbines transforment l'énergie mécanique en énergie électrique.

III. Conclusion

La production d'électricité par l'énergie renouvelable intéresse de plus en plus les pays afin de produire une énergie propre et durable.

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme les méthodes de description du gisement éolien, des exemples d'architectures, les génératrices utilisées, etc.

Nous avons abordé aussi les différentes architectures couramment utilisées dans les systèmes éoliens, ainsi que les différentes méthodes de commande et de contrôle employées pour améliorer leur efficacité énergétique.

Une étude permettant d'illustrer les principales méthodes pour contrôler la puissance aérodynamique recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée.

IV. Bibliographie

- [1] S. Ameziane, "*Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien*", mémoire de magister en électrotechnique, université de Batna, Algérie, 2009.
- [2] D. Bellala, "*Contribution à l'Optimisation des Systèmes de Conversion d'Energie. Application aux Systèmes Photovoltaïques*", mémoire de magister en électrotechnique, université de Batna, Algérie, 2009.
- [3] M. Nachida-Kasbadji, "*évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*", Thèse de doctorat, université de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [4] Nesmat Abu-Tabak, "*Stabilité dynamique des systèmes électriques multi-machines : modélisation, commande, observation et simulation*", thèse de doctorat soutenue à l'école centrale de Lyon, France, 2008.
- [5] S. Schulz, R. Doebbelin, A. Lindemann, "*Investigation of Coupling of EMC Disturbances in Doubly Fed Induction Generators*", PIERS Proceedings, Moscow, Russia, August 18-21, 2009.
- [6] Y. El Tous, "*Pitch Angle Control of Variable Speed Wind Turbine*", american journal of engineering and applied sciences, vol. 1(2), pp. 118-120, 2008.

- [7] J. Vergauwe, A. Martinez, “*Optimization of a Wind Turbine using Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)*”, international conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'09), Valencia (Spain), 15th to 17th April, 2009.
- [8] L. Gidwani, H. P. Tiwari, “*Wind Energy Integration In Electrical Power Grid: Simulation of Transient Fault Behaviour and Analysis*”, JEE volume
- [9] C. Lin, O. S. Yu, “*Challenges of wind farms connection to future power systems in Taiwan*”, elsevier, journal of renewable energy, vol. 34, pp. 1926-1930, 2009.
- [10] T. Tsoutsos, “*Visual impact evaluation of a wind park in a Greek island*”, elsevier, journal of applied energy, vol. 86(4), pp. 546-553, 2009.
- [11] J. Zoellner, “*Public acceptance of renewable energies: results from case studies in Germany*”, elsevier, journal of energy policy, vol. 36(11), pp. 4136–4141, 2008.
- [12] T.S. No, J. Kim, “*Modeling, control and simulation of dual rotor wind turbine generator system*”, elsevier, journal of renewable energy, pp. 1-9, 2009.
- [13] G. Tsourakis, B. M. Nomikos, “*Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability*”, elsevier, journal of electric power systems research EPSR, vol. 79, pp. 190-200, 2009.
- [14] T. Zhou, F. Bruno, “*Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system*”, elsevier, international journal of hydrogen energy, vol. 34, pp. 21-30, 2009.
- [15] I. Munteanu, A. Bratcu, “*Wind turbulence used as searching signal for MPPT in variable-speed wind energy conversion systems*”, elsevier, journal of renewable energy, vol. 34, pp. 322-327, 2009.
- [16] T. Brekken, “*A novel control scheme for a doubly-fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions*”, PhD Thesis, university of Minnesota, 2005.
- [17] J. Ricardo, H. De Battista, “*Hydrogen production from idle generation capacity of wind turbines*”, elsevier, international journal of hydrogen energy vol. 33, pp. 4291-4300, 2008.
- [18] M. Korpa, C. J. Greiner, “*Opportunities for hydrogen production in connection with wind power in weak grids*”, elsevier, journal of renewable energy, vol. 33, pp. 1199-1208, 2008.
- [19] L. Krichen, F. Bruno, “*A fuzzy logic supervisor for active and reactive power control of a fixed speed wind energy conversion system*”, elsevier, electric power systems research, vol. 78, pp. 418-424, 2008.
- [20] C. Jauch, M. Syed, “*Design of a wind turbine pitch angle controller for power system stabilization*”, elsevier, journal of renewable energy, vol. 32, pp. 2334-2349, 2007.
- [21] G. Strbac, A. Shakoor, “*Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems*”, elsevier, electric power systems research, vol. 77, pp. 1214-1227, 2007.
- [22] M. Martinsa, A. Perdana, “*Validation of fixed speed wind turbine dynamic models with measured data*” elsevier, journal of renewable energy vol. 32, pp. 1301–1310, 2007.
- [23] J. Morren, J. Pierik, “*Inertial response of variable speed wind turbines*”, elsevier, journal of electric power systems research, vol. 76, pp. 980–987, 2006.

- [24] L. Jiao, "Doubly-fed induction generator (DFIG) as a hybrid of asynchronous and synchronous machines", Elsevier, *Power Systems Research*, 2005, 76, (1-3), 33-37.
- [25] F. Poitiers, « *Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'utilisation de l'Energie Eolienne, Machine asynchrone à cage autonome ; Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau* », thèse de doctorat soutenue à l'université de Nantes, France, 2003.
- [26] C. Dubois, « *Le Guide de L'éolien, Techniques et Pratiques* », éditions Eyrolles, 2009.
- [27] R. Goño, S. Rusek, « *Wind Turbine Cylinders with Spiral Fins* »
- [28] J. Cruz, « *Ocean Wave Energy – Current Status and Future Perspectives, Berlin, Heidelberg* », Springer-Verlag, pp. 93-94, 2008.
- [29] L. H. Hansen, L. Helle, « *Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines* » Risø-R-1205(EN); Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark December 2001.
- [30] J. Matevosyan, « *Wind Power Integration in Power Systems with Transmission Bottlenecks* », thèse de doctorat soutenue à l'institut royal de technologie Stockholm 2006.
- [31] G. Cimuca, « *Système Inertiel De Stockage D'énergie Associe A Des Générateurs Eoliens* », thèse de doctorat soutenue à l'école nationale supérieure d'arts et métiers, Centre de Lille, 2005.
- [32] « *L'éolien, énergie du futur* » ENSIL, 16 janvier 2008, ENERGIE 21 Centre France SARL ESTER Technopôle.
- [33] F. Kreith, D. Goswami, « *Handbook of energy efficiency and Renewable Energy* », Taylor & Francis Group, 2007.
- [34] L. Grigsby, L. Frontmatter, « *The Electric Power Engineering Handbook* », CRC Press LLC, 2001.
- [35] « *Wind Energy Siting Handbook* », American wind energy association, February 2008.
- [36] F. D. Bianchi, H. De Battista, « *Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design* », Advances in industrial control, Springer-Verlag, London limited edition 2007.
- [37] J. G. Slootweg, « *Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics* », Ter Verkrijging Van De Graad Van Doctor Aan De Technische Universiteit Delft; Netherlands, December 2003.
- [38] G. M. Masters, « *Renewable and Efficient Electric Power Systems* », John Wiley & Sons 2004.
- [39] « *Office of Wind and Hydropower Technologies Wind Energy Program* », 2008 Merit review report, June 2008.
- [40] T. Ackermann, « *Wind Power in Power Systems* », John Wiley & Sons 2005.
- [41] D. Gary, L. Johnson, « *Wind Energy Systems* », Textbook Manhattan Kansas State University, October 2006.
- [42] J. D. Anderson, « *Fundamentals of Aerodynamics* », Third Edition, McGraw-Hill Series in Aeronautical and Aerospace Engineering 2001.
- [43] « *Wind Energy Teacher's guide* », American wind energy association, U.S Department of Energy 2003.

- [44] A. M. Derdowski, «*Wind Turbine optimized for VSC-DC transmission*», technical university of Denmark, June 2008.
- [45] E. Muljadi, C.P. Butterfield, «*Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation*», IEEE Industry Applications Society, Annual Meeting, Phoenix, Arizona October 3-7, 1999.
- [46] T. Petru, «*Modeling of Wind Turbines for Power System Studies*», Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers university of technology Goteborg, Sweden 2003.
- [47] J. M. Jonkman, «*Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST_AD*», technical report, national renewable energy laboratory, Golden, Colorado, December 2003.
- [48] H. Camblong, «*Minimisation de l'Impact des Perturbations d'Origine Eolienne Dans la Génération d'Electricité par des Aérogénérateurs à Vitesse Variable*», thèse de doctorat en Automatique soutenue à l'école nationale supérieure d'arts et métiers, centre de Bordeaux, décembre 2003.
- [49] H. Stiesdal, «*The Wind Turbine Components and Operation*», BONUS-INFO Newsletter, autumn, 1999, Denmark.
- [50] T. Wildi, G. Sybille, «*ÉLECTROTECHNIQUE*», 4^{ème} édition, De Boeck et Larcier s.a, Bruxelles, 2005.
- [51] B. Malinga, «*Modeling and Control of a Wind Turbine as a Distributed Resource in an Electric Power System*», masters of science in mechanical engineering, college of engineering and mineral resources at west Virginia university, Morgantown, 2001.
- [52] B. Multon, «*L'énergie sur la terre : analyse des ressources et de la consommation. La place de l'énergie électrique.*», Revue 3EI septembre, 1998.
- [53] M. Said, A. Ibrahim, «*Energy in the Arab World. Energy* », N° 9-3, pp. 217-38, 1984.

CHAPITRE II

*Les perturbations électriques et solutions
de dépollution des systèmes électriques*

SOMMAIRE DU CHAPITRE II

I.	Introduction	31
II.	Réglementations	32
III.	Effets harmoniques	34
	III.1 Effets instantanés	34
	III.2 Effets à terme dus aux échauffements	34
IV.	Taux de distorsion	35
	IV.1 Le taux individuel de distorsion	35
	IV.2 Le taux global de distorsion	35
	IV.3 Le facteur de puissance	36
V.	Moyens de Réduction des perturbations harmoniques	36
	V.1 Filtrage passif	36
	V.2 Montage dédocphasé	37
	V.3 Les filtres actifs	39
VI.	Puissances instantanées dans le plan dqo	40
VII.	Commande du filtre actif	43
	VII.1 Commande du filtre actif par hystérésis	43
	VII.1.1 Génération des signaux de contrôle par hystérésis	43
	VII.1.2 Résultats de simulation	44
	VII.2.1 Commande du filtre actif par la MLI intersective	47
	VII.2.2 Résultats de simulation et discussion	48
VIII.	Conclusion	50
IX.	Bibliographies	50

I. Introduction

L'énergie électrique est généralement distribuée sous la forme de trois tensions constituant un système sinusoïdal triphasé. Habituellement, les systèmes électriques génèrent, transportent, et distribuent la puissance à une fréquence fixe telle que 50 ou 60 hertz tout en maintenant une tension raisonnablement constante sur la borne de connexion du consommateur. Le consommateur utilise beaucoup et différents produits électroniques ou électriques qui consomment l'énergie sous forme de C.C ou de A.C qui convertit le nouvel AC sous la forme exigée. Un des paramètres de ces systèmes est la forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. Les paramètres caractéristiques d'un tel système sont les suivants [18, 26, 27] :

- *la fréquence,*
- *l'amplitude des trois tensions,*
- *la forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde,*
- *la symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leur déphasage relatif.*

L'utilisation des convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique a considérablement contribué à améliorer les performances et l'efficacité de ces systèmes. En revanche, ils ont participé à détériorer la qualité du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes consomment des courants non-sinusoidaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale : ils se comportent comme des générateurs de courants harmoniques [18].

Ces harmoniques se propagent de la charge vers le réseau et engendrent des chutes de tension harmonique qui s'ajoutent à la composante fondamentale de la tension délivrée par le réseau. Ce qui résulte en une tension affectée d'un contenu harmonique et qui pourrait causer de sérieux problèmes de compatibilité électromagnétique et la déformation de qualité de puissance est devenue un problème sérieux dans les systèmes de puissance électrique [20].

La correction de la forme d'onde est devenue donc plus que nécessaire si la déformation dépasse certaines limites, souvent atteintes dans les réseaux possédant des sources de perturbations [27].

Dans ce but, ce chapitre est une contribution à une meilleure connaissance des problèmes d'harmoniques, de leurs causes, et des solutions les plus couramment pratiquées. Différentes topologies des filtres actifs, leurs applications, les configurations, les méthodes de contrôle, et les issues de stabilité sont également discutées en ce chapitre.

Les filtres actifs ont été connus comme un outil efficace pour la réduction harmonique aussi bien que la compensation de puissance réactive, l'équilibrage de charge, régulation de tension, et la compensation de clignotement de tension "flicker" et sont à ce jour les solutions avancées de dépollution les plus adéquats tant au niveau de la production que de la distribution. Leur réponse est instantanée et ils s'adaptent automatiquement aux évolutions des perturbations introduites par les charges du réseau électrique.

II. Réglementations

Divers agences nationales et internationales ont proposé des normes et des directives sur l'injection des courants harmoniques au système pour maintenir une bonne qualité de puissance. Les deux principaux organismes qui ont établi de telles normes sont la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) et l'IEEE. Les normes qu'ils ont établies sont, de façon respective, la série CEI 61000 et l'IEEE Standard 519 [20] :

Le IEC 555-2, préparé par la Commission Internationale d'Electrotechnique, et admis par les comités nationaux des pays suivants: L'Autriche, l'Australie, la Belgique, le Canada, l'Egypte, la Finlande, la France, l'Allemagne, la Hongrie, l'Irlande, le Japon, la Corée (République), les Hollandes, la Norvège, la Pologne, la Roumanie, l'Afrique du Sud (République), la Suisse, la Turquie, et le Royaume-Uni. Le CEI 555-2 fournit des limites de courants harmoniques pour tout équipement électrique et électronique ayant un courant d'entrée jusqu'à 16 A, prévues pour être relié aux systèmes publics de distribution de fréquence nominale 50 ou 60 hertz. Les tensions couvertes sont 220-240 V en monophasé, et de 380-415 V en triphasé. Les équipements sont classifiés en quatre groupes : "classe A pour les équipements triphasé équilibrés et toute autre chose qui ne s'adaptent pas dans un autre groupe; classe B pour les outils portatifs; classe C, pour l'équipement d'éclairage et classe D pour l'équipement ayant un courant d'entrée avec une forme d'onde spéciale." (IEC Standard Publication 555-2 1982). Les limites harmoniques sont définies en valeurs absolues indépendamment de la puissance l'équipement estimé. Le tableau 2.1 donne le courant

harmonique maximal admissible en ampères dans ces quatre groupes selon le CEI 555-2. Les mêmes limites sont montrées dans un diagramme à barres sur la figure 2.1 [18, 26, 27].

	<i>Harmoniques Impairs</i>							<i>Harmoniques Pairs</i>			
Ordre d'harmoniques	3	5	7	9	11	13	15<n<39	2	4	6	8<n<40
Courant harmonique admissible maximal (A)	2.30	1.14	0.77	0.40	0.33	0.21	0.15*15/n	1.08	0.43	0.30	0.23*8/n

Tableau 2.1 Limites des courants harmoniques accordées par la IEC 555-2

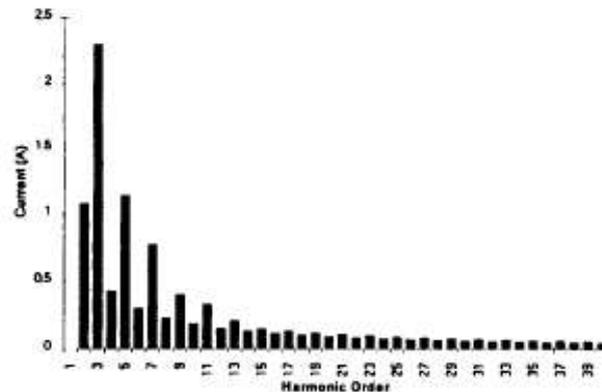


Figure 2.1 limite des courants harmoniques accordés par l'IEC 555-2

La norme EN 60555-2 fixe la limitation des perturbations dans les réseaux électrique provoqués par les appareils domestiques et semblables appareils équipés par des dispositifs électroniques. C'est en fait une adoption de la norme du CEI 555-2 aux pays membres de CENELEC, et sera la même pour tous les pays dans l'union européenne.

Deux sociétés de l'IEEE travaillent dans des domaines liés à la qualité de l'énergie, IAS (Industrial Applications Society) et PES (Power Engineering Society). Leurs activités de normalisation sont gérées par le comité SCC-22 (Standards Coordinating Committee on Power Quality). Les deux normes de qualité principales de l'IEEE sont :

- IEEE Standard 519-1992, "IEEE a recommandé des entraînements et des exigences pour le contrôle d'harmoniques dans les systèmes électriques de puissance ".

- IEEE 1159-1995, cette norme réalise un bilan exhaustif et donne une définition de tous les phénomènes électromagnétiques qui ont lieu dans un réseau en fonction de leur contenu spectral, leur durée et leur amplitude [27].

III. Effets des harmoniques

Les tensions et les courants harmoniques superposés à l'onde fondamentale conjuguent leurs effets sur les appareils et équipements utilisés. Ces grandeurs harmoniques ont des effets différents selon les récepteurs rencontrés [25]:

III.1 Effets instantanés

Sur les systèmes électroniques, les tensions harmoniques peuvent perturber les dispositifs de régulation. Elles peuvent influencer les conditions de commutation des thyristors lorsqu'elles déplacent le passage à zéro de la tension (CEI 60146-2).

Les compteurs d'énergie à induction présentent des erreurs supplémentaires en présence d'harmoniques : par exemple un compteur classe 2 donnera une erreur supplémentaire de 0,3% avec un taux de 5 % d'harmonique 5 sur le courant et la tension.

Les récepteurs de télécommande centralisée à fréquence musicale utilisés par les distributeurs d'énergie peuvent être perturbés par des tensions harmoniques de fréquence voisine de celle utilisée par le système. Nous évoquerons plus loin d'autres causes de perturbation de ces relais liées aux impédances harmoniques de réseau [27].

III.2 Effets à terme dus aux échauffements

Provoquent des échauffements supplémentaires notamment dans les lignes, les transformateurs et les batteries de condensateurs, causent des vibrations et des bruits dans les matériels électromagnétiques, peuvent perturber les liaisons et les équipements "courant faible".

Les ponts de diodes sont les plus présents sur les applications de puissance car ils sont sans commande et ont une durée de vie importante et un coût d'achat beaucoup plus faible que des solutions plus évoluées. Il existe aussi d'autre type de charge comme par exemple les fours à arc ayant un contenu spectral très imprévisible. A plus petite échelle, on trouve toutes

les grandes industries tertiaires : les hôpitaux qui consomment des courants harmoniques par le biais des éclairages, des alimentations à découpage d'ordinateurs [25, 26, 27].

IV. Taux de distorsion

Le mathématicien et physicien français Joseph Fourier a montré que tout signal périodique distordu pouvait être représenté par une somme de signaux sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale (dans le cas présent 50 Hz) : ces signaux sont appelés des harmoniques. Toute fonction périodique peut être représentée par une série de Fourier de la forme :

$$y(t) = Y_0 + \sum_{h=1}^{\infty} Y_h \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(h\omega t - \varphi_h) \quad (2.1)$$

φ_h : phase de la composante h lorsque $t=0$. Y_h : la valeur efficace de la composante de rang h .

Y_0 : amplitude de la composante continue généralement nulle en régime permanent [27].

IV.1 Le taux Individuel de distorsion

Il donne une mesure de l'importance de chaque harmonique par rapport au fondamental.

Le taux individuel est le rapport de la valeur efficace de l'amplitude de l'harmonique de rang n à celle du fondamental.

$$D (\%) = \frac{Y_h}{Y_1} \cdot 100 \quad (2.2)$$

IV.2 Le taux Global de distorsion

Il donne une mesure de l'influence thermique de l'ensemble des harmoniques ; c'est le rapport de la valeur efficace des harmoniques à celle de la valeur efficace,

$$THD (\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} Y_h^2}}{Y_1} \quad (2.3)$$

IV.3 Le facteur de puissance

Normalement, pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S . Les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport et les appareils de contrôle et de mesure sont dimensionnés pour la tension et le courant nominaux. Une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation de ces équipements.

Dans le cas où il y a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D) donnée par la relation (2.4), apparaît comme le montre le diagramme de Fresnel de la Figure 2.2 [18].

$$S_{trms} = U_{trms} I_{trms} = \sqrt{(S^2 + dP^2)} = \sqrt{(P^2 + Q^2 + dP^2)} \quad (2.4)$$

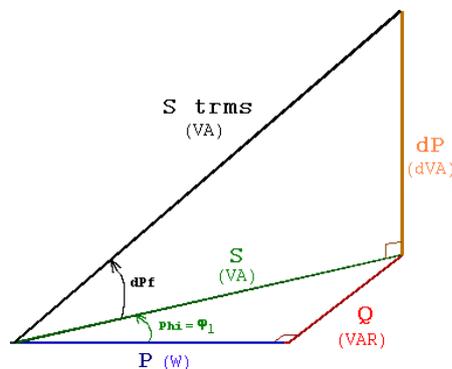


Figure 2.2 puissance déformante

V. Moyens de Réduction des perturbations harmoniques

Il existe quelques méthodes permettant de minimiser la pollution harmonique provoquée par ces convertisseurs. Parmi les plus populaires et les plus efficaces, on retrouve le filtrage. Il existe deux voies pour le filtrage de la pollution harmonique, soit le filtrage passif et le filtrage actif. C'est cette dernière qui fera l'objet du présent chapitre.

V.1 Filtrage passif

Le principe consiste à insérer en amont de la charge un ou plusieurs circuits accordés sur les harmoniques à rejeter. Ainsi, pour filtrer un courant à une fréquence particulière, un filtre résonant série est placé en parallèle sur le réseau (figure 2.3a). Cependant, ce type de filtre est

très sélectif. Aussi, pour atténuer toute une bande de fréquences, un filtre passe-haut du second ordre (figure 2.3b) est préférable. Le dimensionnement de ces filtres dépend des harmoniques à éliminer, des performances exigées, de la structure du réseau et de la nature des récepteurs. Il est en général plus aisé et moins coûteux de rejeter par cette technique les harmoniques de rang élevé que celles de rang faible [18, 25].

Le filtrage reste une technique délicate. En effet, les variations de l'impédance du réseau peuvent détériorer les performances du filtre. De plus, le réseau peut former un système résonnant avec le filtre et les fréquences voisines de la fréquence de résonance sont amplifiées

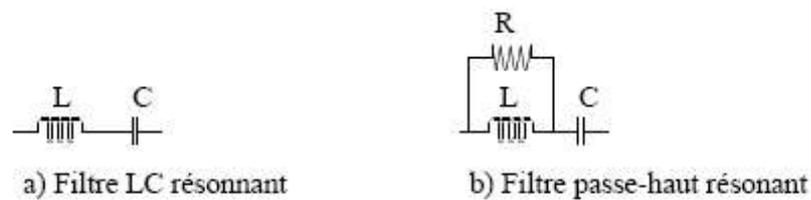


Figure 2.3 : Filtre passif

V.2 Montage dodécaphasé

Des solutions bien particulières comme le montage dodécaphasé (Figure 2.4) sont spécialement conçues pour réduire les harmoniques générés par les ponts redresseurs hexaphasés [27].

La décomposition en série de Fourier d'un courant généré par un redresseur hexaphasés est :

$$I_1(t) = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} [\sin(\omega t - \alpha_1) - \frac{1}{5} \sin[5(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{7} \sin[7(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{11} \sin[11(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{13} \sin[13(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{17} \sin[17(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{19} \sin[19(\omega t - \alpha_1)]] \quad (2.7)$$

Avec α l'angle de l'amorçage des thyristors.

Pour le montage dodécaphasé, les courants aux primaires des transformateurs peuvent être déterminés suivant leurs couplages. On a pour le courant de la première phase du transformateur Y/Y [27, 25] :

$$I_{YY}(t) = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi K_1} [\sin(\omega t - \alpha_1) - \frac{1}{5} \sin[5(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{7} \sin[7(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{11} \sin[11(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{13} \sin[13(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{17} \sin[17(\omega t - \alpha_1)] - \frac{1}{19} \sin[19(\omega t - \alpha_1) + \dots] \quad (2.8)$$

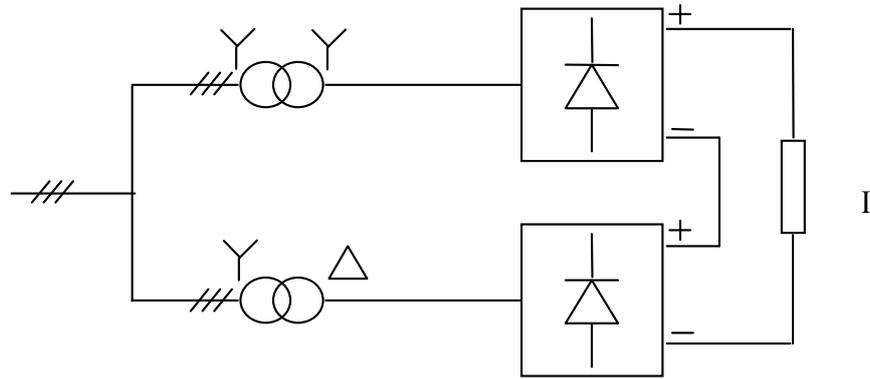


Figure 2.4 : Schéma simplifié d'un montage dodécaphasé série

Et pour celui du transformateur Y/Δ :

$$I_{Y\Delta}(t) = \frac{2I_d}{\pi K_2} [\sin(\omega t - \alpha_1) + \frac{1}{5} \sin[5(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{7} \sin[7(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{11} \sin[11(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{13} \sin[13(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{17} \sin[17(\omega t - \alpha_1)] + \frac{1}{19} \sin[19(\omega t - \alpha_1) + \dots] \quad (2.9)$$

Où K_1 et K_2 sont respectivement les rapports de transformation interne des transformateurs Y/Y et Y/Δ. Afin d'obtenir des tensions de même amplitude aux entrées des redresseurs, l'égalité ci-dessous doit être respectée:

$$K_2 = \frac{K_1}{\sqrt{3}} \quad (2.10)$$

Le courant total absorbé au réseau est la somme des courants primaires des deux transformateurs et est donné dans ce cas par :

$$I_1(t) = \frac{4\sqrt{3}I_d}{\pi K_1} [\sin[(wt - \alpha_1)] + \frac{1}{11} \sin[11(wt - \alpha_1)] + \frac{1}{13} \sin[13(wt - \alpha_1)] + \frac{1}{23} \sin[23(wt - \alpha_1)] + \frac{1}{25} \sin[25(wt - \alpha_1)] \dots] \quad (2.11)$$

Ce courant contient donc uniquement les courants harmoniques de rangs $12k \pm 1$ avec k entier, inversement aux courants du redresseur hexaphasés qui comportent les rangs $6k \pm 1$.

V.3 Les filtres actifs

Les inconvénients inhérents aux filtres passifs (non adaptabilité aux variations de la charge et du réseau, phénomène de résonance) ont conduit à concevoir une nouvelle structure de filtres appelés filtres actifs. Le filtre actif est connecté en série ou en parallèle suivant qu'il est conçu respectivement pour compenser les tensions ou les courants harmoniques.

En injectant un courant en opposition de phase avec les harmoniques de la charge (courants perturbateurs), le filtre actif permet d'améliorer la qualité de l'énergie électrique et répond ainsi à cette problématique [2].

Il existe plusieurs topologies de filtres actifs selon les critères de performance recherchés. Les filtres actifs peuvent être en série [18, 27], en parallèle [23,24] ou hybride, c'est-à-dire, l'association d'un filtre actif et d'un filtre passif [18, 26]. Il existe également l'association d'un filtre actif série et d'un filtre actif parallèle qui se nomme : conditionneur universel de la qualité d'onde [25]. Le filtre peut être à structure de courant ou à structure de tension selon le type d'élément lui servant de source d'énergie.

Une nouvelle configuration pour le convertisseur de puissance d'un filtre hybride triphasé est détaillée dans [9]. Ce convertisseur de puissance utilise seulement une structure de pont en

deux-bras et un condensateur. Le filtre hybride de puissance est configuré par le convertisseur de puissance proposé en série lié à un ensemble de filtres passifs (figure 2.5).

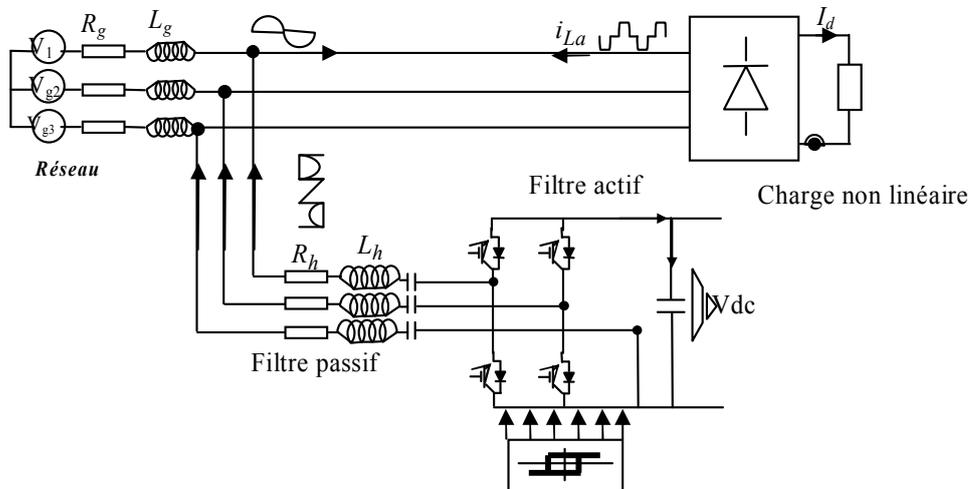


Figure 2.6: Configuration du filtre hybride de puissance à l'aide du convertisseur de puissance proposé.

Pour identifier les déformations harmoniques, une nouvelle formulation de la théorie des puissances instantanées est introduite. L'objectif est d'améliorer la compensation des harmoniques et du déséquilibre. L'approche proposée dans [7] est fondée sur les réseaux neurologiques artificiels (RNA) pour calculer les composantes directe, inverse et homopolaire des tensions et des courants d'un système triphasé. D'ailleurs, les RNA sont employés pour apprendre une décomposition originale d'un signal triphasé. Ce signal de la tension ou du courant est converti en espaces $\alpha\beta$ et dq respectivement la transformé de Concordia et de Park. L'espace dq autorise à décomposer le signal dans les expressions linéaires et séparer les composantes AC des composantes DC.

