

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Hassiba Benbouali de Chlef

Faculté Technologie

Département d'Electrotechnique



# THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

**DOCTORAT EN SCIENCE**

Spécialité : Electrotechnique

Par

**BOUYEKNI Abdelkader**

Thème :

---

**Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie fournie par un système hybride éolien-photovoltaïque lié au réseau**

---

Soutenue le 25/06/2020, devant le jury composé de :

Abdellah ZEGAOU	MCA	Université de Chlef	Président
Rachid TALEB	Professeur	Université de Chlef	Rapporteur
Zinelaabidine BOUDJEMA	MCA	Université de Chlef	Co-Rapporteur
Youcef BOT	MCA	Université de Khemis Miliana	Examineur
Mohamed MANKOUR	MCA	Université de Saida	Examineur
M'hamed SEKOUR	MCA	Université de Saida	Examineur

---

# **Avant-propos**

---

# Remerciements

Les travaux présentés dans cette thèse de Doctorat ont été effectués au Laboratoire Génie Electrique et Energies Renouvelables (LGEER), de l'université de Hassiba Ben Bouali de CHLEF (UHBC). Sous la direction de Professeur **Rachide TALEB**, et le Maître de conférences **Zinelaabidine BOUDJEMA**.

D'abord, je dois exprimer ma gratitude et mes profonds remerciements à Monsieur Rachide **TALEB**, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de diriger mon travail, pour sa rigueur scientifique et ses qualités humaines. Ses conseils et ses critiques ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.

Je tiens à remercier aussi à **Zinelaabidine BOUDJEMA**, pour sa collaboration, pour toutes les compétences techniques partagées, ainsi que pour son amitié. J'adresse mes sincères remerciements à Monsieur **Abdellah ZEGAOUI**, Maître de conférences à l'université (UHBC), pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ma thèse.

Mes vifs remerciements sont adressés à Monsieur **Youcef BOT**, Maître de conférences à l'université de Khemis Miliana, pour avoir accepté d'examiner et de rapporter ce travail.

Je remercie profondément Monsieur **Mohamed MANKOUR**, Maître de conférences à l'université de Saida, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de participer à mon jury. Egalement, je tiens à remercier vivement monsieur **M'hamed SEKOUR**, Maître de conférences à l'université de Saida, pour sa gentillesse et d'avoir accepté de juger et d'évaluer mon travail.

Mes remerciements vont également à mes collègues et toute personne ayant aidé, de près ou de loin, directement ou indirectement, à l'aboutissement de ce travail.

Je ne peux terminer sans avoir une pensée pour mes parents, ma petite famille, frères et sœurs. Ils m'ont toujours soutenu et encouragé.

A ma femme

A mes trois enfants, **Med. Abelhafour, Wiam, et Louai.**

---

# **Table des matières**

---

# Table des matières

<b>Introduction générale.....</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre I : Etat de l'art sur les énergies renouvelables</b>	
<b>I.1 Introduction.....</b>	<b>06</b>
<b>I.2 Contexte.....</b>	<b>06</b>
I.2.1 Les problématiques énergétiques dans le monde.....	06
I.2.2 Énergies renouvelables, définition et ressources.....	09
<b>I.3 Les énergies renouvelables en Algérie.....</b>	<b>10</b>
I.3.1. Potentiels national des énergies renouvelables.....	10
<i>I.3.1.1 Energie Solaire.....</i>	<i>10</i>
<i>I.3.1.2 Energie Solaire Photovoltaïque.....</i>	<i>11</i>
<i>I.3.1.3 Potentiel Eolien.....</i>	<i>12</i>
<i>I.3.1.4 Potentiel de l'énergie géothermique.....</i>	<i>12</i>
<i>I.3.1.5 Potentiel de l'hydroélectricité.....</i>	<i>13</i>
<i>I.3.1.6 Le Potentiel de la Biomasse.....</i>	<i>14</i>
<b>I.4 Systèmes hybrides.....</b>	<b>14</b>
I.4.1 Définition.....	14
I.4.2 Classification.....	14
<i>I.4.2.1 Le régime du fonctionnement.....</i>	<i>14</i>
<i>I.4.2.2 La structure du système hybride.....</i>	<i>15</i>
<b>I.5 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité.....</b>	<b>15</b>
I.5.1 Chaîne de conversion éolienne.....	16
<i>I.5.1.1 Technologie des nouveaux capteurs éoliens.....</i>	<i>16</i>
<i>I.5.1.1.a Eolienne à axe vertical (VAWT).....</i>	<i>17</i>
<i>I.5.1.1.b Eolienne à axe horizontal.....</i>	<i>18</i>
I.5.2 Conversion de l'énergie solaire.....	19
<i>I.5.2.1 Principe de la conversion Photoélectrique.....</i>	<i>19</i>
<i>I.5.2.2 Association de cellules PV.....</i>	<i>20</i>
<i>I.5.2.3 Chaînes de conversion photovoltaïque.....</i>	<i>23</i>
<i>I.5.2.3.a Systèmes PV autonomes.....</i>	<i>24</i>
<i>I.5.2.3.b Systèmes PV connectés aux réseaux.....</i>	<i>25</i>
<b>I.6 les différents types de génération.....</b>	<b>27</b>

I.6.1 La génération distribuée dans les réseaux interconnectés	27
I.6.2 La génération distribuée en micro-réseau.....	28
I.6.3 La génération en site isolé.....	29
<b>I.7 Conclusion.....</b>	<b>31</b>

## Chapitre II : Modélisation et commande MPPT de la turbine éolienne

<b>II.1 Introduction.....</b>	<b>32</b>
<b>II.2 L'aérogénérateur.....</b>	<b>32</b>
II.2.1 Les éoliennes à marche lente.....	33
II.2.2 Les éoliennes à marche rapide.....	34
<b>II.3 Descriptif d'une éolienne.....</b>	<b>34</b>
II.3.1 Eolienne isolée (autonome).....	35
II.3.2 Eolienne connecté au réseau.....	36
<b>II.4 Technologie d'éoliennes de grande puissance.....</b>	<b>36</b>
II.4.1 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique...	37
II.4.2 Eolienne à vitesse fixe.....	37
II.4.3 Éolienne à vitesse variable basée sur une MADA.....	38
II.4.3.1 Principe de fonctionnement de la MADA.....	38
II.4.3.2 Notions hypo et hyper-synchrone.....	41
II.4.3.3 Modes de fonctionnement de la MADA.....	42
<b>II.5 Modèle de la turbine éolienne.....</b>	<b>45</b>
II.5.1 Modèle du profil de vent.....	45
II.5.2 Principe physique du vent.....	46
II.5.2.1 Puissance récupérable par une turbine.....	47
II.5.2.2 Modèle de la partie mécanique.....	48
II.5.2.3 Modèle du multiplicateur.....	49
II.5.2.4 Equation dynamique de l'arbre.....	49
II.5.2.5 Graphe informationnel du modèle de la turbine.....	50
<b>II.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne.....</b>	<b>51</b>
II.6.1 Techniques d'extraction du maximum de la puissance.....	52
II.6.1.1 Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation.....	52
II.6.1.1.a Réglage de vitesse par régulateur de type classique PI.....	55
II.6.1.1.b Réglage de vitesse par régulateur mode de glissant.....	56
II.6.2 Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse....	57

<b>II.7 Résultats de simulation.....</b>	<b>59</b>
II.7.1 Résultats obtenus du contrôle MPPT avec asservissement de vitesse.....	59
II.7.1.1 MPPT avec régulateur PI.....	59
II.7.1.2 MPPT avec régulateur par Mode Glissant (MG).....	60
II.7.2 Résultats obtenus du contrôle MPPT avec asservissement de vitesse.....	61
<b>II.8 Conclusion.....</b>	<b>62</b>

### **Chapitre III : Contrôle direct de la puissance (DPC-C) de la GADA**

<b>III.1 Introduction.....</b>	<b>64</b>
<b>III.2 Modèle de la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA).....</b>	<b>64</b>
III.2.1 Mise en équations de la GADA dans le repère triphasé (a,b,c).....	65
III.2.2 Modèle de la GADA dans le repère de Park.....	66
III.2.3 Modèle de la GADA avec orientation du flux statorique.....	68
<b>III.3 Modélisation des convertisseurs de puissance.....</b>	<b>71</b>
III.3.1 Description des composants du système d'alimentation de la GADA.....	71
III.3.2 Convertisseur côté réseau (CCR).....	71
III.3.2.1. <i>Modèle du bus continu</i> .....	72
III.3.2.2 <i>Modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park</i> .....	72
III.3.3 Convertisseur côté génératrice (CCG).....	73
<b>III.4 Contrôle direct de puissance (DPC) de la MADA.....</b>	<b>74</b>
III.4.1 Théorie de la commande directe de puissance.....	74
III.4.2 Principe générale de la DPC-C.....	75
III.4.3 DPC-C de la MADA.....	75
III.4.3.1 <i>Estimation de la puissance active et réactive</i> .....	76
III.4.3.2 <i>Choix des comparateurs à hystérésis</i> .....	77
III.4.3.3 <i>Elaboration de la table de commutation</i> .....	78
III.4.4 Résultat de simulation.....	81
III.4.4.1 <i>Fonctionnement à vitesse du vent fixe</i> .....	81
III.4.4.2 <i>Fonctionnement à vitesse du vent variable (contrôle MPPT)</i> .....	83
<b>III.5 Amélioration de la DPC par la modulation vectorielle DPC-SVM .....</b>	<b>85</b>
III.5.1 Principe de la MLI vectorielle SVM.....	85
III.5.1.1 <i>Détermination des vecteurs des tensions de références</i> .....	87
III.5.1.2 <i>Détermination des secteurs</i> .....	88
III.5.1.3 <i>Calcul des variables X, Y et Z</i> .....	88

III.5.2 Résultats de simulation.....	90
III.5.2.1 Fonctionnement à vitesse du vent fixe.....	91
III.5.2.2 Fonctionnement à vitesse du vent variable (contrôle MPPT).....	92
<b>III.6 Conclusion.....</b>	<b>94</b>

## **CHAPITRE IV : Amélioration des performances de la DPC par mode glissant d'ordre 2 continu**

<b>IV.1. Introduction.....</b>	<b>95</b>
<b>IV.2 Phénomène de broutement " Chattering ".....</b>	<b>96</b>
<b>IV.3 Application de la commande par mode glissant à la GADA.....</b>	<b>97</b>
IV.3.1 Contrôle des puissances active et réactive de la GADA.....	97
IV.3.2 Détermination des paramètres $k_1$ et $k_2$ .....	99
IV.3.3 Solution par des modes glissants d'ordre supérieur.....	100
<b>IV.4 Commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA.....</b>	<b>101</b>
IV.4.1 Modes glissants d'ordre supérieur .....	101
IV.4.1.1 Principe de fonctionnement.....	101
IV.4.1.2 Commande par mode glissant d'ordre 2.....	102
IV.4.2 Commande par mode glissant d'ordre 2 des puissances de la GADA.....	103
IV.4.3 Commande par mode glissant ordre 2 continu (MG2C).....	104
IV.4.3.1 La commande DPC-MG2C de la GADA.....	105
IV.4.3.2 Stabilité et choix de gain DPC-MG2C.....	106
<b>IV. 5 Résultats de simulations.....</b>	<b>107</b>
IV.5.1 Simulation du contrôle des puissances statoriques de la GADA .....	107
IV.5.1.1 Suivi des consignes de régulation.....	107
IV.5.1.2 teste de robustesse de la DPC-MG2C.....	110
<b>IV.6 Conclusion.....</b>	<b>111</b>

## **Chapitre V : l'intégration du système hybride éolien/photovoltaïque sur un réseau de distribution**

<b>V.1 Introduction .....</b>	<b>103</b>
<b>V. 2 La conversion photovoltaïque.....</b>	<b>103</b>
V.2.1 Modélisation du générateur photovoltaïque (GPV) .....	103
V.2.2 Connexion indirecte GPV-charge par le biais d'un étage d'adaptation.....	104
V.2.2.1 Convertisseur DC / DC (Boost).....	106
V.2.2.1.a Sélection de l'inductance.....	111

V.2.2.1.b Condensateur de découplage de puissance .....	112
V.2.2.2 Algorithme de perturbation et observation .....	113
V.2.3 convertisseur DC/AC (onduleur).....	114
V.2.3.1 Choix de structure des semi-conducteurs .....	117
V.2.3.2 Commande par MLI du l'onduleur .....	118
V.2.3.3 Modulation de largeur d'impulsion sinus-triangle « MLI-ST ».....	119
V.2.4 Résultats de simulation.....	120
V.2.4.1 Caractéristiques du réseau photovoltaïque .....	120
<b>V.3 Systèmes hybrides éolienne-photovoltaïque raccordé au réseau.....</b>	<b>125</b>
V.3.1 Choix du type de bus commun.....	126
V.3.1.1 Le couplage AC.....	126
V.3.1.2 Le couplage mixte DC/AC.....	127
V.3.1.3 Le couplage DC.....	129
V.3.2 Présentation de la configuration à étudiée .....	130
V.3.3 Etude du système .....	131
V.3.4 Résultats de simulation .....	131
<b>V.4 Conclusion.....</b>	<b>136</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>138</b>
<b>Annexe A.....</b>	<b>141</b>
<b>Annexe B.....</b>	<b>147</b>
<b>Annexe C.....</b>	<b>147</b>
<b>Annexe D.....</b>	<b>152</b>
<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>153</b>

---

# **Notations et Abréviations**

---

## NOTATIONS ET ABREVIATIONS

### 1. Notations

$C_p$	Coefficient de puissance
$\lambda$	Ratio de vitesse
$P_s$	Puissance active statorique
$P_r$	Puissance active rotorique
$g$	Glissement (%)
$C_{aéro}$	Couple aérodynamique
$P_v$	Puissance du vent
$S$	L'air balayé
$\rho$	Densité de l'air
$\Omega_t$	Vitesse angulaire de la turbine
$f$	Fréquence du réseau
$I_{s1,2,3}$	Courants des trois phases statoriques
$V$	Vitesse du vent
$\beta$	L'angle d'orientation de pale
$R$	Rayon de la turbine
$\Omega$	Vitesse angulaire de la génératrice
$G$	Gain du multiplicateur
$C_g$	Couple du générateur
$J$	Inertie total
$J_g$	Inertie de la génératrice
$J_t$	Inertie de la turbine
$C_{mec}$	Couple mécanique
$C_{vis}$	Couple des frottements
$K_f$	Coefficient de frottement visqueux
$P_n$	Puissance nominale
$V_m$	Vitesse de vent maximale
$VD$	Vitesse de démarrage
$C_{em}$	Couple électromagnétique
$C_{em-ref}$	Couple électromagnétique de référence

$\Omega_{ref}$	Vitesse angulaire de référence
$\lambda_{opt}$	Ratio de vitesse optimale
$C_{t-estimé}$	Couple de la turbine estimé
$R_s, R_r$	Résistance statorique et rotorique
$L_s (H), L_r$	l'inductance statorique et rotorique
$L_m$	Inductance mutuelle
$\sigma$	Coefficient de fuites
$w_r, w_s$	Pulsation rotorique et statorique
$P$	Nombre de pair de pôles
$v_{sd}, v_{sq}, v_{rd}, v_{rq}$	Tensions statoriques et rotoriques d'axes d et q
$i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}$	Courants statoriques et rotoriques d'axes d et q
$\phi_{sd}, \phi_{sq}, \phi_{rd}, \phi_{sq}$	Flux statoriques et rotoriques d'axes d et q
$Q_s, Q_r$	Puissances réactives statorique et rotorique
$\theta_s, \theta_r$	Position du stator et le rotor
$k_p, k_i$	Gain du régulateur (proportionnel, intégrateur)
$\tau_r$	Temps de réponse du système
$i_{ond}, i_{red}$	Courants modulés par le CCG et le CCR
$i_{cond}$	Courant traversant le condensateur
$V_{dc}$	Tension du bus continu
$R_f, L_f$	Résistance et l'inductance du filtre RL
$P_f, Q_f$	Puissance active et réactive du filtre
$i_{gd}, i_{gq}$	Courants d'axes d et q envoyés au réseau
$i_{ch}$	Courant de la charge
$S_a, S_b, S_c$	Séquence de commande du convertisseur à MLI
$T_e$	Période d'échantillonnage
$\bar{\phi}_r(k)$	Vecteur de flux rotorique au pas d'échantillonnage actuel
$\bar{\phi}_r(k + 1)$	Vecteur du flux rotorique au pas d'échantillonnage suivant
$\Delta\bar{\phi}_r$	Variation du vecteur flux rotorique
$h_{\phi_r}$	Largeur de la bande hystérésis du flux rotorique
$\gamma$	L'angle entre les vecteurs flux statoriques et rotoriques
$\Delta C_{em}$	Variation du vecteur couple électromagnétique
$h_{cem}$	Largeur de la bande hystérésis du couple électromagnétique

$\Psi_{r\alpha}, \Psi_{r\beta}$	Flux rotoriques dans le plan stationnaire
$i_{r\alpha}, i_{r\beta}$	Courants rotoriques dans le plan stationnaire
$\varphi_r$	Déphasage entre les grandeurs rotoriques
$T_1, T_2$	Temps d'application des deux vecteurs tensions adjacents
$\omega_{gl}$	Pulsation de glissement
$p, q$	Puissances active et réactive instantanées
$\Phi_\alpha, \Phi_\beta$	vecteurs de flux virtuel dans le plan $\alpha$ - $\beta$ .
$T_s$	Période de commutation
$\Delta p_i, \Delta q_i$	Variation de la puissance active et réactive instantanée
$S_i$	Secteurs
$f_c$	Fréquence de coupure
$\Omega_v$	Vitesse angulaire du volant inertiel
$P_{mas}$	Puissance de la machine asynchrone utilisée pour l'entraînement du volant
$\Omega_{vn}$	Vitesse angulaire du volant inertiel nominale
$E_v$	Energie du volant inertiel
$J_v$	Inertie du volant
$\Delta E_v$	Variation de l'énergie du volant inertiel
$T_{emMAS}$	Couple électromagnétique de la machine asynchrone du volant
$P_{réf}$	Puissance de référence pour le système de stockage
$P_{éol}$	Puissance éolienne
$P_{régl}$	Puissance de réglage
$S_\Omega$	Surface de glissement pour la vitesse
$E_{c\text{réf}}$	Energie de référence pour le système de stockage
$\Omega_{v\text{réf}}$	Vitesse de référence du volant
$I_d$	Courant direct traversant une jonction PN,
$I_{sat}$	Courant de saturation,
$T$	Température de jonction PN,
$A$	Facteur d'idéalité
$q$	Charge élémentaire de l'électron,
$K$	Constante de Boltzmann,
$E$	Eclairement,

$E_0$	Eclairement de référence, égal à 1000 w/m <sup>2</sup> ,
$T$	Température,
$T_0$	Température de référence, égal à 298 k,
$I$	Courant délivré par la cellule PV,
$V$	Tension délivrée par la cellule PV,
$I_{ph}$	Courant photo-généré,
$I_{ph0}$	Courant photo-généré par la diode à 25 °C,
$I_s$	Courant de saturation de la diode dépendant de la température
$I_{s0}$	Courant de saturation de la diode à 25 °C,
$r_s$	Résistance série,
$r_{sh}$	Résistance shunt,
$r_{sh0}$	Résistance shunt de référence donné par le constructeur,
$E_g$	Energie de gap du semi-conducteur
$\alpha$	Constante liée à la nature du silicium utilisé,
$n_s$	Nombre de cellules photovoltaïque en série,
$n_p$	Nombre de cellules photovoltaïque en parallèle
$V_{co}$	Tension du circuit ouvert d'une cellule photovoltaïque
$V_{sco}$	Tension de l'assemblage de $n_s$ cellule en série
$I_{cc}$	Courant de court-circuit d'une cellule,
$I_{scc}$	Courant de court-circuit du regroupement de $n_s$ cellule en série
$V_{pco}$	Tension de l'assemblage de $n_p$ cellule en parallèle,
$I_{pcc}$	Courant de court-circuit du regroupement de $n_p$ cellule en parallèle
$I_g$	Courant d'un générateur photovoltaïque
$I_{ph,g}$	Courant photo-généré d'un générateur photovoltaïque,
$I_{s,g}$	Courant de saturation d'un générateur photovoltaïque
$V_g$	Tension d'un générateur photovoltaïque
$r_{s,g}$	Résistance série d'un générateur photovoltaïque
$r_{sh,g}$	Résistance shunt d'un générateur photovoltaïque
$V_{opt}$	Tension optimale d'un générateur photovoltaïque
$I_{opt}$	Courant optimal d'un générateur photovoltaïque
$r_{opt}$	Résistance optimale d'un générateur photovoltaïque
$P_{opt}$	Puissance optimale d'un générateur photovoltaïque,

$D$	Rapport cyclique d'un hacheur Buck-Boost
$H_p$	Etat logique à la sortie du comparateur à hystérésis de la puissance active,
$H_Q$	Etat logique à la sortie du comparateur à hystérésis de la puissance réactive,
$\Delta P_s$	Largeur de la bande à hystérésis de la puissance active,
$\Delta Q_s$	Largeur de la bande à hystérésis de la puissance réactive.

## 2. Abréviations

- **EN FRANÇAIS**

<i>SCEE</i>	Système de Conversion d'Énergie Éolienne
<i>GADA</i>	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
<i>MADA</i>	Machine Asynchrone à Double Alimentation
<i>MS</i>	Machine Synchrone
<i>PI</i>	Régulateur Proportionnel Intégrateur
<i>CCG</i>	Convertisseur Coté rotor de la Machine
<i>CCR</i>	Convertisseur Coté Réseau électrique
<i>MLI</i>	Modulation à Large Impulsion
<i>DPC – C</i>	Direct Power Control avec régulateur Classique
<i>FP</i>	Facteur de Puissance
<i>SCEE</i>	Système de Conversion d'Énergie Éolienne
<i>SEH</i>	Système d'énergie hybride
<i>MG</i>	Mode Glissant
<i>MG2</i>	Mode Glissant d'ordre 2
<i>MG2C</i>	Mode Glissant d'ordre 2 Continu
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>GPV</i>	Générateur Photovoltaïque
<i>BT</i>	Base Tension
<i>HTA</i>	Haute Tension classe A

- **EN ENGLAIS**

<i>GWEC</i>	<b>Global Wind Energy Council.</b>
<i>HAWT</i>	<b>Horizontal Axis Wind Turbine.</b>
<i>AC</i>	<b>Alternative Current</b>
<i>DC</i>	<b>Direct Current</b>
<i>IGBT</i>	<b>Insulated Gate Bipolar Transistor</b>
<i>GTO</i>	<b>Gate Turn-Off Thyristor</b>
<i>PWM</i>	<b>Pulse Width Modulation</b>
<i>DTC</i>	<b>Direct Torque Control</b>
<i>DPC</i>	<b>Direct Power Control</b>
<i>SVM</i>	<b>Space Vector Modulation</b>
<i>DPC – SVM</i>	<b>Direct Power Control with Space Vector Modulation</b>
<i>MPPT</i>	<b>Maximum Power Point Tracking</b>

---

# **Introduction Générale**

---

# **Introduction générale**

L'évolution de l'homme a été marquée par la maîtrise du feu. La domestication de cette forme d'énergie a été un tournant majeur dans l'aspect évolutif et culturel de l'homme. Lui permettant de faire cuire sa nourriture, d'obtenir de la chaleur. Par cette course à l'évolution, l'homme se trouve actuellement au centre de l'altération profonde de la composition chimique de la Terre par le rejet croissant de gaz à effet de serre [1]. Créant un déséquilibre dans l'évolution naturelle du climat par l'augmentation des températures moyennes de notre planète (réchauffement climatique) provoquant un changement climatique. A mesure que les études scientifiques des phénomènes physiques prouvaient le rôle central de l'activité humaine dans ce changement, les différents acteurs mondiaux ont pris conscience des effets néfastes à court et long terme du réchauffement climatique [2]. Ainsi comme l'homo-sapiens, l'homme moderne se pose encore une fois, la même question: comment maîtriser l'énergie? Cependant cette fois -ci, il se pose une autre question aussi ultime que la première: comment maîtriser son impact sur son environnement ? [3]

Face à ce dilemme, il s'avère nécessaire de faire appel à des sources d'énergie nouvelles qui seront sans conséquences pour l'homme et l'environnement. C'est ainsi que les pays industrialisés se sont lancés dans le développement et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables comme, la biomasse, la géothermie, la marémotrice, l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque.