VI. Puissances instantanées dans le plan dqo [4]

Plusieurs méthodes permettant l'identification des composantes harmoniques du courant à partir du calcul des puissances harmoniques. D'autres méthodes basées sur la soustraction de la partie active du courant fondamental du courant total peuvent être utilisées dans le cas où l'objectif du filtre actif est la compensation à la fois de l'énergie réactive et des harmoniques (figure 2.7). Dans notre travail, on a choisi de mettre en application la méthode des puissances instantanées sous forme analogique vu sa rapidité [4,7].

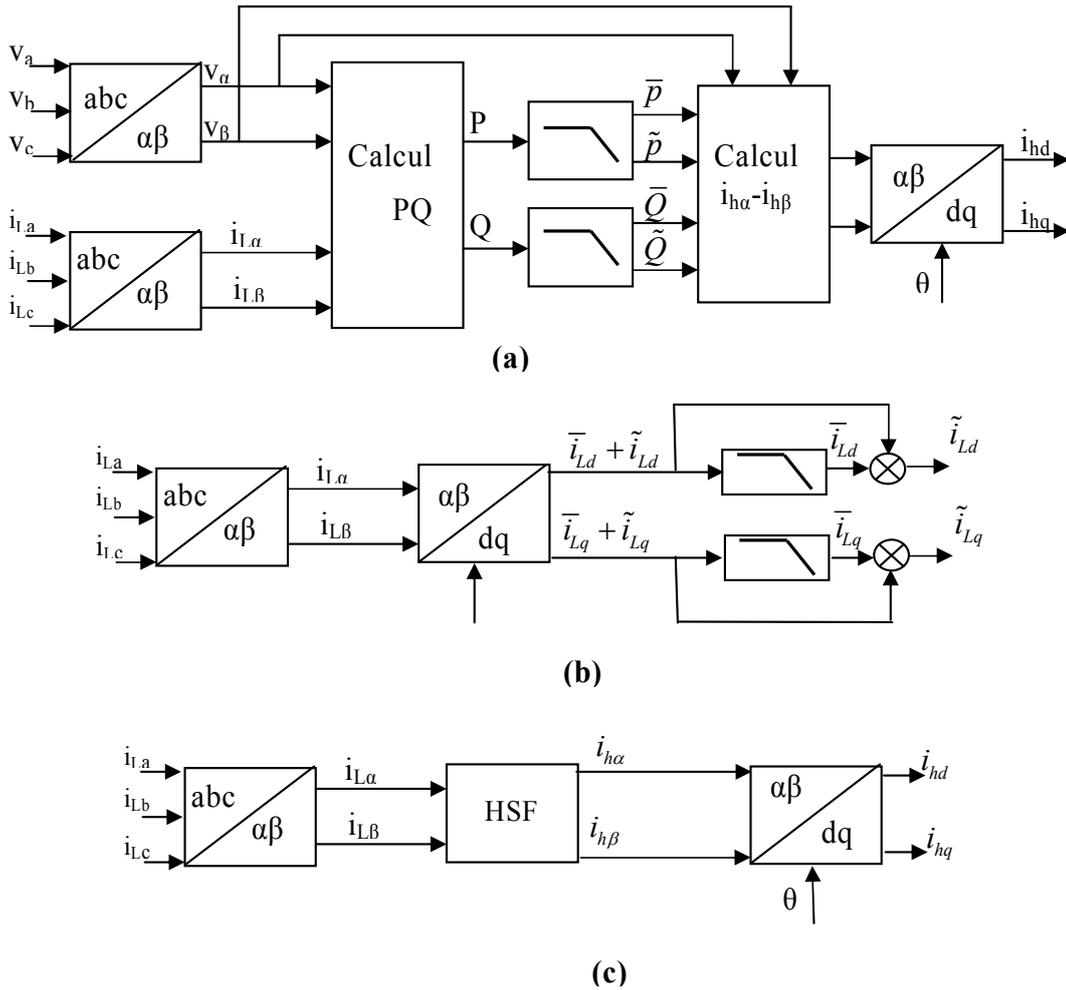


Figure 2.7 : Détection d'harmoniques dans un domaine temporel a) puissance instantanée b) plan synchrone fondamental dq c) méthode de détection basé sur HSF

Les tensions et les courants dans le plan dq0 peuvent être obtenues à partir du référentiel d'axe ABC par la transformation de Clark, soit :

$$\begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 1 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

La puissance instantanée est donnée par :

$$p = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (2.13)$$

$$q = \frac{3}{2}(v_d i_q - v_q i_d) \quad (2.14)$$

$$p_o = 3v_o i_o \quad (2.15)$$

En outre nous avons :

$$p_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q + 2v_o i_o) = p + p_o \quad (2.16)$$

$$q_{3\phi} = \frac{3}{2}(v_d i_q - v_q i_d) = -\frac{1}{\sqrt{3}}[(v_a - v_b)i_c + (v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b] \quad (2.17)$$

Nous pouvons réécrire l'équation ci-dessus comme :

$$\begin{bmatrix} p \\ q \\ p_o \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_q & v_d & 0 \\ v_d & -v_q & 0 \\ 0 & 0 & 2v_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i_o \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

L'un des avantages de l'équation (2.14) est que nous pouvons compenser p , q et p_o individuellement. Si nous voulons compenser $0 \sim p, q, p$ puis :

$$\begin{bmatrix} i_{cq} \\ i_{cd} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} v_q & v_d \\ v_d & -v_q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -\tilde{p} - p_o \\ -q \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Avec la transformation inverse de Clark, nous pouvons trouver les courants de référence pour le filtre actif :

$$\begin{bmatrix} i_{ca} \\ i_{cb} \\ i_{cc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{cq} \\ i_{cd} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

VII. Commande du filtre actif

Pour les méthodes de contrôle dans le domaine temporel, la plus connue de ces stratégies est sans doute la méthode des puissances instantanées. D'autres méthodes sont aussi utilisées comme le référentiel synchrone $d-q$ [18], le contrôle par le flux de base [25], le filtre de Notch [25], le contrôle PI [25], le contrôle par mode de glissement [4] et bien d'autres encore [24, 25, 27]. Le grand avantage des méthodes temporelles est leurs grandes rapidités de correction.

D'autres méthodes d'optimisation et d'estimation peuvent également être utilisées comme celle du filtre de Kalman [4, 5]. Cependant, à l'heure actuelle, les principaux développements portent sur des méthodes non classiques basées sur la théorie des réseaux de neurones artificielles et de la logique floue. Ces algorithmes de commande sont parfois utilisés en combinaison avec les méthodes déjà citées plus haut dans le but de les rendre plus performantes, alors que d'autres fois, elles forment la partie commande en entier.

Une autre étape importante est celle de la génération des signaux de contrôle des semi-conducteurs de l'onduleur du filtre actif. Une grande variété d'approches comme celles de l'hystérésis, la modulation en largeur d'impulsion (MLI), la modulation vectorielle dans l'espace (MLI vectorielle), etc.

VII.1 Commande du filtre actif par hystérésis

VII.1.1 Génération des signaux de contrôle par hystérésis

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste principalement à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation [25, 27].

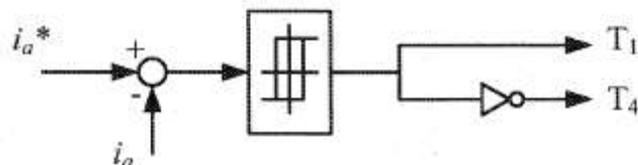


Figure 2.8 : Principe de contrôle du courant par hystérésis

Ce type de commande est robuste et facile à mettre en œuvre. Elle possède un bon temps de réponse en régime dynamique, une bonne stabilité et une bonne précision. Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis qui détermine l'erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que cette dernière reste inconnue [27].

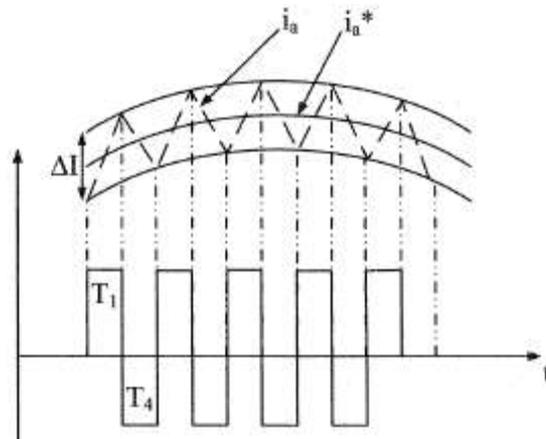


Figure 2.9 : Commande des interrupteurs par hystérésis

Une autre commande avancée propose une amélioration importante de la technique de commande de la bande d'hystérésis de courant (HBCC) pour le filtre actif triphasé shunt de (APF) pour éliminer des harmoniques et pour compenser la puissance réactive développée par le redresseur triphasé. Dans cette technique, une prévision simple et rapide de la bande d'hystérésis est ajoutée à la commande (PLL) pour assurer une fréquence de commutation constante et la synchronisation des impulsions de modulation indépendamment sur des paramètres de système [6].

VII.1.2 Résultats de Simulation

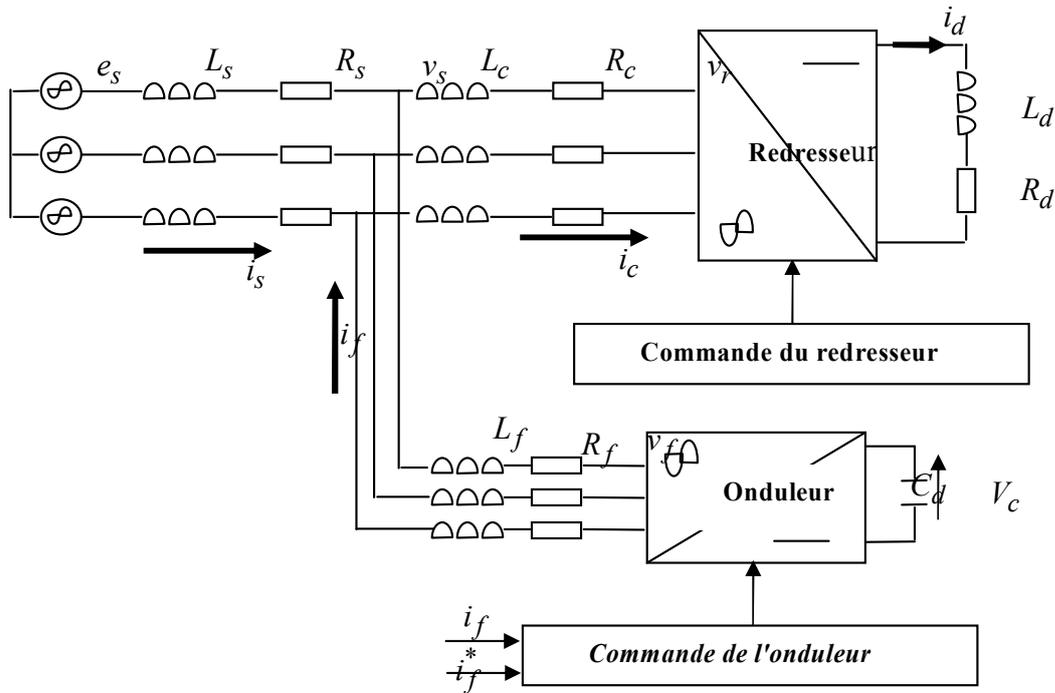


Figure 2.10 : Schéma global du système à simuler

Dans cette partie on donnera les résultats de simulations qui nous permettent de mettre en évidence les caractéristiques et paramètres de la présente méthode de commande (Hystérésis). La figure (2.11) montre les résultats comme suit, courant consommé par la charge polluante (redresseur à thyristors), le courant généré par la filtre et celui dans la source et la dernière c'est la régulation de la tension continue, pour le cas d'une bande de 100A et une inductance de découplage égale à $250\mu\text{H}$, telle que la tension continue est fixé pour une valeur de 900V.

Sous ces conditions on obtient une fréquence de commutation moyenne égale 2.6012kHz et un $\text{THD}_{50}=1.96\%$ et un $\text{THD}_{1000}=6.36\%$ (figures 2.13 et 2.14). La figure (2.12) illustre la variation aléatoire de la fréquence de commutation.

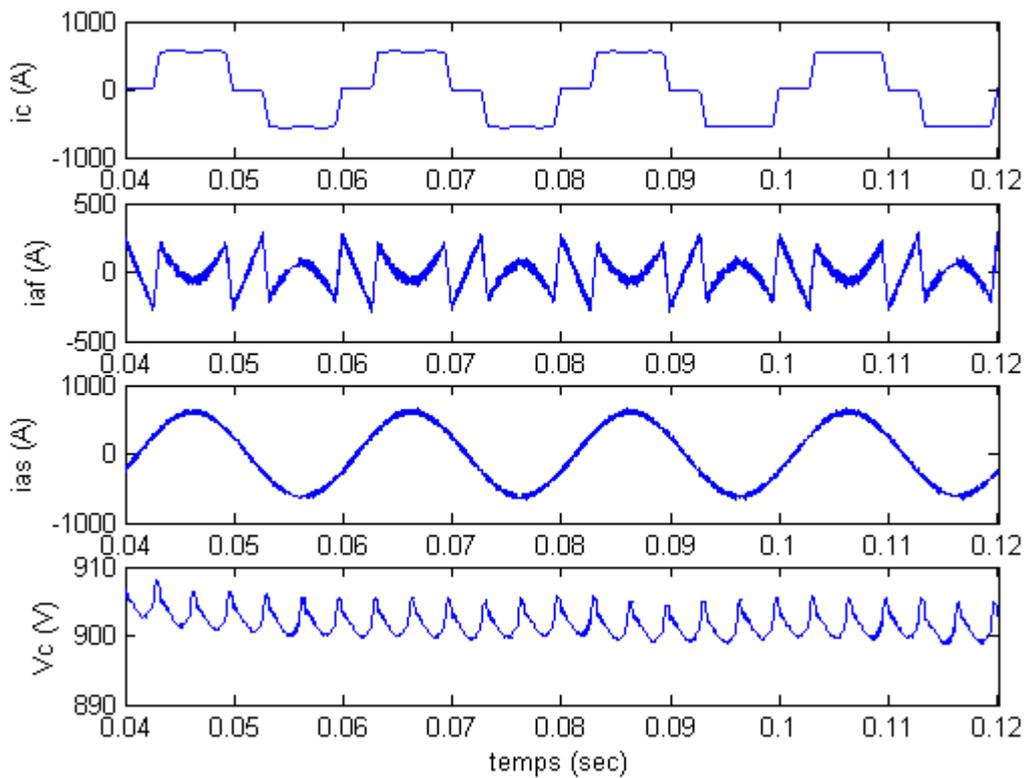


Figure 2.11 : De haut en bas (*ic*: courant de la charge, *iaf*: courant du filtre, *ias*: courant de source, V_c : tension aux bornes du condensateur)

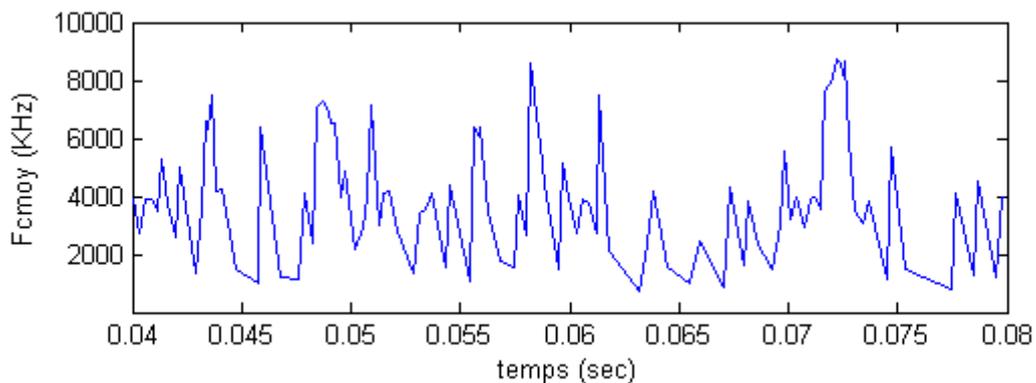


Figure 2.12 : Variation de la fréquence de commutation

La figure 2.14 présente l'analyse spectrale du courant de la phase 1 de la charge non linéaire et celui du réseau après filtrage. Le *THD* du courant de la charge est de 27,16%, et de 1,96% côté réseau, ce qui confirme la bonne qualité de filtrage remarquée dans l'analyse temporelle.

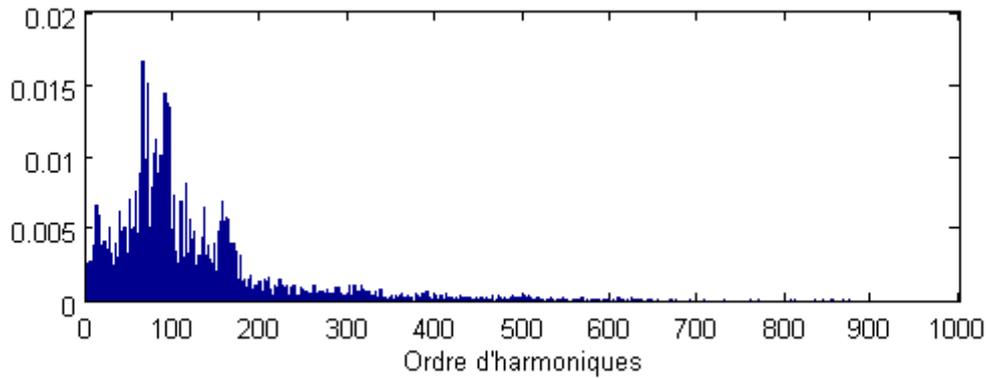


Figure 2.13 : Spectre du courant filtré (rang d'harmoniques de 1 à 1000)

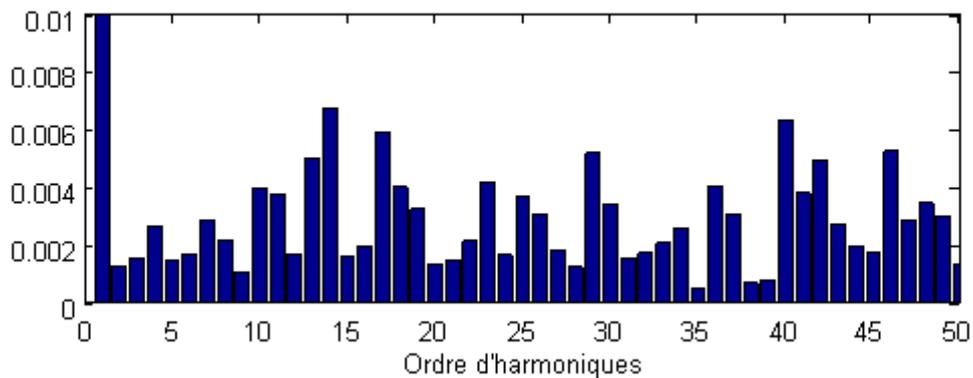


Figure 2.14 : Spectre du courant filtré (rang d'harmoniques de 1 à 50)

VII.2.1 Commande du filtre actif par la MLI intersective

Cette commande est basée sur la comparaison d'une référence de tension (obtenue à partir de l'erreur entre les courants de référence et les courants mesurés) et une porteuse triangulaire. Le nombre des impulsions des porteuses est choisi multiple de trois pour s'assurer de la symétrie des trois phases, et impaire pour assurer la symétrie de fonctionnement entre les alternances positive et négative.

Sachant que le courant de référence est composé des courants harmoniques avec des fréquences multiples de celle du courant fondamental. La bande passante du régulateur doit être assez large pour ne pas introduire un retard important.

La variation brusque des références des courants harmoniques pendant les intervalles de commutation, cause la saturation des régulateurs de courant. Ceci apparaît sous la forme des pics au niveau des courants filtrés. Ce qui dégrade sensiblement les performances de la compensation.

VII.2.2 Résultats de simulation et discussion

Dans cette section, on présente les résultats de simulation qui nous permettront d'évaluer les principales caractéristiques de la commande MLI intersective. Dans un premier temps on donnera le comportement du système et les résultats obtenus en régime permanent comme le montre la figure.2.15, le courant de phase avant filtrage, le courant du filtre, le courant de la source et enfin la régulation de la tension continue. Ces résultats sont obtenus pour une tension continue de 900 V, une inductance L_f égale à $250\mu H$, la fréquence de la porteuse est de 10 kHz, et la fréquence de coupure du régulateur est égale à 2kHz. Le THD calculé par rapport la 50^{ème} harmonique égale à 0.798% (THD₅₀), et pour le 1000^{ème} harmonique (THD₁₀₀₀) égale à 2.68% (figures 2.17 et 2.18).

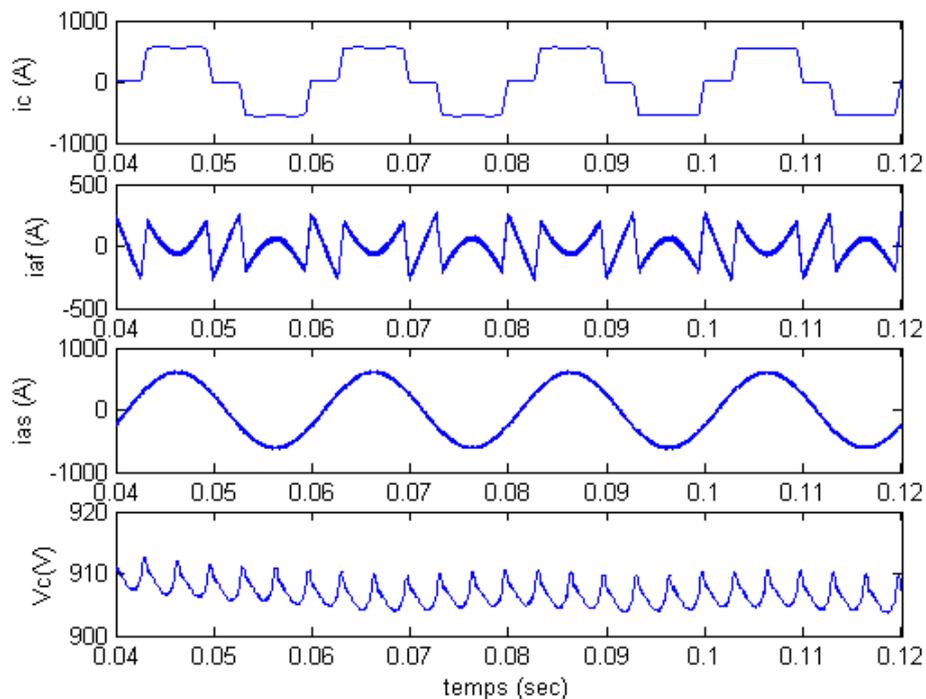


Figure 2.15 : De haut en bas (i_c : courant de la charge, i_{af} : courant du filtre, i_{as} : courant de source, V_c : tension aux bornes du condensateur)

Dans un second temps, on présentera sur la Figure 2.16 le comportement du filtre actif pour une variation du courant de la charge polluante d'une valeur de 540A à 400 A.

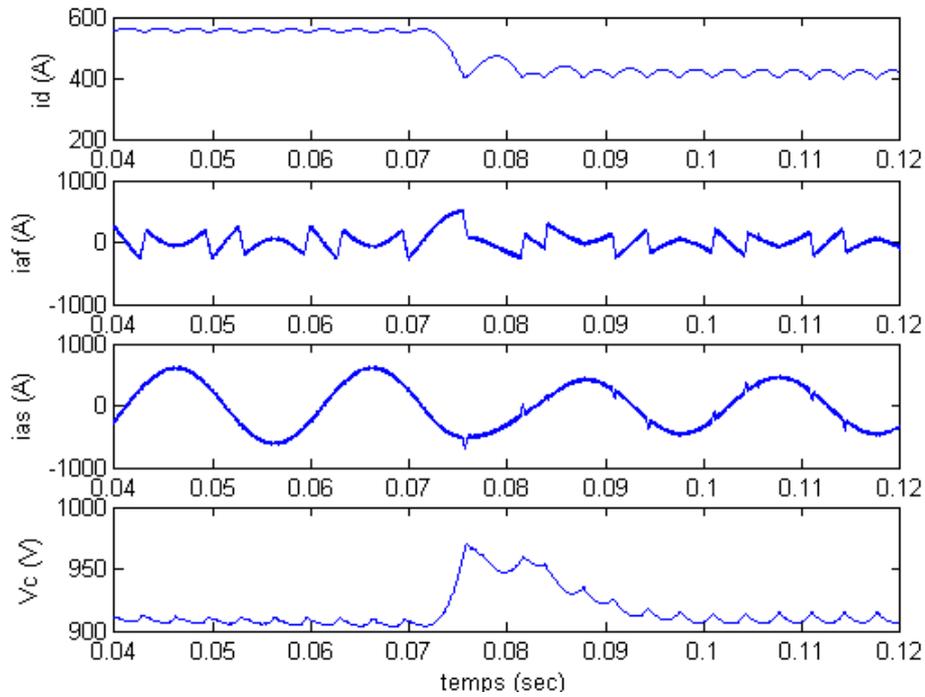


Figure 2.16 : De haut en bas (i_d : courant redressé, i_{af} : courant du filtre, i_{as} : courant de source, V_c : tension aux bornes du condensateur)

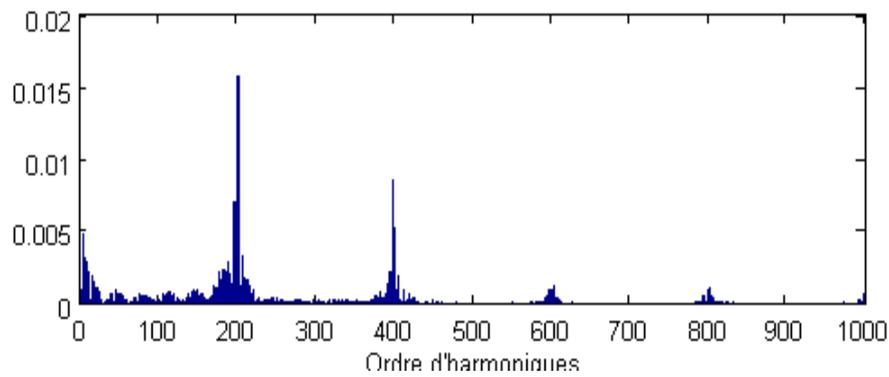


Figure 2.17 : Spectre du courant filtré (rang d'harmoniques de 1 à 1000)

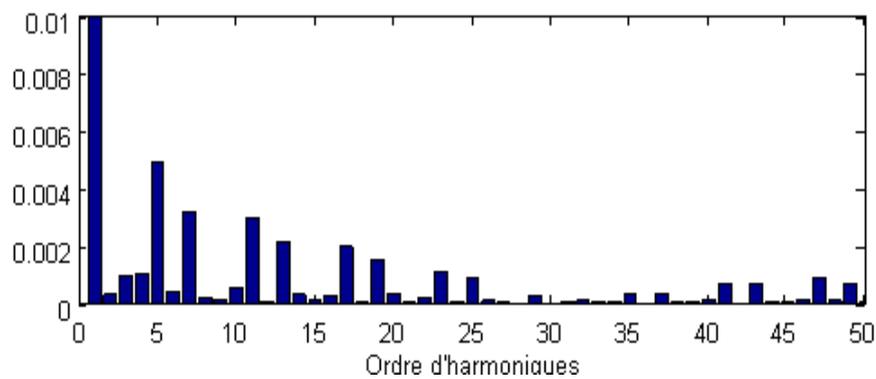


Figure 2.18 : Spectre du courant filtré (rang d'harmoniques de 1 à 50)

VIII. Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons vu l'origine, les effets ainsi que les normes qui s'appliquent au phénomène des harmoniques sur les réseaux électriques.

Lorsque l'onde de la tension d'alimentation n'est plus sinusoïdale, il y a présence d'harmoniques. Cette pollution est principalement causée par la présence croissante des convertisseurs statiques qui sont vus par le réseau comme des charges non linéaires. Les dommages causés par la présence des harmoniques peuvent être plus ou moins importants selon la configuration du réseau et les équipements présents. Différentes normes existent afin d'établir les limites permises d'harmoniques sur les réseaux.

Dans ce chapitre, nous avons étudié le filtre actif shunt à structure tension, connecté en parallèle sur le réseau afin d'injecter les courants permettant d'éliminer la pollution harmonique des charges non linéaires. Ensuite, nous avons présenté deux types de contrôle du courant du filtre actif : le contrôle par hystérésis conventionnelle, le contrôle par modulation de largeurs d'impulsions ou MLI. Pour la suite de ce travail, avec une présentation de la simulation modulaire comme un outil puissant pour dépasser la complexité du système à étudier.

On constate que les THD obtenus avec les commandes dites hystérésis sont inférieurs à celui obtenu avec la MLI. Par contre, l'hystérésis conventionnelle, malgré sa simplicité, présente l'inconvénient d'une fréquence de commutation variable, d'où la présence d'un nombre important d'harmoniques dans l'onde du courant. La technique MLI, facile d'utilisation, assure alors un fonctionnement à fréquence fixe, un contenu harmonique parfaitement identifié mais possède aussi de par sa structure, des propriétés dynamiques limitées

Dans les prochains chapitres, nous examinerons les principaux moyens de mitigation contre les harmoniques avec des nouvelles techniques utilisant des machines électriques (filtrage électromécanique).

IX. Bibliographie

- [1] M. Nayeripour, T. Niknam, "Nonlinear Sliding Mode Control Design for Shunt Active Power Filter with the Minimization of Load Current", World Applied Sciences Journal 4 (1): 124-132, 2008
- [2] F. Defäy, "Commande Prédictive Directe d'un Convertisseur Multicellulaire Triphasé Pour Une Application de Filtrage Actif", thèse de doctorat soutenue à l'université de Toulouse, France, 2008.

- [3] S. TADJER, “*Etude d’un système de compensation d’harmoniques en utilisant un générateur photovoltaïque GPV*”, mémoire de magister en génie électrique soutenu à l’université de Boumerdes, 2008.
- [4] M. Nayeripour, T. Niknam, “*Design of a Three Phase Active Power Filter with Sliding Mode Control and Energy Feedback*”, World Academy of Science, Engineering and Technology vol. 39, 2008.
- [5] A. Munduate, E. Figueres, “*Robust Model-Following control of a three-level Neutral Point Clamped shunt active filter in the medium voltage range*”, elsevier; electrical power and energy systems, 2009.
- [6] N. Belhaouchet, L. Rahmani, “*A novel adaptive HBCC technique for three-phase shunt APF*”, elsevier; electric power systems research vol. 79, pp. 1097-1104, 2009.
- [7] D. Flieller a, D. Ould Abdeslam, “*Distortions identification and compensation based on artificial neural networks using symmetrical components of the voltages and the currents*”, elsevier, electric power systems Research, vol. 79, pp. 1145-1154, 2009.
- [8] A. Emadi, A. Nasiri, B. Bekiarov, “*Uninterruptible Power Supplies and Active Filters*”, Illinois institute of technology electrical and computer engineering department Chicago, IL, CRC PRESS 2005.
- [9] B. Song, “*Voltage Balancing Techniques For Flying Capacitors Used In Soft-Switching Multilevel Active Power Filters*”, doctor of philosophy in electrical engineering, Blacksburg, Virginia, 2001.
- [10] G. Leslie, “*Design and Analysis of A Grid Connected Photovoltaic Generation System With Active Filtering Function*”, master of science in electrical engineering, Blacksburg, Virginia 2003.
- [11] M. T. Abolhassani, P. Niazi, “*A Sensorless Integrated Doubly-Fed Electric Alternator/Active Filter (IDEA) for Variable Speed Wind Energy System*”.
- [12] M. T. Abolhassani, P. Enjeti, “*Integrated Doubly-Fed Electric Alternator/Active Filter (IDEA), a Viable Power Quality Solution, for Wind Energy Conversion Systems*”
- [13] M. T. Abolhassani, P. Enjeti, “*Stator Flux Oriented Control of an Integrated Alternator/Active Filter for Wind Power Applications*”, IEMDC 2003.
- [14] M. T. Abolhassani, P. Enjeti, “*A New Electrical Machine for Harmonic Compensation*”, IECON, 2001.
- [15] M. T. Abolhassani, H.A. Toliyat, “*An Electromechanical Active Filter*”, IEMDC, Boston, 2001.
- [16] C. Collombet J. M. Lupin, “*Perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement*”, Cahier technique n° 152, Collection Technique de Schneider Electric.
- [17] P. Ferracci, «*La qualité de l’énergie électrique*», Cahier technique n°199, Collection Technique de Schneider Electric.
- [18] M. Alali, «*Contribution à l’Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension*», thèse de doctorat en génie électrique, université Louis Pasteur – Strasbourg I, 2002.
- [19] T. Gourand, «*Identification et Rejet de Perturbations Harmoniques Dans des Réseaux de Distribution Electrique*», thèse de doctorat en automatique et informatique appliquée, école centrale de Nantes, 1997.

- [20] S. Beaulieu, «*Etude et Mise au Point D'un Filtre Actif D'harmoniques en Vue D'améliorer la Qualité de L'alimentation Electrique*», mémoire de la maîtrise en ingénierie, université du Québec, Chicoutimi, Mai 2007.
- [21] H. Akagi, Y. Tsukamoto, A. Nabae, "Analysis and design of an active power filter using quad-series voltage source PWM converters", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 26, No. 1, January/February 1990.
- [22] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, «*Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components*», IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-20, No. 3, May/June 1984.
- [23] H. Akagi, A. Nabae, S. Atoh, «*Control Strategy of Active Power Filter Using Multiple Voltage Source PWM Converters*», IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA- 22, No. 3, May/June 1986.
- [24] F. Z. Peng, H. Akagi, A. Nabae, «*A Study of Active Power Filter Using Quad-Series Voltage-Source PWM Converters for Harmonic Compensation* », IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 5, No. 1, January 1990.
- [25] D. Ould Abdeslam, «*Techniques Neuromimetiques Pour la Commande dans les Systemes Electriques : Application au Filtrage Actif Parallele Dans les Reseaux Electriques Basse Tension*», thèse de doctorat en génie électrique, université de Haute-Alsace, France, 2005.
- [26] M. Abdusalam, «*Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales*», thèse de doctorat en génie électrique, université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2008.
- [27] M. Hacil, «*Filtrage actif des harmoniques des réseaux industriels avec l'optimisation des commandes robustes*», mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri, Constantine, Algérie, 2004.

Réseau électrique	
1 MVA, 230 V, ucc=4%	
(Rs, Ls)	(0,25 mΩ, 19,4 μH)
Charges perturbatrices	
Charge linéaire (Rch1,2,3)	100 kVA
Charge non linéaire (pont Graetz)	100 kVA
(Rc, Lc) (100 kVA, ucc=4%)	(14,6 mΩ, 155,6μH)
Filtre actif parallèle	
Vdc	(840 V)
Cdc	(4,4 mF)
(Lf1, Lf2)	(90 μH, 70 μH)
(Rf1, Rf2)	(5 mΩ, 5 mΩ)
(Cf, Rf)	(200 μF, 16 mΩ)
Fréquence de commutation	12 kHz

CHAPITRE III

*Filtrage dynamique d'harmoniques d'un réseau
électrique à l'aide d'une MADA*

SOMMAIRE DU CHAPITRE III

I. Introduction	55
II. Modèle mathématique de la machine asynchrone	56
II.1 Modèle électrique	56
II.2 Commande du Convertisseur côté réseau (Grid-Side Converter Control)	60
II.2.1 commande des puissances statoriques active et réactive	60
II.2.2 commande de la tension du bus continu	62
II.3 Commande du Convertisseur Coté Rotor (Rotor Side Converter Control)	64
II.4 Calcul du régulateur	66
II.5 Filtre LC du 2 ^{ème} ordre	68
II.6 Imperfections de la source : prise en compte du phénomène d'empiètement	70
III. Filtrage Par La MADA	71
III.1 Commande du convertisseur du côté rotor du MADA-Filtre	72
III.2 Résultats de simulation numérique	73
III.2.1 MADA comme compensateur des courants harmoniques	73
III.2.2 MADA compensateur d'harmoniques et générateur de puissance	77
III.2.3 MADA reliée au réseau et amélioration de la qualité de l'énergie par le filtre LC	79
III.2.3.1 Régulation par les courants	79
III.2.3.2 Régulation par les Puissances	83
2.1 Régulation en puissance sans filtre LC	84
2.2 Régulation en puissance avec filtre LC	85
VI. Conclusion	86
V. Bibliographies	86

I. Introduction

Les génératrices asynchrones doublement alimentées (MADA) sont les machines le plus largement utilisées dans les sites de systèmes de génération éolienne. Certaines estimations basées sur la production potentielle énergétique annuelle de l'année 2000, ont estimé que plus de 40% de l'énergie sera générée par des machines asynchrones doublement alimentées et leur taux est toujours en augmentation. Ces machines sont généralement préférées par rapport aux autres types de générateurs parce qu'elles offrent un contrôle découplé des puissances active et réactive [16]. La figure (III.1) montre un exemple typique de l'utilisation de la MADA où le stator de la machine asynchrone est directement relié au réseau, alors que le rotor est alimenté par un onduleur de tension. Par ceci, un bus de tension continue relie le convertisseur côté rotor CRT au convertisseur de côté réseau CRS. Les deux convertisseurs sont complètement contrôlés afin de permettre les deux fonctionnements hypo et hyper synchrone de la machine. L'onduleur coté rotor est conçu pour un tiers de la puissance estimée seulement. Le raccordement final au réseau est accompli par un filtre LC qui est principalement utilisé afin de réduire les ondulations du couple et des courants et pour assurer une fréquence constante de commutation, l'utilisation de la MLI vectorielle est généralement recommandée.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à la technique du filtrage des harmoniques mais en utilisant cette fois-ci la MADA au lieu d'un convertisseur statique vu au premier chapitre ; le filtrage ainsi réalisé sera un filtrage électromécanique. En ajoutant à ceci, cette machine pourra également assurer sa fonction principale de génératrice en délivrant des puissances active et réactive au réseau auquel elle est connectée.

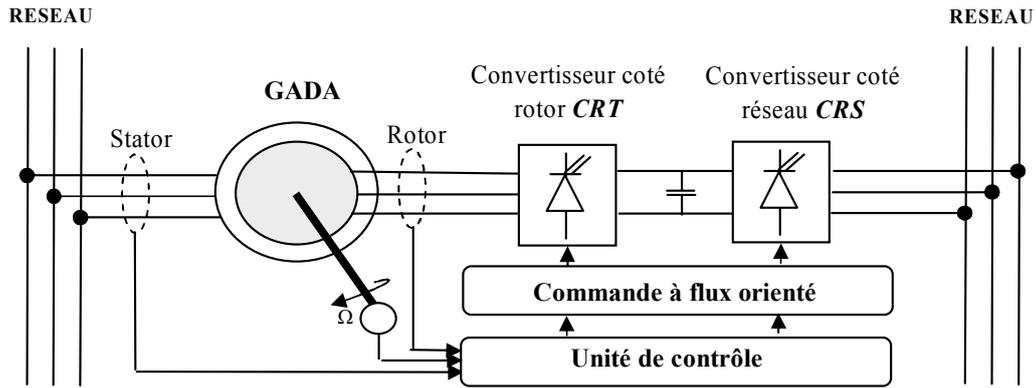


Figure 3.1 : schéma générale de couplage d'une MADA

II. Modèle mathématique de la machine asynchrone

II.1 Dynamique électrique

En adoptant le fonctionnement moteur de la machine, les tensions aux bornes des enroulements statoriques et rotoriques sont exprimées en fonction des courants et des variations des flux totaux qui les traversent selon les lois fondamentales de Kirchhoff et de Faraday comme suit [17]:

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = R_r \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Les indices s et r dénotent les grandeurs statoriques et rotoriques respectivement.

Les flux totaux traversant chaque enroulement sont exprimés en fonction des différents courants, ils sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} = L_s \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + M \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix} = L_r \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} + M^T \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

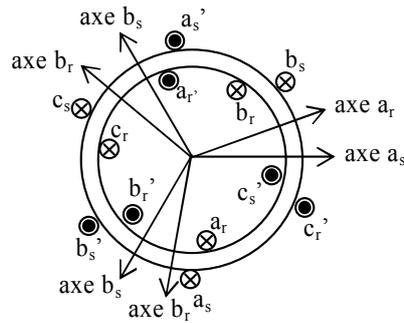


Figure 3.2 : schéma de la MADA

Où :

$$L_s = \begin{bmatrix} l_s + M & -\frac{1}{2}M & -\frac{1}{2}M \\ -\frac{1}{2}M & l_s + M & -\frac{1}{2}M \\ -\frac{1}{2}M & -\frac{1}{2}M & l_s + M \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$L_r = \begin{bmatrix} l_r + M & -\frac{1}{2}M & -\frac{1}{2}M \\ -\frac{1}{2}M & l_r + M & -\frac{1}{2}M \\ -\frac{1}{2}M & -\frac{1}{2}M & l_r + M \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$M = M \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

La position du rotor par rapport à un référentiel stationnaire lié au stator est donnée par :

$$\theta = \int \omega dt + \theta_0 \quad (3.8)$$

Telle que θ est la pulsation électrique du rotor, elle est exprimée en fonction de la pulsation mécanique par :

$$\theta = p\omega_m t \quad (3.9)$$

p désigne le nombre de paires de pôles de la machine.

La transformation de Park permet d'obtenir une représentation biphasée équivalente de la machine ; Le système initial de coordonnées (a,b,c) est transformé en un système de coordonnées orthogonales (d,q,o) (Fig.3.3). Cette transformation est réalisée grâce à la matrice de transformation suivante :

$$T_{dqo} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

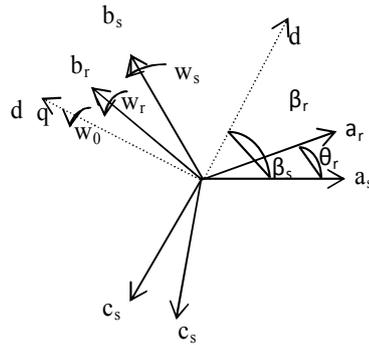


Figure 3.3 : référentiels statorique et rotorique avec référence

L'angle θ est remplacé par θ_s pour la transformation des grandeurs statoriques et par θ_r pour la transformation des grandeurs rotoriques.

Finalement les équations électriques de la MADA sont données dans un repère lié au champ par (figure 3.4):

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \phi_{qs} \quad (3.11)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \phi_{ds} \quad (3.12)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \omega_r \phi_{qr} \quad (3.13)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + \omega_r \phi_{dr} \quad (3.14)$$

Les relations reliant les flux aux courants sont :

$$\phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \quad (3.15)$$

$$\phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \quad (3.16)$$

$$\phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \quad (3.17)$$

$$\phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \quad (3.18)$$

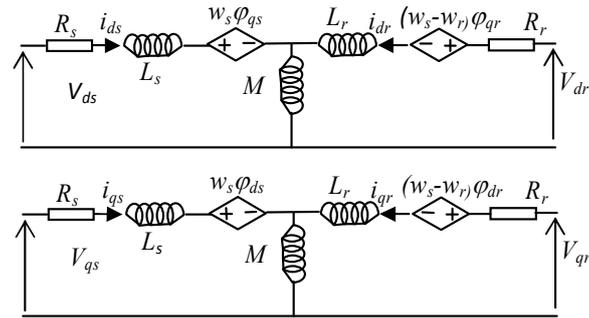


Figure. 3.4 : Circuits équivalents de référence arbitraire pour la machine symétrique triphasée à induction

Les équations des puissances statoriques active et réactive sont données par :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2}(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \end{cases} \quad (3.19)$$

Et l'expression du couple électromagnétique développé par la machine sera:

$$T_e = -\frac{3}{2}pM(i_{dr}i_{qs} - i_{qr}i_{ds}) \quad (3.20)$$

II.2. Commande du Convertisseur côté réseau (Grid-Side Converter Control) [3]

II.2.1 commande des puissances statoriques active et réactive

L'objectif principal du convertisseur de côté réseau est de maintenir la tension du bus continu constante indépendamment de la valeur et de la direction du flux et de la puissance du rotor. Pour ceci, nous allons considérer un référentiel dont l'axe direct est orienté selon la position du vecteur tension du réseau. Ceci permet une commande indépendante de la puissance active et de la puissance réactive échangées entre la machine et le réseau.

Les équations des composantes des tensions statoriques (3.11) et (3.12) peuvent être réécrites sous la forme :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_e L_s i_{qs} + v_{d1} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_e L_s i_{ds} + v_{q1} \end{cases} \quad (3.21)$$

En utilisant la transformation de Laplace, nous aurons :

$$\begin{cases} v_{ds} = (R_s + sL_s) i_{ds} - \omega_e L_s i_{qs} + v_{d1} \\ v_{qs} = (R_s + sL_s) i_{qs} + \omega_e L_s i_{ds} + v_{q1} \end{cases} \quad (3.22)$$

Si on introduit le changement de variables suivant :

$$\begin{cases} v_{ds}' = (R_s + sL_s) i_{ds} \\ v_{qs}' = (R_s + sL_s) i_{qs} \end{cases} \quad (3.23)$$

Les valeurs de tension de référence nécessaires à la régulation de la tension bus continu et du facteur de puissance seront données par :

$$\begin{cases} v_{ds_ref} = -v_{ds}' + \omega_e L_s i_{qs} + v_{d1} \\ v_{qs_ref} = -v_{qs}' - \omega_e L_s i_{ds} + v_{q1} \end{cases} \quad (3.24)$$

Comme l'axe (d) du référentiel dq est aligné avec le vecteur de la tension d'alimentation, la composante en quadrature de la tension statorique est nulle ($v_q = 0$). L'introduction de la technique d'orientation du flux statorique impose $\phi_{sd}=0$. Par conséquent, les courants statoriques sont exprimés en fonction des courants rotoriques par:

$$i_{ds} = \frac{\phi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \quad (3.25)$$

$$i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \quad (3.26)$$

Et les puissances active et réactive, seront réduites à:

$$\begin{cases} P_s = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} = v_{ds} i_{ds} = -V_s \frac{M}{L_s} i_{qr}^* \\ Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} = v_{qs} i_{ds} = V_s \left(\phi_s - \frac{M}{L_s} i_{dr}^* \right) \end{cases} \quad (3.27)$$

L'expression du couple électromagnétique à son tour sera simplifiée, soit:

$$T_e = -p \frac{M}{L_s} i_{qr} \phi_s \quad (3.28)$$

D'après les équations (3.27), il est clair que grâce à la technique du flux orienté, les puissances statoriques active et réactive peuvent être contrôlées indépendamment et ceci par les courants rotoriques de référence i_{dr}^* et i_{qr}^* respectivement.

II.2.2. commande de la tension du bus continu

Les tensions triphasées du réseau sont exprimées en fonction de la tension du bus continu V_0 par les fonctions de connexion du redresseur comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \\ v_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_{ab} \\ d_{bc} \\ d_{ca} \end{bmatrix} V_0 \quad (3.27)$$

Le courant i_o traversant le condensateur est donné par :

$$i_o = \begin{bmatrix} d_{ab} & d_{bc} & d_{ca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ab} \\ i_{bc} \\ i_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Finalement, le modèle complet de l'association redresseur triphasé-bus continu est défini par l'ensemble des équations (3.29) à (3.33):

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ab} \\ i_{bc} \\ i_{ca} \end{bmatrix} = \frac{1}{3L} \begin{bmatrix} v_{gAB} \\ v_{gBC} \\ v_{gCA} \end{bmatrix} - \frac{1}{3L} \begin{bmatrix} d_{ab} \\ d_{bc} \\ d_{ca} \end{bmatrix} V_0 \quad (3.29)$$

$$\frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} d_{ab} & d_{bc} & d_{ca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ab} \\ i_{bc} \\ i_{ca} \end{bmatrix} i_0 \quad (3.30)$$

$$V_d = 3L \frac{di_d}{dt} - d_d V_0 + 3\omega L i_q \quad (3.31)$$

$$V_q = 3L \frac{di_q}{dt} - d_q V_0 - 3\omega L i_d \quad (3.32)$$

$$\frac{3}{2} (d_d i_d + d_q i_q) = C \frac{dV_0}{dt} - I_0 \quad (3.33)$$

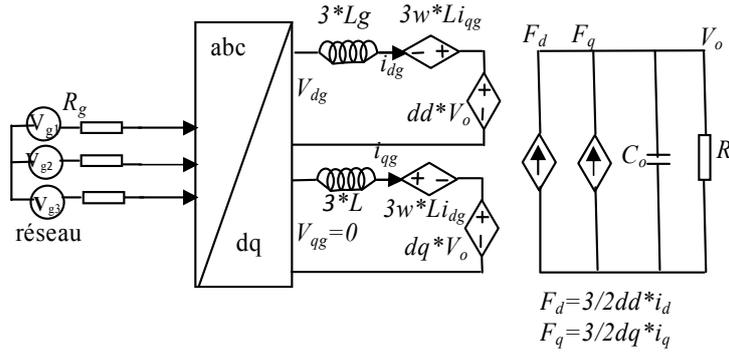


Figure 3.5 : représentation du redresseur dans le référentiel dq

II.3 Commande du Convertisseur Coté Rotor (Rotor Side Converter Control) [3]

La figure 3.6 présente le diagramme de commande du convertisseur côté rotor dont la conception est effectuée de la même manière que celle du convertisseur côté réseau. Dans le référentiel synchrone dq, les tensions rotoriques sont données par :

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + L_r \frac{di_{dr}}{dt} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + L_r \frac{di_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (3.34)$$

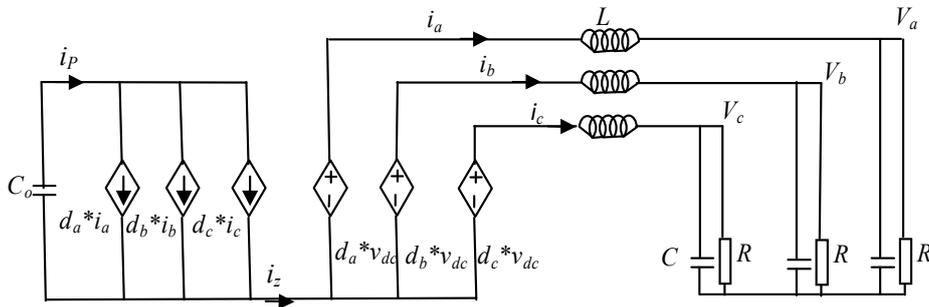


Figure 3.6 : schéma équivalent d'un onduleur

Le modèle dynamique qui décrit le fonctionnement de l'onduleur peut être décrit par les équations (3.35) et (3.36) :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \frac{1}{L} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} V_0 - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_N \\ v_N \\ v_N \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{1}{RC} \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Dans le référentiel dq , ce modèle peut être réécrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{1}{L} \begin{bmatrix} d_d \\ d_q \end{bmatrix} V_0 - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{1}{C} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{1}{RC} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Le circuit équivalent correspondant est montré sur le schéma de la figure 3.7.

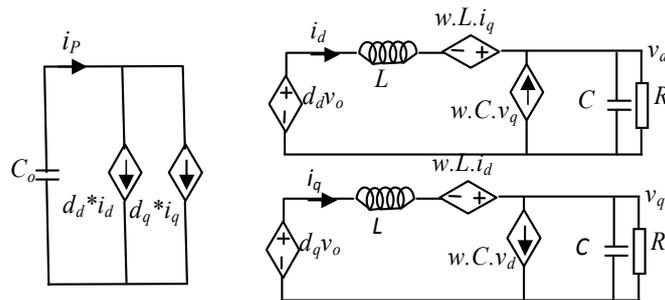


Figure 3.7: onduleur de tension dans les coordonnées dq

Le schéma complet de la commande est représenté sur la figure (3.8).

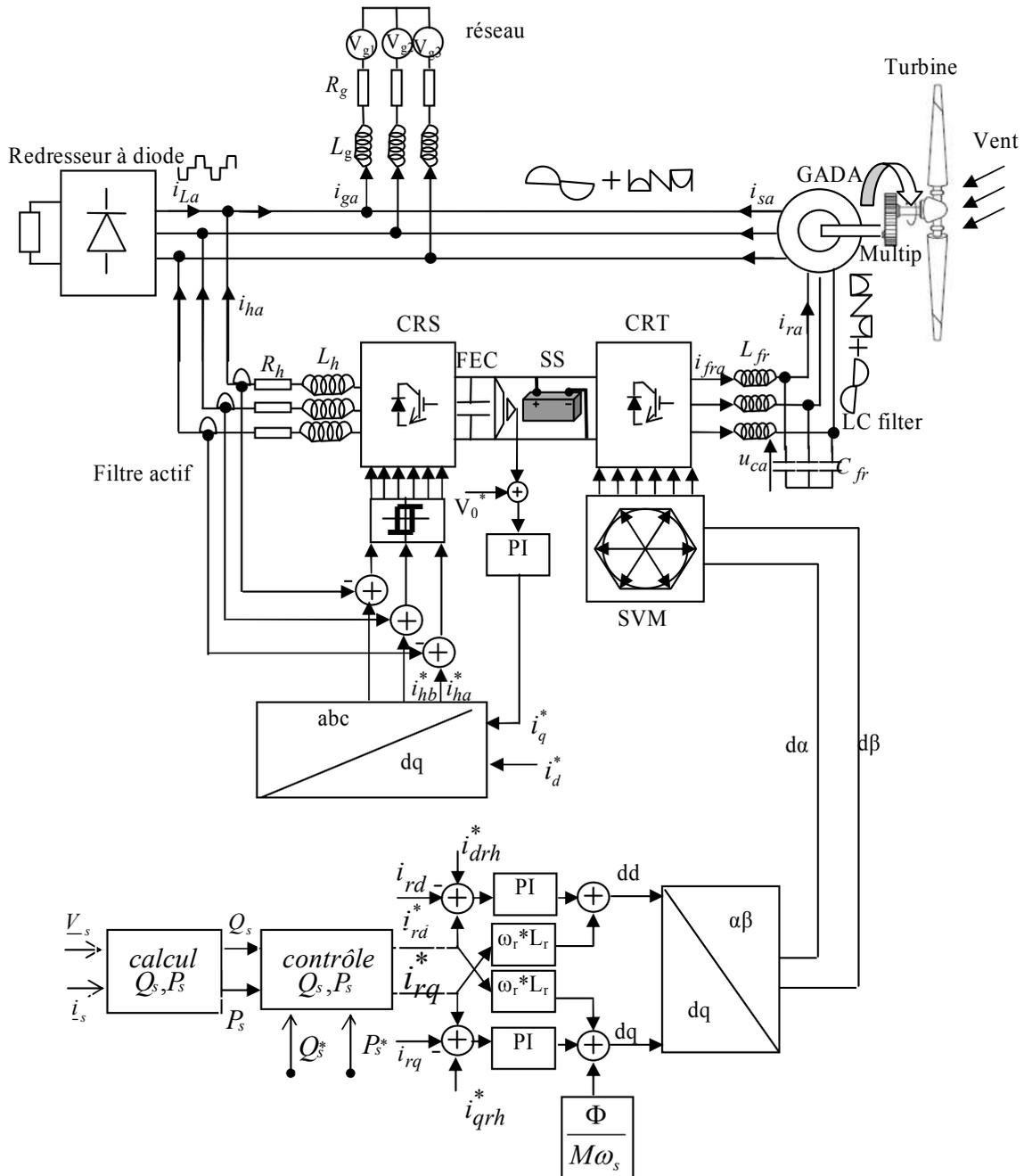


Figure 3.8 : block diagramme de la méthode proposée.

II.4 Calcul des coefficients du régulateur

Chaque branche de la figure 3.8 présente un système en boucle fermé corrigé par un régulateur *PI*. Pour la régulation des courants, la boucle de régulation est représentée sur la figure 3.9, telle que :

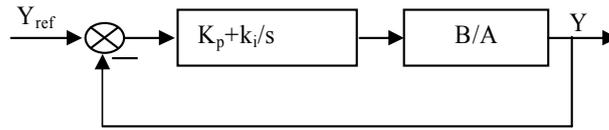


Figure 3.9 : schéma bloc d'un régulateur de la MADA

$$\begin{cases} A = L_s R_r + L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) s \\ B = M V_s \end{cases} \quad (3.39)$$

Pour les axes d et q , la fonction de transfert en boucle ouverte incluant les régulateurs est donnée par :

$$FTBO = \frac{s + \frac{k_i}{k_p} \frac{M V_s}{L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{\frac{s}{k_p} \frac{L_s R_r}{s + \frac{L_s R_r}{L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}} \quad (3.40)$$

Afin d'éliminer le zéro présent dans la fonction de transfert, nous choisissons la méthode de compensation des pôles pour la synthèse du régulateur, ce qui se traduit par l'égalité suivante :

$$\frac{k_i}{k_p} = \frac{L_s R_r}{L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \quad (3.41)$$

Si les pôles sont parfaitement compensés, la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$FTBO = \frac{k_p \frac{M V_s}{L_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}}{s} \quad (3.42)$$

La fonction de transfert en boucle fermée s'exprime alors par :

$$FTBF = \frac{1}{1 + \tau_r s} \quad (3.43)$$

Avec :

$$\tau_r = \frac{1}{k_p} \frac{L_s (L_r - \frac{M^2}{L_s})}{MV_s} \quad (3.44)$$

Le terme τ_r désigne ici le temps de réponse du système. Les coefficients k_p et k_i sont alors exprimés en fonction de ce temps de réponse et des paramètres de la machine comme suit :

$$k_p = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s (L_r - \frac{M^2}{L_s})}{MV_s} \quad (3.45)$$

$$k_i = \frac{1}{\tau_r} \frac{L_s R_r}{MV_s} \quad (3.46)$$

Dans notre cas, nous avons choisis $\tau_r = 5ms$.

II.5. Filtre LC du 2^{ème} ordre

La machine asynchrone est alimentée à partir d'un convertisseur statique à MLI. Le filtre *LC* du second ordre relié aux enroulements rotoriques a pour rôle d'éliminer les effets de commutations. Il est constitué d'une inductance équivalente L_r de fuites et d'un condensateur C_f . Le choix de ce dernier doit respecter les deux critères suivants : le premier est d'avoir une fréquence de résonance du filtre *LC* au milieu entre la fréquence opérationnelle (50 ou 60 hertz) et la fréquence de commutation. Le deuxième est que les condensateurs C_f ne doivent pas entièrement compenser la puissance réactive magnétisante.