La production d'électricité est donc forcément, malgré une apparence anodine, synonyme de perturbations. L'utilisation excessive d'un mode de production accentue fortement l'effet nuisible qui lui est associé et il apparaît évident que la diversification des sources est une solution à promouvoir. Cependant, ceci doit s'inscrire dans une politique de développement durable, dans laquelle de nombreuses nations s'engagent aujourd'hui plus ou moins timidement. C'est pourquoi le système de production centralisé, associé à une part croissante de dispositifs de production décentralisés, semble représenter une réponse raisonnable à cette exigence. Cette solution permet à la fois l'exploitation des ressources locales et, contrairement aux systèmes autonomes, leur mutualisation grâce à l'interconnexion par le réseau existant. Parmi les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables, il y a les systèmes d'énergie hybrides (SEH) pour les régions raccordés au réseau national de distribution et éloignées à la source [7]. Le terme « Système d'Énergie

Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne et le photovoltaïque peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels utilisés généralement pour la génération d'électricité dans les régions isolées. Les SEH sont généralement conçus pour répondre à un besoin énergétique aux consommateurs branchés au réseau de distribution. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie éolienne associée au solaire photovoltaïque.

Les systèmes utilisant l'énergie du vent représentent la technologie à plus forte croissance. Parmi ces technologies éoliennes, de nombreux systèmes de différents types ont été conçus et développés tout en prolongeant une expérience dans ce domaine remontant sur plusieurs siècles [5]. De nos jours, la forme la plus connue et utilisée de la technologie éolienne est l'aérogénérateur, une machine qui obtient de l'énergie à partir du vent pour générer un courant électrique. La chaîne de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique intègre différents organes électrotechniques. Afin de maximiser l'efficacité de cette conversion d'énergie, de nombreuses solutions ont été examinées aussi bien au niveau de la génératrice à utiliser que de l'électronique de puissance.

Actuellement, le système éolien à vitesse variable basé sur la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) est le plus utilisé dans les fermes éoliennes terrestres [6]. Son principal avantage, et non des moindres, est d'avoir ses convertisseurs statiques triphasés dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la GADA, ce qui présente un bénéfice économique important par rapport à d'autres solutions possibles de conversion électromécanique (machine synchrone à aimants permanents par exemple). En effet, la GADA permet un fonctionnement sur une plage de vitesse de  $\pm 30\%$  autour de la vitesse de synchronisme, garantissant ainsi un dimensionnement réduit des convertisseurs statiques car ceux-ci sont connectés entre le bobinage rotorique de la GADA et le récepteur électrique.

### **Motivations et objectifs**

Dans cette idée, l'apport envisagé avec ce travail de thèse est de contribuer à la conception et à la gestion optimale d'un système énergétique multi-sources d'origine renouvelable (éolienne et photovoltaïque) pour des utilisateurs raccordés aux réseaux.

C'est donc dans ce cadre que nous allons développer notre étude pour un système de conversion éolienne permettant d'améliorer le rendement et la production de l'énergie électrique, d'étudier les techniques de commande robustes de la génératrice, susceptibles

d'optimiser la production d'une éolienne, en particulier celle utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation afin de l'intégrer dans un système d'énergie hybride.

Nos objectifs principaux peuvent être résumés dans les points suivants :

- ▶ À concevoir des stratégies de commande simples à implémenter d'un système de conversion éolien basé sur la GADA ;
- ▶ Développer une étude pour un système de conversion éolienne permettant de fournir une puissance constante au réseau tout en offrant des services systèmes tel que la prestation de l'énergie réactive pour la correction du facteur de puissance;
- ▶ L'amélioration de la commande MPPT classique de la turbine éolienne par l'utilisation de la commande par mode glissant d'ordre 2;
- ▶ La synthèse de plusieurs contrôleurs pour asservir les puissances active et réactive statorique de la GADA, en exploitant des approches différentes. Soit respectivement :
  - La technique linéaire classique basée sur les correcteurs PI ;
  - La technique non linéaire basée sur la régulation par mode glissant d'ordre 1 ;
  - La technique non linéaire basée sur la régulation par mode glissant d'ordre 2 ;
  - La technique non linéaire basée sur la mode glissant d'ordre 2 continu;
  - La commande MPPT du générateur photovoltaïque.
- ▶ L'insertion des unités de production à la base de sources d'énergie renouvelables sur l'exploitation du réseau de distribution moyenne tension (HTA).

A la lumière de ce constat, le mémoire sera divisé en cinq chapitres pour décrire le travail envisagé.

Dans le premier chapitre, après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables existantes et les potentiels algériens, nous focalisons notre attention sur la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources solaire et éolienne sont présentées.

Le second chapitre est dédié à la modélisation et la commande de la turbine éolienne. La première partie de ce chapitre met en exergue des notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne seront étudiées afin de montrer les avantages inégalés de la GADA surtout en grande puissance et à vitesse variable. La seconde partie du chapitre est consacrée à la modélisation et la commande de la partie mécanique de l'éolienne. Nous modéliserons

d'abord la turbine éolienne ainsi que l'arbre mécanique en décrivant l'utilité du multiplicateur. Ensuite, nous étudierons la commande de la turbine afin de maximiser la puissance captée sans se soucier de la partie électrique. La stratégie MPPT repose sur le principe de l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne et de son transfert vers l'utilisateur. Des résultats de simulation seront présentés dans l'objectif de vérifier et valider la stratégie de contrôle.

Le troisième chapitre est réservé à la technique de contrôle DPC (Direct Power Control). Elle est basée sur le concept du contrôle direct du couple étudié dans le chapitre précédent. Le but est de contrôler directement la puissance active et réactive de la MADA à travers le convertisseur CCG. Les états de commutation de ce convertisseur sont sélectionnés à partir d'une table de commutation. Cette dernière est alimentée par deux comparateurs à hystérésis dont les entrées sont les erreurs instantanées obtenues de la différence entre la valeur de référence et estimée de la puissance active et réactive ce qui représente la DPC classique (DPC-C). La référence de la puissance réactive peut être maintenue nulle pour assurer un fonctionnement à facteur de puissance unitaire. Pour surmonter les inconvénients de la DPC-C, tels que les ondulations dues des puissances et la fréquence de commutation variable, la DPC est combinée avec la technique MLI vectorielle (SVM). Cette commande (DPC-SVM) diffère de la commande classique par l'utilisation d'une modulation vectorielle qui assure ainsi un fonctionnement à fréquence de commutation constante pour le convertisseur CCG. La table de vérité et les comparateurs à hystérésis sont éliminés. En fin de chapitre.

Le quatrième chapitre sera consacré au développement d'une technique basée sur la commande Mode Glissant d'Ordre 2 Continu (MG2C) pour améliorer les performances de la commande directe de la puissance active réactive. Cette méthode consiste à remplacer les comparateurs classiques et les tables de sélection appliquées aux DPC-C de la machine asynchrone à double alimentation par (MG2C). Donc trois stratégies de contrôle (DPC-PI, DPC avec régulateur Mode Glissant d'Ordre 1 (DPC-MG1) et Mode Glissant d'Ordre 2 (DPC-MG2)) seront présentées et comparées avec la stratégie intelligente (MG2C) et évaluées par des résultats de simulation.

Le dernier chapitre traitera la modélisation et la commande de système de conversion photovoltaïque (générateur photovoltaïque (GPV)) associé au convertisseur boost (DC-DC) utilisant la technique MPPT, qui permet d'extraire le maximum d'énergie des modules PV. La seconde partie traite la présentation du système hybride constitué de systèmes de conversion

d'énergie renouvelables (éolien/photovoltaïque), les deux couplés au réseau électrique pour la distribution publique. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle par résultats de simulations.

Cette thèse est parachevée par une conclusion générale dans laquelle sont valorisés les différents développements effectués. Des perspectives pour ce travail sont également envisagées.

---

# **Chapitre I :**

**Etat de l'art des systèmes d'énergies  
renouvelables**

---

## I.1 Introduction

Face au tarissement des énergies fossiles et au réchauffement climatique, mais également face à la croissance mondiale de la demande énergétique, le développement de sources d'énergies propres et la diversification des sources est une solution à promouvoir. En particulier, les énergies renouvelables sont une alternative intéressante pour l'électrification des sites isolés ou difficiles d'accès ne permettant pas le raccordement à un réseau électrique où par leur mutualisation grâce à l'interconnexion par le réseau existant. Cependant, les énergies photovoltaïques et éoliennes ont pour défaut de dépendre des conditions météorologiques, souvent très variables et difficiles à prévoir avec précision. Pour obtenir malgré cela une production la plus régulière possible, une solution consiste à hybrider les types de sources : ainsi par exemple, dans un système photovoltaïque /éolien, le vent pourra assurer une production minimale la nuit, lorsque celle des panneaux est nulle, et à l'inverse par beau temps, les panneaux pourront assurer une production plus régulière que celle des rafales de vent. Ce mémoire porte donc sur un système de production d'électricité multi-sources (photovoltaïque /éolien) raccordé au réseau de distribution, dont l'architecture doit être définie.

## I.2 Contexte

### I.2.1 Les problématiques énergétiques dans le monde

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la consommation mondiale d'énergie va augmenter de 50% entre 2004 et 2030, pour accompagner la croissance démographique et économique (Figure I.1) [1].

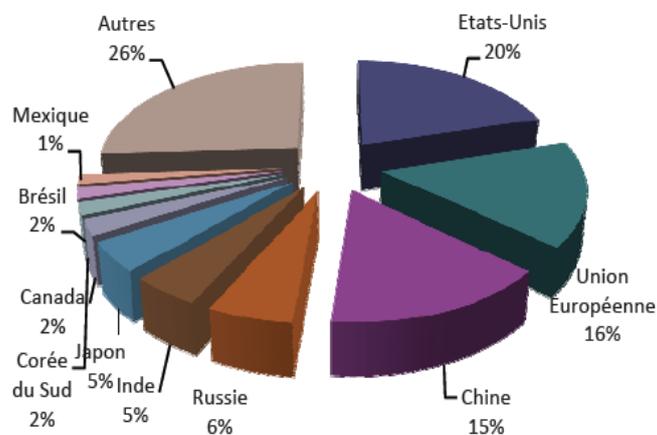
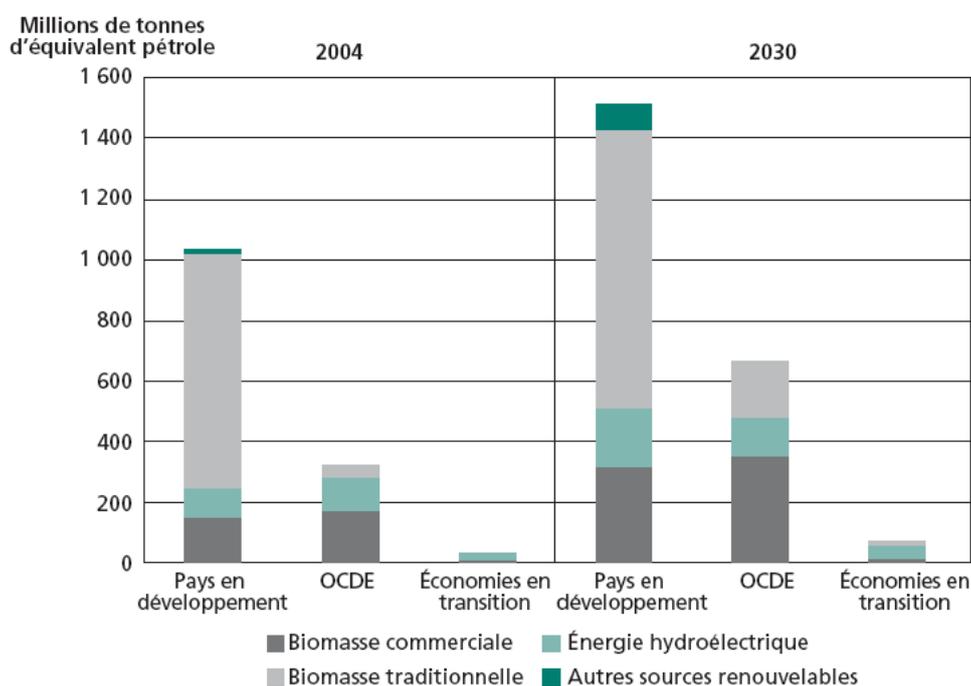


Figure I.1 Consommation d'énergie en 2005.

Les électriciens sont très concernés car la consommation d'électricité devrait croître deux fois plus vite que la consommation moyenne globale d'énergie (+ 100%).

Outre la nécessité de remplacer les anciennes centrales dans les pays industrialisés, il va falloir un effort d'équipement électrique considérable pour arriver à satisfaire l'ensemble de ces nouveaux besoins.

Or, aujourd'hui, les énergies fossiles couvrent 65% de la production d'électricité et plus de 80% de la consommation mondiale d'énergie. Cette situation n'est pas tenable, car les réserves d'énergies fossiles ne sont pas infinies et, de plus, elles sont la cause principale des émissions de gaz à effet de serre (*GES*) comme le dioxyde de carbone (*CO2*), qui s'accumulent dans l'atmosphère et entraînent le réchauffement de la planète. Selon le GIEC (*Groupe Intergouvernemental des Experts du Climat créé à l'initiative du G7 en 1988*), la température moyenne terrestre devrait augmenter de 1,8 à 4°C au cours du siècle, avec comme conséquences annoncées une hausse du niveau des océans et des phénomènes climatiques extrêmes [2].



Source: AIE, 2004

Figure I.2 Consommation mondiale d'énergie renouvelable ventilée par région en 2002 et projection à l'horizon 2030.

Ainsi, la croissance de la consommation énergétique entraîne une évolution préoccupante pour la sécurité des approvisionnements. La production de pétrole devrait décliner à partir de 2030 et celle de gaz à partir de 2050.



### **I.2.2 Énergies renouvelables, définition et ressources : [5]**

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs et acheminé «sans gros problèmes» vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de «l'extraction» de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation.

Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques.

La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique.

Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), l'énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre. Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins,...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient du non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les jours d'ensoleillement sont plus courts. La solution à retenir est certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne.

### **I.3 Les énergies renouvelables en Algérie [6]**

Ces dernières années, l'Algérie a amorcé une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. Cette vision s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

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

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

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

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

### I.3.1. Potentiel national des énergies renouvelables

#### I.3.1.1 Energie Solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays (figure I.4).

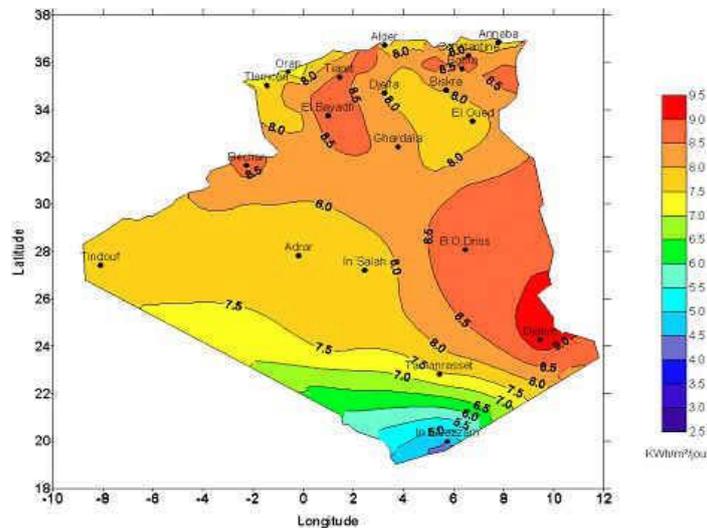


Figure I.4 Carte de l'irradiation journalière en Algérie (mois de juillet).

Le potentiel solaire en Algérie est illustré dans le tableau suivant :

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (H/an)	2650	3000	3500
Energie Moyenne Reçue (Kwh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau I.1 Potentiel solaire en Algérie.

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

#### I.3.1.2 Energie Solaire Photovoltaïque

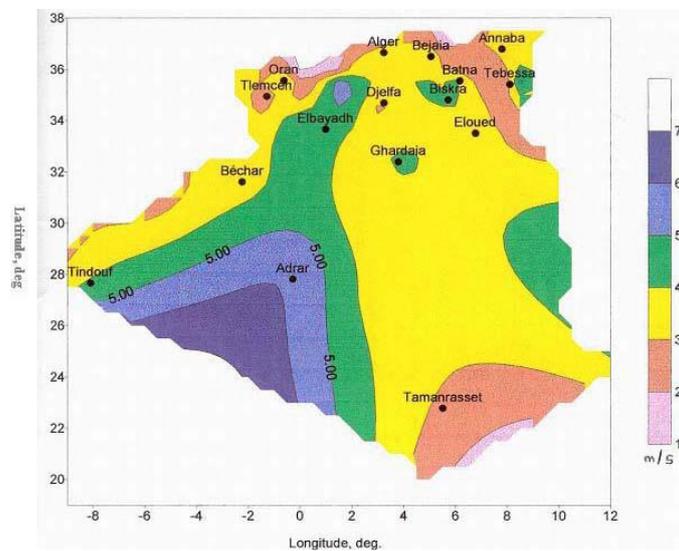
L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron.

Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture.

### ***1.3.1.3 Potentiel Eolien***

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage d'eau particulièrement sur les hauts plateaux (figure I.5).



**Figure I.5** Carte des vents en Algérie.

### ***1.3.1.4 Potentiel de l'énergie géothermique***

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire (figure I.6). Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118 °C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5 °C/100 m :

- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone d'Aïne Boucif et Sidi Aïssa ;
- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

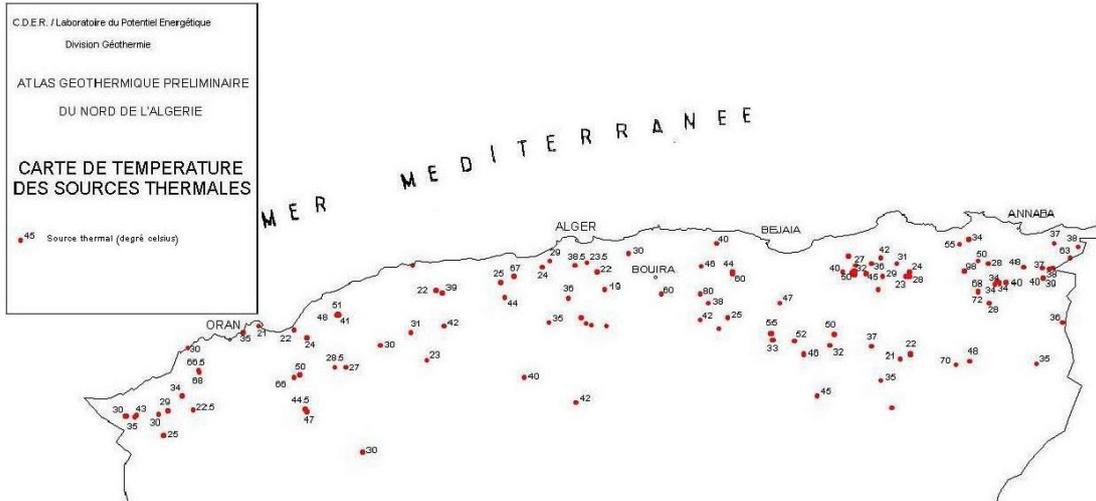


Figure I.6 Carte de température des sources thermiques vents en Algérie.

### I.3.1.5 Potentiel de l'hydroélectricité

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m<sup>3</sup>, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m<sup>3</sup>, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation (voir tableau I.2).

Centrale	Puissance installée en MW
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk Eljema	8.085
Tizi Meden	4.458
Ighzernchebel	2.712
Ghrib	7.000
Gouriet	6.425
Bouhanifa	5.700
Oued Fodda	15.600
Beni Behde	3.500
Tessala	4.228

Tableau I.2 Parc de production hydroélectrique en Algérie.

### ***1.3.1.6 Le Potentiel de la Biomasse***

- **Potentiel de la forêt**

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

- **Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles**

Cinq millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an.

## **I.4 Systèmes hybrides**

### **I.4.1 Définition**

Le problème avec la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergie renouvelables, peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride (SH). Un système hybride a sources d'énergie renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable [7]. Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage.

D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride.

### **I.4.2 Classification**

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentées les classifications les plus répandues.

#### ***1.4.2.1 Le régime du fonctionnement***

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la (figure I.7).

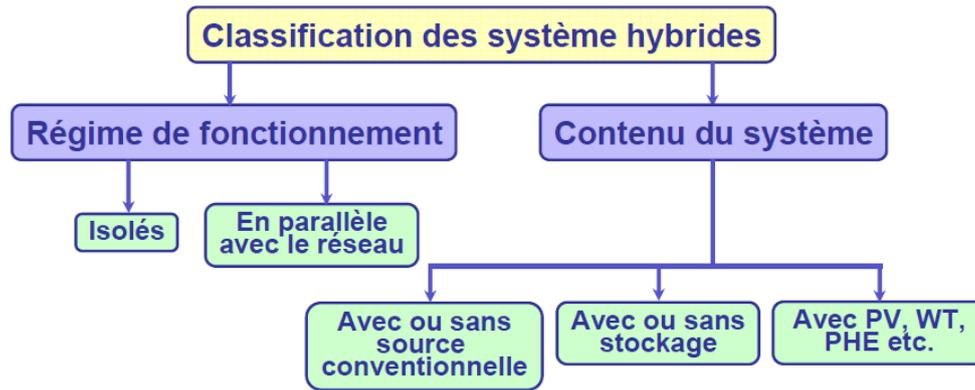


Figure I.7 Classification des systèmes hybrides

#### I.4.2.2 La structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet – une centrale tout entière.

Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc.

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc.

### I.5 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité

A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables (issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse) sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques

selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. Les filières étudiées dans ce travail sont l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque.

### I.5.1 Chaîne de conversion éolienne

Un aérogénérateur, plus communément est appelé éolien. Une éolienne est un système de conversion d'énergie a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, ce système connu sous l'appellation anglaise : *Wind Energy Conversion Systems* (WECS) (figure I.8).

Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement, une éolienne doit comporter :

- Un système qui permet de la contrôler mécaniquement (orientation des pales de l'éolienne, orientation de la nacelle).
- Un système qui permet de la contrôler électriquement (Machine électrique associée à l'électronique de commande).

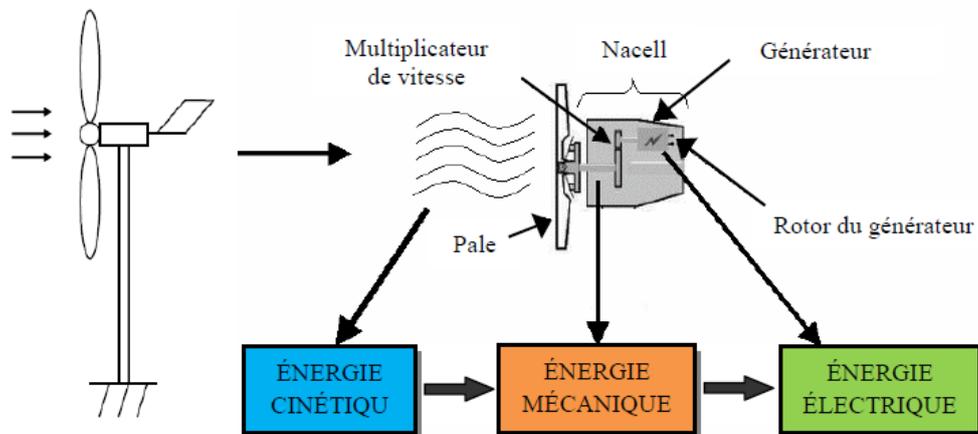


Figure I.8 Principe de la conversion d'énergie éolienne.

#### I.5.1.1 Technologie des nouveaux capteurs éoliens

Depuis l'avènement des moulins à vent jusqu'aux premiers aérogénérateurs, la technologie des aéromoteurs (ou capteurs éoliens) a connu une évolution fulgurante surtout ces dernières décennies; notamment dans le domaine de la production d'énergie électrique. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent et leurs structures sont de plus en plus performantes. Outre leurs caractéristiques mécaniques, nous nous intéressons à l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. En effet, il existe

deux types d'éoliennes à savoir les éoliennes à axe vertical ou en anglais **VAWT** (**V**ertical **A**xis **W**ind **T**urbine) et les éoliennes à axe horizontal ou **HAWT** (**H**orizontal **A**xis **W**ind **T**urbine). Ainsi dans ce qui suit nous allons énoncer en première partie une généralité sur les différents types d'éoliennes, ensuite nous allons nous intéresser plus particulièrement aux éoliennes rapides à axe horizontal qui sont non seulement les plus répandues, mais aussi les plus efficaces.

#### *1.5.1.1.a Eolienne à axe vertical (VAWT)*

Afin de diminuer la vitesse de rotation et de limiter le bruit et de capter le flux d'air dont la direction change de façon turbulente, on voit apparaître de petites éoliennes à axe vertical, de type Savonius, Darrieus ou H-type (figure I.9). Les turbines VAWT tournent en moyenne 2 à 6 fois moins vite qu'un tripale classique avec le même rayon. Ce type de turbine est aussi quelque fois une réponse à la question de l'esthétique, sans doute essentielle pour obtenir l'adhésion des riverains, en particulier en site urbain.



Figure I.9 L'aérogénérateur à axe vertical.

#### ✓ *Avantages*

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

#### ✓ *Inconvénients*

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal; La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief ;

- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables : Savonius et Darrieus. L'éolienne Savonius comporte principalement deux demi cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner.

L'éolienne inventée par le Français Darrieus est un rotor dont la forme la plus courante rappelle vaguement un fouet à battre les œufs. Cette machine est bien adaptée à la fourniture d'électricité.

Malheureusement, elle ne peut pas démarrer seule. Ce type de machine, qui peut offrir les puissances les plus fortes n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée.

#### ***1.5.1.1.b Eolienne à axe horizontal***

C'est les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables (figure I.10). Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent.



**Figure I.10 éolienne à axe horizontal**

#### **✓ *Avantages***

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

✓ **Inconvénients**

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

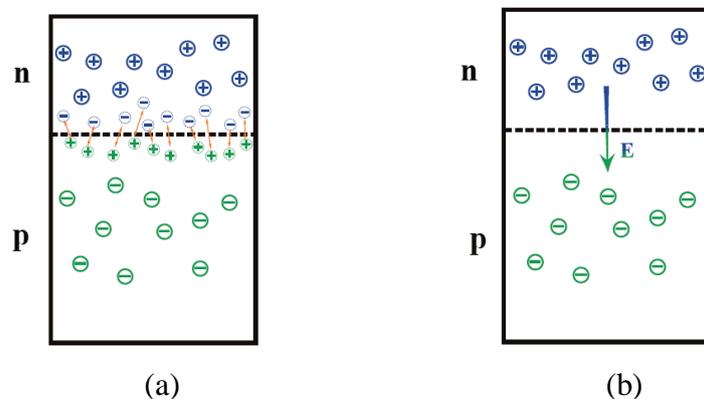
Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées. Elles sont de faible puissance et destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple. Dans le reste de notre étude, nous nous intéressons à la structure la plus répandue et la plus efficace à savoir celle à axe horizontal et à trois pales.

**I.5.2 Conversion de l'énergie solaire.**

*I.5.2.1 Principe de la conversion Photoélectrique.*

*a) La jonction N-P*

Si une partie d'un semi-conducteur est « dopée n », et l'autre « p », les deux étant séparées par un plan dit de jonction, les charges électriques mobiles de la zone n sont les électrons (majoritaires) et les charges fixes celles de l'élément dopant (phosphore par exemple); inversement, dans la zone p les trous positifs (absences d'électrons) sont mobiles et les électrons du dopant (bore par exemple) sont fixes. En l'absence de tension électrique extérieure, les charges mobiles migrent vers le plan de jonction (où elles se recombinent : (figure I.11-a), laissant derrière elles des charges fixes. Ces dernières sont la source d'un champ électrique intense, dirigé de n vers p, repoussant les charges mobiles éventuelles vers les deux extrémités (figure I.11-b) : la région voisine du plan de jonction est alors désertée par les charges mobiles.



a - Migration des charges mobiles vers le plan de jonction  
b - Champ électrique E résultant, dû aux charges fixes

**Figure I.11 La jonction N-P**

**b) Cellule sous éclairement**

Nous ferons maintenant un circuit électrique comportant une jonction n-p et éclairons la partie n (très mince). Lorsque des photons lumineux (énergie du soleil) munis d'une énergie suffisante pénètrent le cristal, ils arrachent des électrons supplémentaires (figures I.12 et I.13); l'excès de ces électrons aura tendance à quitter la zone n par l'extérieur ; ils sont en effet repoussés, comme nous venons de le voir, par le champ électrique très fort au voisinage du plan de jonction.

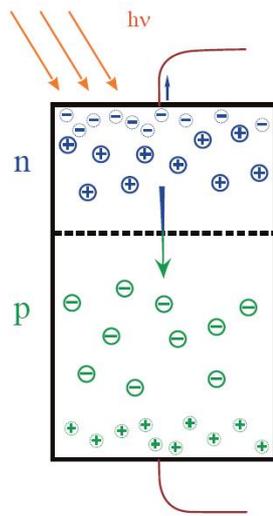


Figure I. 12 Jonction n-p éclairée

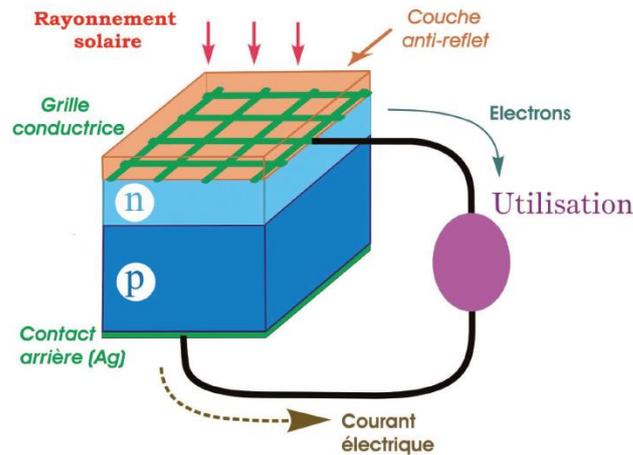


Figure I.13 Cellule photovoltaïque

Il apparaît alors un courant dans le circuit extérieur (par définition dans le sens inverse de celui des électrons).

C'est le photo-courant, qui ne circule que dans un seul sens : de la zone p vers la zone n dans le circuit électrique et de la zone n vers la zone p dans le semi-conducteur. L'origine du terme « semi-conducteur » est donc liée à ce sens unique de circulation du courant, ainsi qu'à la plus grande résistance à son passage (en comparaison de ce qui se passe pour les métaux). On obtient ainsi un convertisseur photovoltaïque, permettant l'obtention d'une différence de potentiel utilisable, source de courant électrique susceptible d'alimenter un appareil électrique.

**I.5.2.2 Association de cellules PV**

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance qui est insuffisante pour la plupart des applications, il est donc nécessaire de faire augmenter cette puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différents montages.

En effet, en associant ces cellules en série et en parallèle, on peut constituer des modules PV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

**a) Association en série**

L'assemblage se présente sous la forme suivante :

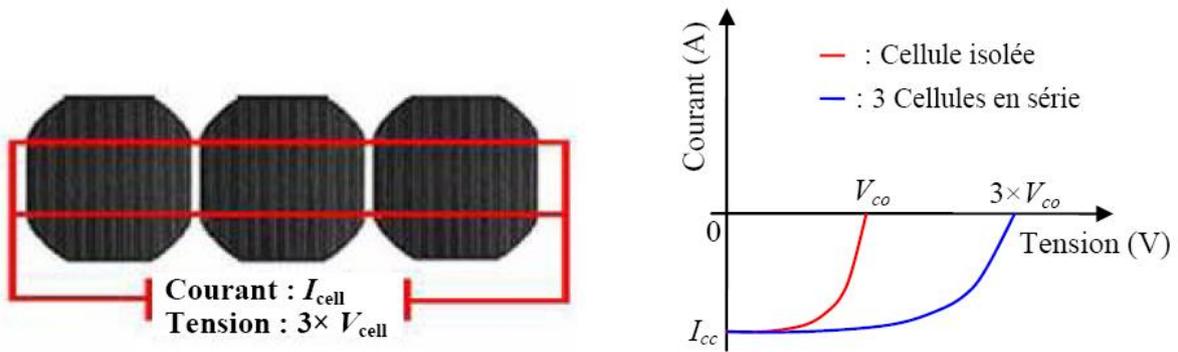


Figure I.14 Association en série de  $n_s$  cellules PV identiques.

Si on assemble en série  $n_s$  cellules, la tension  $V$  aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacune des cellules.

La caractéristique courant-tension résultante de cet assemblage est obtenue par l'addition des tensions comme on peut le constater dans la figure suivante [8]:

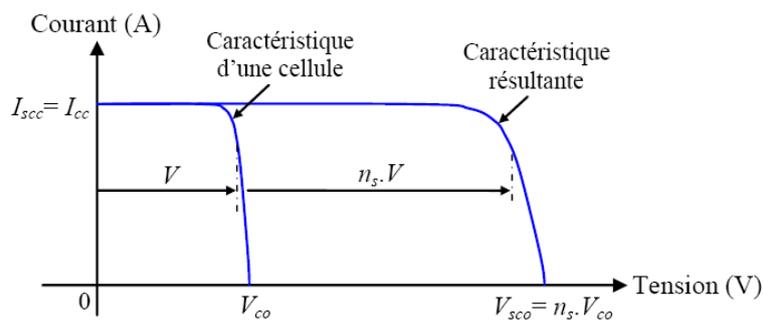


Figure I.15 Caractéristique  $I(V)$  de l'association de  $n_s$  cellules identiques en série.

**b) Association en parallèle**

Dans le cas d'un assemblage en parallèle de  $n_p$  cellules PV, le courant  $I$  de l'ensemble sera égal à la somme des courants produits par chacune des cellules.

L'assemblage se présente sous la forme suivante :

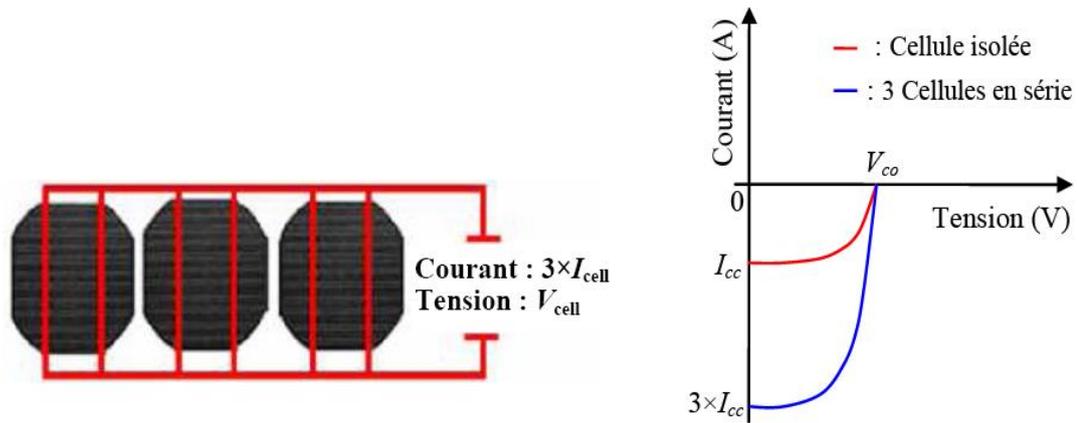


Figure I.16 Association en parallèle de  $n_p$  cellules PV identiques.

Les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante est obtenue par l'addition des courants comme l'indique la figure (I.16) [9].

Dans cette figure,  $V_{co}$  et  $V_{pco}$  représentent respectivement la tension d'une cellule et la tension de tout l'assemblage ;  $I_{cc}$  et  $I_{pcc}$  étant respectivement le courant de court-circuit d'une cellule et le courant de regroupement. Dans le cas d'une association en parallèle, les cellules délivrent donc la même tension mais elles peuvent fonctionner avec des courants différents.

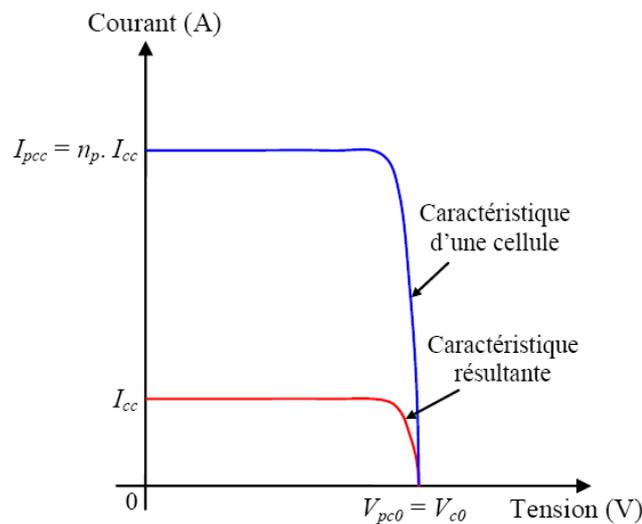


Figure I.17 Caractéristique courant-tension de l'association de  $n_p$  cellules identiques en parallèle.

Ainsi, pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées en série/parallèle pour constituer les modules, lesquels forment un panneau solaire. En fonction de la puissance désirée, plusieurs panneaux peuvent être assemblés pour constituer un «champ photovoltaïque» comme illustré à la figure (I.18).

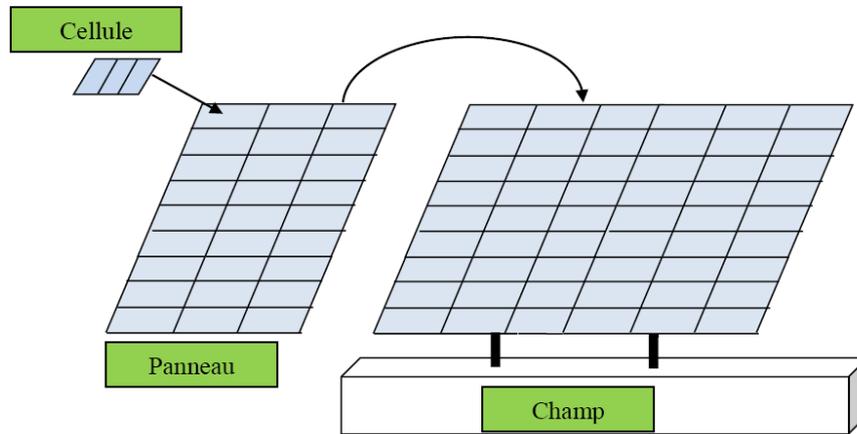


Figure I.18 Cellule, module (panneaux) et champ photovoltaïque

### *1.5.2.3 Chaînes de conversion photovoltaïque*

La chaîne de conversion solaire photovoltaïque ou tout court le système PV comporte en plus de l'élément principal qui est le générateur PV qui représente plus de 50% du coût total de la chaîne [10], des éléments secondaires comme le système de stockage ainsi que l'étage d'adaptation de puissance. Souvent, le système de stockage comprend un ou plusieurs batteries rechargeables. Les batteries sont un article très coûteux et doivent être choisis avec prudence. Pour l'étage d'adaptation n'est autre qu'un convertisseur statique DC/DC ou DC/AC qui peut faire la régulation de charge de la batterie et/ou la poursuite du PPM du GPV. La durée de vie des modules PV est entre 20 et 30 ans, celle des batteries atteint 8 à 10 ans. Les systèmes peuvent être conçus pour des puissances très variables (de 20 Wc pour un système de signalisation routière jusqu'à plus de 100 MWc pour une centrale connectée au réseau).

Les systèmes PV peuvent être autonomes ou connectés aux réseaux publics, comme on peut rajouter aux GPV d'autres sources, par exemple éoliennes et/ou groupes électrogènes pour éviter le surdimensionnement des panneaux et des batteries. Dans ce cas, le système PV est devenu système hybride. En dehors des applications spatiales à l'origine du développement des techniques PV et des applications en électronique (alimentation de calculatrice, de montres...), on trouve deux grandes familles d'applications :

- Les générateurs autonomes pour l'alimentation en électricité de bâtiments ou d'installations isolées du réseau de distribution (habitat, relais hertzien, pompage,

balisage en mer, électrification rurale des pays sous-développés...) ont des puissances généralement moins de 100 kWc.

- Les centrales PV connectées au réseau (en très fort développement dans les pays industrialisés) ont atteint plus de 300 MWc en janvier 2014.

#### *1.5.2.3.a Systèmes PV autonomes*

Dans le cas d'installations autonomes, les systèmes PV fonctionnent indépendamment des réseaux électriques. L'énergie produite par les panneaux solaires PV est utilisée immédiatement (pompage d'eau, ventilation, ...etc.) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 V alternatif via un onduleur. La configuration la plus simple des systèmes autonomes est le couplage direct où le GPV est directement connecté à la charge continue (figure I.19). Dans cette connexion, la charge ne peut être opérationnelle que pendant les périodes d'ensoleillement suffisant. Ce qui est faisable pour des applications qui n'ont pas besoin de fonctionner la nuit ou dans l'obscurité comme le pompage de l'eau.



**Figure I.19 Couplage direct GPV-charge.**

Pour des applications qui ont besoin de l'énergie électrique même la nuit et lors des moments d'obscurité, un système de stockage peut être ajouté au système. L'énergie produite par le dispositif solaire est emmagasinée dans l'accumulateur d'énergie en vue d'être utilisée au moment du manque de l'éclairage. En effet, c'est presque toujours la batterie qui dure le moins longtemps dans une application solaire. Alors, en vue d'améliorer la durée de vie d'une batterie, on doit empêcher la surcharge (éviter que la tension dépasse un certain seuil) et la décharge profonde (éviter que la batterie soit vidée de plus de 60% de sa charge). Cela est possible par le biais d'un contrôleur de charge. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans les batteries jusqu'à ce que la limite de charge des batteries soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce

que la limite de décharge des batteries soit atteinte. Un régulateur charge-décharge est alors indispensable. A titre d'exemple, quand la tension aux bornes de la batterie atteint 14,5 V (seuil haut typique pour une batterie au Plomb de 12 V nominale), le régulateur coupe la liaison panneau - batterie. Cette charge est rétablie vers 13,5 V. De même, quand la tension atteint 11,5 V (seuil bas typique pour 12V), le régulateur coupe la liaison batterie - utilisation, mettant ainsi la charge électrique hors service jusqu'à ce que la tension batterie soit revenue à un niveau de 12,5 V. Il rétablit alors l'utilisation.

Deux architectures plus courantes des systèmes PV autonomes avec stockage d'énergie alimentant à la fois des charges DC et AC sont illustrées dans les figures (I.20 et I.21). La seule différence entre les deux réside dans le fait que la sortie du GPV est connectée à un convertisseur DC/AC pour la première, et à un convertisseur DC/DC pour la seconde.

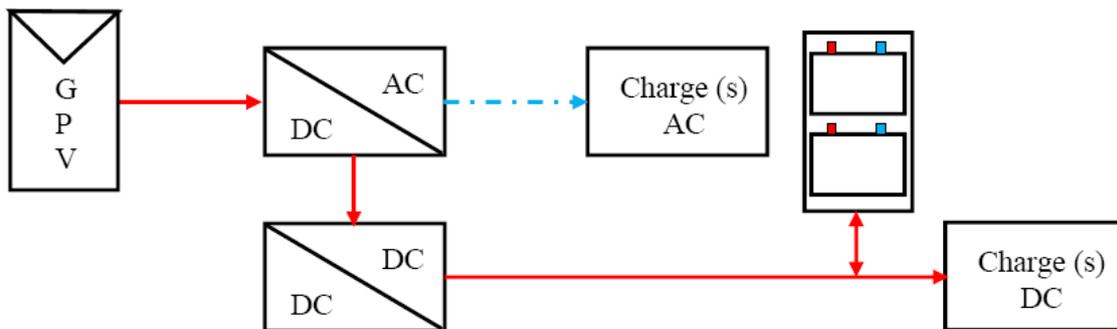


Figure I.20 Système PV autonome alimentant des charges DC et AC (étage 1 est DC/AC).