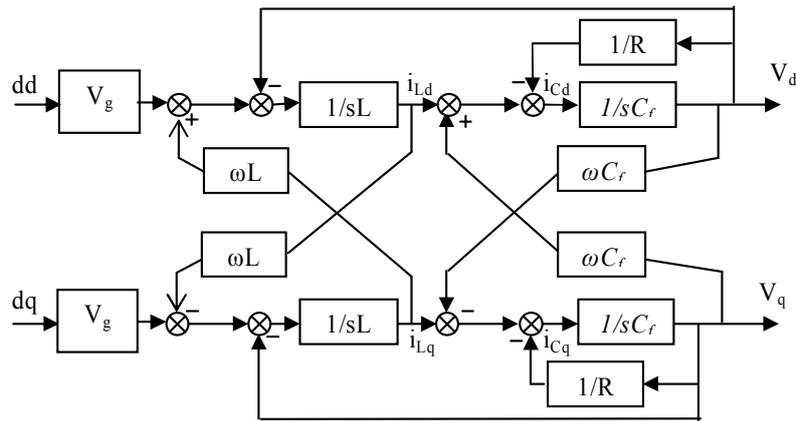


Figure 3.10: onduleur de tension muni d'un filtre LC dans le repère dq

Le modèle d'état général de l'onduleur associé au filtre LC et aux équations des tensions rotoriques est donné par les équations (3.47)-(3.48) :

$$\dot{x} = Ax + Bu + Dv \tag{3.47}$$

$$x = \begin{bmatrix} i_r \\ i_f \\ V_c \end{bmatrix}, A = \begin{bmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & 0 & -\frac{1}{L_r} \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} & -\frac{1}{L_f} \\ -\frac{1}{C_f} & \frac{1}{C_f} & 0 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L_f} & 0 \end{bmatrix} \text{ et } D = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_r} & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

Le courant peut être mis sous la forme suivante :

$$I_f = F(s)U + G(s)V \tag{3.49}$$

Telles que les fonctions de transfert F et G sont définies par :

$$F(s) = \frac{1}{a_1s^3 + a_2s^2 + a_3s + a_4} \tag{3.50}$$

$$G(s) = \frac{1 + C_f (L_f s + R_f) s}{(L_r s + R_r) (1 + C_f s (L_f s + R_f)) + (L_f s + R_f)} \quad (3.51)$$

Les coefficients du dénominateur dans (3.50) sont donnés par:

$$a_1 = L_r L_f C_f, \quad a_2 = L_r R_f C_f + L_f R_r C_f,$$

$$a_3 = L_r + L_f + R_r R_f C_f, \quad a_4 = R_r + R_f.$$

Si on néglige la résistance rotorique, la relation (3.50) devient:

$$F(s) \approx \frac{1}{L_r L_f C_f s^3 + (L_r + L_f) s} \quad (3.52)$$

Finalement, la fréquence de résonance du filtre LC est déterminée comme suit:

$$\omega_a = \frac{1}{\sqrt{\frac{L_r L_f}{L_r + L_f} C_f}} \quad (3.53)$$

II.6. Imperfections de la source : prise en compte du phénomène d'empiétement [22]

Une source triphasée possède en réalité une impédance interne non négligeable. L'inductance L_s provoque le phénomène d'empiétement des phases pendant le processus de commutation (Figure 3.11). La résistance interne R_s de la source en amont du pont de diodes n'a pas une très grande influence sur ce phénomène et elle peut être négligée. Par contre, elle sera prise en compte lors du calcul des pertes statiques. Le schéma de la Figure 3.11 donne la topologie équivalente du circuit pendant une phase de commutation

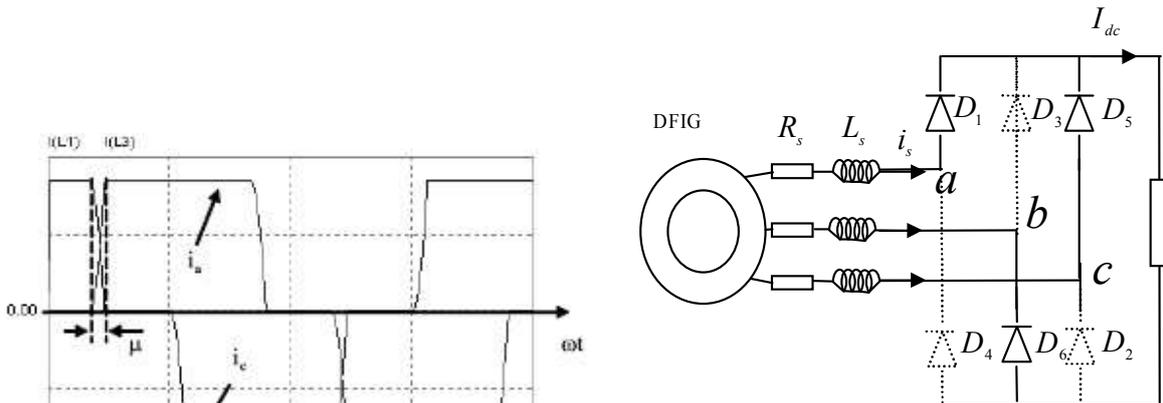


Figure.3.11: pont de diodes durant la commutation

La détermination de l'angle d'empiètement se fait à partir de l'équation suivante :

$$1 - \cos \mu = \frac{2.I_{dc}\omega_s L}{\sqrt{3}E_{\max}} \tag{3.54}$$

En appliquant un développement limité du second ordre de la fonction trigonométrique, la forme approchée est donnée par :

$$\mu = 2 \sqrt{\frac{I_{dc}\omega_s L}{\sqrt{3}E_{\max}}} \tag{3.55}$$

III. Filtrage d'harmoniques à l'aide de la MADA

Afin d'améliorer la tension délivrée par la source d'alimentation, il est nécessaire de filtrer les harmoniques absorbés par les charges polluantes et éventuellement de dépolluer la source d'alimentation elle-même si sa force électromotrice n'est pas parfaitement sinusoïdale. Pour atténuer les effets harmoniques, on utilise généralement plusieurs variétés de convertisseurs statiques montés en parallèle ou en série avec le réseau de distribution réalisant ce qu'on appelle la fonction de filtrage actif [32].

Récemment, on commence à s'intéresser par une nouvelle méthode mettant en œuvre une machine à induction à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne (Figure 3.8). Dans cette optique, une des techniques envisagées est d'alimenter le rotor de la machine par un onduleur de tension commandé en courant : les courants de référence à injecter dans les enroulements du rotor sont déterminés de telle façon que les harmoniques des courants du stator récupérés compensent à chaque instant les harmoniques du réseau, tandis que les composantes fondamentales de ces courants contribuent directement à la génération des puissances active et réactive envoyées au réseau [32].

Une nouvelle approche pour la génération de la puissance accompagnée par l'adoucissement du courant harmonique en utilisant la DFIG est proposée dans [6]. Cette approche examine deux solutions pour la réduction des courants harmoniques: d'abord, elle compense la totalité des courants harmoniques du réseau et en second lieu, l'isolement sélectif des courants harmoniques prédominants pour assurer le filtrage actif des 5èmes et 7èmes harmoniques. Cette approche propose également une nouvelle méthode de détection d'harmoniques dans la base de temps, basée sur la technique HSF (High Selectivity Filter) qui exige seulement des mesures des courantes.

III.1 Commande du convertisseur du côté rotor du MADA-Filtre

Les composantes des courants rotoriques en quadrature et directe peuvent être déterminées à partir des puissances active et réactive de références P^* , Q^* . Les courants harmoniques requis pour la compensation des courants de la charge non linéaires i_{dre}^* et i_{qre}^* peuvent être obtenus comme il est montré la figure 3.12.

$$\begin{cases} i_{dre}^* = i_{dr}^* + i_{drh}^* \\ i_{qre}^* = i_{qr}^* + i_{qrh}^* \end{cases} \quad (3.56)$$

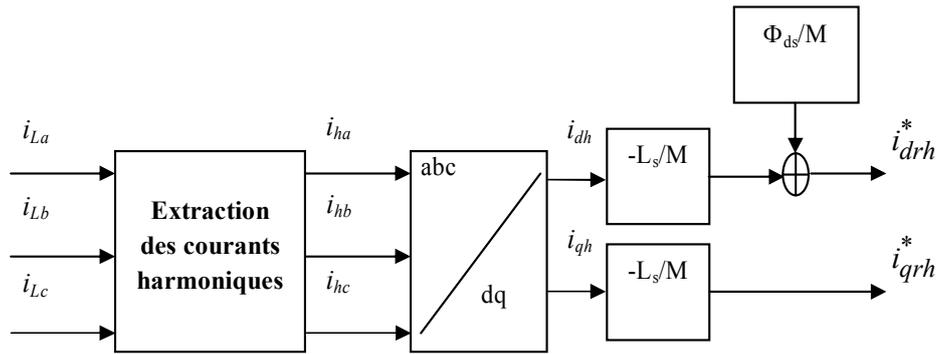


Figure 3.12 : Extraction des courants harmoniques

La commande découplée des puissances active et réactive est effectuée par les courants de référence i_{qr}^*, i_{dr}^* et la compensation harmonique est commandée par i_{qrh}^*, i_{drh}^* . Les courants harmoniques rotorique direct et en quadrature peuvent être calculés comme suit :

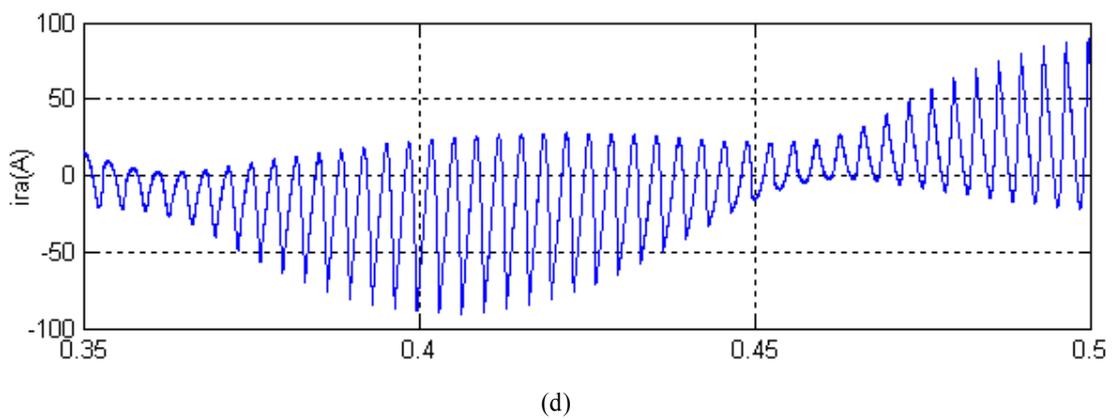
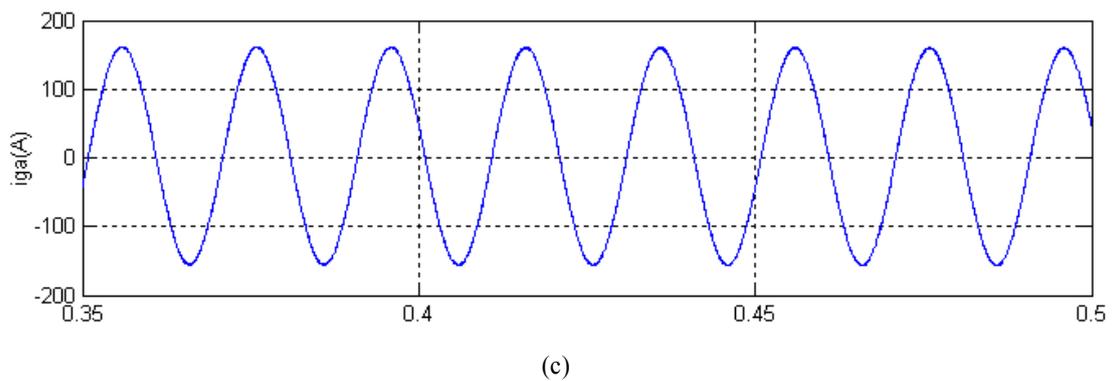
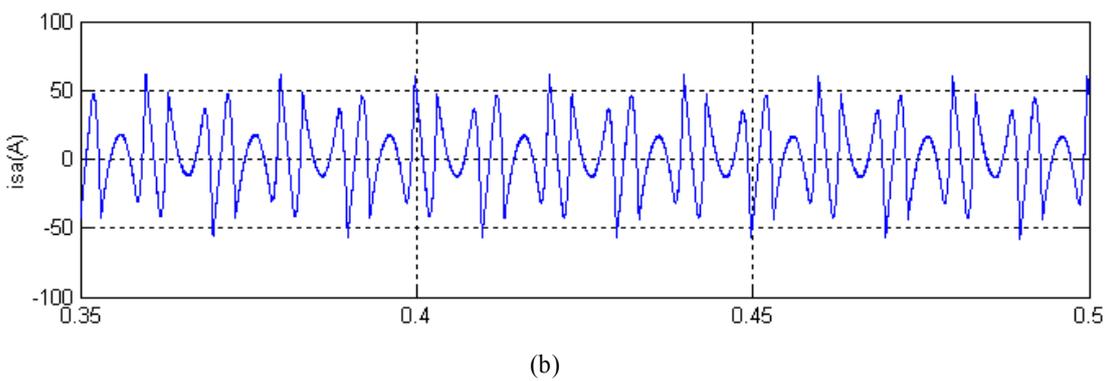
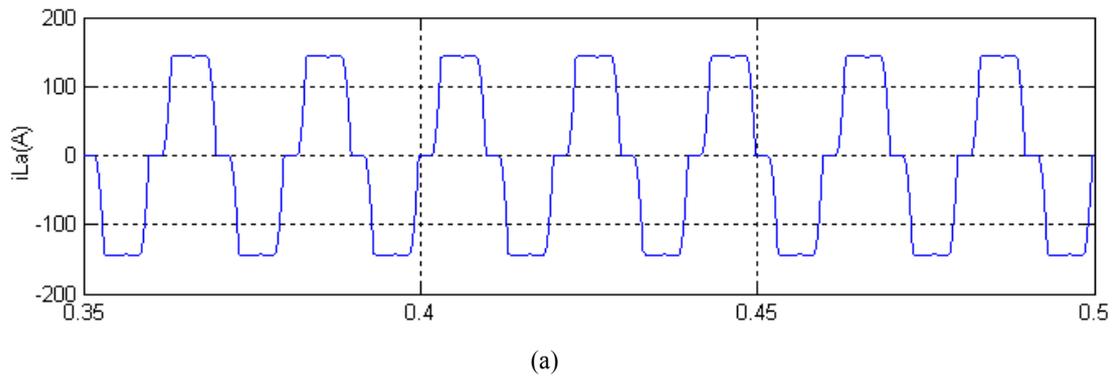
$$\begin{cases} i_{drh}^* = -\frac{L_s}{M} i_{dh}^* \\ i_{qrh}^* = -\frac{L_s}{M} i_{qh}^* + \frac{\phi_{ds}}{M} \end{cases} \quad (3.57)$$

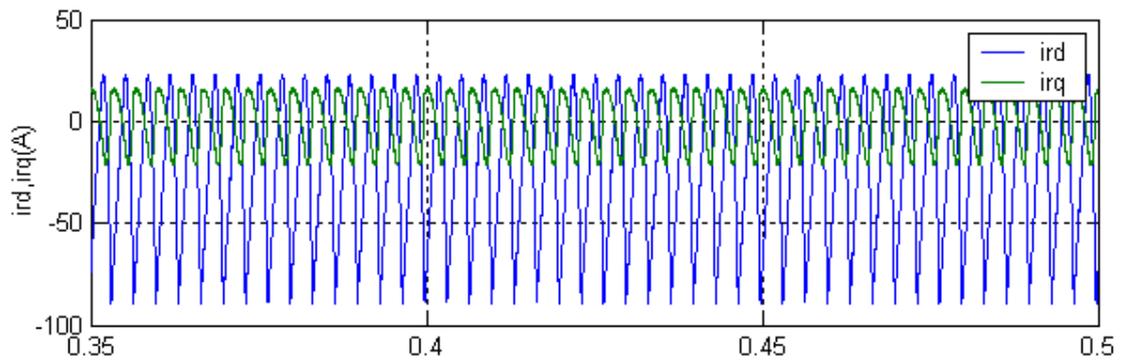
III.2 Résultats de simulation numérique

III.2.1 MADA comme compensateur des courants harmoniques

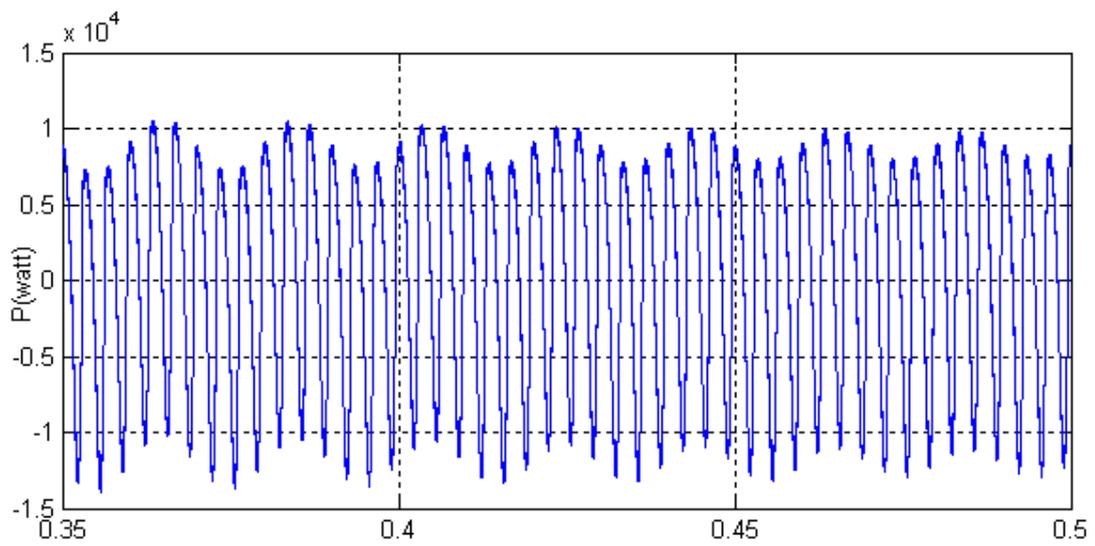
Les performances de la MADA fonctionnant en filtre actif seulement sont validées par simulation numérique, ou cette dernière génère des courants harmoniques de mêmes amplitudes que ceux générés par la charge polluante mais des phases de signes opposés.

La décomposition en série de Fourier du courant i_L de la charge polluante donne un taux de distorsion harmonique très élevé égale à 21,6%, représenté sur les figures (3.13.a et 3.14.a), cette valeur est hors des normes internationales. L'utilisation de la MADA comme filtre actif a réduit le taux de distorsion d'harmonique de 21,26% à 0,53% comme le montre les figures (3.13.b et 3.14.c) respectivement. La forme du courant du réseau i_g est nettement améliorée comme il est illustré sur de la figure (3.13.c).

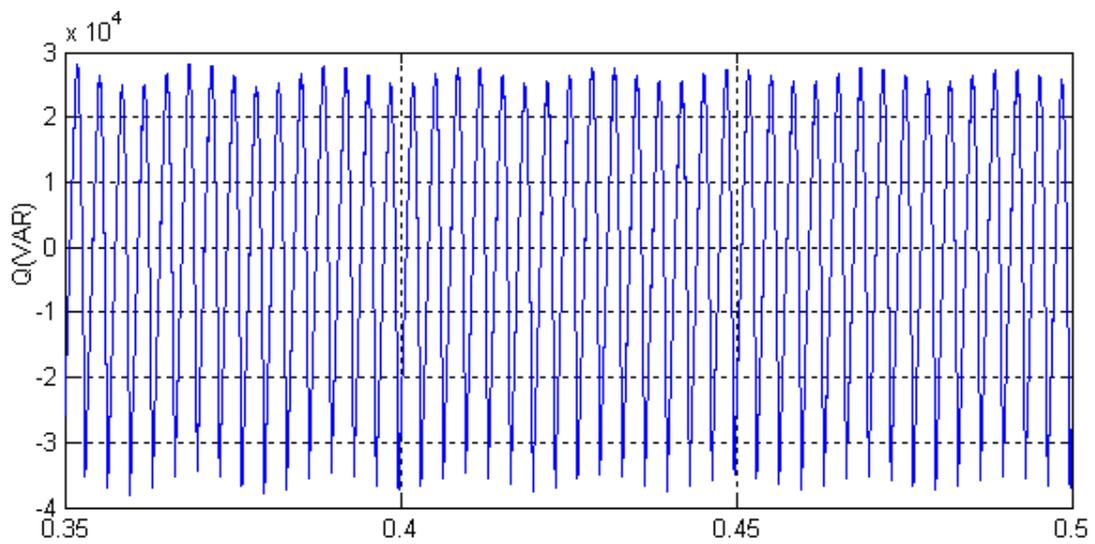




(e)



(f)



(g)

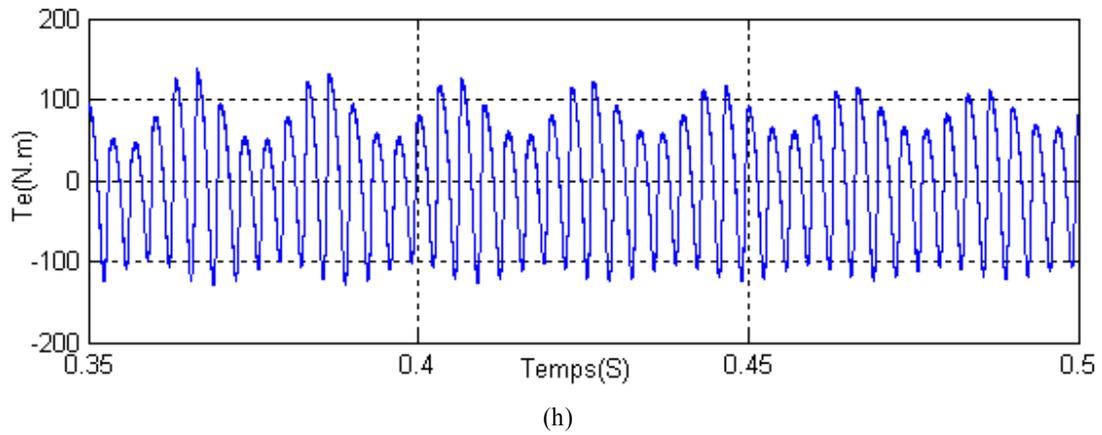


Figure 3.13 : i_{La} : courant de la charge polluante, i_{sa} : courant au stator de la MADA, i_{ga} : courant du réseau, i_{ra} : courant rotorique, i_{rd} et i_{rq} : courants rotoriques suivant les axes dq, P : puissance active, Q : puissance réactive, Te : couple électromagnétique

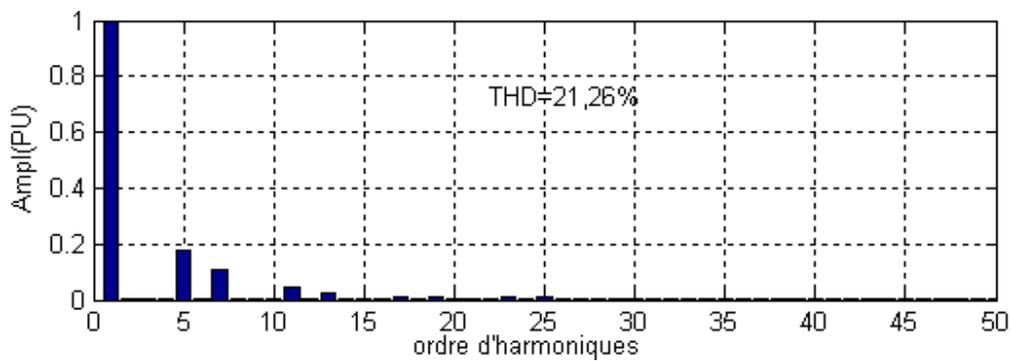


Figure 3.14(a) : Taux de distorsion harmonique du courant du réseau avant filtrage

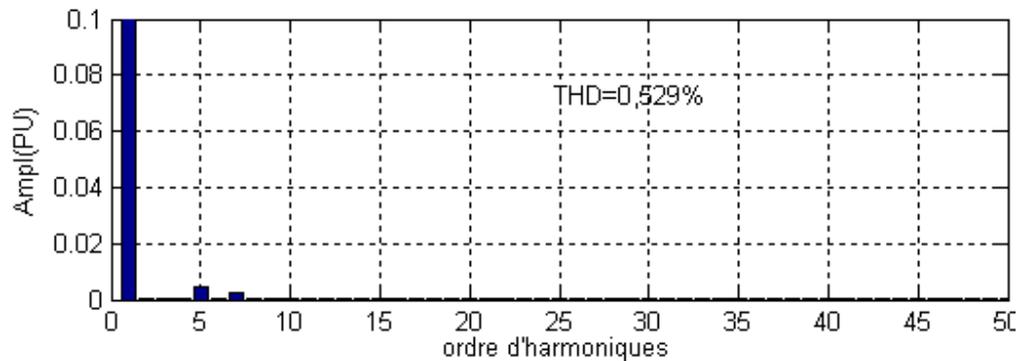
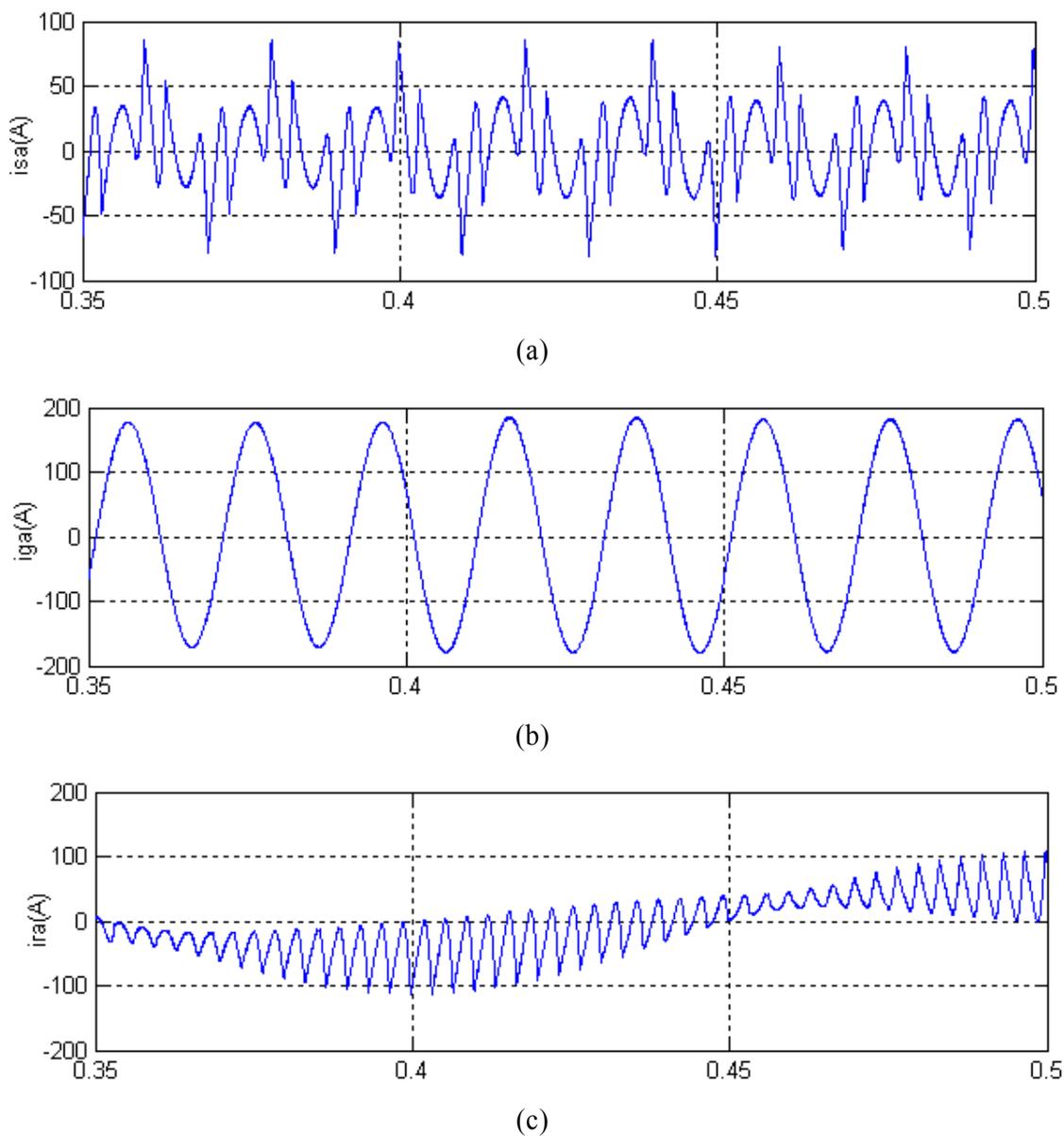


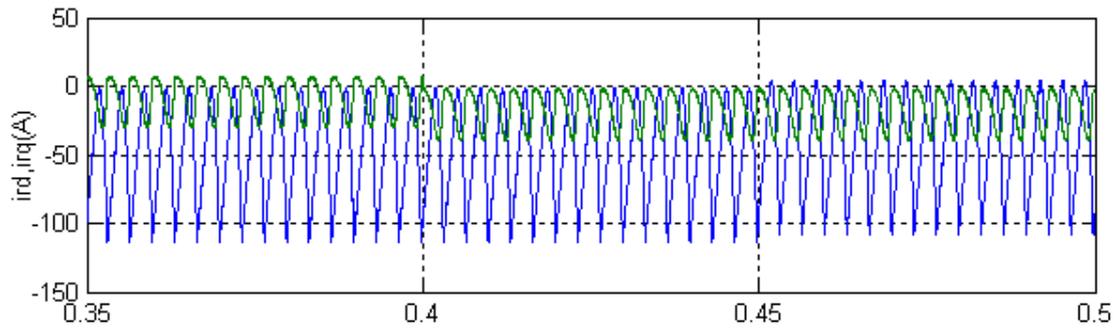
Figure 3.14(b) : Taux de distorsion harmonique du courant du réseau après filtrage

La figure 3.26 présente l'analyse spectrale du courant de la phase *I* de la charge non linéaire et celui du réseau après filtrage. Le *THD* du courant de la charge est de 21,26%, et de 0,52% côté réseau, ce qui confirme la bonne qualité de filtrage remarquée dans l'analyse temporelle.

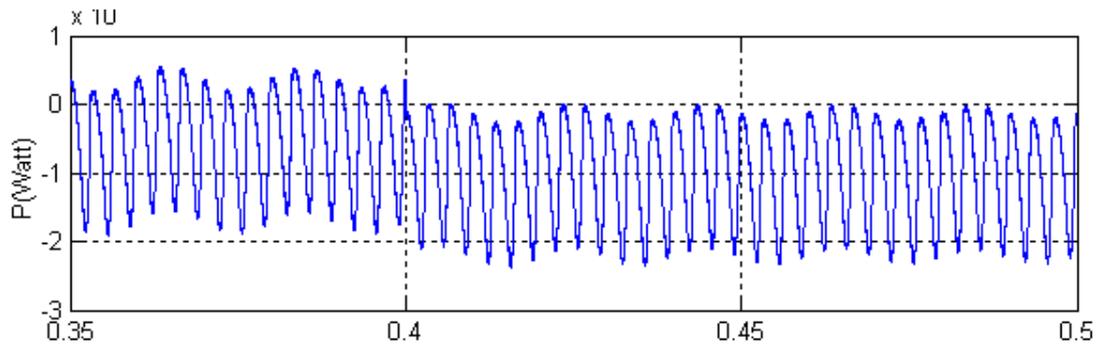
III.2.2 MADA compensateur d'harmoniques et générateur de puissance

La figure 3.15 illustre les performances de la MADA lors de son fonctionnement simultané en génératrice de puissance vers le réseau et comme compensateur d'harmoniques générés par la charge polluante.