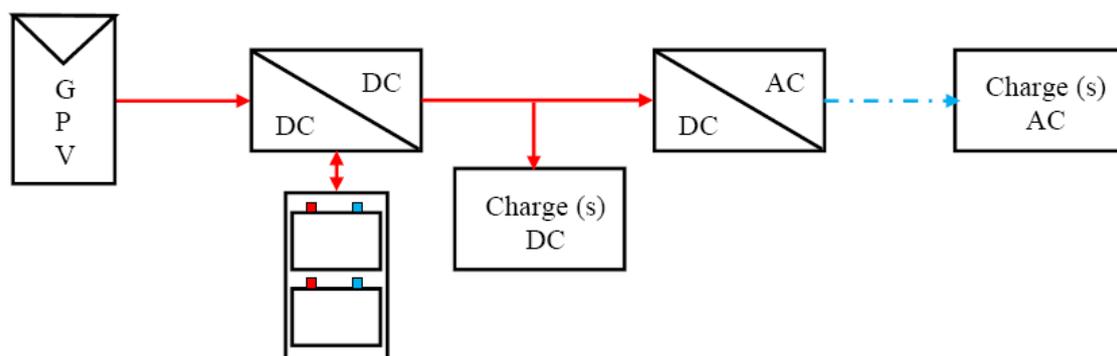


Figure I.21 Système PV autonome alimentant des charges DC et AC (étage 1 est DC/DC).

### I.5.2.3.b Systèmes PV connectés aux réseaux

Dans cette catégorie, trois types de systèmes sont généralement rencontrés dans les applications PV. Figure (I.23) montre un exemple typique de grande centrales PV qui ont

pour objectif la fourniture d'électricité en haute (50 à 400 kV) ou en moyenne tension (3 à 50 kV) aux réseaux électriques (Grid dans la littérature Anglo-Saxonne). La totalité de l'énergie produite sera vendue et les charges sur place seront alimentées par le réseau public. Figure (I.24) présente un exemple d'installations raccordées au réseau et produisant de l'électricité au lieu même de consommation tout en évitant les pertes de transport et de distribution. Dans ces systèmes, on peut être dispensé du coûteux et problématique stockage d'énergie. D'autre part, si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins. Troisième type de structure est illustré dans la figure (I.25). Cette topologie est connectée au réseau et en même temps admet un système de stockage qui peut être utile en cas de panne du réseau. L'énergie produite alimente les usagers sur place, le surplus sera stocké dans des batteries jusqu'à la limite de charge et puis le reste sera injecté dans le réseau. Dans le cas où la production et le stockage ne suffit pas pour approvisionner toutes les charges, on fait appel au réseau public. Il faut noter que l'utilisation de système de stockage dans les systèmes PV raccordés au réseau est interdit dans quelques pays européens comme l'Espagne et la France et est autorisé dans d'autres pays comme l'Australie et les USA [11]. De plus, les réseaux triphasés sont préférés par rapport aux réseaux monophasés à cause de leurs avantages techniques et économiques. D'une part, un réseau triphasé avec neutre permet de proposer deux tensions d'utilisation différentes, 230 V entre phase et neutre ou 400 V entre deux phases et d'autre part, on peut réduire la section des câbles par deux en utilisant le triphasé.

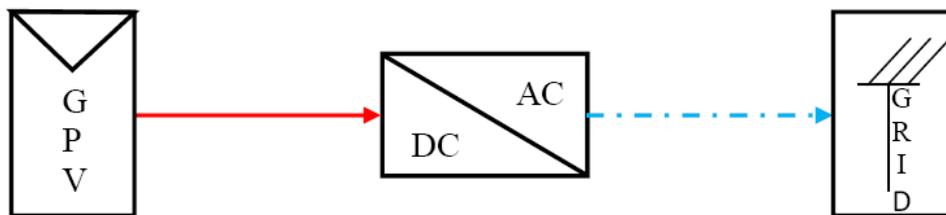


Figure I.23 Système PV raccordé au réseau central

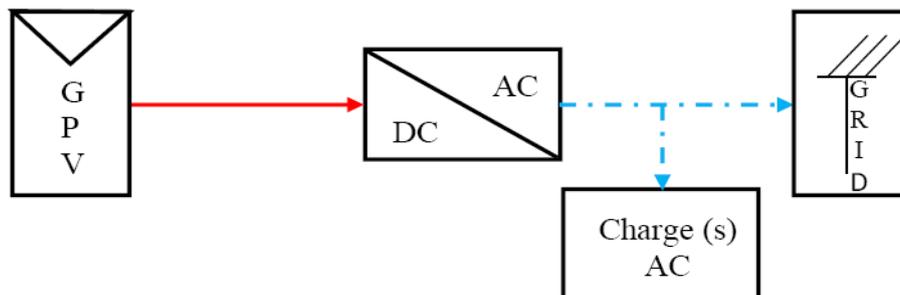


Figure I.24 Système PV raccordé au réseau sans stockage d'énergie

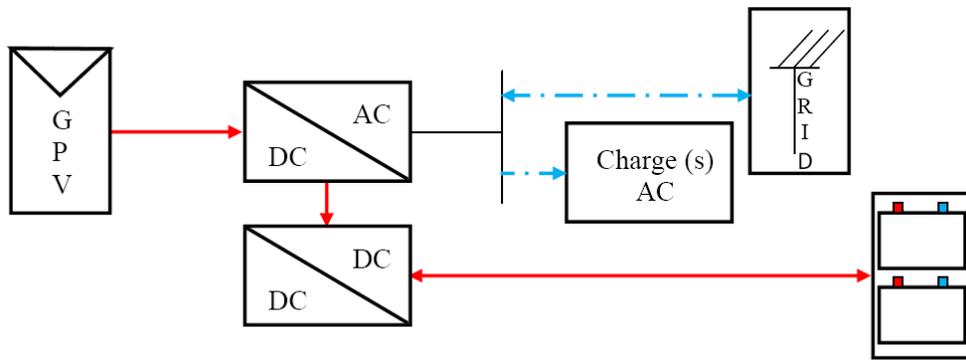


Figure I.25. Système PV raccordé au réseau avec stockage d'énergie

## I.6 les différents types de génération

Dans le but d'électrifier de nouvelles zones habitées dans les pays en voie de développement, ou de proposer de nouvelles alternatives à des particuliers dans les pays industrialisés, trois solutions peuvent être étudiées.

### I.6.1 La génération distribuée dans les réseaux interconnectés

Le modèle d'électrification classiquement utilisé dans les pays industrialisés consiste à développer des réseaux électriques à grande échelle, alimentés par des centrales de grosses puissances, en général thermiques ou nucléaires. Ces réseaux sont subdivisés comme suit : le réseau THT (très haute tension) assure le transport d'électricité des centrales vers les régions, ainsi que les échanges à l'international, un réseau HT (haute tension) qui prend le relai pour acheminer l'électricité aux gros clients industriels et aux zones de consommation, où les réseaux à moyenne et basse tensions alimentent respectivement les zones habitées puis les habitations et autres petites structures.

Afin d'intégrer des sources d'énergie renouvelables à ce réseau, il est maintenant possible pour un particulier de posséder sa propre source d'électricité, souvent solaire ou éolienne, à raccorder à celui-ci ; on parle alors de génération distribuée. Outre l'économie financière pour le consommateur une fois l'installation rentabilisée, cette solution a pour avantage de permettre de sous-dimensionner le raccordement au réseau, car il ne faut alors plus lui apporter sa demande, mais lui fournir le déficit, ou l'excédent entre demande et production locale [12]. Une autre solution est de constituer des fermes photovoltaïques ou éoliennes, et des centrales hydrauliques, à raccorder au réseau afin de remplacer les centrales classiques.

Ces solutions souffrent néanmoins de plusieurs défauts. Premièrement, le prix des énergies renouvelables est aujourd'hui encore peu compétitif comparé à celui des autres solutions utilisables sur un réseau à grande échelle. Ensuite, les productions d'énergie photovoltaïque et éolienne sont par nature intermittentes. Elles pourraient être lissées en couplant les sources avec des unités de stockage, mais cela diminuerait encore la viabilité économique du système. Or, une variation brutale de la puissance injectée ou soutirée au réseau, d'autant plus à l'échelle d'une centrale, engendre en réaction une variation de la fréquence ou de l'amplitude de la tension de celui-ci [13], potentiellement au-delà des intervalles autorisés par les normes des réseaux électriques. Elle peut également générer des harmoniques sur le réseau. Toutes ces modifications peuvent conduire à l'usure ou la saturation des composants électriques constituant la structure de celui-ci. Les sources peuvent alors être déconnectées pour protéger le réseau, mais induisant alors une baisse de la puissance disponible pour le consommateur. Enfin, comme nous l'avons vu auparavant, cette solution présuppose que les conditions sont réunies pour que les habitations ou structures à électrifier soient raccordables à un réseau régional ou national. Dans les îles ou les montagnes, ce raccordement peut être matériellement impossible, ou ne pas être viable économiquement si peu de consommateurs sont concernés. Par ailleurs, dans des zones très peu peuplées, les longueurs de câbles d'un raccordement au réseau induiraient des pertes énormes par rapport à la puissance consommée. Dans ces cas de figure, un modèle de génération non connecté au réseau devient intéressant, malgré les coûts.

### **I.6.2 La génération distribuée en micro-réseau**

Si le consommateur à électrifier est un groupe de bâtiments isolés, comme un village dans une zone à la densité de population très faible, ou difficilement accessible, une solution alternative est de reproduire le schéma de la génération distribuée, mais à l'échelle d'un petit réseau indépendant, nommé micro-réseau. Devant les difficultés de raccordement au réseau principal, cette solution devient alors économiquement viable. Les sources de production doivent alors être de petites tailles, ce qui rend les sources d'énergies renouvelables très intéressantes. Elles doivent être choisies et placées selon la disponibilité de la source motrice : le vent, l'ensoleillement, un cours d'eau... Elles peuvent être centralisées là où l'énergie est disponible, ou placées à côté des bâtiments à alimenter ; dans tous les cas cette distance doit rester limitée pour minimiser les pertes en ligne. L'efficacité énergétique est en effet cruciale dans ce type de système pour en assurer la rentabilité économique.

Les problématiques rencontrées sont les mêmes que dans les grands réseaux, exceptés que les énergies renouvelables, qui peuvent avoir une production intermittente et peu prévisible, représentent alors la totalité des sources productrices ou presque. Or, des normes sont toujours imposées pour garantir la qualité du réseau. Les soucis rencontrés lors des variations rapides de la production n'en sont alors que plus critiques, et des solutions pour la lisser indispensables [14]. Deux options existent : premièrement, si des unités de stockage sont ajoutées au réseau, elles peuvent permettre de lisser la production, et sont de toute façon à cette échelle indispensable pour servir de réservoir "tampon" entre la production et la consommation. Deuxièmement, des générateurs Diesel ou des piles à combustibles peuvent être utilisés en complément des sources intermittentes [15]. Elles permettent de compléter la demande si les unités de stockage sont vides, et de combler les brusques variations de production, afin de maintenir la qualité du réseau. Cependant, les piles à combustibles restent très chères, et les générateurs Diesel maintiennent la dépendance aux énergies fossiles, et ne fonctionneront pas toujours avec un bon rendement selon les puissances qui leur seront demandées. Cette gestion reste difficile à effectuer, et peut être optimisée si elle est faite en coopération mutuelle avec le contrôle de la demande [16].

Pour une électrification indépendante du réseau principal, ce type de génération doit être privilégié dans les cas suivants [17]. Tout d'abord, si les personnes cherchant à avoir accès à l'électricité sont suffisamment nombreux et géographiquement proches pour se regrouper en une communauté de consommateurs, d'une demi-douzaine à une centaine d'habitations, représentant une demande de l'ordre de quelques kiloWatts à quelques centaines de kilo-Watts. Au-delà de cette gamme de puissance, la zone est assez grande pour avoir son propre réseau à grande échelle, comme par exemple dans le cas d'une grande île. La mise en œuvre et l'entretien du réseau nécessite toutefois, par sa taille et sa structure complexe, un soutien des institutions gouvernementales et une gestion par du personnel compétent.

### **I.6.3 La génération en site isolé**

Lorsque la région à électrifier est vraiment trop faiblement peuplée, une troisième solution est alors possible. La génération en site isolé permet d'électrifier une structure de petite envergure (un phare, une station météorologique, etc...), une habitation, ou une communauté de quelques habitations, très isolée - une ferme, un hameau, un refuge de montagne... - sans dépendre d'un réseau ou d'un ravitaillement extérieur.

La problématique première dans ce type de système est de pouvoir assurer la parfaite autonomie des consommateurs, malgré les imprévisibilités des générateurs d'énergie. Ceux-ci doivent être dimensionnés pour parer à la demande, tout en étant de suffisamment petite envergure pour être installable et entre tenable par un particulier : les panneaux photovoltaïques et les petites éoliennes, ainsi que les petits formats d'hydroliennes sont alors les types de sources les plus adaptées. En outre, l'énergie primaire choisie doit être en quantité suffisante pour couvrir les besoins, à proximité des bâtiments pour limiter les pertes en ligne. Les sources ayant une production irrégulière et stochastique, et d'autre part le système n'ayant dans ce cas pas de multiples charges pour lisser la demande ou la coupler avec celle-ci, les unités de stockage sont ici obligatoires pour servir de réserve tampon entre les puissances produites et demandées [18]. Elles sont à dimensionner en fonction de la durée d'autonomie qu'elles sont censées pouvoir couvrir seule face à la consommation de l'habitation, et des ressources financières.

En site isolé aussi, des générateurs Diesel ou des piles à combustibles peuvent être utilisés pour aider au lissage de la production. Cependant le consommateur devient alors dépendant de sa capacité à se fournir en combustible. Les problèmes de qualité de la puissance peuvent également se poser, mais l'électricité n'étant consommable qu'en local, il est alors possible de s'affranchir des standards habituels, et de considérer des architectures fonctionnant à tension continue de très basse tension, faisant ainsi disparaître une partie des problématiques rencontrées dans les réseaux. Ce point est à étudier plus en détails, car il dépend aussi du type de tension que réclament les charges à alimenter.

Ce type de génération est à choisir dans les cas de figure ne permettant pas le développement d'un micro-réseau viable [17]. Il correspond au mode d'alimentation d'un bâtiment seul, exigeant une demande crête inférieure à 5 kW. Si une étude des ressources disponibles et du dimensionnement est à prévoir, un tel système doit pouvoir être finançable et quasiment entretenable par un particulier, afin que l'autonomie soit complète. Cependant, face au manque de souplesse entre la production et la demande, les bénéficiaires ont aussi la responsabilité de gérer leur consommation en fonction de l'énergie disponible à court terme.

Face aux besoins concrets qui existent pour ce type de génération, et le manque d'études sur ce sujet, nous choisissons d'axer cette thèse sur les systèmes de production en site isolé. Il nous faut donc préciser les sources d'énergie et les unités de stockage utilisables pour leur architecture, et cibler celles qui nous semblent le plus adaptées.

## **I.7 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons situé le contexte du développement des énergies renouvelables dans le monde entier, ainsi les efforts fournis par les différents pays, y compris l'Algérie dans le but de développer cette filière. Ce type de source d'énergie apparaît comme des alternatives technologiques incontestables face à la crise énergétique actuelle et à l'égard de la problématique climatique mondiale. D'une part, elles contribuent à la modernisation du secteur énergétique, permettant la diversification des sources d'approvisionnement et réduisant la dépendance vis-à-vis les énergies fossiles. D'autre part, leur déploiement à grande échelle permet la conception d'un portefeuille de technologies de production d'électricité plus respectueuse de l'environnement.

Nous avons vu que les combinaisons de sources pouvaient être envisagées telle que les panneaux photovoltaïques-éoliennes pour obtenir un système multi-sources, connecté au réseau capable d'un fonctionnement autonome. Notre objectif dans ce travail est la contribution dans l'optimisation et l'exploitation optimale d'un système de production d'électricité hybrides éolien/photovoltaïque ainsi que les transferts de l'énergie, sachant que ces deux aspects sont étroitement couplés.

---

# **Chapitre II :**

**Modélisation et commande MPPT de la  
turbine éolienne**

---

## **II.1 Introduction**

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique du vent, elle est en partie issue de l'énergie solaire. En effet, les grands flux de circulation atmosphérique sont en grande partie provoqués par la différence de température entre l'équateur et les pôles. Du fait de cette différence de pression, un flot d'air s'établit entre ces régions. La rotation de la terre provoque également des circulations d'air. Des différences locales de pression et de températures vont quant à elle donner des circulations particulières comme les brises de mer, les tornades.

Le marché mondial de l'énergie éolienne a retrouvé la voie de la croissance dans dernières années, en ajoutant une capacité record de 51GW la plus importante parmi toutes les technologies d'énergie renouvelable pour un total en fin d'exercice de 370GW. Il est estimé qu'une capacité connectée au réseau d'1,7GW a été ajoutée en mer, ce qui porte le total mondial à plus de 8,5GW. L'énergie éolienne est l'option la plus économique pour les nouvelles capacités de production d'énergie dans un nombre croissant de régions, et de nouveaux marchés ont continué de fleurir en Afrique, en Asie et en Amérique latine. L'Asie est restée le plus grand marché au monde pour la septième année consécutive, sous le leadership de la Chine, et a dépassé l'Europe en termes de capacité totale. Les États-Unis sont au premier rang mondial pour la production d'énergie éolienne. L'énergie éolienne a assumé plus de 20 % de la demande en électricité de plusieurs pays tels que le Danemark, le Nicaragua, le Portugal et l'Espagne [19].

L'objectif de ce chapitre est de présenter la situation actuelle des systèmes de conversion d'énergie éolienne. Les technologies des éoliennes ainsi que les différentes composantes constitutantes des aérogénérateurs seront brièvement présentés. Ensuite, les différentes associations machines électriques-convertisseurs statiques utilisées pour la conversion éolienne seront exposées. Finalement, les derniers développements et les nouvelles technologies concernant les chaînes de conversion d'énergie éolienne connectées au réseau électrique seront présentées.

## **II.2 L'aérogénérateur**

Un aérogénérateur, plus couramment appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories: [20]

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

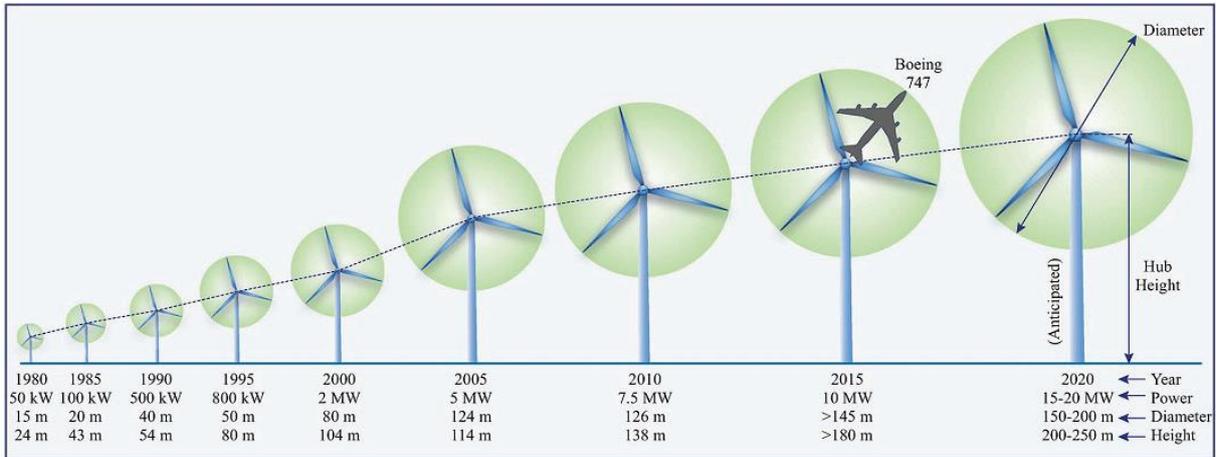


Figure II.1 Evolution de la taille des éoliennes [21]

### II.2.1 Les éoliennes à marche lente

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. De nombreuses éoliennes de ce type ont été construites aux Etats Unis dès 1870. Leur rendement est faible car leur vitesse en bout de pale est limitée (figure II.2) [22-23].

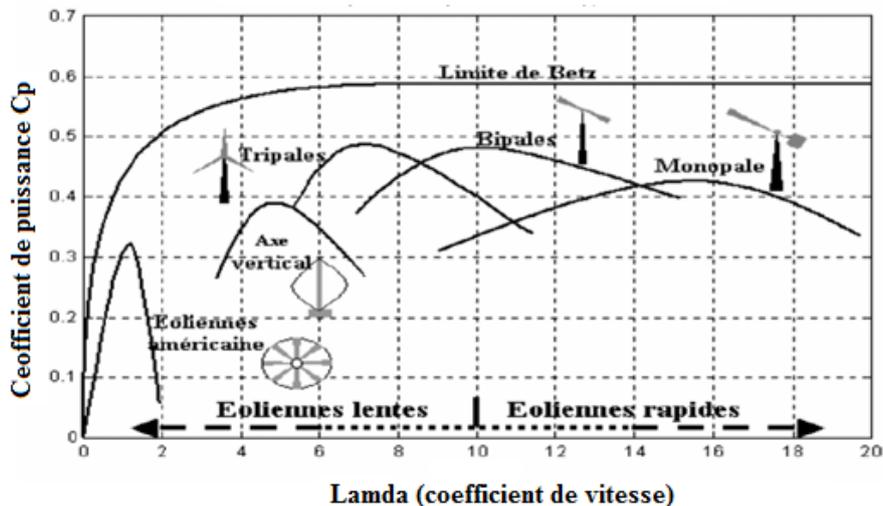


Figure II.2 Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [24]

## II.2.2 Les éoliennes à marche rapide

Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs MW. Leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement en dessous d'une vitesse de vent de 3 m/sec. Les machines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques et ont un rendement énergétique un peu plus faible. Elles sont visuellement moins esthétiques. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants optent pour des aérogénérateurs tripales.

## II.3 Descriptif d'une éolienne

Aujourd'hui, presque toutes les éoliennes connectées au réseau sont tripale et à axe horizontal. Dans ce contexte, nous essayons de présenter, dans cette section, les principaux éléments d'un aérogénérateur à axe horizontal.

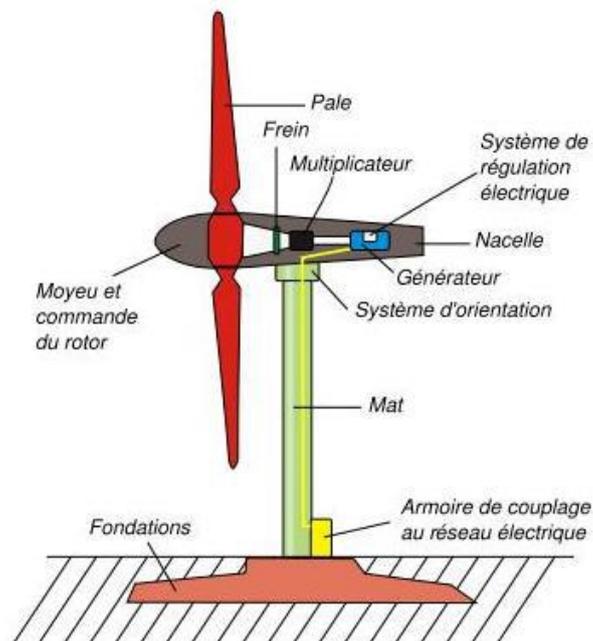


Figure II.3 Eléments constituant une éolienne [25].

En général, les éoliennes sont constituées par des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés dans la figure (II.3). Chacune de ces parties doit être bien étudiée et modélisée de façon à obtenir un meilleur rendement et une bonne fiabilité du système ainsi qu'un faible coût d'investissement [26-27].

**La fondation:** la fondation est généralement conçue en béton armé. Elle doit être assez solide pour permettre de fixer toute la structure de l'éolienne et supporter le poids lourd des autres parties. Dans le cas des éoliennes offshore (installations maritimes), elle doit non seulement résister aux différentes contraintes, mais aussi celle créée par la force des vagues et des courants marins sur le mât.

**La tour ou le mât:** Supporte les principaux éléments de l'éolienne: la nacelle et le rotor. Il est généralement un tube d'acier pour apporter la solidité nécessaire de l'ensemble. Elle doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité, mais sa taille augmente avec celle de l'éolienne. Plus le rotor est haut et plus le rendement de l'éolienne sera bon.

**Le rotor:** c'est l'élément mécanique qui transforme la force cinétique du vent captée par les pâles en rotation, ensuite transformée en électricité dans la nacelle. Généralement, il est composé de trois pâles et placé devant la nacelle.

**La nacelle :** regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique: arbres lent (LSS : Low Speed Shaft) et rapide (HSS : High Speed Shaft), roulements, multiplicateur. Le frein à disque et le frein aérodynamique qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur est généralement une machine synchrone ou asynchrone.

**Le système d'orientation des pâles:** sert à la régulation de la puissance (réglage aérodynamique).

**Le multiplicateur:** sert à adapter la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice électrique.

### **II.3.1 Eolienne isolée (autonome)**

Les éoliennes autonomes sont utilisées dans les gammes de puissance de quelques dizaines de Watts à quelques dizaines de kW pour d'appareils électriques d'instrumentation ou d'éclairage. Les plus petites éoliennes sont utilisées pour les bateaux, le camping ou les stations météo. Les éoliennes de plus grande puissance sont utilisées pour la production destinée à alimenter en énergie électrique des villages isolés.

Les points communs entre toutes ces éoliennes sont leur faible puissance et leur association à une unité de stockage d'énergie, généralement constituée de batteries d'accumulateur figure (II.4) [28].

### II.3.2 Eolienne connecté au réseau

Les éoliennes connectées au réseau de distribution sont souvent en fonctionnement pour tester le potentiel éolien du site considéré appartenant à des industriels ou des privés qui produisent leur propre électricité et revendent l'excédent au distributeur local. Ce type de production décentralisée est rencontré de plus en plus avec le développement des primes et autres aides à la production d'énergie électrique propre. Les puissances de ces éoliennes peuvent varier, selon qu'il s'agit d'un exploitant privé ou industriel, de 50 kW à 4.5 MW pour les plus récentes éoliennes du marché.

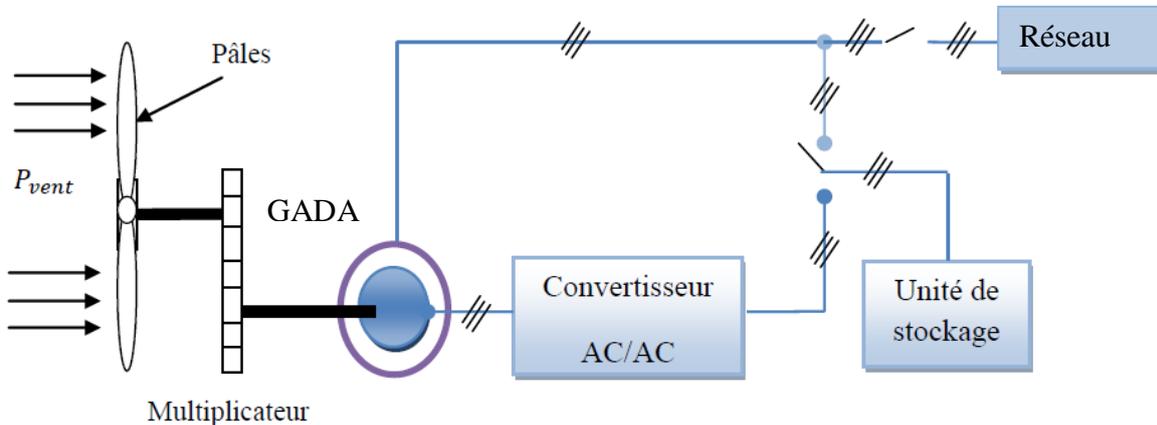


Figure II.4 Eolienne liée au réseau à base de la GADA

On estime que cette puissance augmentera à l'avenir, particulièrement dans des applications en mer figure (II.4), vu que ce milieu est caractérisé par une vitesse de vent très importante. Ces éoliennes fonctionnent en permanence et ont, le plus souvent, besoin d'être raccordées à un réseau puissant afin de minimiser l'impact des fluctuations de la puissance générée par ces dernières.

### II.4 Technologie d'éoliennes de grande puissance

Dans cette partie, la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sera brièvement présentée. Les trois technologies d'éoliennes de grande puissance les plus couramment utilisées seront ensuite discutées en se focalisant sur celle utilisant la machine asynchrone à double alimentation.

### II.4.1 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Le principe de fonctionnement de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique a été largement présenté ces dernières années dans plusieurs travaux [23-29-30]. L'énergie cinétique du vent est captée par les pales ensuite transformée en énergie électrique grâce à des générateurs électriques de type synchrone ou asynchrone.

### II.4.2 Eolienne à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique figure (II.5). Sa vitesse  $\Omega_{mec}$  est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control).

Cette configuration présente les inconvénients suivants :

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone,
- Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité,
- Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau,
- Impossibilité de réglage de la puissance générée.

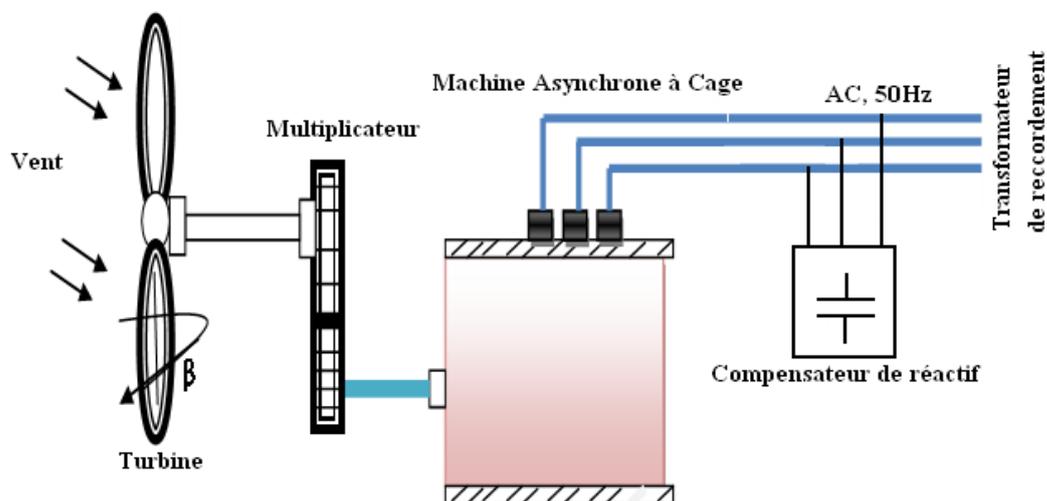


Figure II.5 Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage.

### II.4.3 Éolienne à vitesse variable basée sur une GADA.

Cette topologie étant la plus populaire de toutes les variantes utilisées pour les Systèmes de Conversion d'Énergie Éolienne (SCEE) à moyenne et grande puissance. Le schéma synoptique de cette configuration est illustré par la figure (II.6). La configuration de ce système est presque le même qu'avec la configuration précédente (figure II.5), sauf que la mis en place des deux convertisseurs de puissance en cascade (back to back), l'un est placé coté générateur CCG et l'autre du coté réseau CCR. Le contrôle du convertisseur CCG permet d'obtenir une puissance électrique active et réactive contrôlable de grande qualité, en outre le réglage du facteur de puissance est possible par le CCR [31-32]. L'utilisation des deux convertisseurs réversibles permet le transfert bidirectionnel de la puissance électrique rotorique entre le rotor et le réseau électrique selon que la génératrice opère en mode hyposynchrone / hypersynchrone. Ce système comporte une meilleure efficacité globale de conversion de puissance avec une plage de variation de vitesse étendue ( $\pm 30\%$ ) [33], et la performance dynamique est améliorée.

En plus, la taille des deux convertisseurs se trouve nettement réduites à 30% de la gamme de puissance de l'éolienne. Ces caractéristiques ont rendu le système d'énergie éolien basé sur la GADA largement utilisé aujourd'hui, avec une part du marché d'environ 50% [34-35].

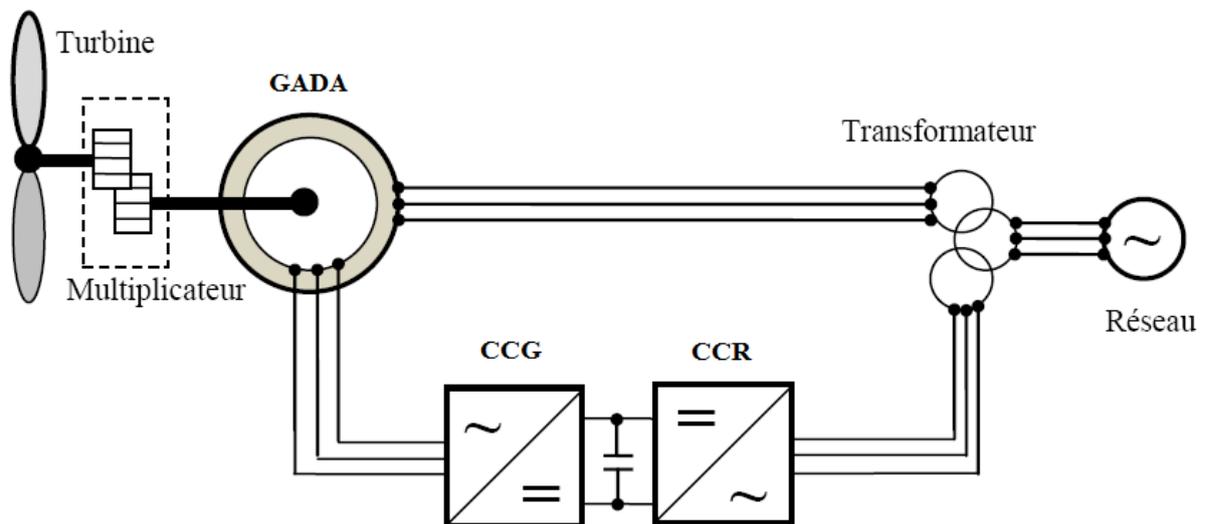


Figure II.6 Eolienne Connectée au réseau à base de la GADA [29]

#### II.4.3.1 Principe de fonctionnement de la MADA

La machine asynchrone à double alimentation que nous allons étudier est une machine asynchrone triphasée à rotor bobiné muni de bagues.

Dans le cas où les nombres de pôles du stator et du rotor sont identiques, le rotor tourne à la vitesse de glissement ( $\omega_{sr}$ ) par rapport au stator:

$$\omega_{sr} = \omega_s - \omega_r \quad (\text{II.1})$$

Avec:  $\omega_s$ ,  $\omega_r$  et  $\omega_{sr}$  sont respectivement, les pulsations des fréquences: statorique, rotorique et de glissement.

D'autre part, la relation qui relie la fréquence du stator et celle du rotor, est donnée par [36] :

$$f_s = f_r + f_{sr} \quad (\text{II.2})$$

Avec:  $f_s$ ,  $f_r$  et  $f_{sr}$  sont la fréquence du stator, du rotor et de glissement respectivement.

Dans ce cas, le glissement est défini par la relation suivante:

$$g = \frac{f_{sr}}{f_s} = \frac{\omega_{sr}}{\omega_s} = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (\text{II.3})$$

Selon l'équation (II.3), on peut distinguer quatre régimes de fonctionnement:

**1) Régime stationnaire:** ( $\omega_r = 0 \Rightarrow g = 1$ ) dans ce cas seul le stator est alimenté directement par le réseau avec une fréquence  $f_s$ . Par conséquent le rotor est le siège d'une f.é.m. induite mais, il n'y a pas de courant qui circule dans son circuit, donc aucun couple n'existe dans cette machine. Dans ces conditions, le rotor était bloqué et la MADA se comporte comme un transformateur.

**2) Régime hyposynchrone:** ( $\omega_r < \omega_s \Rightarrow 0 < g < 1$ ) le glissement est positif, cela signifie que le champ tournant créé par les enroulements du rotor tourne dans le même sens que celui créé par les enroulements du stator. Dans ce cas, la fréquence  $f_r$  du rotor commence à décroître et plus la vitesse du rotor s'approche de celle du synchronisme, plus  $f_r$  tend vers 0. De même, la tension induite dans le rotor décroît linéairement et prend une valeur très faible pour une vitesse du synchronisme.

**3) Régime synchrone:** ( $\omega_r = \omega_s \Rightarrow g = 0$ ), lorsque la vitesse mécanique du rotor atteint la vitesse du synchronisme, la fréquence  $f_r$  du rotor s'annule. Dans ce cas, le rotor tourne avec la même vitesse que celle du flux statorique ; donc le rotor ne "voit" aucun mouvement relatif par rapport à ce dernier ( $\omega_{sr} = 0$ ), par conséquent il n'y a aucune tension induite dans les enroulements du rotor.

4) **Régime hypersynchrone:** ( $\omega_r > \omega_s \Rightarrow g < 0$ ), par davantage d'accélération, le flux rotorique rattrape le flux statorique et le glissement devient négatif, ce que signifie que l'ordre de succession de phase du rotor s'inverse. L'augmentation de la vitesse relative du rotor par rapport à celle du flux statorique mène à une augmentation de la tension induite du rotor.

La MADA est parfois appelée "machine généralisée" car elle pourrait assurer tous les fonctionnements des autres machines (synchrones et asynchrones) à la fois. Effectivement, sa structure permet de considérer son comportement physique de façon analogue à une machine "synchrone" à la différence près que le rotor n'est plus une roue polaire alimentée en courant continu ou un aimant permanent mais il est constitué d'un "bobinage triphasé alimenté en alternatif". Ce fonctionnement peut être éventuellement résumé par le terme de : "machine synchrone à excitation alternative". La figure (II.7) représente les différents enroulements et les flux présents à l'intérieur des structures d'une machine synchrone et d'une MADA [37].

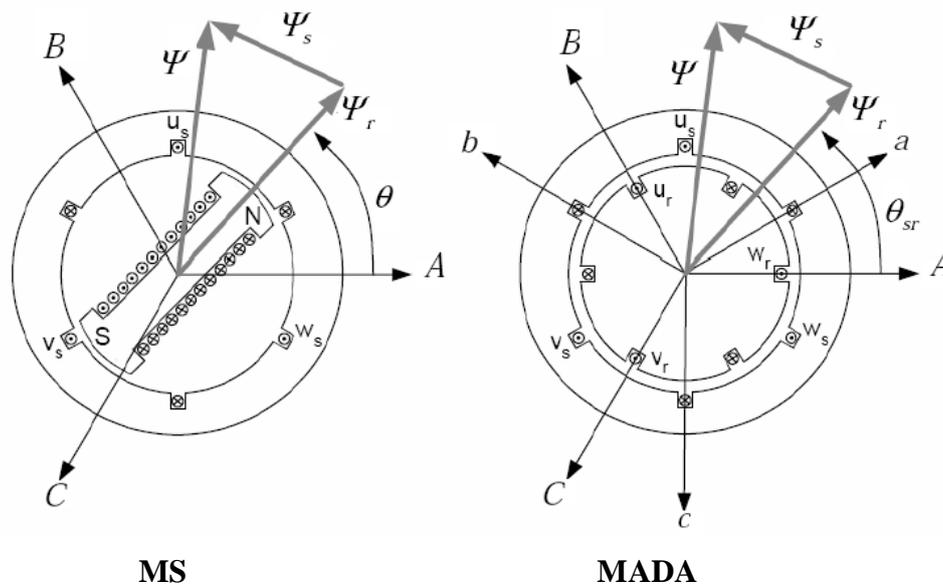


Figure II.7 Configuration des enroulements et des flux dans une machine synchrone et dans une MADA.

Le vecteur flux  $\Psi$  présent dans l'entrefer de la machine est la résultante du flux créé par les bobinages statoriques  $\Psi_s$  et du flux rotorique  $\Psi_r$  créé soit par la rotation de la roue polaire alimentée en continu pour la MS soit par l'alimentation alternative des bobinages rotoriques triphasés pour la MADA. La principale divergence entre les deux machines est due à l'établissement du flux rotorique. En effet, dans une machine synchrone classique, la phase du flux rotorique dépend directement de la position mécanique de la roue polaire. Son évolution est donc dépendante de la machine elle-même et de la charge qui lui est accouplée et dépendra donc de la constante de temps mécanique globale du système. En l'absence

d'autopilotage, les performances sont par conséquent limitées et des instabilités de fonctionnement peuvent apparaître.

En remplaçant la roue polaire par un circuit triphasé alimenté en alternatif, l'amplitude et la phase du vecteur  $\Psi_r$  sont totalement contrôlables par l'alimentation du circuit. Ainsi, la dynamique du flux devient indépendante du système mécanique et dépend uniquement de la constante de temps électrique du système.

#### II.4.3.2 Notions hypo et hyper-synchrone [38]

Pour mieux comprendre les notions hypo et hyper-synchrone discutées dans le paragraphe précédent, on prend l'exemple d'une machine à rotor bobiné classique. Comme d'habitude, son stator est branché à une source de fréquence de 50Hz ou de 60Hz. Cependant, au lieu de brancher au rotor une charge résistive triphasée à travers un ensemble de bagues et balais, relierons plutôt le rotor à une deuxième source ayant une fréquence de, disons, 14Hz (figure II.8). Alors, comment se comporte cette machine à double alimentation ?

Supposons que les enroulements triphasés du stator et du rotor de notre machine aient chacun 4 pôles (le nombre de paire de pôles,  $p=2$ ) et que le stator soit branché à une source à 50Hz. Le flux créé par le stator tourne à la vitesse synchrone  $N_s = 60 \times f_s / p = 60 \times 50 / 2 = 1500tr/min$

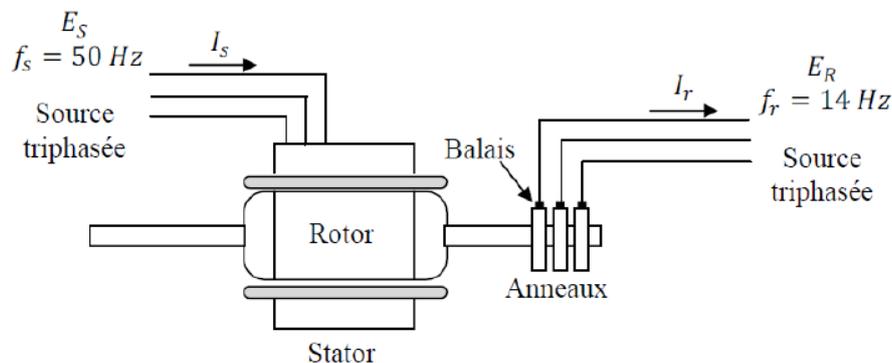


Figure II.8 Machine à rotor bobiné classique connecté à deux sources triphasées.

Supposons de plus que ce flux tourne dans le sens horaire. Un observateur externe "voit" donc ce flux statorique tourner dans le sens horaire à 1500tr/min.

Puisque le rotor est branché à une source à 14Hz, celui-ci produit un flux tournant à une vitesse  $N_s = 60 \times f_r / p = 60 \times 14 / 2 = 420tr/min$  par rapport au rotor. Supposons de plus que ce flux tourne également dans le sens horaire par rapport au rotor.

Pour que les pôles du stator restent alignés aux pôles du rotor, il faut que notre observateur externe voie les pôles du rotor tourner à la même vitesse que les pôles du stator. Il

s'ensuit que le flux rotorique doit tourner dans le sens horaire à 1500tr/min. Cela implique que le rotor doit lui-même tourner à une vitesse de  $1500 - 420 = 1080tr/min$ . Toute autre vitesse produirait en effet un glissement continu des pôles du rotor par rapport aux pôles du stator. Le couple moyen serait alors nul et le moteur s'arrêterait.

On constate donc que cette machine peut fonctionner en moteur si, et seulement si, sa vitesse est exactement de 1080tr/min. On dit alors qu'elle fonctionne à une vitesse *sous-synchrone ou hyposynchrone*.

Maintenant, en changeant deux des trois fils de la source à 14Hz reliée aux balais, on force le flux tournant produit par le rotor à changer de sens par rapport au stator (sens antihoraire). Dans ces conditions, pour que les pôles du stator restent alignés avec les pôles du rotor, il faut que le rotor tourne maintenant à une vitesse de  $1500 + 420 = 1920tr/min$ . On dit alors que le moteur fonctionne à une vitesse *hypersynchrone*.

A partir de cet exemple, on peut généraliser et montrer que lorsqu'un moteur (autrement dit un générateur) à rotor bobiné est alimenté par deux sources, il doit tourner à une des deux vitesses suivantes :

$$N = \frac{60}{p} (f_s - f_r) \quad (\text{II.4})$$

Ou

$$N = \frac{60}{p} (f_s + f_r) \quad (\text{II.5})$$

Où:

$N$  : La vitesse du rotor [tr/min].

$f_s$  : La fréquence appliquée au stator (Hz).

$f_r$  : La fréquence appliquée au rotor (Hz).

$p$  : Le nombre de paire de pôles du stator et du rotor.

Pour une fréquence  $f_r$  donnée, la vitesse  $N$  dépend de la séquence des phases de la tension triphasée appliquée au rotor. Une séquence directe produit une vitesse hyposynchrone (équation II.4), alors qu'une séquence inverse produit une vitesse hypersynchrone (équation II.5).

#### II.4.3.3 Modes de fonctionnement de la MADA

Seul le mode de fonctionnement avec le stator directement connecté au réseau et le rotor alimenté par un convertisseur statique (AC/AC ou AC/DC/AC) nous concerne dans cette étude.

Comme la machine asynchrone classique, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur mais la grande différence réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur.

Effectivement, une machine asynchrone doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au dessus pour être en générateur. Ici, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hypo ou hyper-synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur.

Donc, il y a à distinguer quatre modes opérationnels caractéristiques de la machine. Le principe de la commande de la MADA en ces modes peut être compris à travers la figure (II.9).

Dans cette dernière  $P_{res}$ ,  $P_s$ , et  $P_{mec}$  désignent respectivement les puissances du réseau, du stator, du rotor et mécanique.