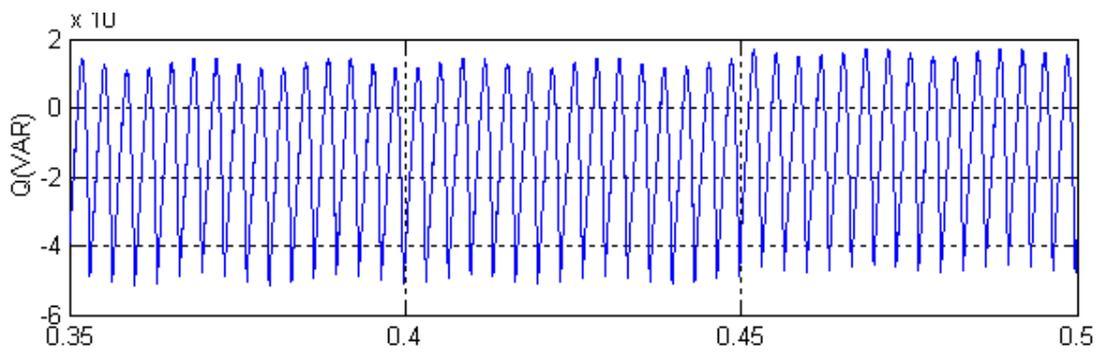




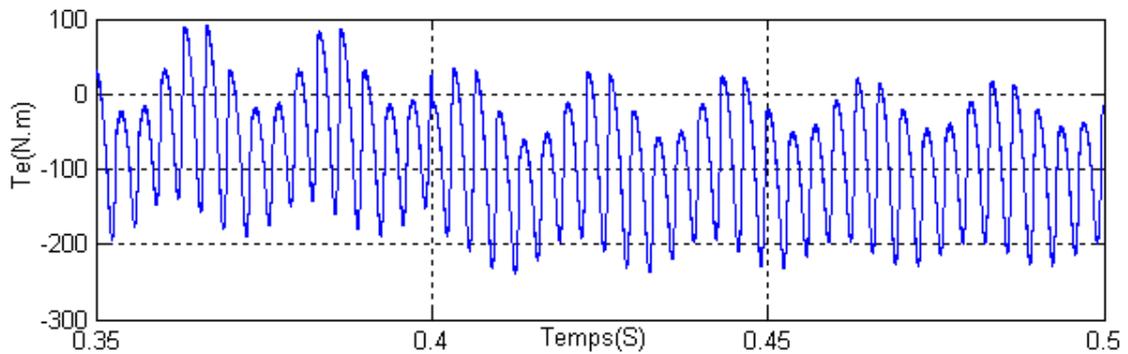
(d)



(e)



(f)



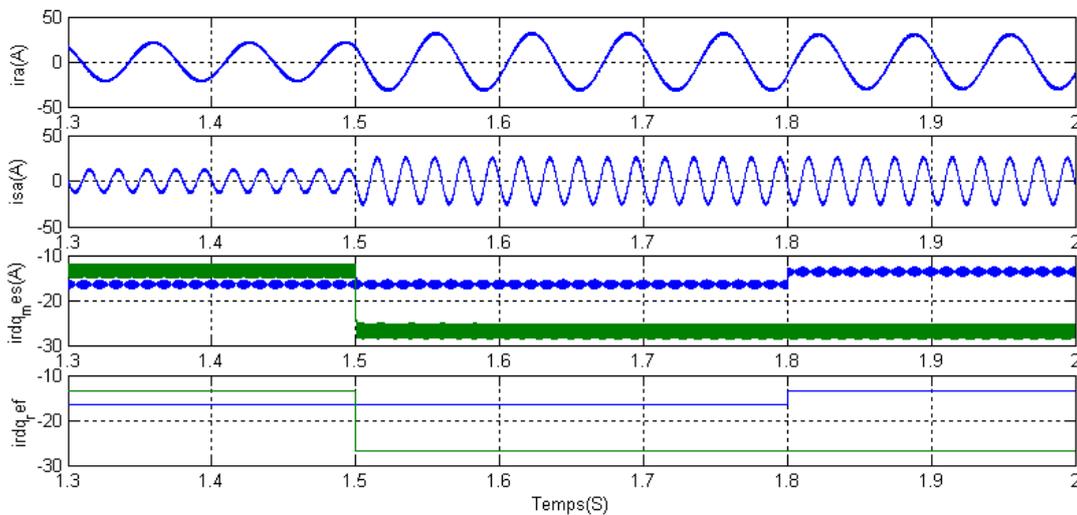
(g)

Figure 3.15 : fonctionnement de la MADA comme générateur et filtre actif à la fois

III.2.3 MADA reliée au réseau et amélioration de la qualité de l'énergie par un filtre LC

III.2.3.1 Régulation par les courants

Pour évaluer l'effet du filtre LC proposé, un changement de référence du courant rotorique est introduit. La valeur de l'inductance du filtre est fixée à $L_f=270mH$, la valeur du condensateur est déterminée à partir de l'équation (3.52), ($C_f=24,66\mu F$). Les figures 3.16.a, 3.16.b montrent le courant de phase rotorique, le courant de phase statorique. Les résultats sont montrés avec et sans filtre LC respectivement.

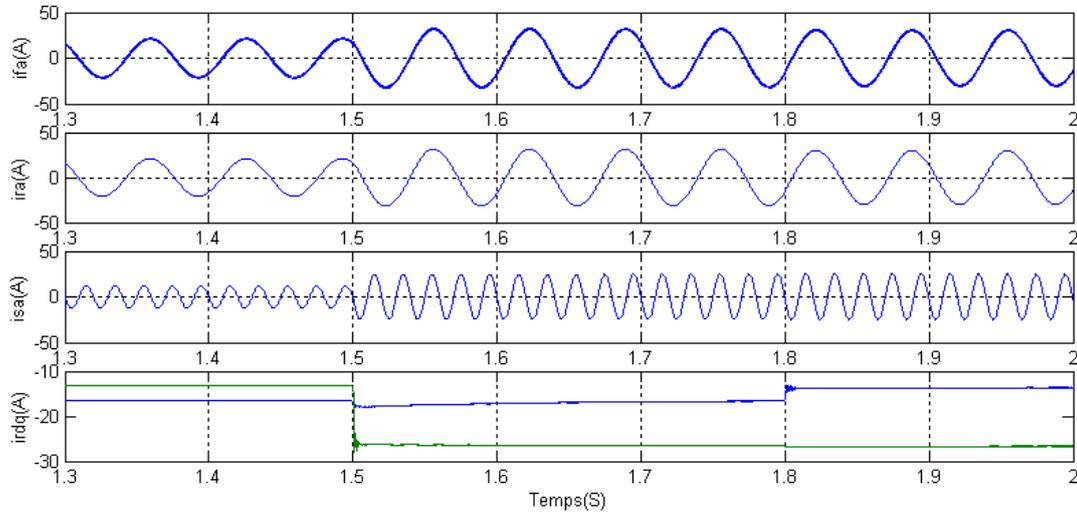


(a) Performances de la MADA sans filtre LC

La figure 3-18 présente l'évolution temporelle des différentes puissances électriques du système éolien. Jusqu'à l'instant $t = 1,8$ s, le système éolien fonctionne à facteur de puissance unitaire car les puissances réactives de référence Q_s^* et Q_r^* sont imposées égales à zéro, ce qui implique une puissance réactive Q_{mada} égale à zéro. Nous pouvons remarquer, dans cet intervalle de temps, que seule la puissance réactive rotorique Q_r n'est pas égale à zéro. En effet, la MADA a besoin d'une puissance réactive nécessaire à sa magnétisation et comme la puissance réactive statorique Q_s est égale à zéro, la MADA absorbe de la puissance réactive par le rotor.

A partir de l'instant $t = 1,8$ s, nous avons fixé la puissance réactive statorique de référence égale à 1000 VAr, ce qui correspond aux changements de références sur le courant rotorique ird

(Figure 3-8) et également sur la puissance réactive rotorique Q_r . Nous remarquons que le temps de réponse en courant du système est bien égal à 50 ms comme nous l'avons imposé pour la synthèse des correcteurs.

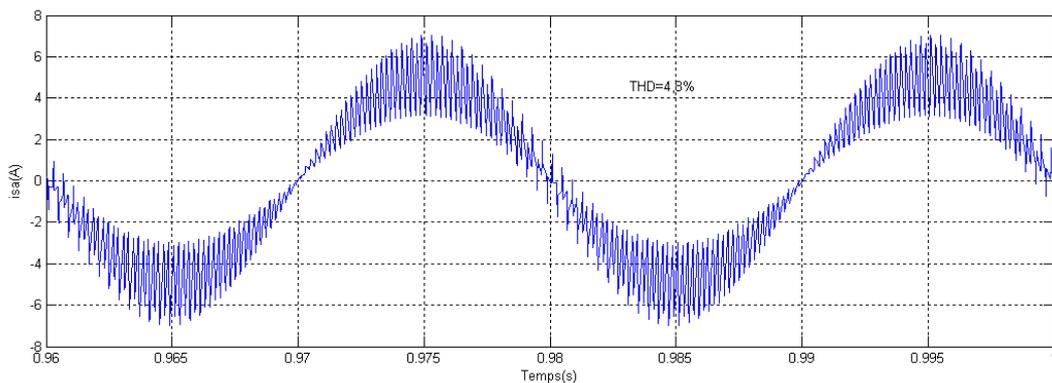


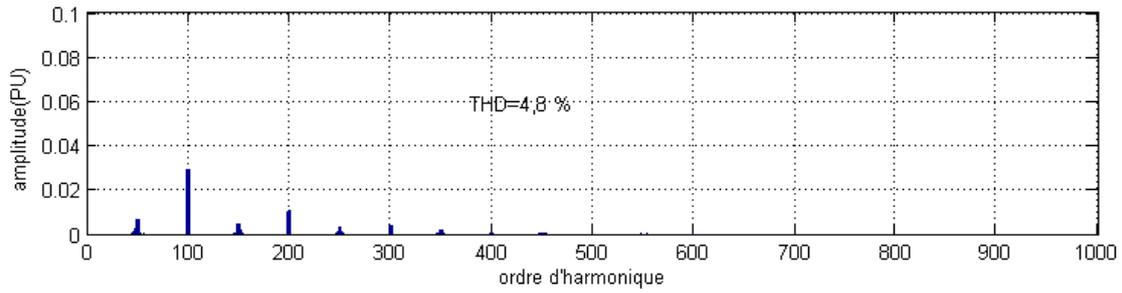
(b) Performances de la MADA avec le filtre LC

Figure 3.16. Effets du filtre LC sur les performances de la MADA,

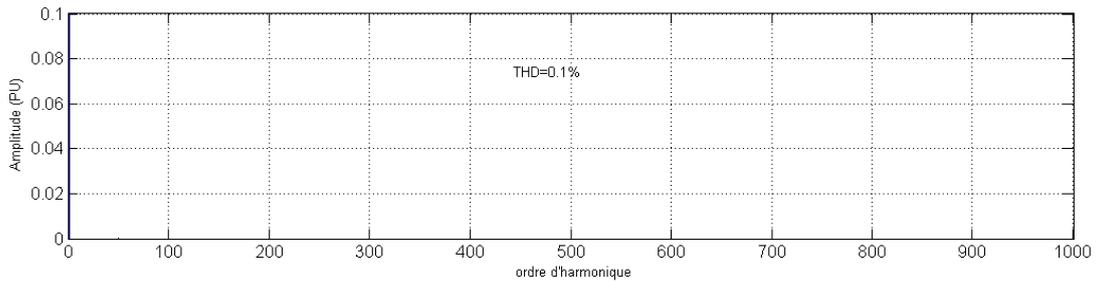
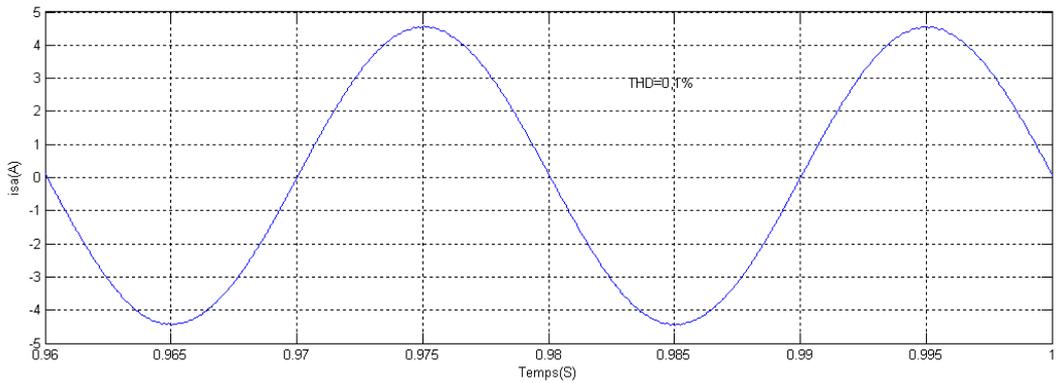
i_{ra} : courant rotorique (courant sortant du filtre LC), i_{sa} : courant statorique, i_{fa} : courant entrant du filtre LC, $i_{rdq-ref}$: courants rotorique dq de référence, i_{rd-mes} : courants rotoriques dq mesurés

Les figures 3.17.a et 3.17.b illustrent les effets du filtre LC sur le courant du réseau. Le THD des courants statoriques de la MADA est réduit considérablement de 4.8% à 0.186%.





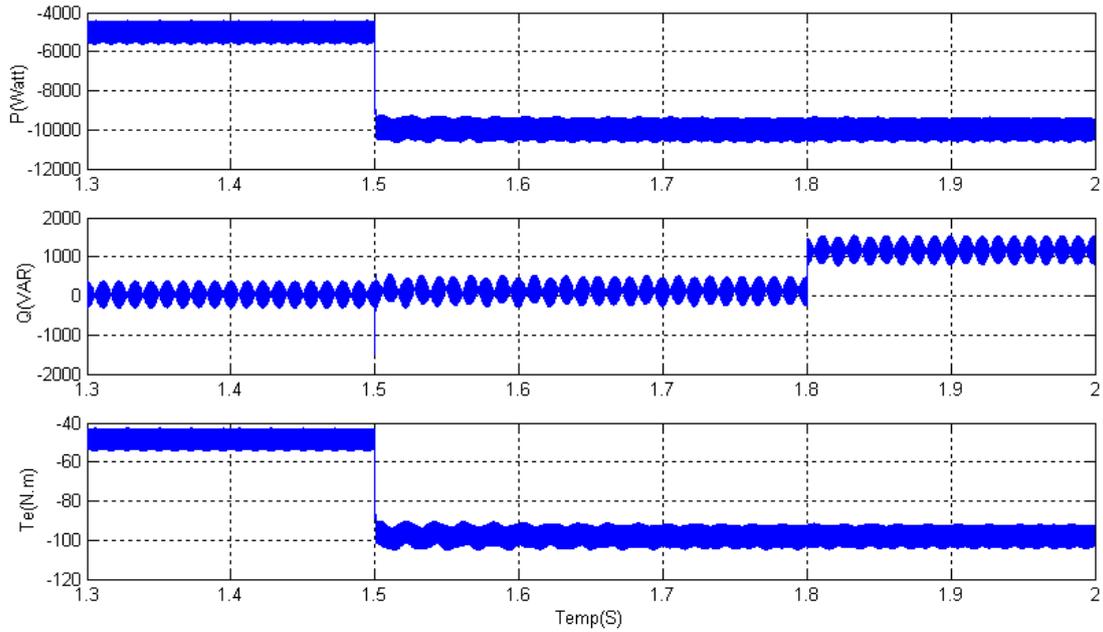
(a) courant statorique sans filtre LC



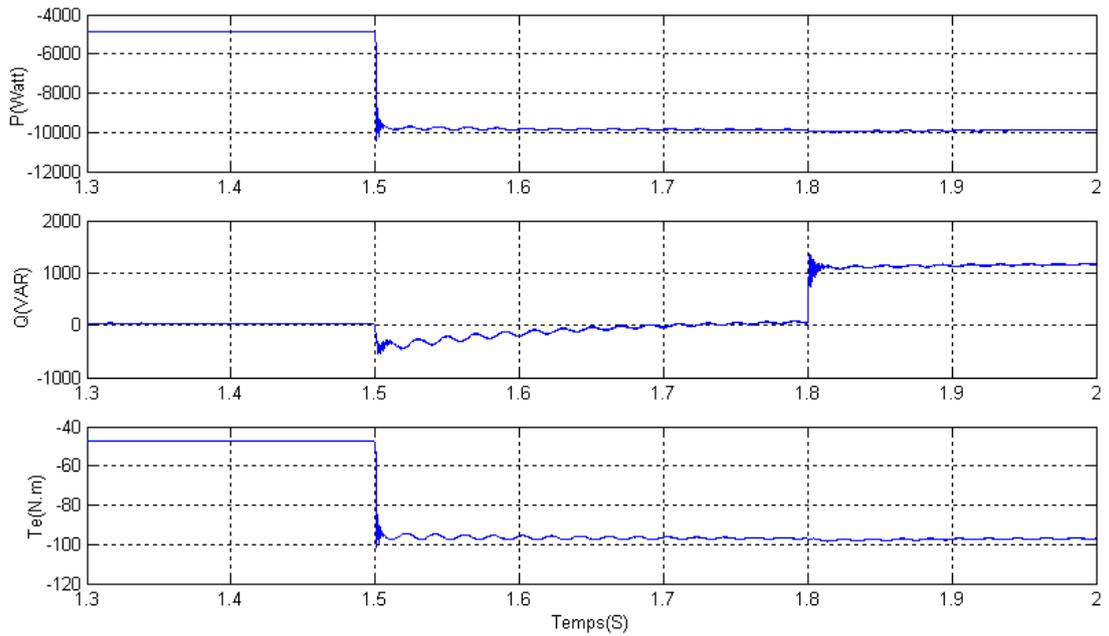
(b) courant statorique avec filtre LC

Figure 3.17: Effet du filtre LC sur les performances des courants statoriques.

L'effet du filtre LC sur les puissances active et réactive du stator est représenté sur la figure 3.18.



(a) puissances statoriques active P , réactive Q et le couple T_e (sans le filtre LC)

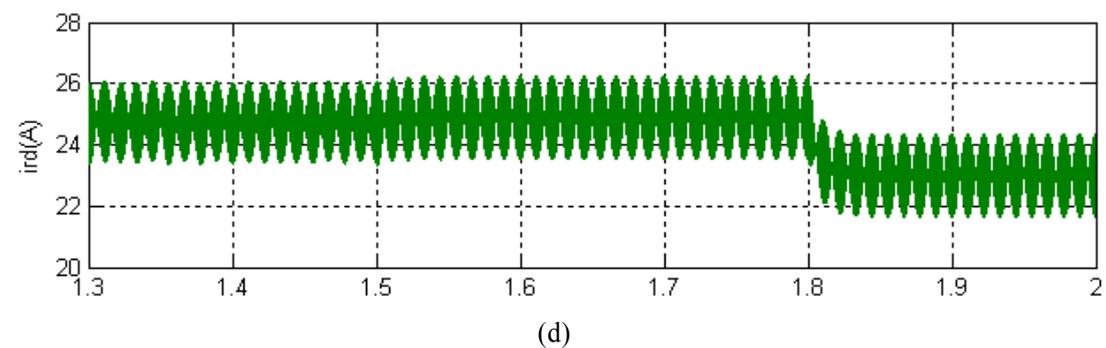
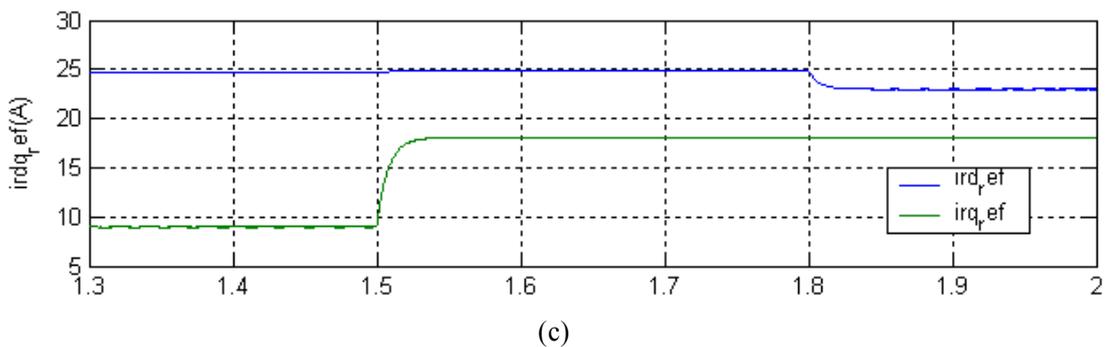
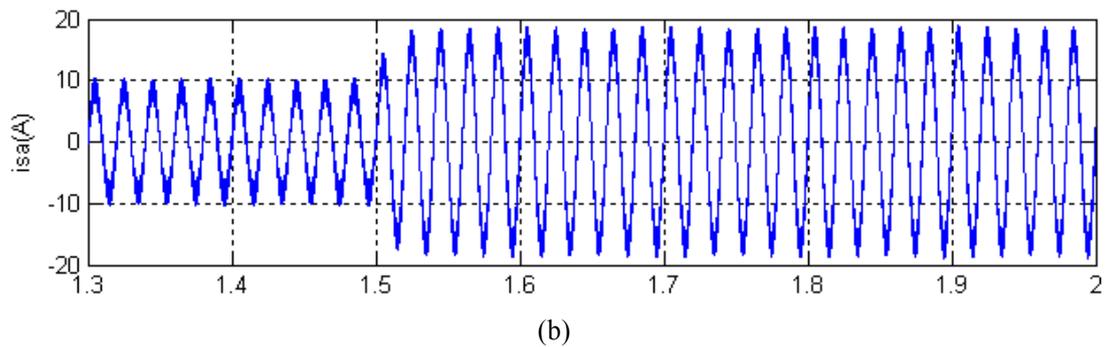
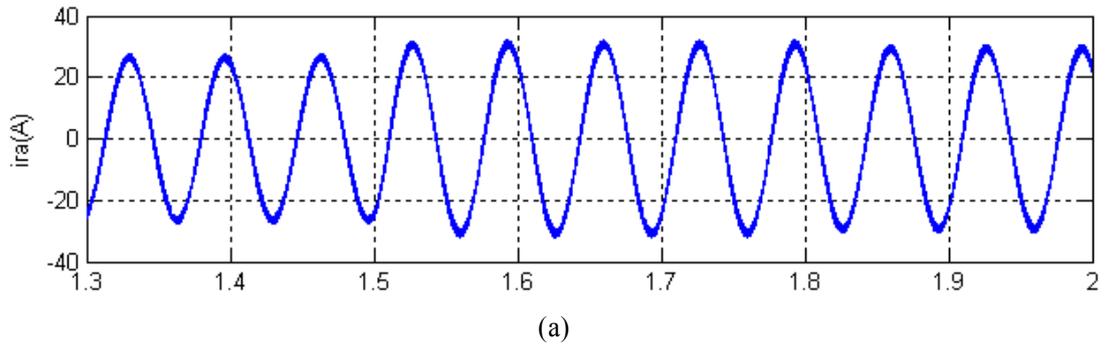


(b) puissances statoriques active P , réactive Q et le couple T_e (avec le filtre LC)

Figure 3.18: Effet du filtre LC sur les puissances statoriques active et réactive générées par la MADA

III.2.3.2 Régulation par les puissances

2.1 Régulation en puissance sans filtre LC



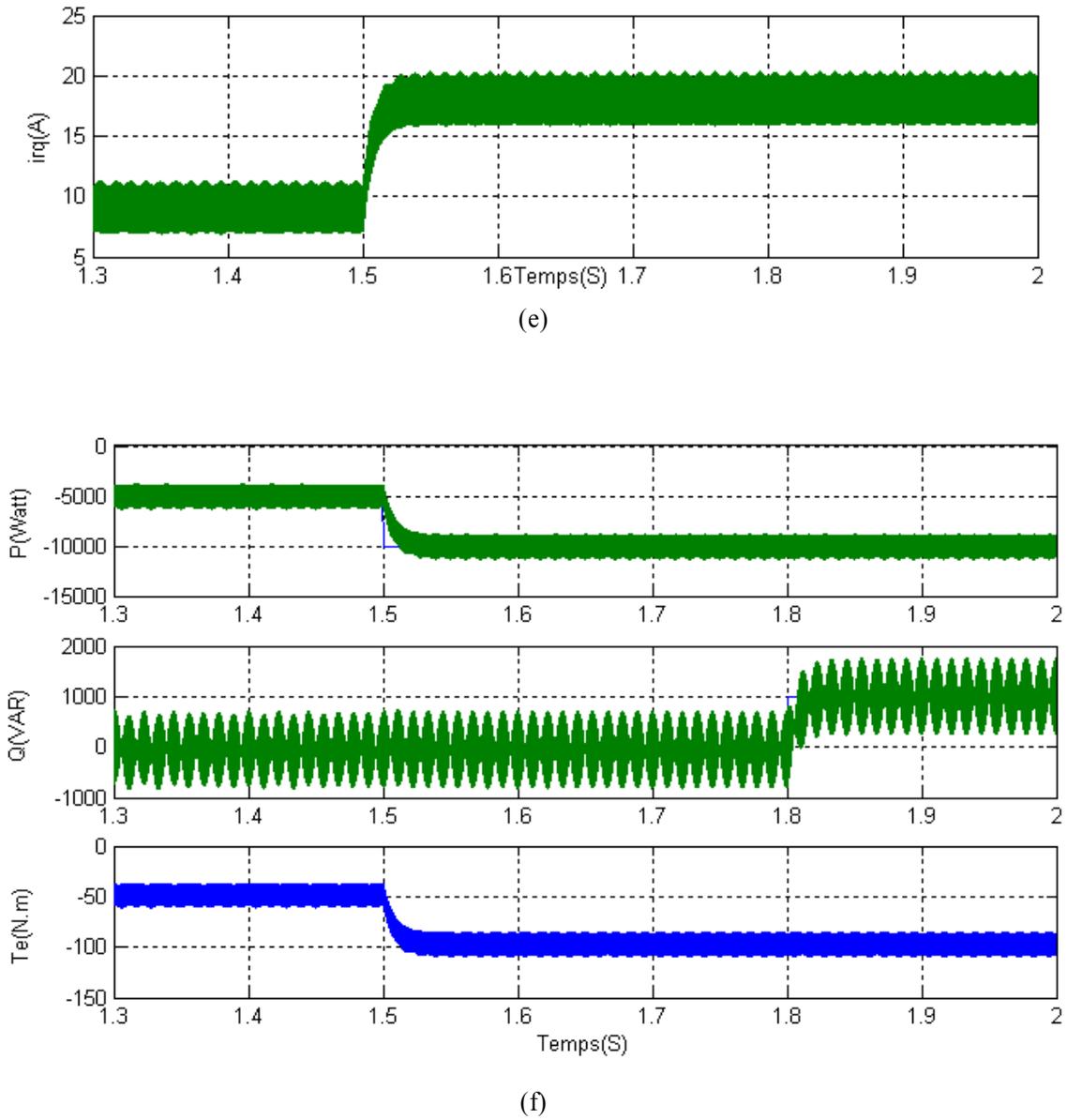
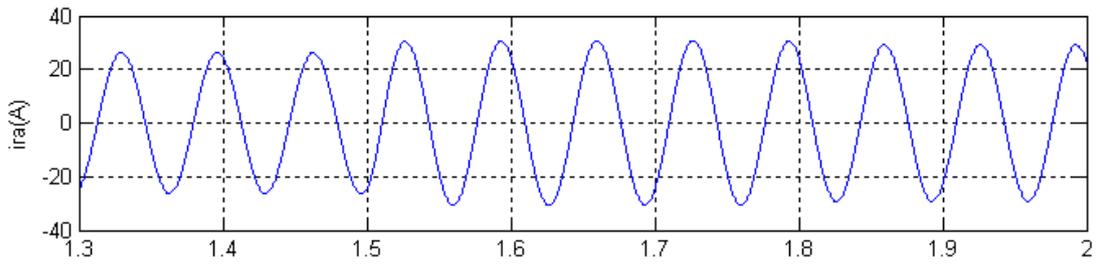
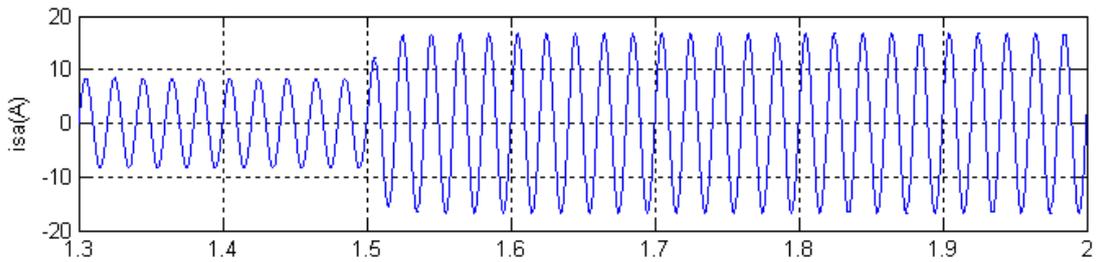


Figure 3.19 : i_{ra} : courant rotorique, i_{sa} : courant au stator de la MADA, i_{rdq_ref} : courants rotoriques de references suivant les axes dq, i_{rdq} : courants rotoriques suivant les axes dq, P puissance active, Q puissance réactive, Te : couple électromagnétique

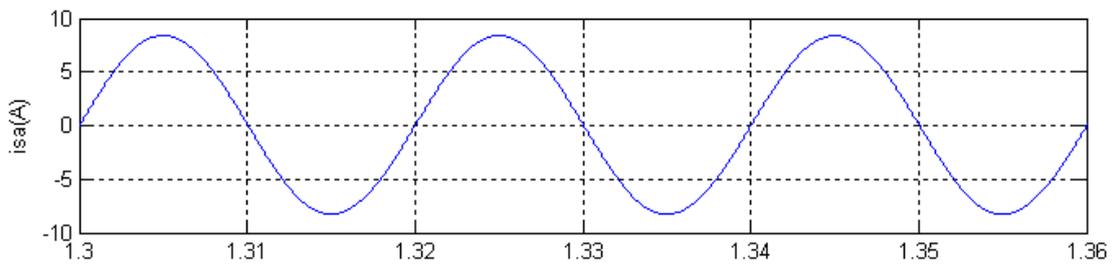
2.2 Régulation en puissance en ajoutant un filtre LC



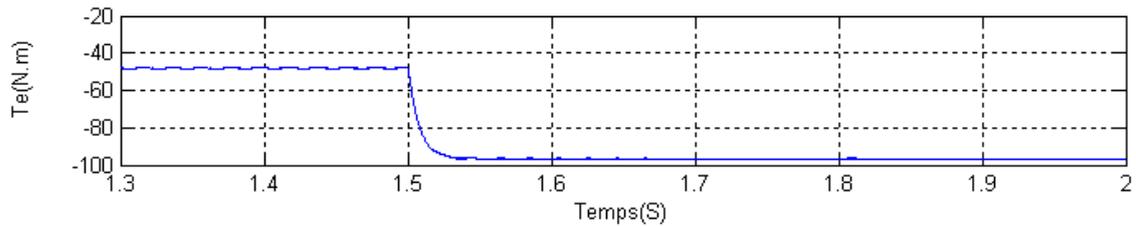
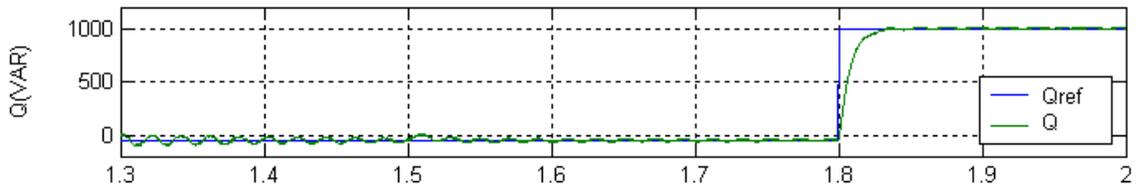
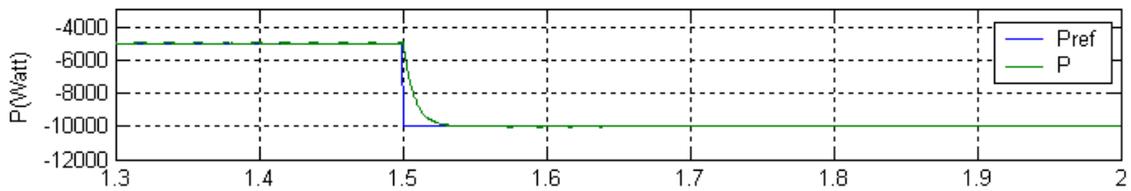
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure 3.20 : i_{ra} : courant rotorique, i_{sa} : courant au stator de la MADA, P : puissance active, Q : puissance réactive, Te : couple électromagnétique

VI. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'abord le modèle électrique et mécanique de la machine asynchrone à double alimentation (MADA). Ensuite, le fonctionnement en filtre actif a été particulièrement abordé lorsque celle-ci est connectée en parallèle sur le réseau de distribution. L'avantage majeur de ce dispositif est son adaptabilité aux variations de la fréquence du réseau. La commande par le flux statorique orienté est développée pour le contrôle des grandeurs rotoriques de la MADA. Ce control est capable de contrôler les puissances active et réactive ainsi que la compensation des courants harmoniques injectés par la charge polluante.