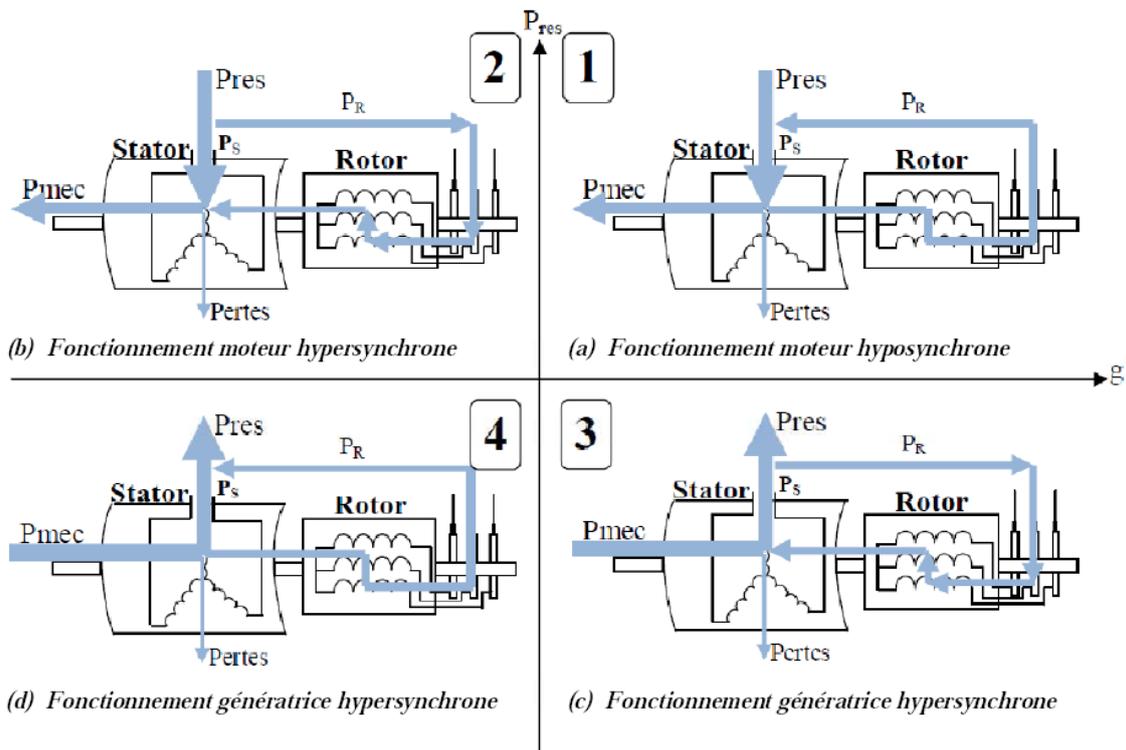


Figure II.9 Les quatre modes de fonctionnement de la MADA.

Dans le paragraphe suivant, nous allons présenter successivement ces différents modes de fonctionnement [39-37].

❖ **Fonctionnement en moteur hyposynchrone (quadrant 1)**

Ce régime est connu dans la littérature comme mode de récupération d'énergie de glissement.

La puissance est fournie par le réseau au stator, et la puissance de glissement est renvoyée par le rotor pour être réinjectée au réseau, c'est le principe de la cascade hyposynchrone. On a donc un fonctionnement moteur en dessous de la vitesse de synchronisme (figure II.9-a). La machine asynchrone à cage classique peut fonctionner ainsi mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor.

❖ **Fonctionnement en moteur hypersynchrone (quadrant 2)**

Pendant le mode hypersynchrone (figure II.9-b), le réseau fournit la puissance au stator de la MADA et également à son rotor. Ceci entraîne la MADA dans un fonctionnement moteur au dessus de la vitesse de synchronisme, le champ tournant induit par les enroulements rotoriques est alors en opposition de phase avec celui du stator. La machine asynchrone à cage classique ne peut pas fonctionner dans ce régime.

❖ **Fonctionnement en génératrice hyposynchrone (quadrant 3)**

La turbine fournit une puissance mécanique à la machine. Donc, la MADA fournit la au réseau via le stator. La puissance de glissement absorbée par le rotor est aussi fournie par le stator, elle est fournie par le réseau à travers le convertisseur. Les convertisseurs statique dans ce cas peuvent fournir jusqu'à 30% de la puissance nominale de la MADA. On parle donc sur un fonctionnement générateur en dessous de la vitesse de synchronisme (figure II.9-c). La machine asynchrone classique ne peut pas assurer ce mode de fonctionnement.

❖ **Fonctionnement en génératrice hypersynchrone (quadrant 4)**

La machine est toujours entraînée par la turbine et la totalité de la puissance mécanique fournie à la machine est transmise au réseau aux pertes près. Une partie de cette puissance correspondant à  $g.P_s$  est transmise par l'intermédiaire du rotor. On a donc un fonctionnement générateur au dessus de la vitesse de synchronisme (figure II.9-d). La machine à cage classique peut avoir ce mode de fonctionnement, mais dans ce cas la puissance de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

Pour une utilisation dans un système éolien, les quadrants 3 et 4 sont intéressants. En effet si la plage de variation de vitesse ne dépasse pas  $\pm 30\%$  en deçà ou au delà de la vitesse de synchronisme (ce qui représente un compromis entre la taille du convertisseur et la plage de variation de vitesse), la machine est capable de débiter une puissance allant de 0.7 à 1.3

fois la puissance nominale. Le convertisseur est alors dimensionné pour faire transiter uniquement la puissance de glissement c'est à dire au maximum 0.3 fois la puissance nominale de la machine. Il est alors moins volumineux, moins coûteux, nécessite un système de refroidissement moins lourd et génère moins de perturbations que s'il est placé entre le réseau et le stator d'une machine à cage [37].

Le tableau (II.1) résume les différents modes et régimes de fonctionnement de la MADA dans les quatre quadrants. Le signe (-) attribué à une telle puissance signifie que celle-ci est fournie par la MADA, alors que le signe moins (+) est attribué dans le cas où la puissance est fournie de l'extérieure à la MADA.

		Modes	
		Moteur $P_m < 0$	Génératrice $P_m > 0$
Régime	<b>Hyposynchrone</b> $P_s = -(P_m + P_r)$	$P_s > 0$ $P_r < 0$	$P_s < 0$ $P_r > 0$
	<b>Hypersynchrone</b> $P_m = -(P_s + P_r)$	$P_s > 0$ $P_r > 0$	$P_s < 0$ $P_r < 0$

Tableau II.1 Modes opérationnels de la MADA.

## II.5 Modèle de la turbine éolienne

### II.5. 1 Modèle du profil de vent

Pour une éolienne, le vent est la source principale d'énergie. Il est nécessaire d'avoir un modèle mathématique du profil de vent. Ce dernier peut être une simple loi exponentielle ou des distributions spectrales et spatiales très complexes qui rendent compte de sa phénoménologie turbulente [40]

La modélisation du profil du vent est primordiale pour :

- Définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne ;
- Définir les solutions qui s'appliquent sur les pales ;
- Développer et affiner la modélisation du rotor ;
- Evaluer le potentiel d'énergie utilisable ;
- Fournir une aide pour l'implantation des machines

La définition du modèle du profil du vent nécessite la connaissance des données climatiques et géographiques du site concerné, ainsi que la période de l'an concerné par l'étude. Le modèle du profil du vent est donné par une série de Fourier qui représente le vent comme un signal constitué par une superposition de plusieurs harmoniques.

Il est donné par l'équation (II.6).

$$V_v(t) = A + \sum_{k=1}^i a_k \sin(w_k t) \quad (\text{II.6})$$

Avec :

- $A$  : la valeur moyenne de la vitesse du vent
- $a_k$  : Amplitude de l'harmonique de l'ordre  $k$
- $w_k$  : Pulsation de l'harmonique de l'ordre  $k$
- $i$  : Le rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent.

### II.5.2 Principe physique du vent

Le vent est principalement le résultat des mouvements de masses d'air chaud et d'air froid. Le soleil chauffe les masses d'air au niveau du sol. Celles-ci deviennent plus légères et s'élèvent. Des masses d'air froid s'empressent de combler ce vide pour rétablir l'équilibre ce qui crée les vents locaux. Le même principe s'applique à une grande échelle entre les masses d'air des calottes polaires (froides) et celles de l'équateur (chaudes). Ce phénomène est en plus associé à la rotation de la terre et forme alors les vents dominants.

Le vent est donc de l'air en mouvement. Comme tout corps en mouvement, on peut lui associer une énergie cinétique qui dépend de sa masse ( $m$ ) et sa vitesse ( $V$ ).

$$E_{\text{cinétique}} = \frac{1}{2} m V^2 \quad [\text{N. m}] \quad (\text{II.7})$$

La masse de l'air s'exprime comme le produit du volume occupé ( $V_0$ ) en mètre cube par la masse volumique ( $\rho$ ) en kilogramme par mètre cube.

$$m = \rho \cdot V_0 \quad (\text{II.8})$$

Dans le cas du vent actionnant une éolienne, le volume occupé dépend de la zone balayée par le rotor. La puissance du vent sur l'éolienne correspond à la quantité d'énergie cinétique traversant le rotor chaque seconde.

### II.5.2.1 Puissance récupérable par une turbine :

Le vent de vitesse  $v$ , appliqué sur les pales de l'éolienne, entraîne sa mise en rotation et crée une puissance mécanique sur l'arbre de la turbine, notée  $P_t$ , s'exprimant par [41] :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{II.9})$$

Où  $\lambda$  est défini par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{v} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

- $\lambda$  : la vitesse relative représentant le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent,
- $\rho$  : la masse volumique de l'air [ $\text{kg/m}^3$ ] (approximativement  $1,225 \text{ kg/m}^3$  à la pression atmosphérique et à  $15^\circ\text{C}$ ),
- $S$  : la surface circulaire balayée par la turbine [ $\text{m}^2$ ], le rayon du cercle décrit étant défini par la longueur d'une pale,
- $\Omega_t$  : la vitesse de rotation de la turbine [ $\text{m/s}$ ],
- $R$  : le rayon de l'aérogénérateur ou la longueur d'une pale [ $\text{m}$ ].

Le coefficient de puissance  $C_p$  représente le rendement aérodynamique de la turbine éolienne et dépend également de la caractéristique de la turbine. Ce coefficient présente une limite théorique, appelée limite de Betz, égale à 0,593 et qui n'est jamais atteinte en pratique [41].

La figure (II.7) montre l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [42]. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée  $\lambda_{opt}$ , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la caractéristique  $C_p(\lambda)$  sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

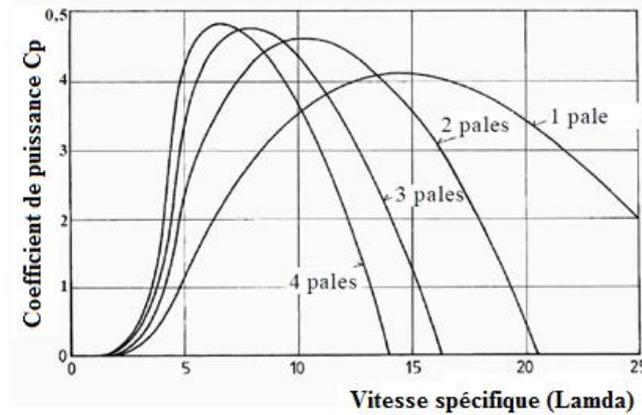


Figure II.10 Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée [42].

Dans le cadre de cette thèse, nous utiliserons une expression approchée du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  et de l'angle de calage des pales  $\beta$  dont l'expression a pour origine les travaux d'El Aïmani [43] :

$$C_p(\lambda, \beta) = (0,35 - 0,00167)(\beta - 2) \cdot \sin \left[ \frac{\pi(\lambda + 0,1)}{14,34 - 0,3(\beta - 2)} \right] - 0,00184 \cdot (\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (\text{II.11})$$

Connaissant la vitesse de rotation de la turbine, le couple mécanique  $C_t$  disponible sur l'arbre lent de la turbine peut donc s'exprimer par :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{\pi}{2\lambda} \rho \cdot R^3 \cdot v^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II.12})$$

### II.5.2.2 Modèle de la partie mécanique

La partie mécanique de la turbine comprend trois pales orientables et de longueur  $R$ . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation  $\Omega_t$ , relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne la génératrice électrique. Les trois pales sont considérées identiques. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée. Ainsi, on peut modéliser l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, nous considérons que leur coefficient de frottement par rapport à l'air est très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement du côté de la génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses

comme l'illustre la figure (II.11) dont la validité, par rapport au modèle complet de la turbine, a déjà été vérifiée [44].

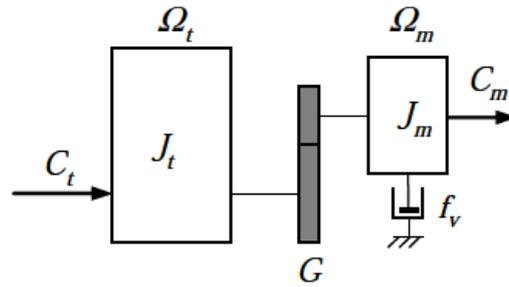


Figure II.11 Modèle mécanique de la turbine éolienne.

Avec :

- $J_t$  : le moment d'inertie de la turbine équivalent aux inerties des trois pales de l'éolienne,
- $J_m$  : le moment d'inertie de la GADA,
- $f_v$  : le coefficient dû aux frottements visqueux de la GADA,
- $C_m$  : le couple mécanique sur l'arbre de la GADA,
- $\Omega_m$  : la vitesse de rotation de la GADA.

### II.5.2.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) à la vitesse de rotation de la GADA (arbre rapide) (figure II.11). En considérant que le multiplicateur est idéal, c'est-à-dire que les pertes mécaniques sont négligeables, il est alors modélisé par les deux équations suivantes :

$$C_m = \frac{C_t}{G} \quad (\text{II.13})$$

$$\Omega_m = G \cdot \Omega_t \quad (\text{II.14})$$

### II.5.2.4 Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $J_{turbine}$  et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale  $J$  constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (\text{II.15})$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. A titre illustratif, pour une éolienne Vestas de 2 MW, une pale a une longueur de 39 m et pèse 6.5 tonnes [45]. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total ( $C_m$ ) appliqué au rotor :

$$J \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} = C_m \quad (\text{II.16})$$

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

$$C_m = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{II.17})$$

Le couple résistant due aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux  $f_v$  :

$$C_{vis} = f_v \cdot \Omega_{mec} \quad (\text{II.18})$$

D'après la figure (II.11), nous pouvons écrire l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la GADA par :

$$\left( \frac{J_t}{G^2} + J_m \right) \frac{d\Omega_m}{dt} + f_v \cdot \Omega_g = C_m - C_{em} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

- $C_{em}$  : le couple électromagnétique de la GADA.

#### ***II.5.2.5 Graphe informationnel du modèle de la turbine***

Une représentation globale du modèle de cette turbine utilisant le graphe informationnel causal est montré à la figure (II.12). Ce graphe illustre les principes de cause à effet des grandeurs qui interviennent au niveau de la turbine. Cette dernière génère le couple aérodynamique qui est appliqué au multiplicateur.

Les entrées de la turbine sont la vitesse du vent, l'angle d'orientation des pales, et la vitesse de rotation de la turbine. Le modèle du multiplicateur transforme la vitesse mécanique et le couple aérodynamique respectivement en vitesse de la turbine et en couple de

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

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

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine se déduit aisément du graphe informationnel de la turbine est représenté sur la figure (II.12).

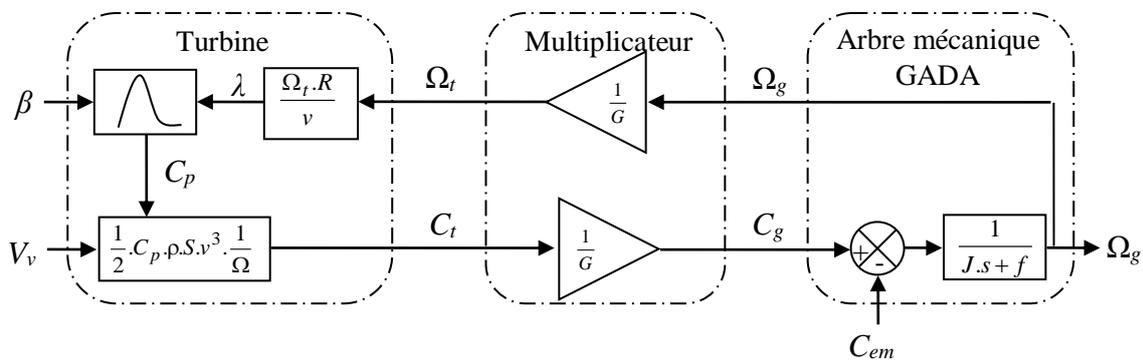


Figure II.12 Modélisation de la partie mécanique de l'éolienne.

## II.6 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne :

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable est représenté sur la figure (II.13).

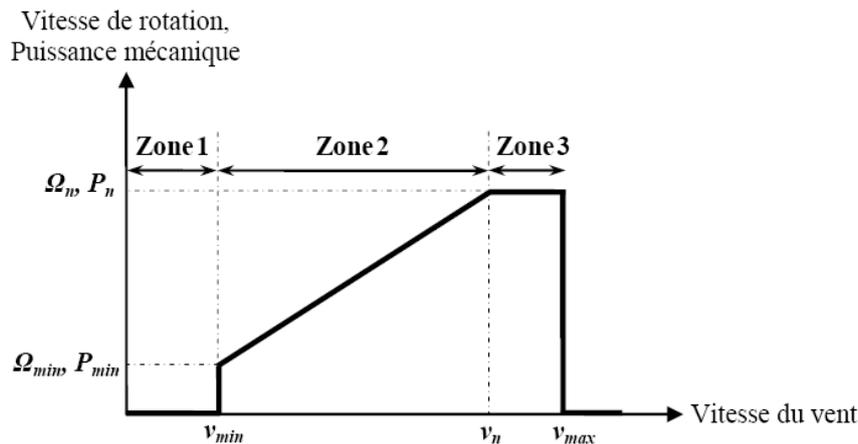


Figure II.13 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

Trois zones principales de fonctionnement peuvent être distinguées :

- Zone 1 : la vitesse du vent est faible, insuffisante pour permettre de démarrer l'éolienne ; la vitesse de rotation et la puissance mécanique sont alors égales à zéro ;

- Zone 2 : le vent atteint une vitesse minimale  $v_{min}$  pour permettre le démarrage. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne va fonctionner de manière à extraire le maximum de puissance disponible pour avoir un fonctionnement optimal jusqu'à ce que le vent atteigne la vitesse nominale  $v_n$  correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique  $P_n$  et de la vitesse de rotation  $\Omega_n$ ;
- Zone 3 : le vent atteint des vitesses élevées supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à leur valeurs nominales afin de ne pas détériorer l'éolienne. Ces limitations peuvent s'effectuer, par exemple, en orientant les pales de l'éolienne afin de dégrader le rendement de l'éolienne (augmentation de l'angle de calage des pales  $\beta$ ). Dès que le vent a atteint sa valeur maximale  $v_{max}$ , une procédure d'arrêt de l'éolienne est effectuée afin d'éviter toute destruction de celle-ci.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2. En effet, dans cette zone, nous considérerons que l'angle de calage des pales  $\beta$  est constant. Un fonctionnement en zone 3 aurait uniquement pour conséquence une modification de cet angle afin de limiter la puissance mécanique pour éviter toute destruction de l'éolienne.

Dans la Zone 2, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la GADA afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie MPPT [46].

### **II.6.1 Techniques d'extraction du maximum de la puissance**

Dans cette partie, nous présenterons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique (Figure II.14) de manière à maximiser la puissance électrique générée. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T.) et correspond à la zone 2 de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne. On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées:

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique.
- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

#### ***II.6.1.1 Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation***

##### **➤ Principe général**

Le vent est une grandeur aléatoire, de nature très fluctuante. La figure (II.14) montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance.

Pour cette étude, nous supposons que la machine électrique et son variateur sont idéaux, quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé par la GADA est donc à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande.

$$C_{em} = C_{em\_ref} \quad (II.20)$$

Avec :

$C_{em\_ref}$  Le couple électromagnétique de référence de la GADA.

### ➤ Asservissement de la vitesse

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

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (C_g - f_v \Omega_g - C_{em}) \quad (II.21)$$

Où  $J$  est l'inertie totale de l'ensemble « turbine + génératrice », donnée par  $J = \left( \frac{J_t}{G^2} + J_g \right)$ .

Finalement, nous pouvons déduire une structure adéquate de commande qui consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence.

Pour l'application de cette structure de commande nous devons asservir la vitesse. La relation montre que pour avoir un couple de référence il faut avoir une vitesse mécanique de référence, qui dépend de la vitesse de la turbine à fixer, donc nous devons prendre en compte le gain du multiplicateur.

Le couple électromagnétique de référence  $C_{em\_ref}$  permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence  $\Omega_{g\_ref}$  est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$C_{em\_ref} = R_{\Omega}(\Omega_{g\_ref} - \Omega_g) \quad (II.22)$$

$R_{\Omega}$  le régulateur de vitesse ;

$\Omega_{g\_ref}$  la vitesse mécanique de référence.

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer  $\Omega_{t\_ref}$  pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, nous avons donc :

$$\Omega_{g\_ref} = G \cdot \Omega_{t\_ref} \quad (II.23)$$

Avec :

$\Omega_{t\_ref}$  la vitesse de référence de la turbine.

Pour un point de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe), on souhaite que la puissance mécanique soit maximale, ce qui correspond à la valeur maximale du coefficient  $C_p$ . Celle-ci est obtenue si la vitesse relative  $\lambda$  est égale à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  (pour  $\beta$  constant et égal à  $2^\circ$ ).