Afin d'améliorer d'avantage la forme d'onde du courant statorique et par conséquent la qualité des puissances active et réactive délivrées par la machine, un filtre de sortie de deuxième ordre LC est inséré entre l'onduleur et les enroulements rotoriques. Cette solution très simple fourni plusieurs avantages indispensables pour n'importe quel système de génération de puissance.

V. Bibliographies

- [1] B. Jha, K. .Ram, M. Rao, “*Doubly Fed Induction Generator Analysis through Wavelet Technique*”, journal of engineering science and technology review, pp. 63-67, 2009.
- [2] N. G. Jayanti, M. Basu, « *A new configuration and control of doubly fed induction generator (UPQC-WG)*» Conference Papers ; Dublin Institute Of Technology Ireland 2008.
- [3] O. M. Soares, H. N. Gonçalves, «*Analysis and NN-Based Control of Doubly Fed Induction Generator in Wind Power Generation*» International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09) Valencia (Spain), 15th to 17th April, 2009
- [4] A. Gaillard, P. Poure, « *Variable speed DFIG wind energy system for power generation and harmonic current mitigation*», elsevier, journal of renewable energy vol. 34, pp. 1545–1553, 2009.
- [5] P. Salmerón, R.S. Herrera, “Instantaneous reactive power theory—A general approach to poly-phase systems”, elsevier, journal of electric power systems research 2009.
- [6] M. T. Bina, E. Pashajavid, “ An efficient procedure to design passive LCL -filters for active power filters”, elsevier, jornal of electric power systems research vol. 79, pp. 606–614, 2009.
- [7] S. Karimi, P. Poure, “*FPGA-based fully digital fast power switch fault detection and compensation for three-phase shunt active filters*”, elsevier, journal of electric power systems research vol. 78, pp. 1933–1940 , 2008.

- [8] A. Chaoui, F. Krim, “DPC controlled three-phase active filter for power quality improvement”, elsevier, journal of electrical power and energy systems, vol. 30, pp. 476–485, 2008.
- [9] H. Jou, J. Wu, “Novel configuration for three-phase hybrid power filter”, elsevier, journal of electric power systems research, vol. 78, pp. 1153–1160, 2008.
- [10] P. Salmerón, S. Herrera, “A new approach for three-phase loads compensation based on the instantaneous reactive power theory”, elsevier, journal of electric power systems research, vol. 78, pp. 605–617, 2008.
- [11] L. Jerbi, L. Krichen, “A fuzzy logic supervisor for active and reactive power control of a variable speed wind energy conversion system associated to a flywheel storage system» Elsevier, Electric Power Systems Research 79 (2009) 919–925
- [12] S. Srinivasa, B. K. Murthy, “A new control strategy for tracking peak power in a wind or wave energy system” elsevier, journal of renewable energy vol. 34, pp. 1560–1566, 2009.
- [13] J. Zhang, A. Dy’sko, “Modelling and performance of fixed-speed induction generators in power system oscillation stability studies”, elsevier, journal of electric power systems research vol. 78, pp. 1416–1424, 2008.
- [14] H. Chowdhury, S. Chellapilla, “Double-fed induction generator control for variable speed wind power generation”, elsevier, journal of electric power systems research, vol. 76, pp. 786–800, 2006.
- [15] J. Louis, «Modélisation des machines électriques en vue de leur commandes» EGEM, Germes Science, Lavoisier 2004.
- [16] B. Xie, B. Fox, “Study of Fault Ride-Through For DFIG Based Wind Turbines”, IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DWT 2004) April 2004 Hong Kong.
- [17] K. Elkington, «Modelling and Control of Doubly Fed Induction Generators in Power Systems», Licentiate Thesis Stockholm, Sweden 2009
- [18] R. Melicio, V. M. F. Mendes, «Doubly Fed Induction Generator Systems For Variable Speed Wind Turbine» 09’ CHLIE, Espagne 2009.
- [19] G. Thandi, «Modeling, Control and Stability Analysis of a PEBB Based DC Distribution Power System» Master of Science in Electrical Engineering; Virginia Polytechnic Institute and State University, 1997.
- [20] V. Prasad, «Analysis And Comparison Of Space Vector Modulation Schemes For Three-Leg And Four-Leg Voltage Source Inverters» master of science in electrical engineering; Virginia polytechnic Institute and State University; May 15, 1997.
- [21] Z. Ye, «Modeling and Control of Parallel Three-Phase PWM Converters», PHD in electrical engineering, Virginia Polytechnic Institute and State University, September 15, 2000.
- [22] A. Mirecki, «Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance» thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l’institut national polytechnique de Toulouse, avril 2005.
- [23] P. Vidal, «Commande non-linéaire d'une machine asynchrone à double alimentation», thèse de doctorat en Génie Electrique soutenue à l’institut national polytechnique de Toulouse, décembre 2004.
- [24] R. Eguiluz, « Commande algorithmique d’un système mono-onduleur bimachine asynchrone destiné à la traction ferroviaire», thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l’institut national polytechnique de Toulouse, novembre 2002.

- [25] K. Zhou, D. Wang, "Relationship Between Space-Vector Modulation and Three-Phase Carrier-Based PWM: A Comprehensive Analysis", IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 49, No. 1, February 2002.
- [26] T. G. Habetler, "A Space Vector-Based Rectifier Regulator for AC/DC/AC Converters", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 8, No. 1, January 1993.
- [27] Sudip K. Mazumder «Continuous and Discrete Variable-Structure Controls for Parallel Three-Phase Boost Rectifier» IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 52, No. 2, April 2005
- [28] Z. Wang, L. Chang, "PWM AC/DC Boost Converter System for Induction Generator in Variable-Speed Wind Turbines", CCECE/CCGEI, Saskatoon, May 2005.
- [29] A. Rahim, J. Bakhshwain, «Robust Damping Controls for a Unified Power Flow Controller», international journal of emerging electric power systems, Vol. 6, Issue 2, 2006.
- [30] R. E. Betz, «Introduction to Vector Control of Induction Machines», department of electrical and computer Engineering, University of Newcastle, Australia, February 24, 2000
- [31] Z. Ye, «Modeling and Control of Parallel Three-Phase PWM Converters», Doctor of Philosophy in Electrical Engineering, Polytechnic Institute and State University, Virginia, September 2000.
- [32] M. Hacil, A. Khezzar, A. L. Nemmour, «Filtrage Actif d'Harmoniques des Réseaux Electriques à l'aide d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation –MADA», ICEEA'08, Sidi bel abbés, Algérie, 2008.

Paramètres de la MADA

$P = 15 \text{ kW}$

$U_{sn} (\text{_etoile}) = 380 \text{ V}$

$U_{rn} (\text{triangle}) = 225 \text{ V}$

$R_s = 1.75$

$R_r = 1.68$

$L_s = 0.295 \text{ H}$

$L_r = 0.104 \text{ H}$

$M_{sr} = 0.165 \text{ H}$

CHAPITRE IV

*Compensation des harmoniques à l'aide d'une
génératrice synchrone*

SOMMAIRE DU CHAPITRE QUATRE

I. Introduction	91
II. Modèle de la machine synchrone	92
II.1 Modèle de la machine synchrone dans le plan abc	92
II.2 Le modèle <i>dans le plan d-q</i>	93
II.3. Fonctionnement d'une machine synchrone reliée au réseau	95
II.4. Fonctionnement d'une machine synchrone alimentant une charge isolée	97
II.5 Résultats de simulation	100
III. Filtrage électromécanique des harmoniques à base d'une machine synchrone	106
IV. Résultats de Simulation	109
<i>1er Cas : Le générateur synchrone fonctionnant en filtre actif de puissance</i>	109
<i>2eme Cas : SG génère seulement de la puissance active et réactive</i>	113
<i>3ème Cas : SG comme un filtre actif et générateur de puissance</i>	115
V. Conclusion	116
VI. Bibliographies	116

I. Introduction

Les générateurs synchrones sont la colonne vertébrale de tout notre système actuel de production et de transmission d'électricité. Le système d'excitation du générateur synchrone n'utilise pas habituellement l'excitation à aimant permanent en raison des conditions d'assurer la stabilité du système de puissance. En outre dans le cas des moteurs synchrones de puissance élevée, l'excitation à aimant permanent n'est pas recommandée en raison des conditions de la commande de facteur de puissance indépendamment de la charge mécanique imposée. Ainsi, dans ces cas le système de l'excitation contrôlé est très recommandé. L'excitation par convertisseurs statiques est largement appliquée et offre des avantages considérables sur tous les plans. Il existe deux modes principaux d'utiliser l'excitation statique de la machine synchrone :

- L'excitation directe des bobines de champ de la machine d'une alimentation d'énergie statique DC (figure 4.1).
- L'utilisation d'un générateur d'excitation tournant à courant alternatif avec un redresseur statique commandé pour alimenter le champ principal du générateur pour fournir le courant nécessaire à l'excitation du générateur (figure 4.2).

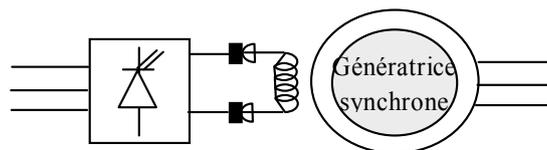


Figure 4.1 Système d'excitation directe

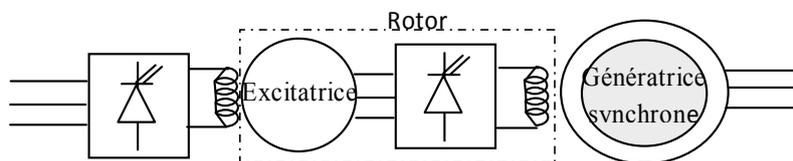


Figure 4.2 Système d'excitation indirecte brushless

Beaucoup de travaux ont proposé des méthodes pour absorber les courants harmoniques des lignes des réseaux électriques en utilisant un générateur synchrone. T. Fuyuta et al, ont proposé une méthode qui consiste à alimenter le bobinage d'excitation des condensateurs résonnants et sans contrôleur [1]. T. Abolhassani et al proposent un filtre actif électromécanique pour compenser les harmoniques les plus dominants produits par les

charges non-linéaires : les 5èmes et 7èmes harmoniques sont supprimés et les 11èmes et 13èmes harmoniques sont sensiblement réduits [2].

Dans ce chapitre, le générateur synchrone est employé pour améliorer la qualité de puissance des lignes du réseau en compensant et en éliminant les harmoniques du courant provoqués par les charges non-linéaires en injectant un courant approprié dans le bobinage d'excitation. La solution proposée permet également la commande des puissances active et réactive. Des résultats de simulations numériques sont présentés pour valider l'analyse théorique.

II. Modèle de la machine synchrone

La modélisation de la machine synchrone fait l'objet de nombreuses études en moyenne et forte puissance. Cette machine est très utilisée dans l'industrie pour différentes applications : production d'électricité, traction électrique, traction ferroviaire et entraînements divers. Ce paragraphe concernera la modélisation de la machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants. Elle présente l'avantage de disposer d'un degré de liberté supplémentaire par rapport à la machine asynchrone et la machine synchrone à aimants. En effet, le circuit inducteur permet le réglage du flux d'excitation. Si ce modèle à paramètres fixes est adapté à l'établissement d'algorithmes de commande, il en est tout autrement si l'on s'intéresse à l'optimisation énergétique. Par conséquent, si notre objectif est de développer des algorithmes d'optimisation énergétique, il est impératif d'élaborer un modèle de Park à paramètres variables [12].

II.1 Modèle de la machine synchrone dans le plan abc

Les équations de tensions par phase statoriques et rotoriques sont données par :

$$\begin{cases} i_a R_s + v_a = -\frac{d\phi_a}{dt} \\ i_b R_s + v_b = -\frac{d\phi_b}{dt} \\ i_c R_s + v_c = -\frac{d\phi_c}{dt} \\ i_D R_D = -\frac{d\phi_D}{dt} \\ i_Q R_Q = -\frac{d\phi_Q}{dt} \\ i_f R_f - V_f = -\frac{d\phi_f}{dt} \end{cases} \quad (4.1)$$

Le flux traversant une phase quelconque est composé du flux propre relatif à cette phase et des flux mutuels entre les six circuits couplés magnétiquement. Par exemple, selon la figure (4.3), l'expression du flux total traversant la phase statorique A est exprimé par :

$$\phi_a = L_a i_a + L_{ab} i_b + L_{ac} i_c + L_{af} i_f + L_{aD} i_D + L_{aQ} i_Q \tag{4.2}$$

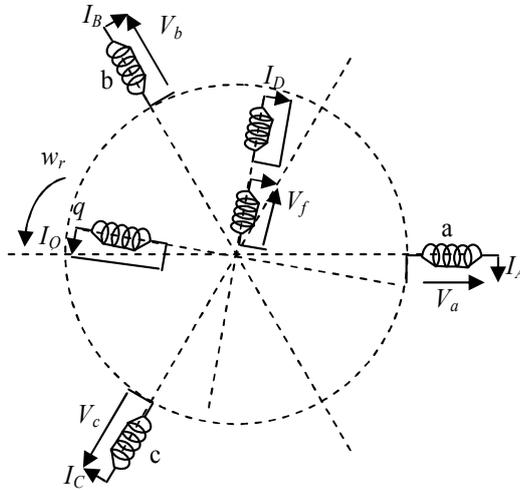


Figure 4.3 model triphasé d'un GS avec amortisseurs

II.2 Le modèle dans le plan d - q

Le but principal du modèle dq est d'éliminer la dépendance des inductances à la position du rotor. Pour faire ainsi, choisissons un système de coordonnées lié à l'axe d de la roue polaire. La transformation des coordonnées ABC au dqo , connue par la transformation de *Park*, et qui est valide pour la transformation des grandeurs triphasées en grandeurs biphasées, soit :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_o \end{bmatrix} = [T_{dqo}(\theta)] \begin{bmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

Où la grandeur X peut être une tension, un courant ou un flux.

Les expressions des composantes des flux statoriques dans le repère dqo sont exprimées par :

$$\phi_d = L_d i_d + M_{fd} i_f + M_{Dd} i_D \tag{4.4}$$

$$\phi_q = L_q i_q + M_{Qq} i_Q \tag{4.5}$$

$$\phi_o = L_o i_o \quad (4.6)$$

D'une manière semblable pour le rotor,

$$\begin{aligned} \phi_f &= L_f i_f + M_{df} i_d + M_{Df} i_D \\ \phi_D &= L_D i_D + M_{fD} i_f + M_{dD} i_d \\ \phi_Q &= L_Q i_Q + M_{qQ} i_q \end{aligned} \quad (4.7)$$

Les équations du modèle dq peuvent être dérivées directement à travers l'axe orthogonal fictif équivalent de la machine (figure 4.3):

$$\begin{aligned} i_d R_s + v_d &= -\frac{d\phi_d}{dt} + \omega_m \phi_q \\ i_q R_s + v_q &= -\frac{d\phi_q}{dt} - \omega_m \phi_d \end{aligned} \quad (4.8)$$

Les équations du rotor sont alors ajoutées :

$$\begin{aligned} i_f R_f - V_f &= -\frac{d\phi_f}{dt} \\ i_D R_D &= -\frac{d\phi_D}{dt} \\ i_Q R_Q &= -\frac{d\phi_Q}{dt} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Nous avons choisi une machine sans amortisseurs puisque les courants harmoniques injectés dans le rotor influent sur la stabilité électrique et mécanique du système avec la présence de ces amortisseurs. Finalement les équations de la machine synchrone sont données par :

- Equations des tensions :

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_m \phi_q \\ v_q = R_s i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_m \phi_d \\ V_f = R_f i_f + \frac{d\phi_f}{dt} \end{cases} \quad (4.10)$$

- Equations des flux :

$$\begin{cases} \phi_d = L_d i_d + M i_f \\ \phi_q = L_q i_q \\ \phi_f = L_f i_f + M i_d \end{cases} \quad (4.11)$$

Equation du couple électromagnétique :

$$T_e = \frac{3}{2} p (\phi_d i_q - \phi_q i_d) = \frac{3}{2} p i_d i_q (L_d - L_q) + \frac{3}{2} p i_q i_f \quad (4.12)$$

Equation mécanique :

$$f \omega_m + J \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_r \quad (4.13)$$

II.3. fonctionnement d'une machine synchrone reliée au réseau

Dans ce mode d'opération, le convertisseur doit régler la tension du bus continu DC, et commande les puissances actives et réactives injectées dans le réseau. Les points de réglage P_{ref} et Q_{ref} sont choisis par le consommateur ou les unités éloignées de gestion de puissance. La stratégie de commande est montrée dans la figure 4.4. Une boucle de verrouillage de phase (PLL) est employée pour synchroniser l'onduleur à MLI avec le réseau. Le calcul des courants de référence se fait comme suit [1]:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha_ref} \\ i_{\beta_ref} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha} & -v_{\beta} \\ v_{\beta} & v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Finalement, les courants de références des trois phases pour un contrôle par hystérésis sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} i_{a_ref} \\ i_{b_ref} \\ i_{c_ref} \end{bmatrix} = C_{32}^T \begin{bmatrix} i_{0_ref} \\ i_{\alpha_ref} \\ i_{\beta_ref} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

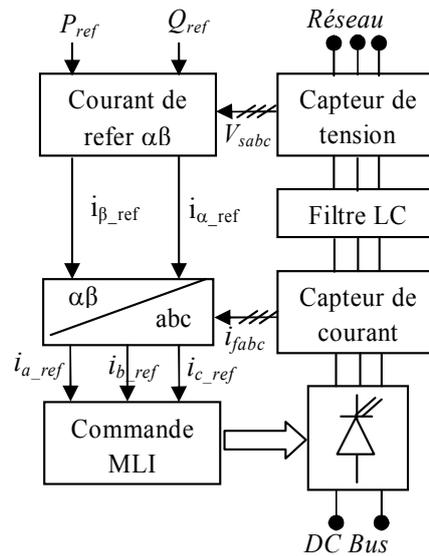


Figure 4.4 : schéma de contrôle de PQ

II.4. fonctionnement d'une machine synchrone alimentant une charge isolée

Dans ce mode de commande, la machine alimente toutes sortes de charges non linéaires, non équilibrée... La figure 4.5 montre un schéma de commande qui règle la tension et la fréquence aux bornes de la charge. Lors de la conception du contrôleur $V-f$, la fréquence ω est obtenue par une boucle de verrouillage de phase (PLL), qui mesure la tension du réseau de distribution. La tension de la charge est réglée par celle désirée moyennant un contrôleur PI. Le filtre LC est utilisé pour éliminer les harmoniques de commutation.

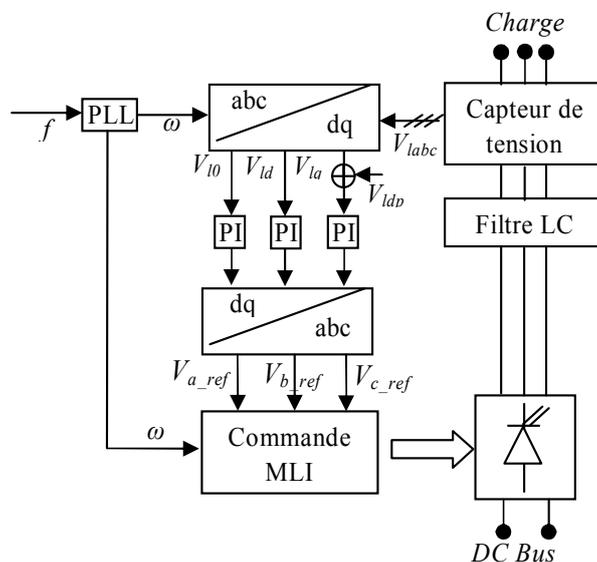


Figure 4.5 : schéma de contrôle V_f

La tension de la charge devrait être sinusoïdale avec une amplitude et une fréquence constantes. Ainsi, les tensions prévues de la charge dans le référentiel dq ont seulement une valeur, c.-à-d.

$$V_{ldp} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} 0.4 \quad (4.22)$$

La tension de référence est calculée, comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{ld}^{ref} \\ V_{lq}^{ref} \\ V_{lo}^{ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ld} \\ V_{lq} \\ V_{lo} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{ldp} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Ceci signifie que les tensions V_{ldqo} dans l'équation (3.10) devraient être ajustées à la valeur constante V_{ldp} . Les tensions V_{ldqo} après le passage par un bloc PI sont transformées au référentiel abc pour obtenir la tension de référence pour le système de commande de tension à MLI.

Dans la conception d'un système moderne de génération à turbine éolienne, la vitesse variable est souvent considérée. Il peut augmenter la production d'énergie de la turbine d'environ 5%, le bruit est réduit et les forces sur le système de génération à turbine éolienne peuvent être considérablement réduites. Les inconvénients principaux sont le coût élevé et la complexité de l'équipement du convertisseur.

Dans notre travail, nous avons considéré un système à vitesse variable incluant un générateur synchrone dont le stator est relié à un convertisseur de puissance constitué de deux convertisseurs back-to-back à MLI redresseur/onduleur avec un étage continu intermédiaire. L'excitation du rotor est assurée par un hacheur. La structure complète du système à contrôler est détaillée sur la figure 4.6.

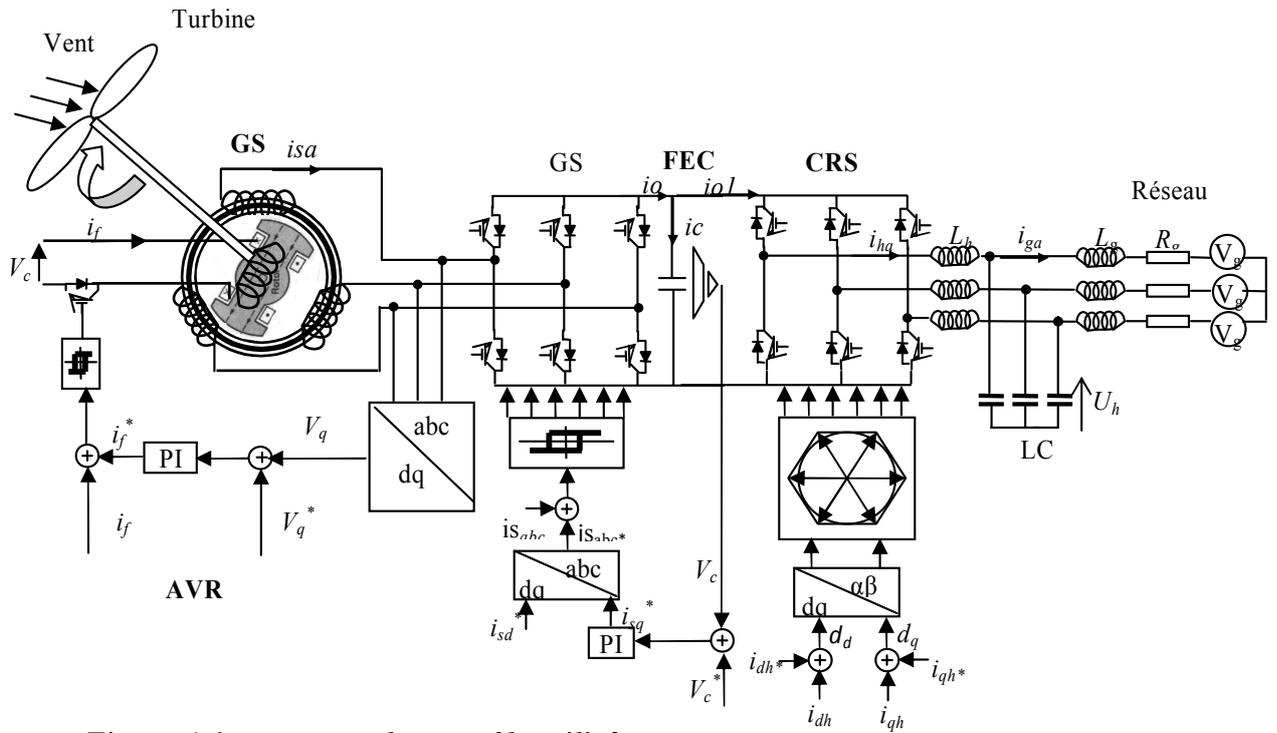


Figure 4.6: structure du contrôle utilisée

Le modèle de la ligne triphasée associée au redresseur ainsi que l'étage continu est décrit par l'équation suivante :

$$L_g \frac{d[i_g]}{dt} = -R_g [i_g] + \frac{1}{6} V_c [K][u] - [v_g] \quad (4.24)$$

$$K = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

Et la dynamique du côté continu est donnée par:

$$C_d \frac{dV_c}{dt} = \frac{1}{2} [u]^T [i_g] - i_o \quad (4.25)$$

En appliquant la transformation dq au modèle moyen décrit par les équations (4.24) et (4.25) nous aurons :

$$\begin{aligned}
\frac{di_{ds}}{dt} &= \frac{1}{3L_s} (V_{sd} + 3\omega Li_{qs} - d_{ds}V_o) \\
\frac{di_{qs}}{dt} &= \frac{1}{3L_s} (V_{sq} - 3\omega Li_{ds} - d_{qs}V_o) \\
\frac{dV_c}{dt} &= \frac{1}{C} \left(\frac{3}{2} (d_{ds}i_{ds} + d_{qs}i_{qs}) - i_{o1} \right) \\
V_o &= V_c + R_c \left(\frac{3}{2} (d_{ds}i_{ds} + d_{qs}i_{qs}) - i_{o1} \right)
\end{aligned} \tag{4.26}$$

Ainsi, le courant i_o est donné par :

$$i_{o1} = \frac{3}{2} (d_{dg}i_{dg} + d_{qg}i_{qg}) \tag{4.27}$$

$$i_o = \frac{3}{2} (d_{ds}i_{ds} + d_{qs}i_{qs}) \tag{4.28}$$

Où i_g est courant de ligne du réseau et i_s est le courant d'une phase statorique,

$$\begin{cases} i_0 = S_1 i_{as} + S_2 i_{bs} + S_3 i_{cs} \\ i_{o1} = S'_1 i_{ag} + S'_2 i_{bg} + S'_3 i_{cg} \end{cases} \tag{4.29}$$

Tels que S'et S représentent les commutateurs des convertisseurs coté réseau et coté stator respectivement.

II.5 Résultats de simulation

Dans un premier lieu, nous avons relié le stator du générateur synchrone à un pont redresseur à diode, les courants statoriques sont riches en harmoniques (figure 4.7). Les figures 8.a et 8.b montrent le spectre des courants statoriques où le THD est très important. La figure 4.8.c illustre le THD de la tension statorique.

Le réglage de la tension statorique au moyen du courant d'excitation est montré sur les figures 4.7 et 4.9 où une augmentation de la consigne de l'amplitude de la tension statorique introduite à l'instant $t=0.1s$ de 200V à 300V. On observe de très bonnes performances de poursuite et ceci dans les deux cas (charge non linéaire et linéaire respectivement).

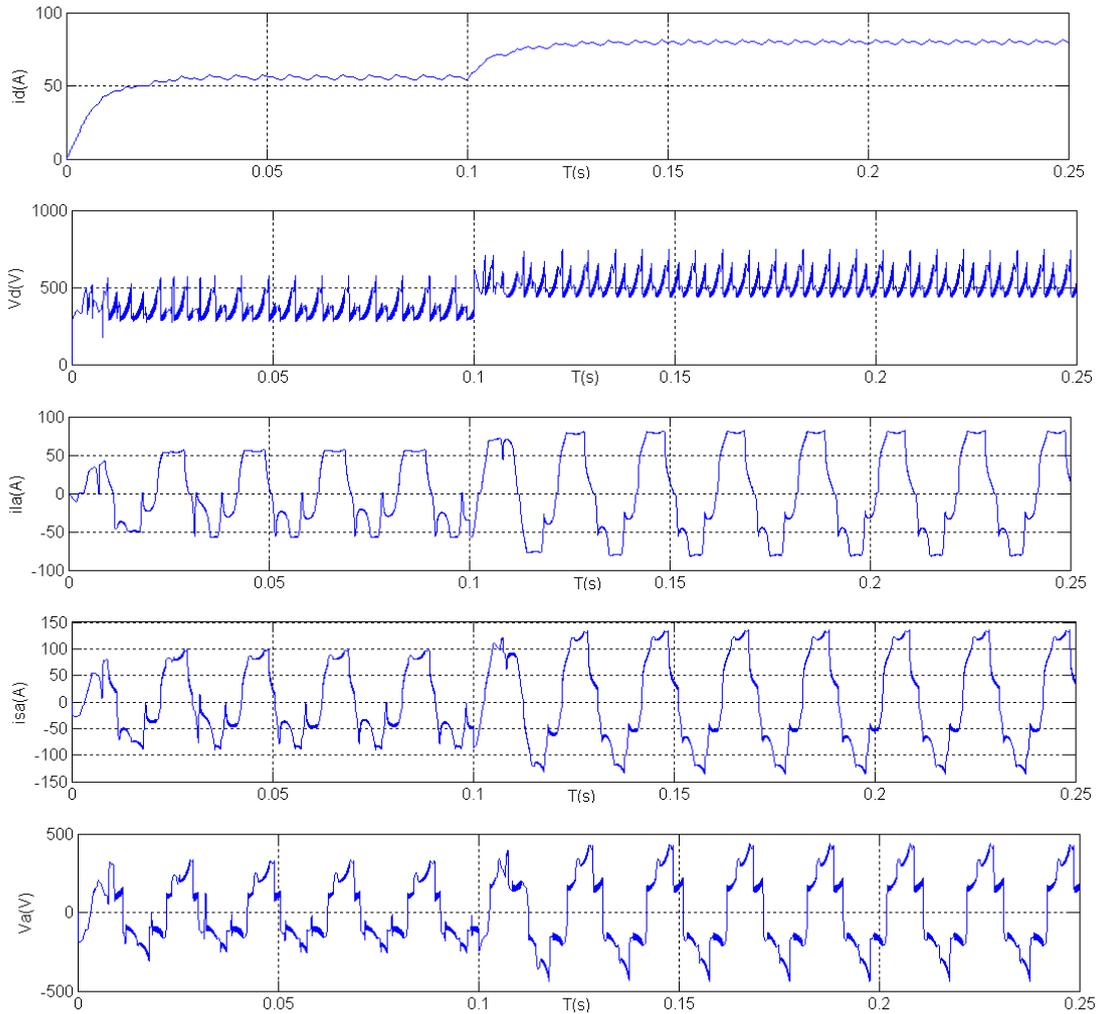


Figure 4.7 : i_a courant redressé, i_{la} : courant de ligne, i_{sa} : courant statorique, V_{sa} : tension statorique

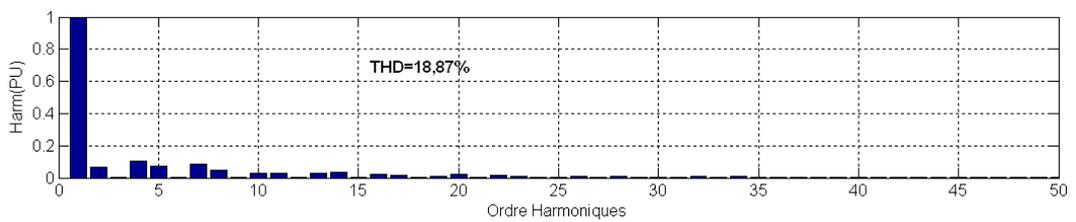


Figure 4.8 .a: spectre de courant de ligne i_{la}

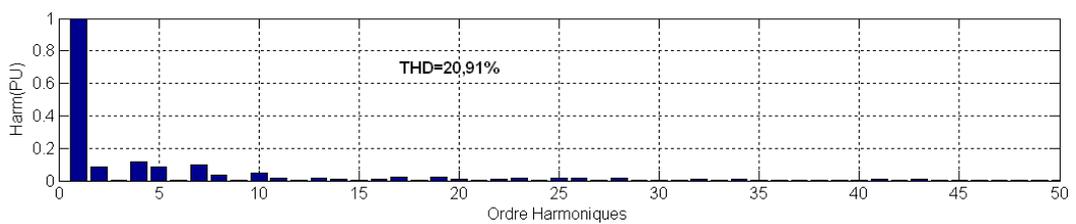


Figure 4.8 .b: spectre de courant statorique i_{sa}

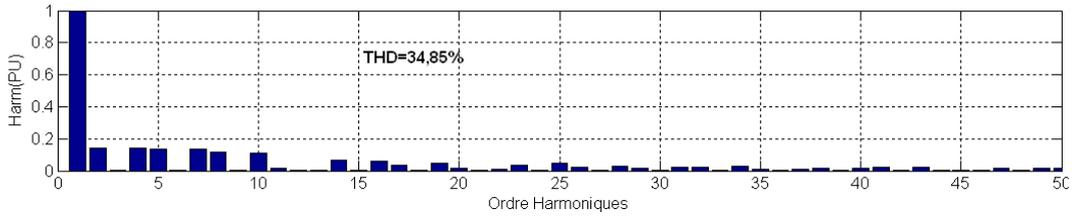


Figure 4.8 .c : spectre de tension statorique V_a

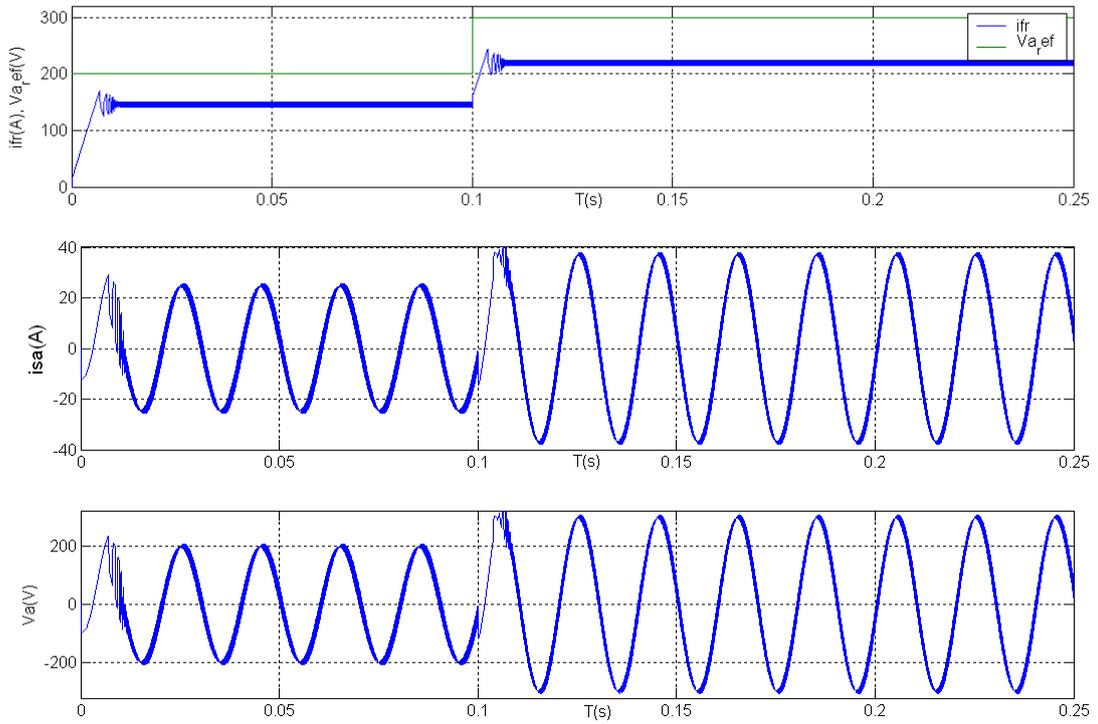


Figure 4.9. i_f : courant d'excitation du rotor, i_{sa} : courant statorique, V_a : tension statorique

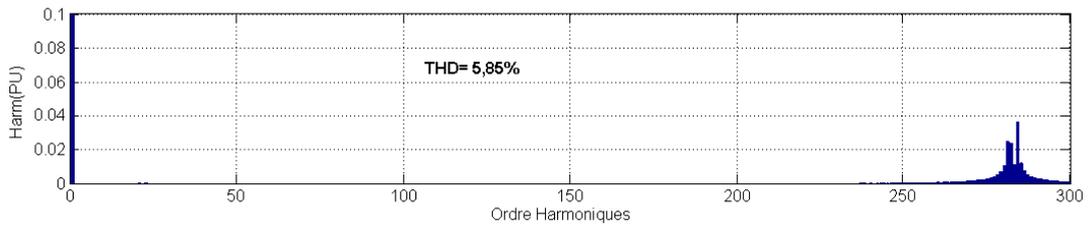


Figure 4.10.a. spectre de courant de ligne i_{sa}

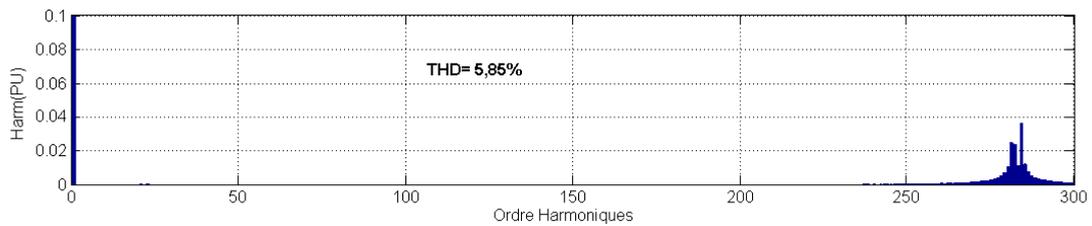


Figure 4.10.b. spectre de tension statorique V_a

Dans cette section, nous présentons quelques résultats de simulation d'un modèle complet de la structure de réglage présentée sur la figure 4.6 en utilisant les relations analytiques détaillées dans le paragraphe précédent.

La modulation de largeur d'impulsion (PWM) avec une fréquence de commutation typique de quelques mille hertz pousse les harmoniques à des rangs plus élevés où les harmoniques peuvent être facilement supprimés par de simples filtres passifs.

Dans notre travail, l'utilisation d'un convertisseur back-to-back confirme l'explication précédente, où les courants du réseau sont pratiquement sinusoïdaux et le THD est réduit à 11,8% (figure 4.11 et 4.12). L'implantation d'un filtre LC élimine les harmoniques de commutations et le THD est encore amélioré à 0,5% (figure 4.13 et 4.14). Par conséquent, les ondulations de commutation dans les puissances et les courants sont pratiquement absentes.

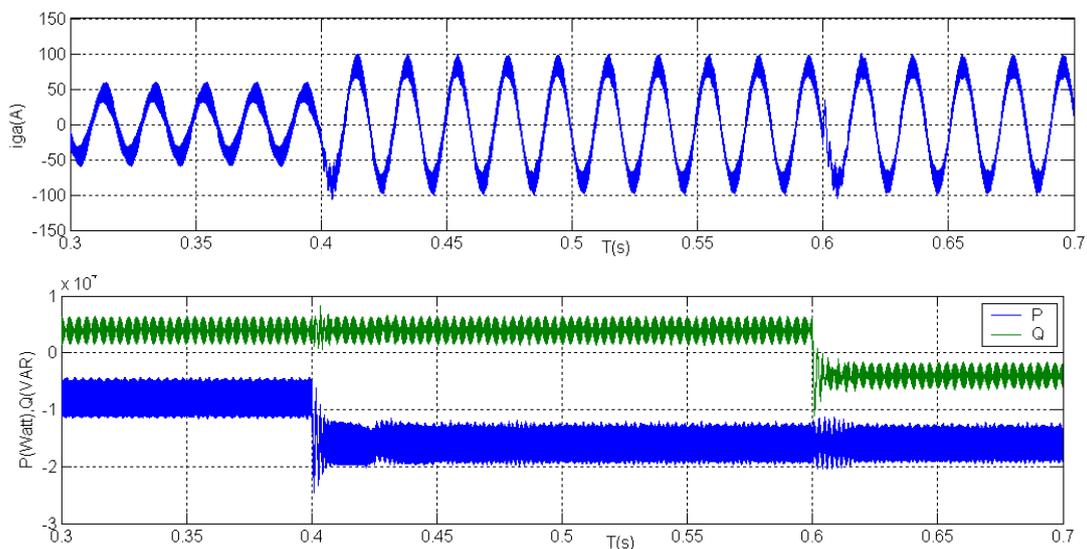


Figure 4.11. i_g : courant du réseau,

P, Q : puissances active et réactive du réseau sans filtre LC

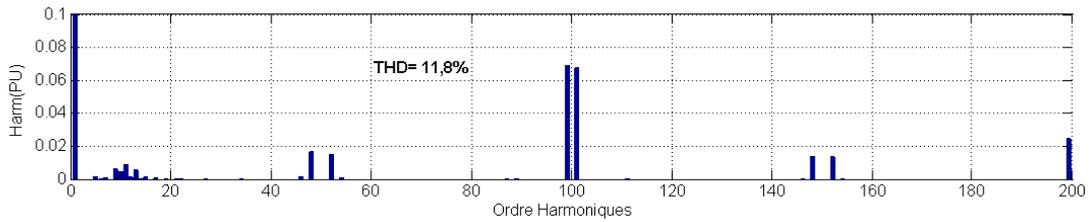


Figure 4.12. Spectre du courant du réseau sans filtre LC

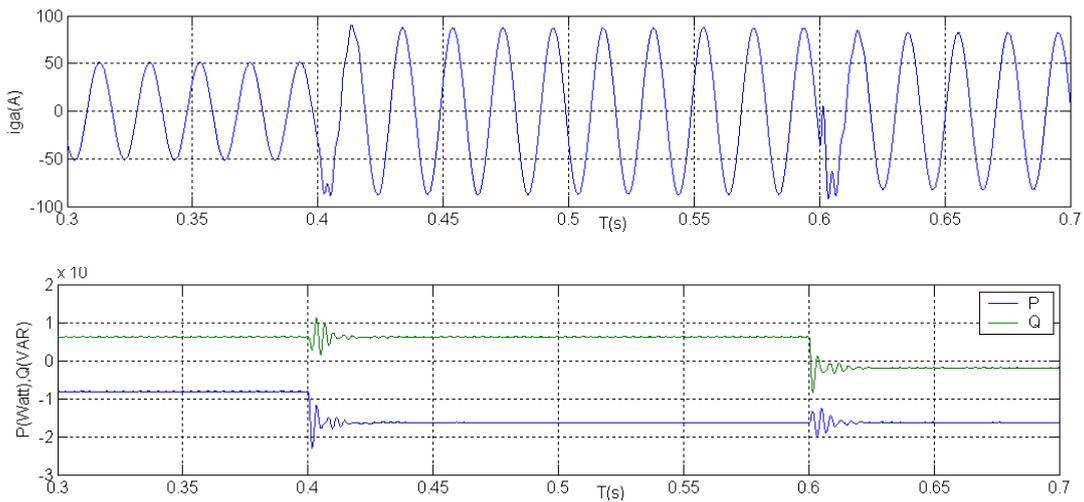


Figure 4.13. i_g : courant du réseau,

P, Q : puissances active et réactive du réseau avec filtre LC

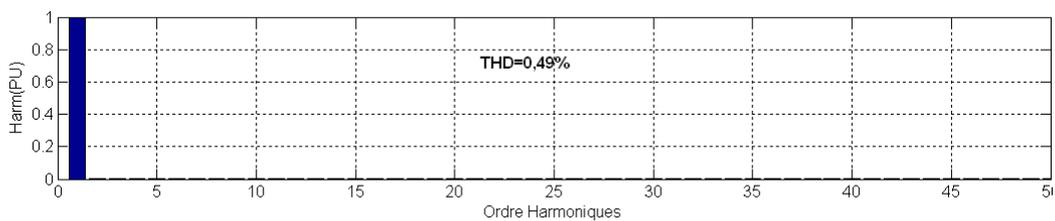


Figure 4.14. Spectre du courant du réseau avec filtre LC

La figure 4.15 représente l'évolution de la tension du bus continu lors d'une variation de l'amplitude de puissance injectée dans le réseau à partir d'un fonctionnement à vide. Le régime transitoire est imposé à travers une variation de la consigne P_{red} , tout en maintenant la puissance réactive Q_{red} constante. De plus, la variation de P_{red} est générée selon un saut, avec un temps égal à 0.4 secondes.

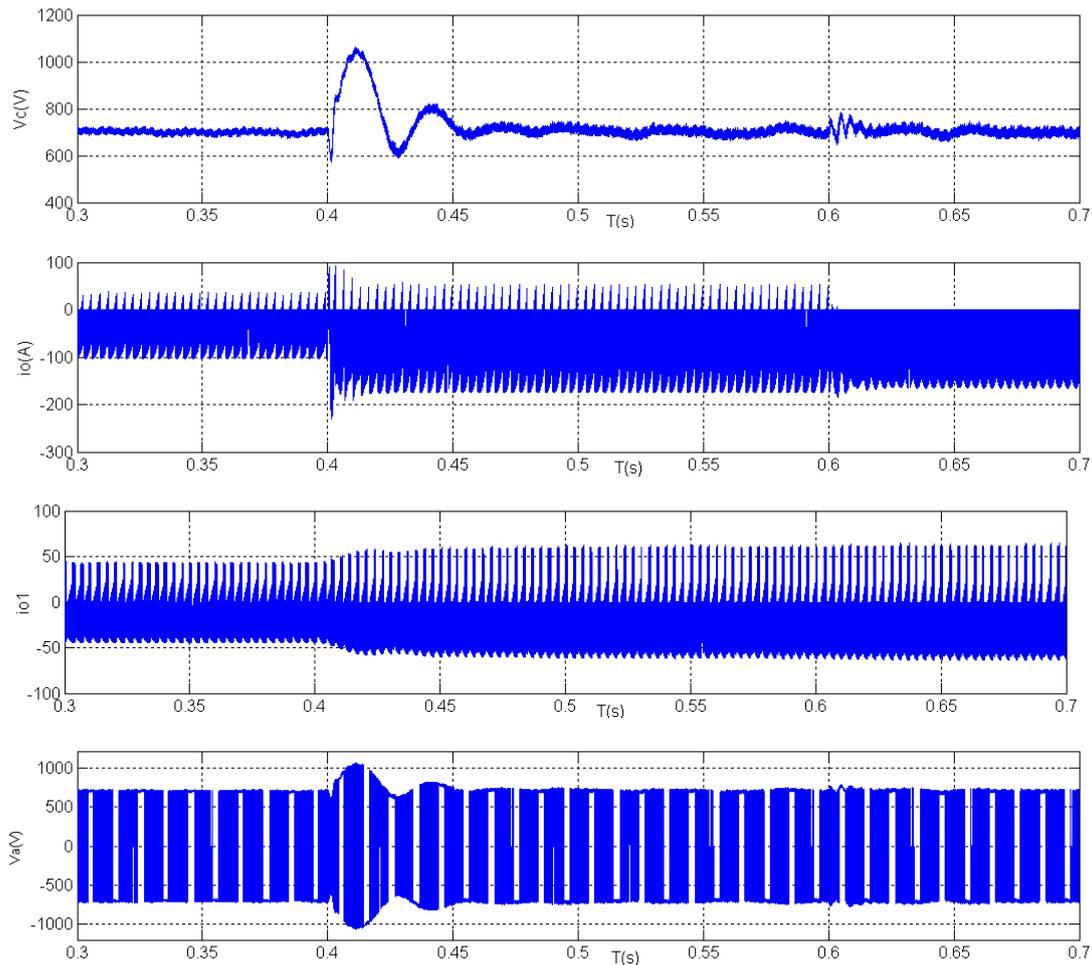


Figure 4.15. V_c tension du bus continu, i_o , i_{o1} : courants de sortie et d'entrée du bus continu, V_a : tension simple statorique

III. Filtrage électromécanique des harmoniques à base d'une machine synchrone

La figure 4.16 représente le circuit électrique équivalent simplifié correspondant aux enroulements rotoriques d'une génératrice synchrone.

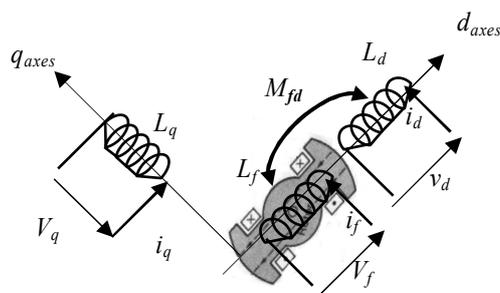


Figure 4.16 : Circuit électrique équivalent dans le plan dq

Les équations rotoriques peuvent être représentées sous la forme d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases} \quad (4.30)$$

Où :

$$B = [A_1]^{-1} \quad (4.31)$$

$$A = -[B][B_1] \quad (4.32)$$

Et :

$$[B_1] = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s L_q & 0 \\ \omega_s L_d & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

$$[A_1] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_{fd} \\ 0 & L_q & 0 \\ M_{fd} & 0 & L_f \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Si on suppose que la résistance statorique est négligeable comparée à la réactance magnétisante et que le vecteur du flux du stator est constant et tourne à une vitesse angulaire égale à la fréquence du réseau, le vecteur flux du vecteur statorique est alors aligné avec l'axe d , et nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} \phi_d = \phi_s \\ \phi_q = 0 \end{cases} \quad (4.35)$$

Ceci implique :

$$\begin{cases} V_d = 0 \\ V_q = \omega_s \phi_s \end{cases} \quad (4.36)$$

A partir des équations (4.12) et (4.13), le courant d'excitation de référence peut être calculé comme suit:

$$i_f^* = \frac{1}{M_{fd}} \left(\frac{V_q}{\omega_s} - L_d i_d^* \right) \quad (4.37)$$

Et la composante directe du courant statorique est est :

$$i_d^* = \frac{P^*}{V_d} \tag{4.38}$$

Où P^* est la valeur de référence de la puissance active du redresseur relié au réseau.

Finalement, la tension d'excitation du rotor sera donnée par :

$$V_f = R_f i_f + (L_f - \frac{M_{fd}^2}{L_d}) \frac{d}{dt} i_f \tag{4.39}$$

Le schéma de la méthode proposée est représentée sur la figure (4.17).

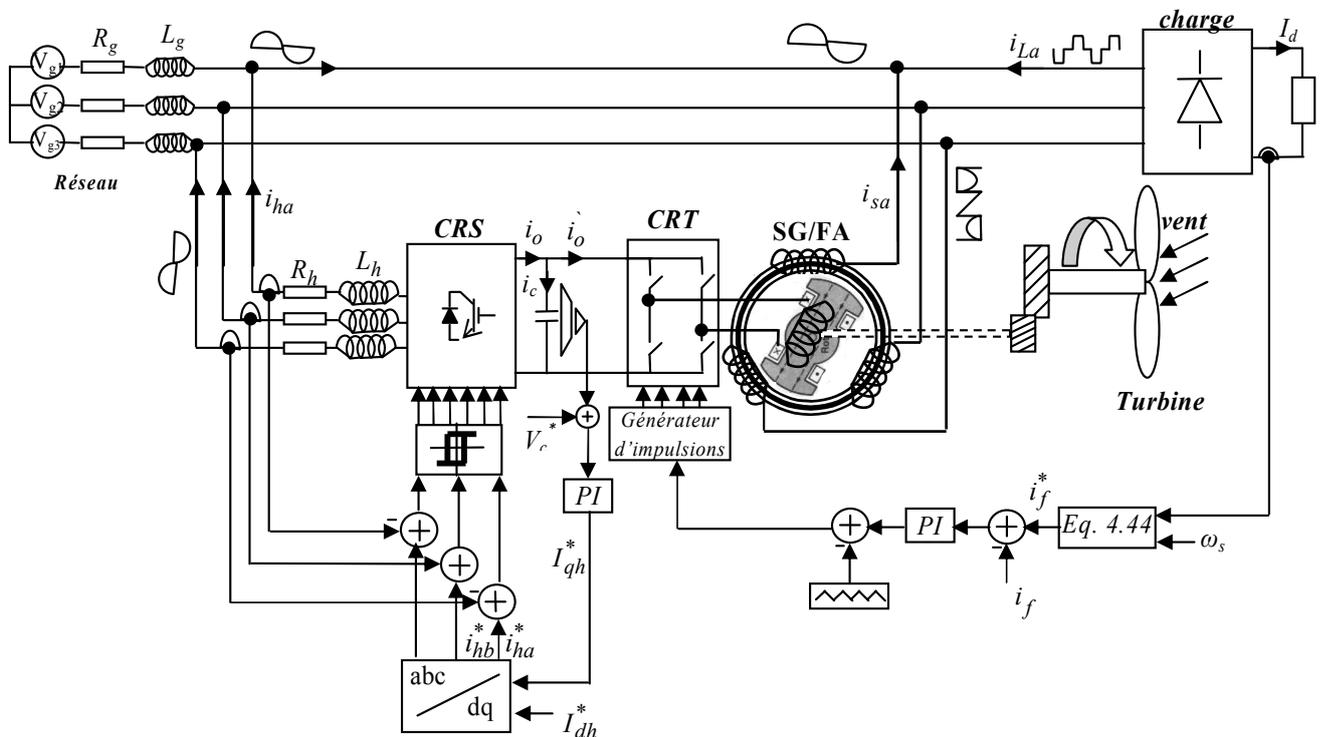


Figure 4.17 Schéma fonctionnel de la méthode proposée.

Le générateur synchrones-filtre actif SGAF est utilisé pour réduire les harmoniques produits par la charge non linéaire, le circuit de commande du SGAF détecte les harmoniques présents dans les courants du réseau et fourni la valeur de référence du courant inducteur qui

contient les harmoniques nécessaires à la compensation des courants harmoniques contenus dans les enroulements statoriques.

Le vecteur complexe du courant de référence i_d^* est donné par :

$$i_d^* = I_1^{ref} e^{j(\omega t - \phi_1^{ref})} + \sum_m I_m^{ref} e^{j(m\omega t - \phi_m^{ref})} \quad (4.40)$$

Avec : $m = 1 \pm 6k$, $k = 1, 2, 3, \dots$

La structure de la commande détecte l'amplitude et la phase des harmoniques de rang $m = 1 \pm 6k$ puis elle délivre grâce à l'onduleur à MLI le courant d'excitation nécessaire pour les compenser complètement.

L'équation (4.40) peut être réécrite sous la forme :

$$i_d^* = \sum_{k=1}^{\infty} \sqrt{2} i_{6k-1} \sin[(6k-1)(\omega_s t - \varphi_{6k-1})] + \sqrt{2} i_{6k+1} \sin[(6k+1)(\omega_s t - \varphi_{6k+1})] \quad (4.41)$$

Cependant, l'image des courants harmoniques dans le rotor est donnée par :

$$i_{d1}^* = \sum_{k=1}^{\infty} \sqrt{2} i_{6k-1} \sin[(6k-2)(\omega_s t - \varphi_{6k-1})] + \sqrt{2} i_{6k+1} \sin[6k(\omega_s t - \varphi_{6k+1})] \quad (4.42)$$

Avec :

$$\sqrt{2} i_{6k-1} = (-1)^k \left(\frac{I_d}{6k-1} \right) \quad (4.43)$$

Enfin, le courant qui doit être injecté par le convertisseur dans l'enroulement rotorique et qui est nécessaire à la compensation des harmoniques injectés par la charge non linéaire dans le réseau est donné par :

$$i_f^* = \frac{1}{M_{fd}} \left(\frac{V_q}{\omega_s} - L_d i_{d1}^* \right) \quad (4.44)$$

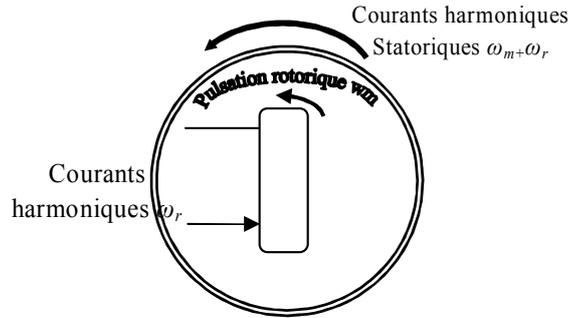


Figure 4.18 relation entre les fréquences des courants stator/rotor

En faisant la moyenne de l'action des commutations des semi-conducteurs et en appliquant la transformation de dq au modèle moyen résultant, un modèle moyen dans le repère dq est obtenu. Le circuit équivalent est montré sur le schéma 4.17, le modèle d'état correspondant est décrit par l'ensemble des équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 \frac{di_{dh}}{dt} &= \frac{1}{3L_g} (V_{gd} + 3\omega L i_{qh} - d_{dh} V_o) \\
 \frac{di_{qh}}{dt} &= \frac{1}{3L_g} (V_{gq} - 3\omega L i_{dh} - d_{qh} V_o) \\
 \frac{dV_c}{dt} &= \frac{1}{C} \left(\frac{3}{2} (d_{dh} i_{dh} + d_{qh} i_{qh}) - i_o \right) \\
 V_o &= V_c + R_c \left(\frac{3}{2} (d_{dh} i_{dh} + d_{qh} i_{qh}) - i_o \right)
 \end{aligned}
 \tag{4.45}$$

Avec :

$$\begin{cases} L = L_g + L_h \\ R = R_g + R_h \end{cases}$$

Le courant i_o est donné par :

$$i_o = \frac{3}{2} (d_{dh} i_{dh} + d_{qh} i_{qh})
 \tag{4.46}$$

Où i_h est le courant délivré par l'onduleur coté réseau.

Ainsi, les courants i_0 et i_0' sont donnés par :

$$\begin{cases} i_0 = S_1 i_{af} + S_2 i_{bf} + S_3 i_{cf} \\ i_0' = S_1' i_f \end{cases} \quad (4.47)$$

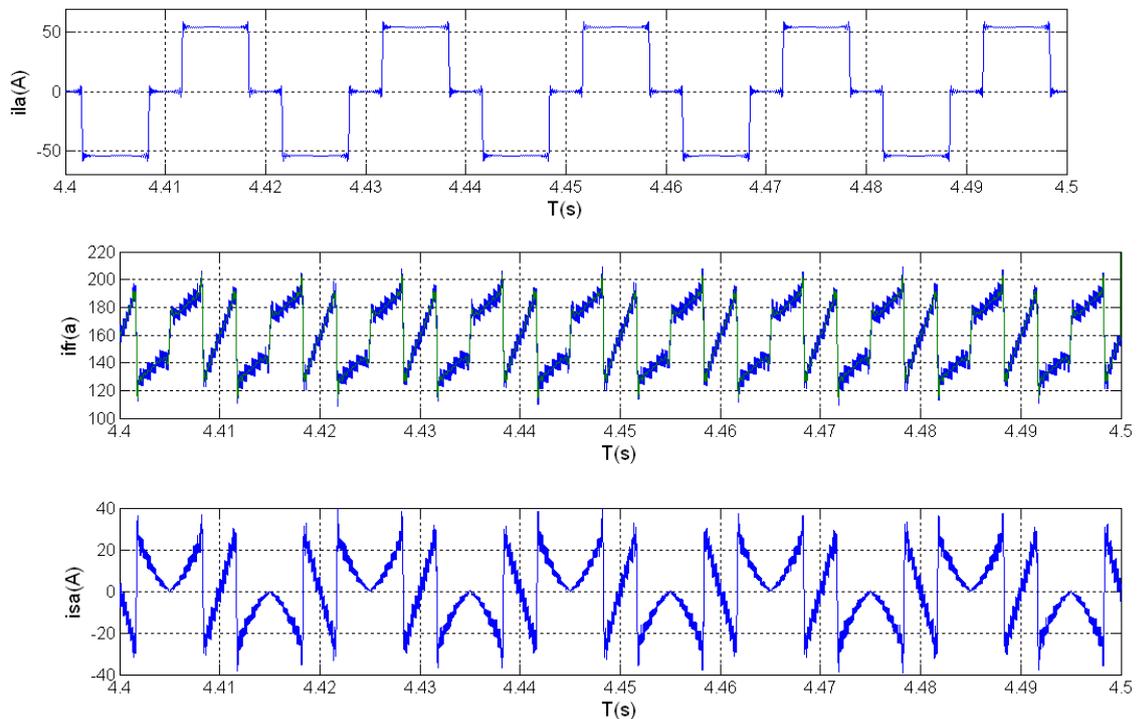
Tels que S'et S représentent les commutateurs des convertisseurs coté rotor et coté réseau respectivement.