La vitesse de rotation de référence de la turbine  $\Omega_{t\_ref}$  est obtenue à partir de l'équation (II.24) comme suit :

$$\Omega_t = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R} \quad (II.24)$$

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

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

Nous pouvons facilement déduire le schéma bloc qui présente l'asservissement de la vitesse pour la maximisation de puissance extraite :

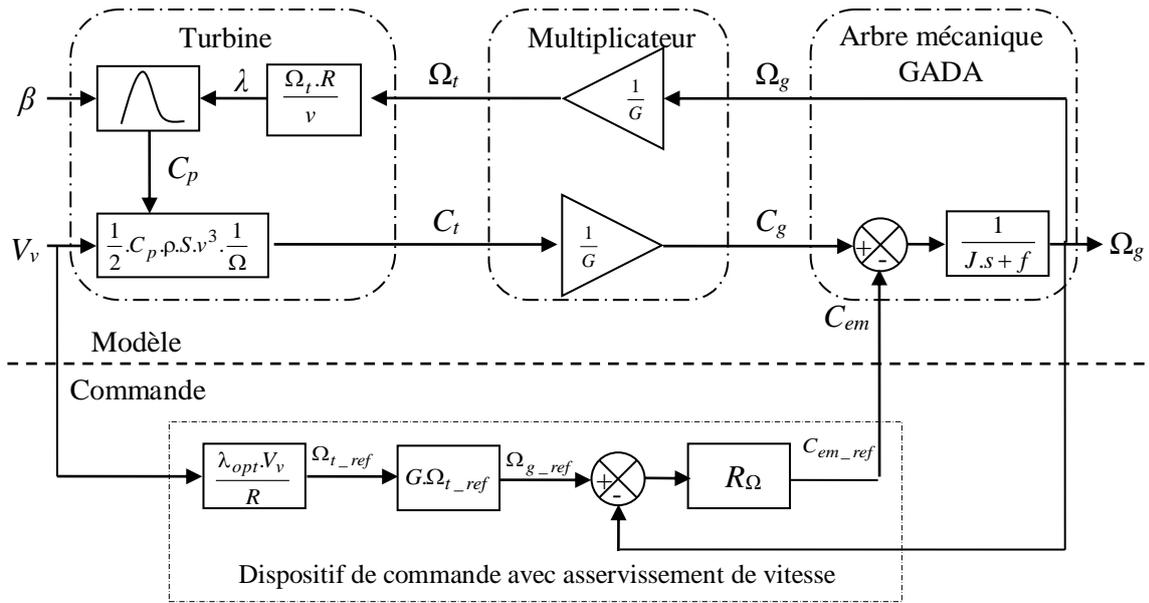


Figure II.14 Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation.

Différentes technologies de correcteurs peuvent être considérées pour l'asservissement de la vitesse. Afin de réaliser cette tâche, deux types de correcteurs ont été utilisés dans ce travail, à savoir ; un correcteur Proportionnel Intégral (PI) classique et un autre de type Mode Glissant (MG). La conception de ces derniers sera détaillée par la suite.

### II.6.1.1.a Réglage de vitesse par régulateur de type classique PI

Sur la base du schéma de commande de la figure (II.15), le couple électromagnétique de référence est obtenu grâce à l'action d'un contrôleur de type PI, qui agit sur l'écart entre la vitesse de référence et la vitesse de rotation.

La fonction de transfert décrivant cette action est donnée par :

$$C_{em\_ref}(S) = \left( k_i + \frac{k_p}{S} \right) (\Omega_{tur\_ref}(S) - \Omega_{mec}(S)) \quad (II.25)$$

Où :

- $k_i$  : le gain intégral
- $k_p$  : le gain proportionnel

Si on isole la partie du schéma de commande de la boucle de régulation de la vitesse on obtient le schéma suivant [47].

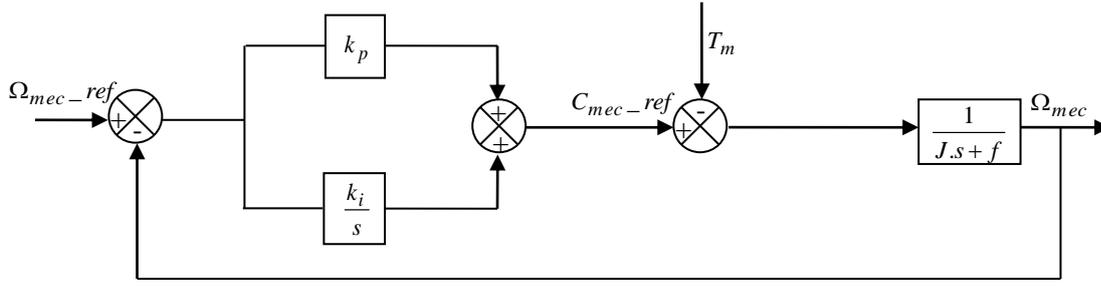


Figure II.15 Schéma bloc de l'asservissement en utilisant un régulateur PI [48].

Le choix de la pulsation propre  $w_n$  et du facteur d'amortissement  $\xi_n$  permet de calculer les coefficients du régulateurs PI [48].

$$k_i = w_n^2 \cdot J \quad (\text{II.26})$$

$$k_p = 2 \cdot \xi_n \cdot w_n \cdot J - f \quad (\text{II.27})$$

### II.6.1.1.b Réglage de vitesse par régulateur mode de glissant

La conception du régulateur mode glissant se fait en trois étapes : [49].

- **Choix de la surface** : la surface de régulation de la vitesse dont le degré relatif  $r=1$  a la forme suivante.

$$s_\Omega = \Omega_{ref} - \Omega \quad (\text{II.28})$$

La dérivée de la surface est donnée par :

$$\dot{s}_\Omega = \dot{\Omega}_{ref} - \dot{\Omega} \quad (\text{II.29})$$

En substituant l'équation mécanique de la machine dans (II.30), la dérivée de la surface devient :

$$\dot{s}_\Omega = \dot{\Omega}_{ref} - \left[ \frac{C_{em} - C_r - k_f \Omega}{j} \right] \quad (\text{II.30})$$

Nous décomposons le couple électromagnétique  $C_{em}$  en deux entiers  $C_{em-eq}$  et  $C_{em-n}$  :

En remplaçant le couple par les deux entiers dans (II.30), la dérivée de la surface devient :

$$\dot{s}_\Omega = \dot{\Omega}_{ref} - \left[ \frac{(C_{em-eq} + C_{em-n}) - C_r - k_f \Omega}{j} \right] \quad (\text{II.31})$$

- **Condition de convergence** : durant le mode de convergence nous avons :

$$(S(\Omega)) \left( \ddot{S}(\Omega) \right) \leq 0 \quad (\text{II.32})$$

➤ **Calcul de la commande** : L'algorithme de commande est défini par la relation :

$$C_{ref} = C_{em-eq} + C_{em-n} \quad (\text{II.33})$$

La forme la plus simple que peut prendre  $C_{em-n}$  est celle d'une fonction saturation :

$$C_{em-n} = K_{\Omega} Sat(S_{\Omega}) \quad (\text{II.34})$$

Le choix de  $K_{\Omega}$ , se fait de façon à imposer la valeur désirée à la sortie du régulateur. Donc nous obtenons :

$$\dot{S}_{\Omega} = 0 \Rightarrow \begin{cases} C_{em-n} = K_{\Omega} Sat(S_{\Omega}) \\ C_{em-eq} = C_r + k_f \Omega - J \cdot \dot{\Omega}_{ref} \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

### II.6.2 Stratégie de maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse.

Le principe de cette stratégie consiste à supposé que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Ce qui revient à négliger l'effet du couple des frottements visqueux  $C_{vis}$  ( $C_{em} = 0$ ). Dans ces conditions, on aura :

$$C_{em\_ref} = C_{turbine} \quad (\text{II.36})$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir du couple éolien estimé, tel que :

$$C_{em-n} = \frac{C_{t\_estimé}}{G} \quad (\text{II.37})$$

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

$$C_{t\_estimé} = \frac{1}{2\Omega_{t\_estimé}} C_p \rho S V_{1estimé}^3 \quad (\text{II.38})$$

La vitesse estimée de la turbine est donnée par la relation suivante :

$$\Omega_{turbine\_estimé} = \frac{\Omega_{méc}}{G} \quad (\text{II.39})$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation (II.4), tel que :

$$V_{estimé} = R \frac{\Omega_{turbine\_estimé}}{\lambda} \quad (II.40)$$

En regroupant ces quatre dernières équations ; on obtient une relation de contrôle :

$$C_{em\_ref} = 0.5 \frac{\rho \pi R^5 C_p}{\lambda^3 G^3} \Omega_{mec}^2 \quad (II.41)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de la vitesse à sa valeur nominale ( $\lambda_{opt}$ ), de manière à obtenir le coefficient de puissance ( $C_{p\max}$ ). Le couple électromagnétique doit être réglé à la valeur du couple de référence suivante :

$$C_{em\_ref} = 0.5 \frac{\rho \pi R^5 C_{p\max}}{\lambda_{opt}^3 G^3} \Omega_{mec}^2 \quad (II.42)$$

Cette expression montre que le couple de référence est proportionnel au carré de la vitesse de la génératrice. Le schéma bloc de cette stratégie est donné par la figure (II.16).

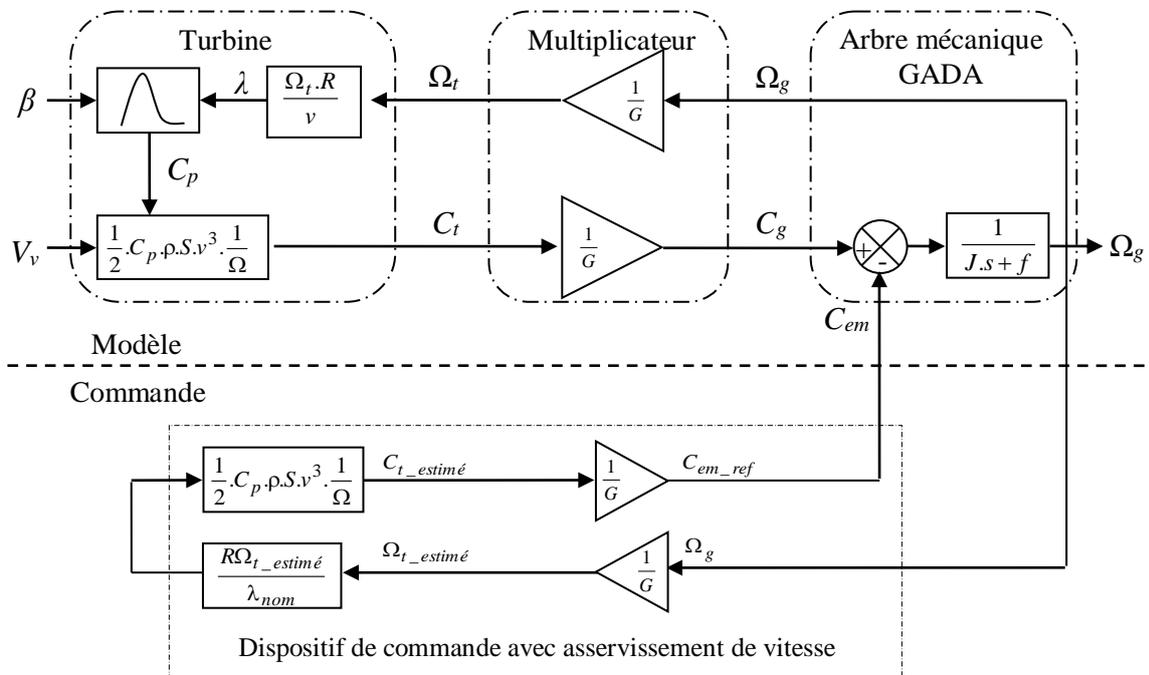


Figure II.16 Contrôle MPPT sans Asservissement de la vitesse mécanique.

## II.7 Résultats de simulation

Nous présenterons dans cette section les résultats de commande du système éolien avec les deux stratégies de contrôles MPPT étudiées précédemment. L'ensemble du système éolien et sa commande ont été simulés en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK, en considérant une éolienne de 1.5MW dont les paramètres sont donnés en annexe A. L'éolienne a été soumise au vent dont son profil temporel est donné par la figure (II.17).

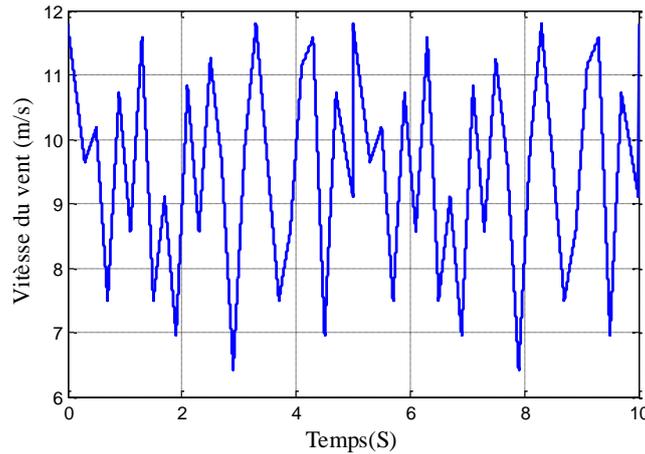


Figure II. 17 Profil du vent appliqué [46].

### II.7.1 Résultats obtenus du contrôle MPPT avec asservissement de vitesse

#### II.7.1.1 MPPT avec régulateur PI

La stratégie de commande de la turbine éolienne basée sur l'asservissement de la vitesse est mise en œuvre, un correcteur de type Proportionnel-Intégrateur PI est choisi.

La vitesse de rotation du générateur ainsi que sa référence, la puissance aérodynamique de la turbine, le coefficient de puissance de la turbine et la vitesse relative sont montrés respectivement sur la figure (II.18).

Les résultats de simulation relatifs à cette structure montrent que les variations de la vitesse mécanique sont adaptées à la variation de celle du vent mais avec un mois de puissance électrique convertie est obtenue en régime permanent lorsque la vitesse du vent varie, de fait que le coefficient de puissance et le ratio de vitesse ne sont pas ajustés à leurs valeurs optimales. En régime permanent, une erreur statique entre la vitesse mécanique et celle de référence apparaît (sur le zoom).

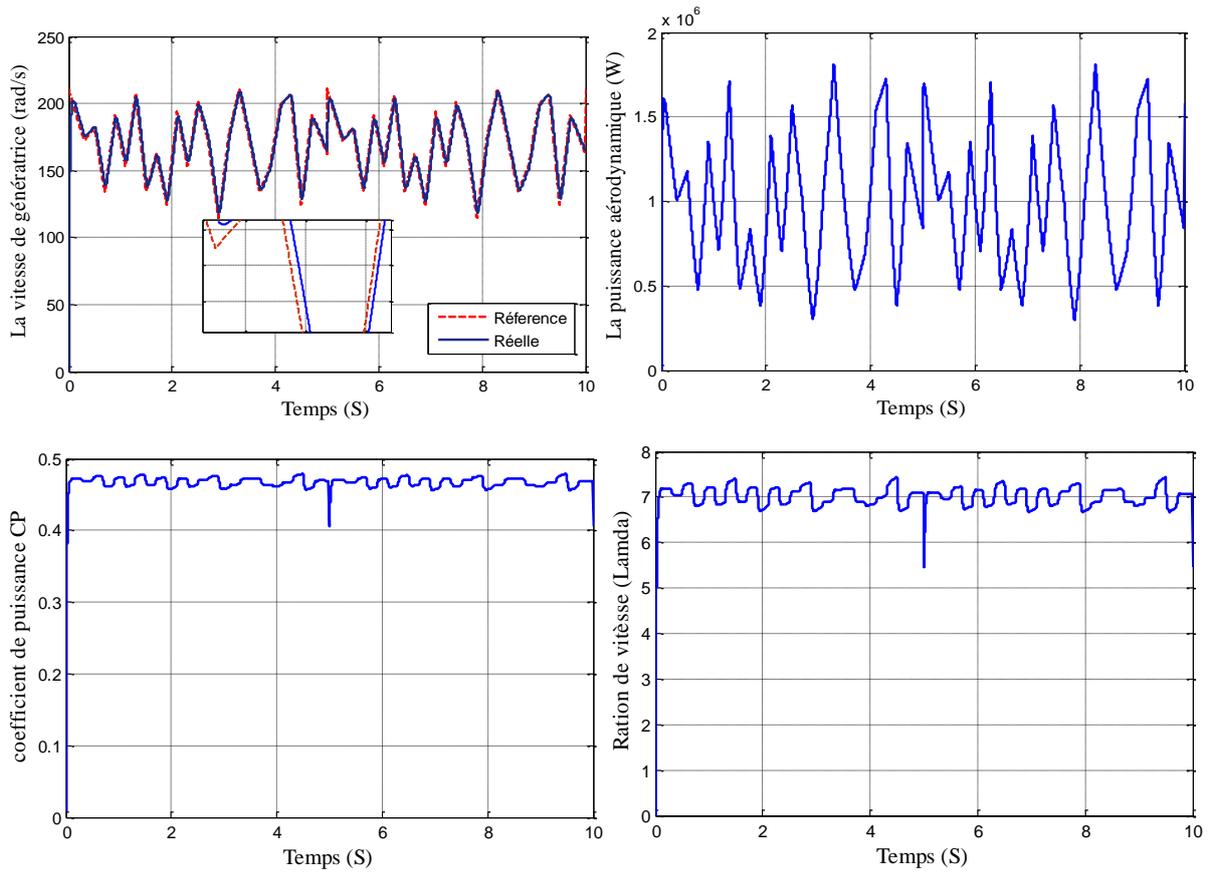
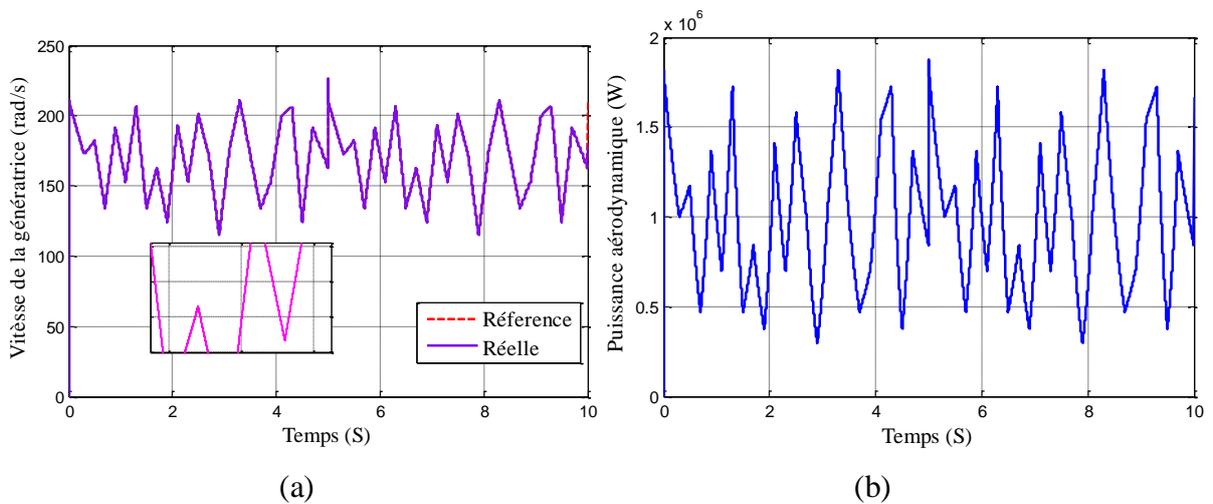


Figure II. 18 Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par PI classique.

### II.7.1.2 MPPT avec régulateur par Mode Glissant (MG)

Dans cet algorithme, l'asservissement de vitesse est réalisé à l'aide de régulateurs type Mode glissant (MG). Les résultats de simulation pour ce dernier, inhérents à cet algorithme sont montrés sur la figure(II.18).



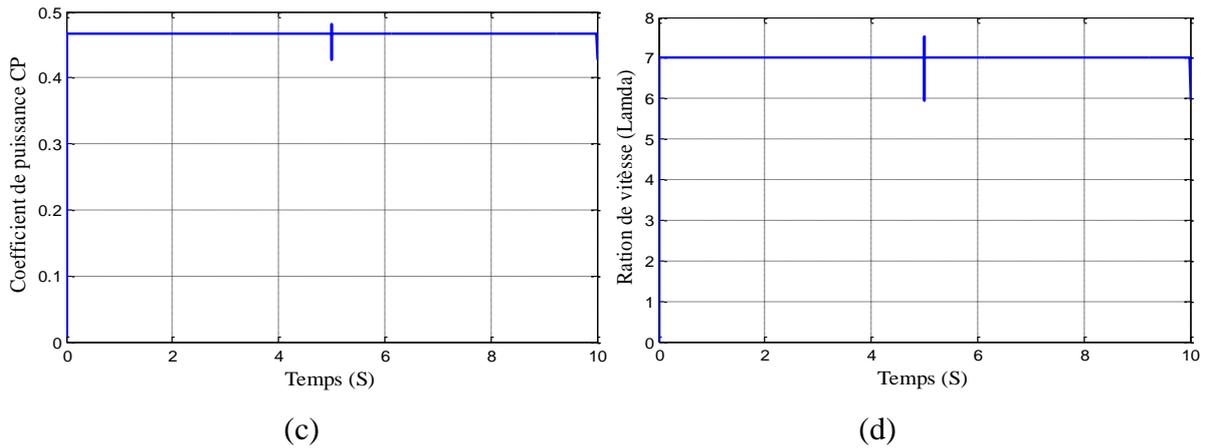


Figure II. 18 Résultats de la commande MPPT avec asservissement de vitesse par Mode Glissant.

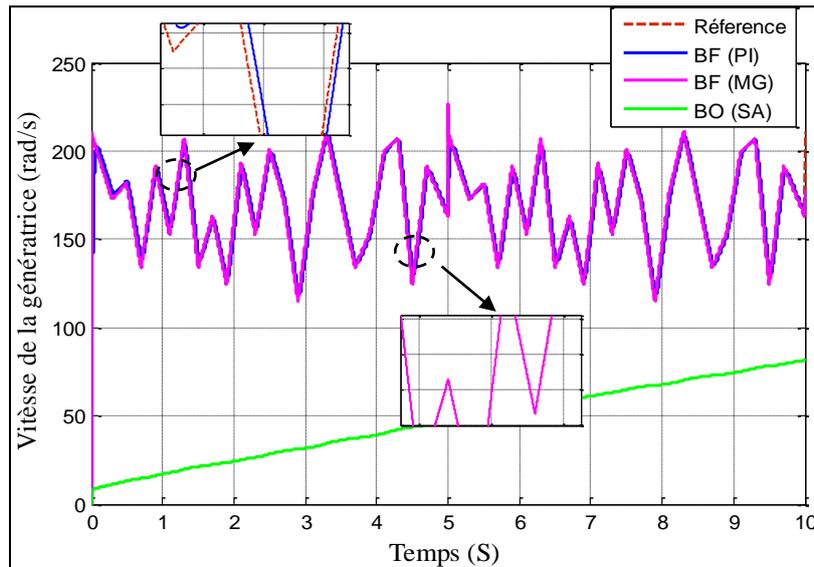
Les résultats obtenus montrent les meilleures performances statiques et dynamiques, meilleurs poursuite de la consigne contrôlée (vitesse) et un temps de réponse souhaitable offertes par le régulateur MG comparant avec le régulateur PI.

La figure (II.18-a) montre qu'un meilleur contrôle en boucle fermée de la vitesse est achevé en régime transitoire et en régime permanent. Une petite variation de la vitesse du vent introduit une grande variation de la puissance extraite car elle est proportionnelle au cube de la vitesse du vent (figure II.18-b); et on s'aperçoit que le rendement aérodynamique est quasiment constant (rendement aérodynamique maximal) sur toute la plage de la vitesse du vent (figure II.18-c), en imposant un ratio de vitesse optimal (*Lambda*) comme la montre la figure (II.18-d).