IV. Résultats de Simulation

Premier cas : *Le générateur synchrone fonctionnant en filtre actif de puissance*

Le pont redresseur à diodes est relié au réseau, le générateur synchrone-actif filtre shunt (SGAF) est commandé pour atténuer les harmoniques du courant et compenser la puissance réactive. De cette façon, on s'attend que le courant de la source devient pratiquement sinusoïdal et en phase avec la tension fondamentale de la source. Le courant de la phase (a) du réseau i_{la} est montré sur la figure (4.19).

Dans ce cas-ci, nous avons appliqué une stratégie de commande de SGAF pour le mode de fonctionnement en filtre actif. Après filtrage, on remarque que le courant est pratiquement sinusoïdal. Le courant de charge i_{la} absorbé par le pont à diodes débitant sur une charge fortement inductive peut être approximé par un signal carré duquel nous considérons seulement les 100 premiers harmoniques.



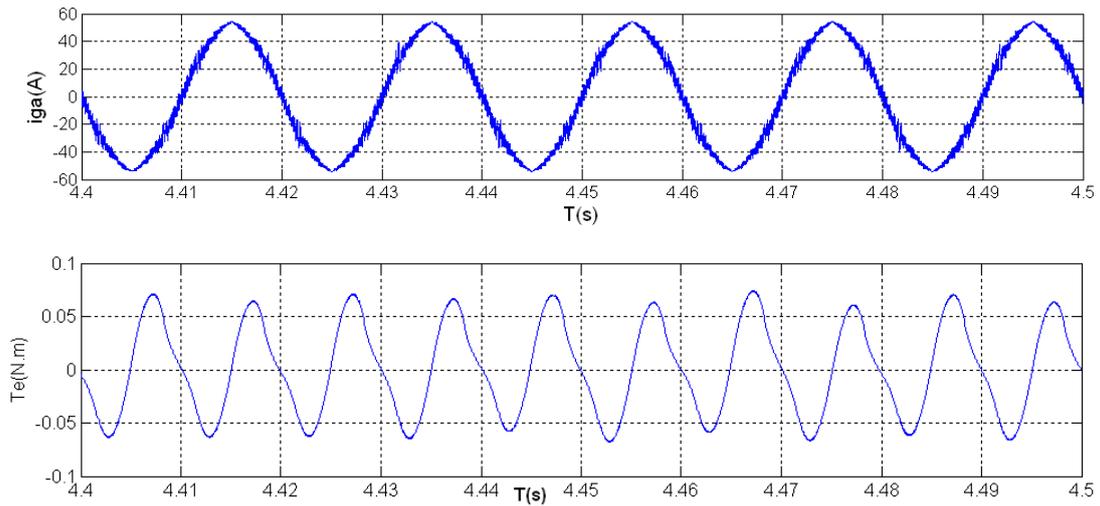


Figure 4.19 : Performance du Générateur Synchrones /Active filtre proposé

i_{la} : forme d'onde du courant de la charge non-linéaire, i_{fr} : courant du rotor avec la référence, i_{lsa} : courant du générateur synchrone (courant harmonique), i_{ga} : courant du réseau, T_e couple électromagnétique.

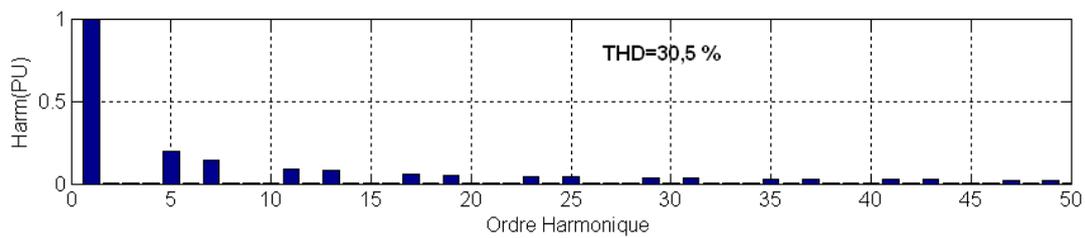


Figure 4.20. Spectre d'harmonique du courant de la charge avant filtrage

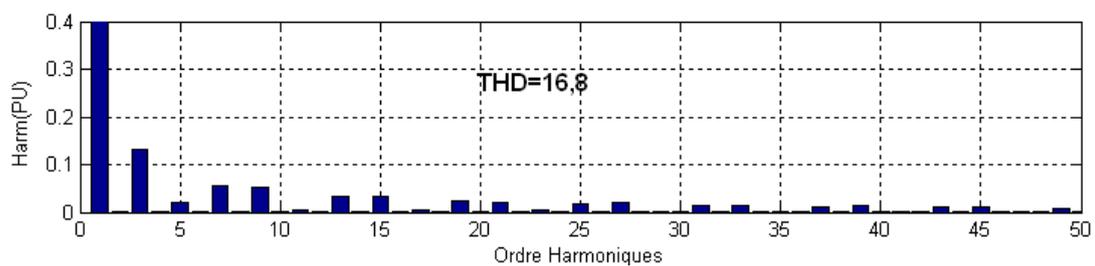
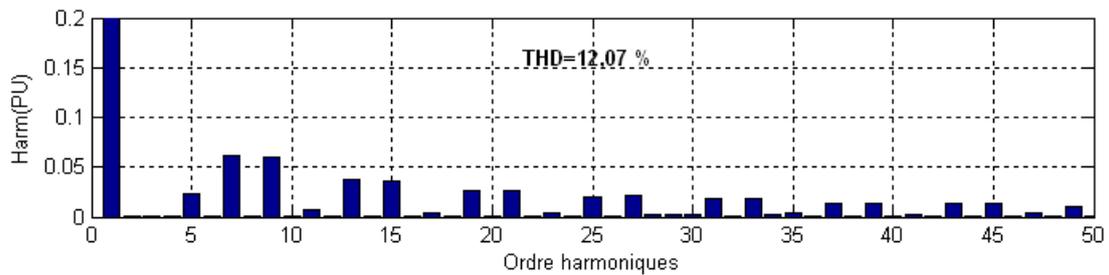


Figure 4.21. Spectre d'harmonique du courant de la charge après filtrage

La figure 4.19 toujours décrit l'action du filtre SGAF sur le courant du réseau. L'analyse du spectre du courant du réseau (i_{ga}) et le courant de la charge (i_{la}) montre une forte atténuation des composants d'harmoniques, tandis que les composantes fondamentales restent sans changement. Le THD de (i_{la}) est réduit de 31% à 16.8% grâce à l'élimination des harmoniques de rang $6k \pm 1$, mais cette valeur reste très élevée par rapport aux normes

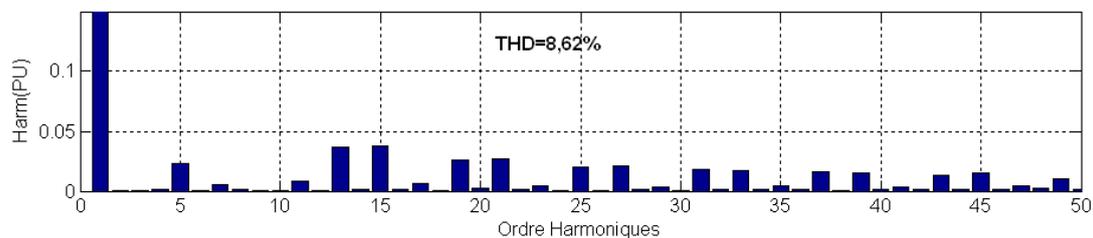
internationales à cause de la génération des harmoniques d'ordre 3 (figure 4.21). Donc pour supprimer totalement ces harmoniques des courants du réseau, leurs images doivent être injectées convenablement dans le circuit d'excitation de la génératrice synchrone. En fait, on démontre que l'injection d'un harmonique de rang h dans l'enroulement d'excitation crée deux forces magnétomotrices harmoniques d'amplitudes égales et de rangs $h+1$ et $h-1$ respectivement, par exemple l'injection de l'harmonique 2 engendre les harmoniques 1 et 3 ; et l'injection de l'harmonique 5 engendre les harmoniques 6 et 4 et ainsi de suite. Sur la figure 4.22 nous illustrons l'effet de l'injection d'une manière séparée des harmoniques 3, 9, 15, 21, 27, 33 et 39-45 qui sont les images des harmoniques 2, 8, 14, 20, 26, 32 et 38-44 respectivement sur le spectre du courant du réseau.

- Injection de l'harmonique 2 (pour créer l'harmonique 3 dans le courant statorique) :



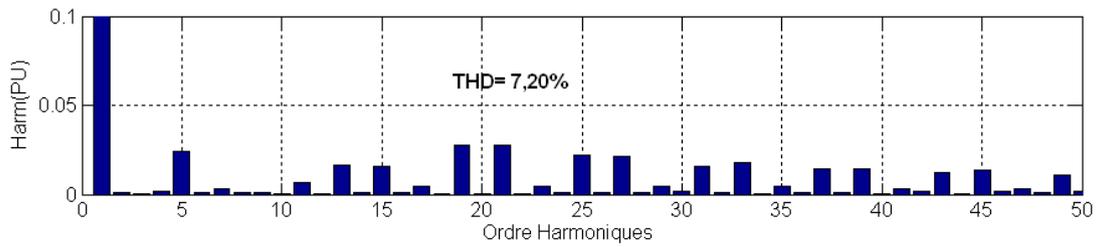
(a)

- Injection de l'harmonique 8 (pour créer l'harmonique 9 dans le courant statorique) :



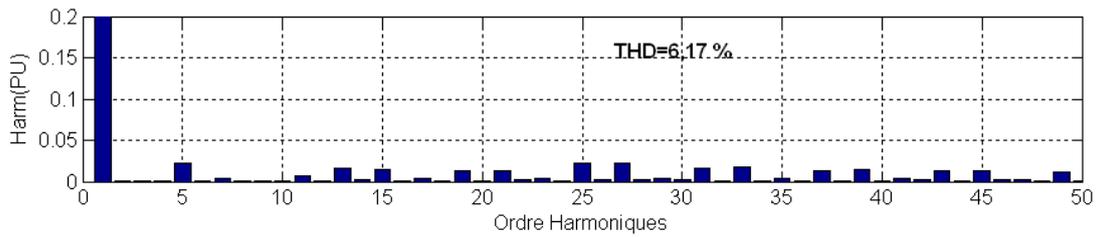
(b)

- Injection de l'harmonique 14 (pour créer l'harmonique 15 dans le courant statorique) :



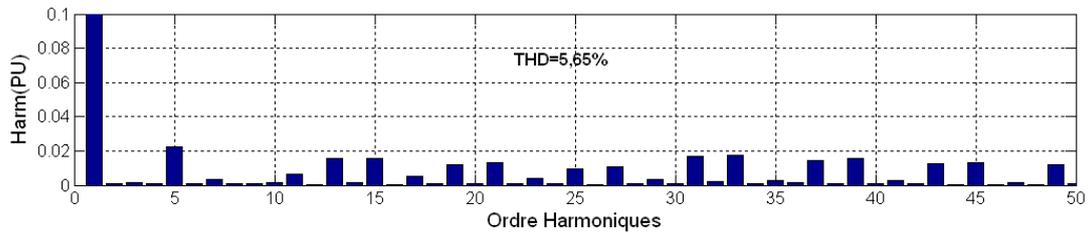
(c)

- Injection de l'harmonique 20 (pour créer l'harmonique 21 dans le courant statorique) :



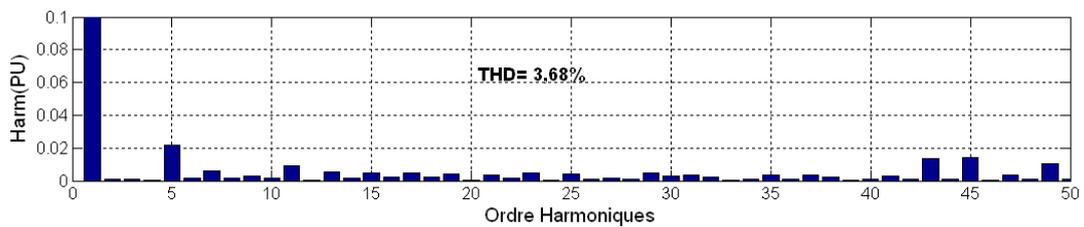
(d)

- Injection de l'harmonique 26 (pour créer l'harmonique 27 dans le courant statorique) :



(e)

- Injection de l'harmonique 32 (pour créer l'harmonique 33 dans le courant statorique) :



(f)

- Injection des harmoniques 38 et 44 (pour créer les harmoniques 39 et 45 respectivement dans le courant statorique) :

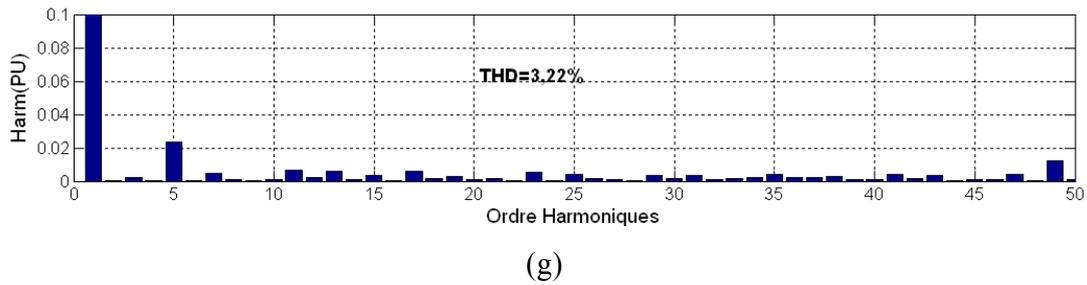
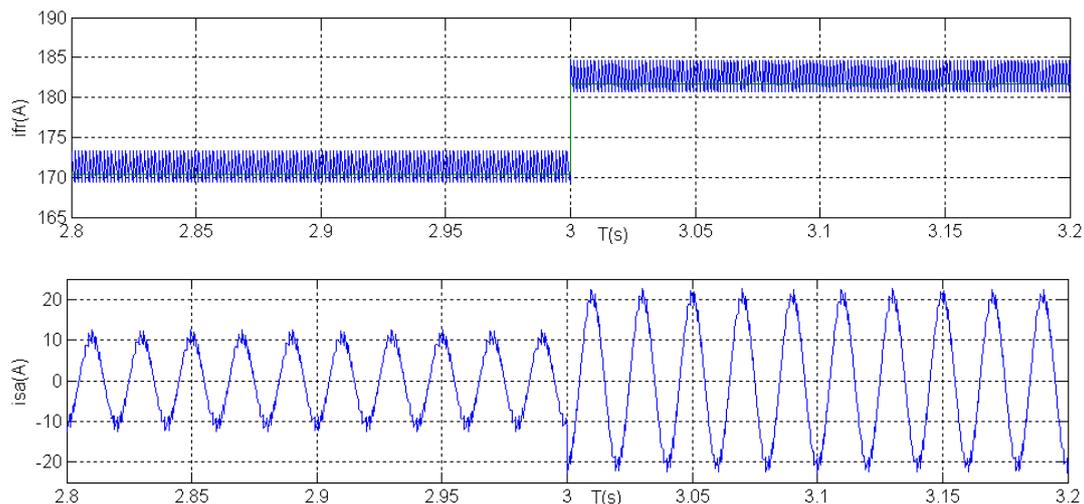


Figure 4.22 Spectre d'harmoniques du courant de la charge après filtrage et après l'injection des harmoniques d'ordre 3

Donc après filtrage, l'injection d'une manière appropriée dans l'enroulement d'excitation des harmoniques qui créent des harmoniques dont les rangs sont des multiples de trois dans le stator réduit le THD jusqu'à 3.22% et cette valeur est très inférieure au seuil requis par les normes internationales.

Deuxième cas : la génératrice synchrone (SG) fonctionne uniquement pour la génération des puissances active et réactive :

Différents essais de fonctionnement ont été simulés pour analyser les performances du système. Les résultats de simulation sont effectués en imposant une puissance réactive constante égale à $Q=0\text{Kvar}$ et en considérant une variation en échelon la puissance active de -2.5kW à -5kW introduite à $t=3\text{s}$. A partir de la figure 4.23, nous remarquons que les valeurs des puissances active et réactive générées par le SG suivent d'une manière très satisfaisante celles imposées et le contenu en harmoniques du courant de ligne reste dans les limites tolérées.



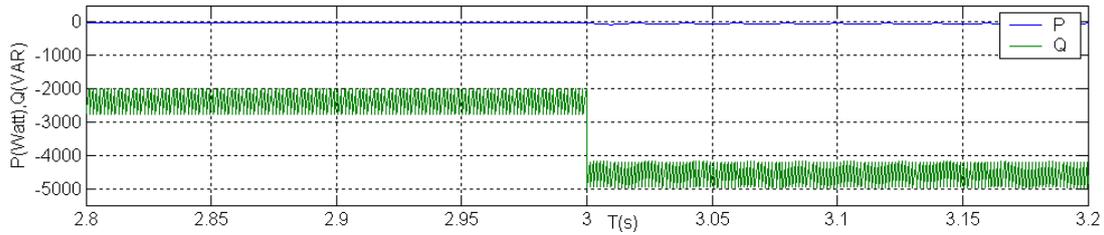


Figure 4.23 : (i_{sa}) courant statorique. (i_{fr}) courant rotorique avec la référence. (P,Q)
Puissance active et réactive statoriques

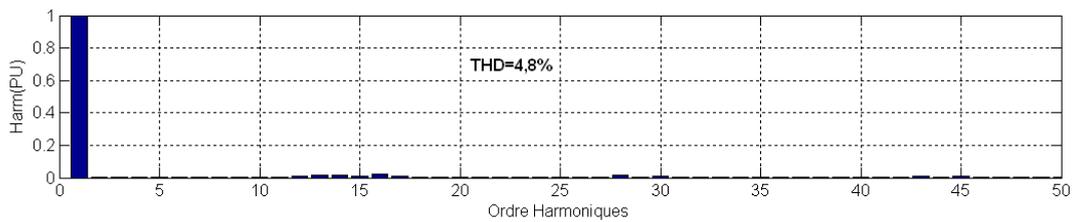
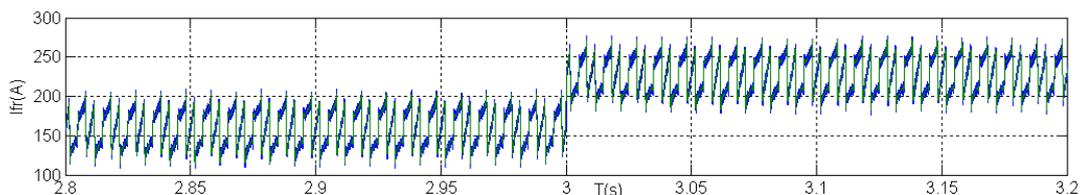


Figure 4.24 spectre de courant de ligne

Troisième cas: Le SG fonctionne simultanément en filtre actif et générateur des puissances actives et réactives :

Dans ce cas-ci nous considérons le fonctionnement du générateur synchrone autant que générateur de la puissance électrique, compensateur de la puissance réactive ainsi qu'un filtre actif d'harmoniques. Pour cela, nous avons appliqué une variation en échelon de la consigne de la puissance active égale à 2,5kW introduite à $t=3s$ tandis que la consigne de la puissance réactive est maintenue égale à zéro (la vitesse du vent est supposée constante et la charge non linéaire triphasée qui est constituée d'un pont redresseur à diodes et débitant sur une charge fortement inductive est connectée au réseau). Les performances du fonctionnement simultané dans les deux modes sont montrées sur les figures 4.25, 4.26 et 4.27.



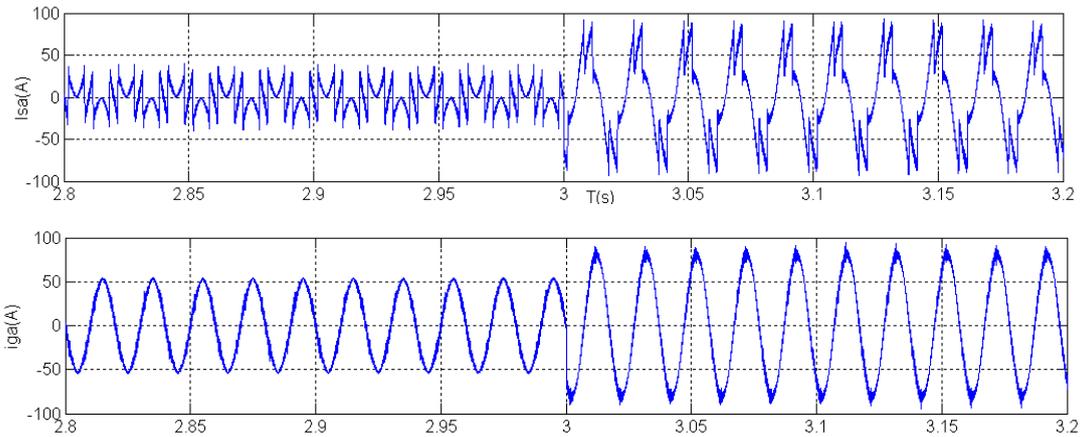
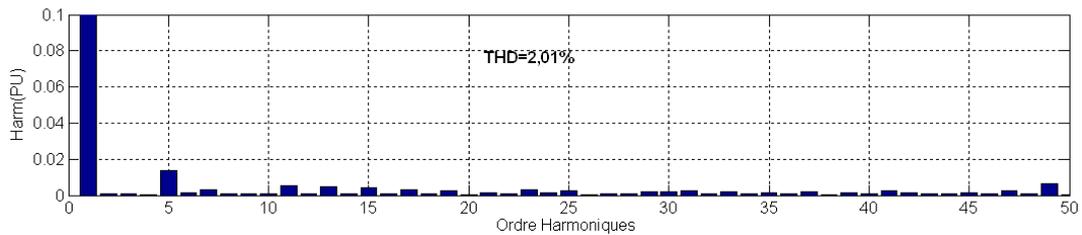


Figure 4.25. i_{fr} : courant d'excitation, i_{sa} courant statorique, i_{ga} : courant du réseau.



4.26. Spectre du courant de ligne

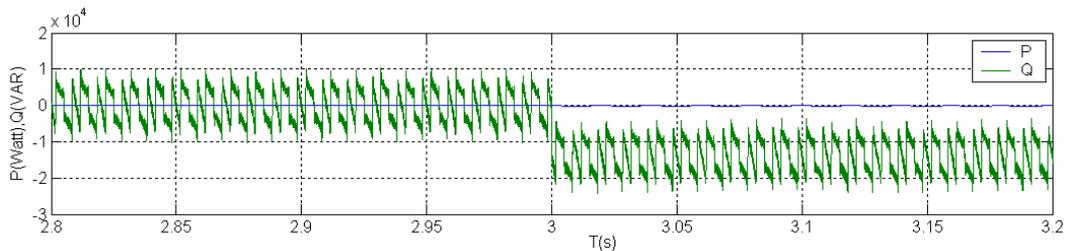


Figure 4.27. P, Q : Puissances active et réactive statoriques.

Nous pouvons dire que la génératrice synchrone a assuré avec succès les deux modes de fonctionnement en délivrant les puissances active et réactive au réseau et en se débarrassant des harmoniques indésirables du courant de ligne.

V. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'utilisation de la machine synchrone pour la génération de l'énergie éolienne, ainsi que son intégration dans un système de filtrage dynamique d'harmoniques d'un réseau électrique. Ce dispositif, et en plus de la machine destinée au

filtrage, comprend une machine d'entraînement, un onduleur et un filtre bouchon accordé à la fréquence fondamentale du réseau. Cette solution est d'autant plus efficace lorsque l'amplitude de l'harmonique visé est plus importante par rapport à celles des autres harmoniques. Par conséquent, nous pensons que ce dispositif de filtrage peut être compétitif, en volume et en cout, vis-à-vis d'autres solutions de filtrage.

VI. Bibliographie

- [1] N. R. Abedi, «*Modelling and Simulation of Micro turbine Generation System for on-grid and off-grid Operation Modes*», international conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'09) Valencia (Spain), 15th to 17th April, 2009.
- [2] I. Boldea, «*Synchronous Generators*», the electrical generators handbook, Taylor & Francis Group 2006.
- [3] I. Jadric, «*Modeling and Control of a Synchronous Generator with Electronic Load*», master of science in electrical engineering, Blacksburg, Virginia 1998.
- [4] E. Zaneta, B. Anton, «*Harmonic Distortion Produced by Synchronous Generator in Thermal Power Plant*», proceedings of the 6th WSEAS international conference on power systems, Lisbon, Portugal, September 22-24, 2006.
- [5] A. L. Sheldrake, «*Handbook of Electrical Engineering for Practitioners in the Oil, Gas and Petrochemical Industry*», John Wiley & Sons Ltd, England, 2003.
- [6] J. Kirtley, «*Electric Motor Handbook* », digital engineering library, McGraw-Hill companies 2004.
- [7] A. Grauers, «*Synchronous Generator and Frequency Converter in Wind Turbine Applications: system design and efficiency*», technical report No. 175, department of electrical machines and power electronics Chalmers university of technology Göteborg, Sweden May 1994.
- [8] M. Dehghani, S. K. Y. Nikravesh, «*Nonlinear state space model identification of synchronous generators*», elsevier, journal of electric power systems research, vol. 78, pp. 926–940, 2008.
- [9] K. Thorburn , K. E. Karlsson, «*Time stepping finite element analysis of a variable speed synchronous generator with rectifier*», elsevier, journal of applied energy, vol. 83, pp. 371–386, 2006.
- [10] R. Escarela-Perez, J. Alvarez-Ramirez, «*Testing robustness and performance of PSS–AVR schemes for synchronous generators using finite-element models*», elsevier, electrical power and energy systems, vol. 25, pp. 551–565, 2003.
- [11] K. P. Louganski, «*Modeling And Analysis Of A Dc Power Distribution System In 21st Century Airlifters*», aaster of science in electrical engineering, Virginia polytechnic institute and State University, September 30, 1999.
- [12] P. Bastiani, «*Stratégies de commande minimisant les pertes d'un ensemble convertisseur - machine alternative : Application à la traction électrique*», thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l'institut national des sciences appliquées de Lyon, Février 2001.

- [13] T. Lubin, «*Modélisation et commande de la machine synchrone à réluctance variable Prise en compte de la saturation magnétique*», thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l'université Henri Poincaré, Nancy-I, avril 2003.
- [14] B. N. Mobarakkeh, «*Commande Vectorielle Sans Capteur Mécanique Des Machines Synchrones A Aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification en Ligne Des Paramètres*», thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l'institut national polytechnique de Lorraine, décembre 2001.
- [15] S. Gusia, «*Modélisation des systèmes électroniques de puissance à commande MLI Application aux actionnements électriques*», thèse de doctorat en génie électrique soutenue à l'université catholique de Louvain-la- Neuve, Septembre 2005.
- [16] I. Jadric, D. Borojevic, «*Modeling and Control of a Synchronous Generator with an Active DC Load*», IEEE transactions on power electronics, Vol. 15, No. 2, March 2000.
- [17] F. Soares, D. Reis, «*Using PFC for Harmonic Mitigation in Wind Turbine Energy Conversion Systems*», the 30th annual conference of the IEEE industrial electronics society, November 2-6 2004, Busan, Korea.
- [18] T. Senjyu, E. B. Muhando, «*Maximum Wind Power Capture by Sensorless Rotor Position and Wind Velocity Estimation from Flux Linkage and Sliding Observer*», international journal of emerging electric power systems, Vol. 8, Issue 2, 2007.

Paramètres de machine synchrone

$R_s=3.56e-3$;

$R_f=.155$;

$L_d=2.24e-3$;

$L_q=1.23e-3$;

$L_f=457.9e-3$;

$M_{fd}=29.48e-3$;

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

De nos jours, la qualité de l'énergie est un domaine de la plus haute importance. À l'heure où l'économie des pays industrialisés repose sur leurs capacités à produire ou à acheter l'énergie, l'utilisation adéquate et sans perte inutile est capitale. Cette thèse, bien que ne touchant qu'un de ces domaines de la qualité de l'énergie pourtant si vaste, a permis de faire un bref survol de la problématique liée à la pollution harmonique sur les réseaux de distribution électrique ainsi que les différents moyens de mitigation utilisés.

Dans le premier chapitre nous avons vu que la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne intéresse de plus en plus les pays afin de produire une énergie propre et durable. Dans un contexte lié à la conception des systèmes de conversion d'énergie, et en particulier des systèmes éoliens, nous avons présenté les différents types d'aérogénérateurs ; nous avons abordé les différentes architectures couramment utilisées dans les systèmes éoliens de petite, moyenne et grande puissance, ainsi que les différentes méthodes de commande et de contrôle employées pour améliorer leur efficacité énergétique. Dans ce contexte, une étude permettant d'illustrer les principales méthodes pour contrôler la puissance aérodynamique recueillie par la turbine et ainsi limiter cette puissance lorsque le vent devient trop élevé. 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.

Différentes topologies de filtres ont été examinées dans le deuxième chapitre. Les filtres actifs de puissance ont de meilleures performances de compensation que les filtres passifs conventionnels. Une attention particulière a été portée sur les différents algorithmes de commande du filtre actif de puissance. En effet, ils sont beaucoup moins influencés par les variations de fréquence des harmoniques ainsi que de l'impédance de ligne. Il existe une grande variété de configuration pour le filtre actif. Dans ce travail, le filtre actif parallèle à structure de tension a été étudié. Différentes stratégies de commande ont été étudiées et simulées afin d'examiner quelques-unes de leurs caractéristiques. Les algorithmes de commande utilisés ont été basés principalement sur la méthode des puissances instantanées. Une comparaison entre les performances de compensation en régime transitoire et permanent, ainsi que le temps de réponse en régime transitoire a été effectuée.

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) utilisée dans un système éolien peut fonctionner d'une manière similaire à un transformateur dont le rapport de transformation dépend de la vitesse. Une injection des courants harmoniques au rotor donnera naissance à des courants harmoniques au stator peuvent compenser les courants harmoniques dus à une charge non linéaire

connectée sur le même réseau. Il serait donc intéressant d'utiliser la MADA comme filtre actif. Cette évolution dynamique est surtout visible dans le domaine du grand éolien grâce au développement des nouvelles technologies dans le champ de matériaux de construction et de l'électronique de puissance.

Au dernier chapitre, nous mettons en avant la contribution d'un système éolien basé sur une génératrice synchrone pour l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique en compensant simultanément de la puissance réactive et des courants harmoniques. C'est un système très simple ou un onduleur monophasé coté circuit d'excitation génèrent un courant harmoniques ; image du courant harmonique de la première phase de la charge polluante, donne les courants harmoniques des trois phases au niveau du stator de la machine mais en opposition de phase.