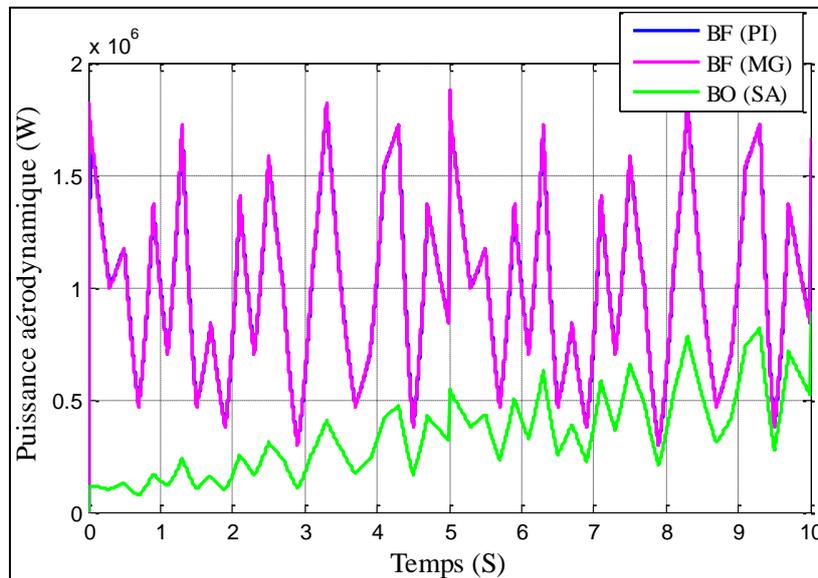
### II.7.2 Résultats obtenus du contrôle MPPT sans asservissement de vitesse

Afin de résumer ces résultats obtenus avec l'une ou l'autre stratégie de contrôle de vitesse (MPPT), la figure (II.19.a) montre la vitesse mécanique ainsi que sa référence avec les deux régulateurs (B.F) et celle de la stratégie sans asservissement (B.O). La figure (II.19.b) présente la puissance aérodynamique.

Les résultats de simulation relatifs à la structure (BO) montrent que les variations de la vitesse mécanique sont adaptées à la variation de celle du vent mais avec une dynamique lente et la puissance aérodynamique est très fluctuante.



(a)



(b)

Figure II.19 MPPT obtenus avec les deux stratégies.

## II.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents éléments d'une éolienne utilisant un multiplicateur. Puis nous avons établi un comparatif entre les deux grandes familles d'éolienne existantes, à savoir les éoliennes à vitesse fixe et les éoliennes à vitesse variable.

Dans la suite de ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des éléments constituant la chaîne de conversion éolienne. Dans une première partie, un aperçu général sur la conversion d'énergie éolien est donné. Puis, les modèles aérodynamique et mécanique de la turbine ont été présentés et développés. Et enfin, nous avons donc centré notre étude sur la

commande dans cette zone de fonctionnement permettant à l'éolienne d'extraire le maximum de puissance disponible dans le vent. Deux méthodes de contrôle MPPT ont été examinées et détaillées (avec ou sans asservissement de la vitesse de rotation).

---

# **Chapitre III :**

**Contrôle direct de la puissance (DPC-C)  
de la GADA**

---

### **III.1 Introduction**

Le système de conversion d'énergie éolienne utilisant la génératrice asynchrone à rotor bobiné, plus communément appelée Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), est la configuration la plus populaire dans les systèmes éoliens en raison de ses avantages en moyenne et grande puissance comme la large plage de fonctionnement à vitesse variable et les capacités de fonctionnement dans les quatre quadrants. En général, le stator de la GADA est connecté directement au réseau électrique tandis que le rotor est relié au réseau électrique par l'intermédiaire de deux convertisseurs bidirectionnels dos à dos.

Dans ce chapitre la technique de contrôle direct de la puissance (Direct Power Control en anglais) DPC est proposée pour le contrôle de la puissance active et réactive statoriques. Cette stratégie est basée sur la sélection d'un vecteur de tension de telle manière que les erreurs entre les grandeurs mesurées et de référence sont réduites et maintenues entre les limites des bandes d'hystérésis [50].

L'inconvénient majeur cette stratégie de contrôle, sont les oscillations des puissances et les harmonique des courant générés par la GADA, à cause de la fréquence de commutation variable [51].

Afin de s'affranchir des contraintes sévères de temps de calcul et d'améliorer les défauts de la commande DPC classique, nous avons développé une technique qui réduit les oscillations aux niveaux des puissances en imposant une fréquence de commutation constante [52-53]. Dans cette dernière nous remplaçons la table de commutation par une modulation de type vectorielle (SVM : Space Vector Modulation).

Enfin, des résultats de simulation sont présentés pour mettre en évidence les performances apportées par les deux techniques de contrôle proposées DPC classique (DPC-C) et DPC-SVM dans la commande du système de conversion d'énergie éolienne.

### **III.2 Modèle de la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA)**

La GADA se compose de deux enroulements triphasés: l'un placé dans le stator et l'autre dans le rotor. Ces deux enroulements doivent être alimentés de manière indépendante. Le rotor est constitué d'un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants (balais). Sa robustesse est légèrement diminuée par rapport à une machine asynchrone à cage classique à cause de ce système bagues/balais. Les enroulements triphasés du rotor peuvent être couplés en étoile ou en triangle. Les trois enroulements du stator sont

parallèles à ceux du rotor et sont distribués dans l'espace avec un décalage de  $120^\circ$  l'un par rapport à l'autre. Lorsque ces trois enroulements alimentés par une source de tension triphasée équilibré de fréquence  $f_s$ , un champ magnétique tournant de flux sinusoïdal apparaît au stator tourne à une vitesse fixe (vitesse de synchronisme). Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et du courant statorique.

### III.2.1 Mise en équations de la GADA dans le repère triphasé (a,b,c)

La génératrice asynchrone à double alimentation, avec les répartitions de ses enroulements et sa géométrie propre, est très complexe pour se prêter à une analyse tenant compte de sa configuration exacte .Il est alors nécessaire d'adopter les hypothèses simplificatrices suivantes afin de pouvoir élaborer un modèle simple (dit modèle de Park) [54].

- La machine est symétrique et à entrefer constant ;
- Le circuit magnétique n'est pas saturé et parfaitement feuilleté ; il en résulte que les pertes fer et par hystérésis sont négligeables et que seuls les enroulements sont parcourus par des courants ;
- La f.e.m. créée dans une phase au stator et au rotor, est à répartition sinusoïdale le long de l'entrefer ;
- L'influence de l'effet de la température n'est pas prise en compte, il en résulte que tous les coefficients d'inductances propres sont constants et les coefficients d'inductances mutuelles sont fonction de la position de leurs axes magnétiques.

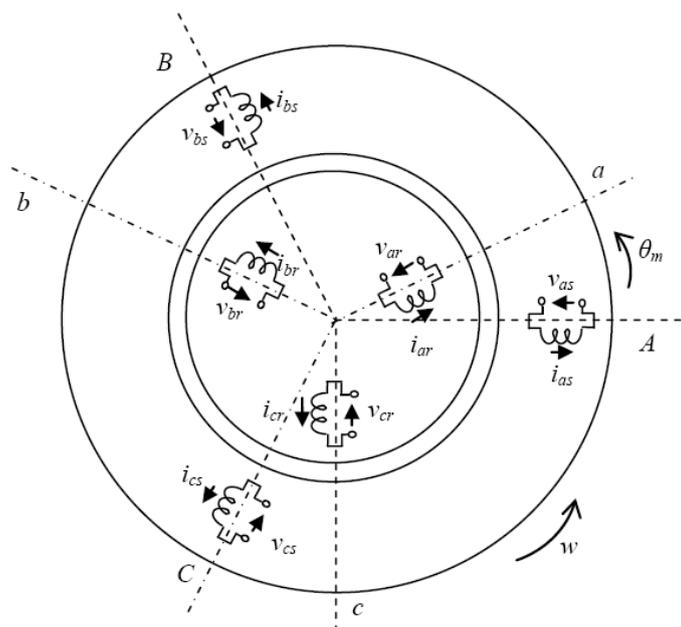


Figure III.1 Schéma simplifié de la GADA

Le modèle de la GADA peut être décrit comme étant trois enroulements dans le stator et trois enroulements dans le rotor, comme illustré sur la figure (III.1).

Les équations des tensions des phases statoriques et rotoriques s'expriment par:

$$v_{a,b,c\_s}(t) = R_s \cdot i_{a,b,c\_s}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{a,b,c\_s}(t) \quad (\text{III.1})$$

$$v_{a,b,c\_r}(t) = R_r \cdot i_{a,b,c\_r}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{a,b,c\_r}(t) \quad (\text{III.2})$$

avec :

$R_s, R_r$  : résistance statorique et rotorique respectivement

$i_{a,b,c\_s}(t), i_{a,b,c\_r}(t)$  : courants statoriques et rotoriques des phases  $a, b$  et  $c$  respectivement

$v_{a,b,c\_s}(t)$  : tensions d'alimentation pour le stator imposées par le réseau électrique (d'amplitude et de fréquence fixe dans les conditions normales);

$v_{a,b,c\_r}(t)$  : tensions du rotor imposées par la commande à partir du convertisseur de puissance.

$\psi_{a,b,c\_s}(t), \psi_{a,b,c\_r}(t)$  : flux statoriques et rotoriques.

Si l'on néglige la résistance du bobinage statorique  $R_s$ , ce qui constitue une hypothèse réaliste pour les génératrices de fortes puissances utilisées dans les systèmes éoliens [53-55], l'équation précédente devient :

$$v_{a,b,c\_s}(t) \approx \frac{d}{dt} \psi_{a,b,c\_s}(t) \quad (\text{III.3})$$

Cette équation démontre que la tension statorique et le flux statorique tournent tous les deux à la même vitesse. Cependant, la tension est en avance de  $\pi/2$  radians sur le flux statorique.

### **III.2.2 Modèle de la GADA dans le repère de Park**

Le modèle de la machine (GADA) dans le repère de Park ( $d, q$ ) lié au champ tournant statorique est donné par les équations ci- dessous, [54-56] :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Avec  $\omega_s$  et  $\omega_r$  sont respectivement les pulsations des grandeurs statoriques et rotoriques.

Les équations magnétiques s'expriment par :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad \text{et} \quad \begin{cases} \psi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

Le couple électromagnétique est exprimé par :

$$C_{em} = p(\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) = p \frac{M}{L_r} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \quad (\text{III.6})$$

Les expressions des puissances active et réactive statorique et rotorique sont données par :

$$\begin{aligned} p_s &= (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \\ q_s &= (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

$$\begin{aligned} p_r &= (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \\ q_r &= (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}) \end{aligned} \quad (\text{III.8})$$

La transformation triphasée - diphasée de Park n'est qu'une transformation de Concordia composée avec celle de rotation des axes données par :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Ou  $\theta$  l'angle de transformation qui représente  $\theta_s$  pour les grandeurs statoriques et  $\theta_r$  pour les grandeurs rotoriques.

### III.2.3 Modèle de la GADA avec orientation du flux statorique

Afin d'obtenir une commande des puissances active et réactive statorique découplée, nous avons choisi un référentiel diphasé  $d-q$  lié au champ tournant statorique et en plaçant le vecteur flux statorique ( $\psi_s$ ) sur l'axe  $d$  (figure III.2). En supposant que la résistance statorique ( $R_s$ ) négligeable comparée à la réactance statorique pour les machines de puissance moyenne et élevée, On peut alors définir que le flux statorique a pour composantes:

$$\begin{cases} \psi_{ds} = \psi_s \\ \psi_{qs} = 0 \end{cases} \rightarrow \psi_s \approx \frac{V_s}{\omega_s} \text{ avec } R_s \approx 0 \quad (\text{III.11})$$

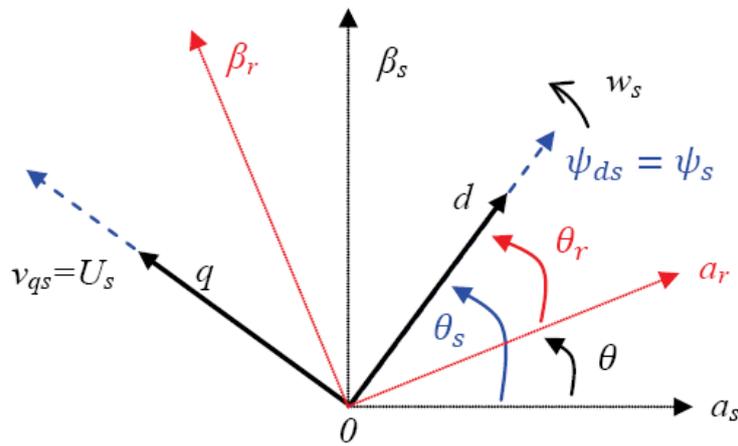


Figure III.2 Référentiel diphasé  $d-q$  lié au champ tournant statorique.

$$\begin{cases} v_{ds} = 0 \\ v_{qs} = U_s = V_s \sqrt{3} \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Le modèle de la GADA devient alors :

$$\begin{cases} v_{ds} = 0 \\ v_{qs} = U_s = V_s \sqrt{3} \\ v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Les nouvelles expressions des courants statoriques en fonction des courants rotoriques sont décrites par :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = \psi_s = L_s i_{ds} + M i_{dr} \Rightarrow i_{ds} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \\ \psi_{qs} = 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \Rightarrow i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

En remplaçant ces équations dans les équations des flux rotoriques (III.5) :

$$\begin{cases} \psi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} = L_r i_{dr} + M \left( \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_{dr} \right) = \frac{M}{L_s} \psi_s + \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{dr} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} = L_r i_{qr} + M \left( -\frac{M}{L_s} i_{qr} \right) = \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

Les équations des flux rotoriques deviennent alors :

$$\begin{cases} \psi_{dr} = \frac{M}{L_s} \psi_s + \sigma L_r i_{dr} \\ \psi_{qr} = \sigma L_r i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Avec:

$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$ : est le coefficient de dispersion de la GADA.

Les nouvelles expressions des tensions rotoriques sont décrites alors par :

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{di_{dr}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \frac{M}{L_s} \frac{d\psi_s}{dt} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{di_{qr}}{dt} - \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \omega_r \frac{M}{L_s} \psi_s \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

On suppose que le réseau électrique alimentant la GADA est stable, donc la dérivé du flux statorique devient nulle et les dynamiques des courants rotoriques sont exprimées par :

$$\begin{cases} \frac{di_{dr}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} (v_{dr} - R_r i_{dr} + \omega_r \sigma L_r i_{qr}) \\ \frac{di_{qr}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_r} \left( v_{qr} - R_r i_{qr} - \omega_r \sigma L_r i_{dr} - \omega_r \frac{M}{L_s} \psi_s \right) \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Les nouvelles expressions du couple électromagnétique, la puissance active / réactive statorique et la puissance active / réactive rotorique sont réécrites comme suit:

$$C_{em} = p\psi_{ds}i_{qs} = -p\frac{M}{L_s}\psi_s i_{qr} \quad (III.19)$$

$$\begin{cases} P_s = V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs} = -U_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = V_{qs}i_{ds} - V_{ds}i_{qs} = \frac{U_s}{L_s}\psi_s - \frac{U_s M}{L_s} i_{dr} \end{cases} \quad (III.20)$$

$$\begin{cases} P_r = V_{dr}i_{dr} + V_{qr}i_{qr} = S \frac{U_s M}{L_s} i_{qr} \\ Q_r = V_{qr}i_{dr} - V_{dr}i_{qr} = S \frac{M U_s}{L_s} i_{dr} \end{cases} \quad (III.21)$$

Les équations précédentes montrent qu'il est possible de mettre en place une commande découplée étant donné qu'à l'influence des couplages près, chaque axe peut être commandé séparément avec son propre régulateur. Les grandeurs de référence seront: la puissance active pour l'axe q et la puissance réactive pour l'axe d. La consigne de puissance réactive sera maintenue nulle pour assurer un facteur de puissance unitaire côté stator de façon à optimiser la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau, Les équations précédentes permettent d'établir le schéma bloc du système électrique de la GADA à contrôler (figure III.3)

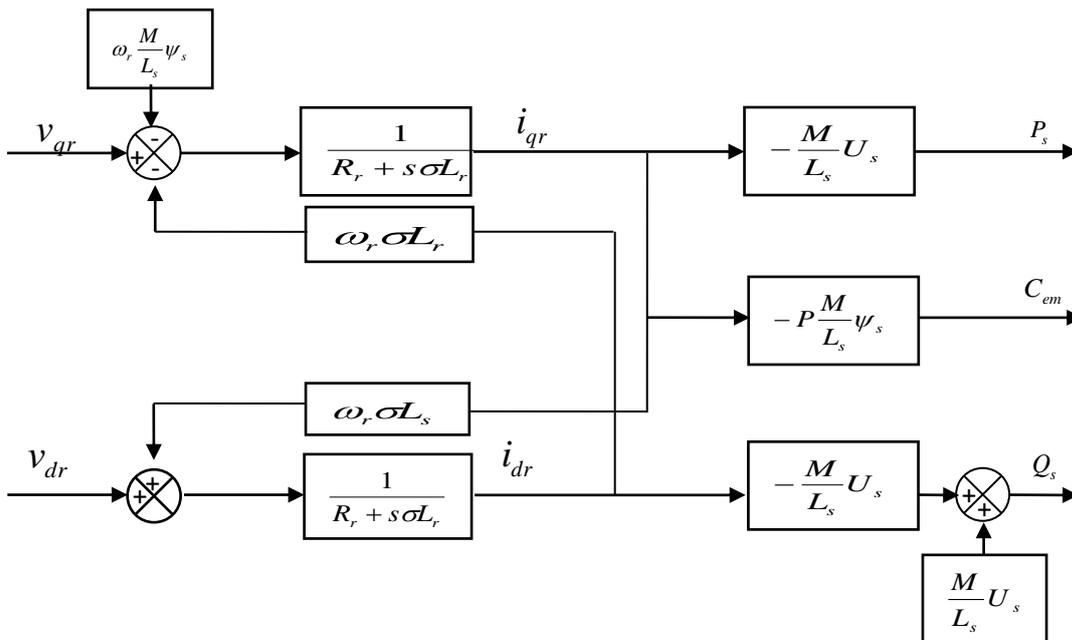


Figure III.3 Schéma bloc du modèle simplifié de la GADA.

### III.3 Modélisation des convertisseurs de puissance

#### III.3.1 Description des composants du système d'alimentation de la GADA

Comme le montre la figure (III.4), la partie convertisseurs de puissance reliant le rotor de la GADA avec le réseau est principalement constituée par :

- Le convertisseur côté rotor qui permet de contrôler les puissances active et réactive échangées entre le stator de la GADA et le réseau ;
- Un bus continu ;
- Le convertisseur côté réseau qui contrôle la tension (bus continu) et la puissance réactive échangée entre le rotor et le réseau.

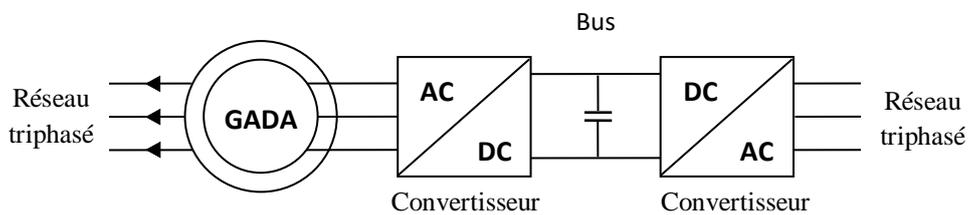


Figure III.4 Composants du système d'alimentation de la GADA.

#### III.3.2 Convertisseur côté réseau (CCR)

L'onduleur de tension représente aujourd'hui un composant essentiel dans les systèmes d'interfaçage avec le réseau. Son utilisation vient du fait qu'il permet entre autre de contrôler les puissances actives et réactive échangées avec le réseau. Il peut être utilisé en mode onduleur ou en mode redresseur mais la modélisation reste la même dans les deux cas.

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR avec le réseau électrique via le filtre RL. La figure (III.5) illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique constituée du bus continu du CCR et du filtre d'entrée.

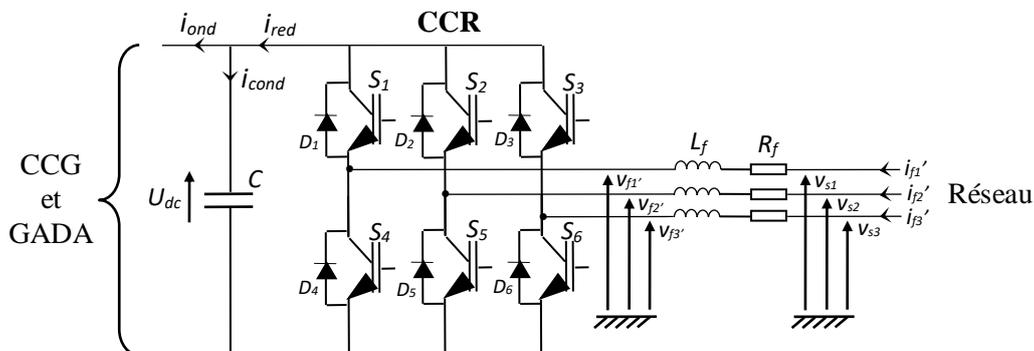


Figure III.5 Connexion du CCR au réseau électrique.

Avec :

$i_{ond}, i_{red}$  : respectivement les courants modulés par le CCG et le CCR ;

$i_{cond}$  : le courant traversant le condensateur ;

$U_{dc}$  : la tension du bus continu (tension aux bornes du condensateur) ;

$S_i, D_i$  : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ( $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ ) ;

$R_f$  et  $L_f$  : respectivement la résistance et l'inductance du filtre RL ;

$v_{fk}'$  : les tensions simples modulées par le CCR ( $k \in \{1, 2, 3\}$ ) ;

$v_{sk}$  : les tensions simples du réseau électrique ;

$i_{f1}', i_{f2}'$  : les courants circulant à travers le filtre RL.

### **III.3.2.1. Modèle du bus continu**

La tension aux bornes du condensateur du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant circulant dans le condensateur :

$$\frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_{cond} \quad (III.22)$$

Le courant dans le condensateur est issu d'un nœud à partir duquel circulent deux courants modulés par le CCG et le CCR (figure (III.5)) :

$$i_{cond} = i_{red} - i_{ond} \quad (III.23)$$

### **III.3.2.2 Modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park**

D'après la figure (III.6), nous pouvons écrire dans le repère triphasé, selon les lois de Kirchhoff, les expressions suivantes :

$$\begin{cases} v_{f1'} = -R_f \cdot i_{f1'} - L_f \frac{di_{f1'}}{dt} + v_{s1} \\ v_{f2'} = -R_f \cdot i_{f2'} - L_f \frac{di_{f2'}}{dt} + v_{s2} \\ v_{f3'} = -R_f \cdot i_{f3'} - L_f \frac{di_{f3'}}{dt} + v_{s3} \end{cases} \quad (III.24)$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations précédent, nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{fd} = -R_f \cdot i_{fd} - L_f \frac{di_{fd}}{dt} + \dot{\theta}_s \cdot L_f \cdot i_{fq} + v_{sd} \\ v_{fq} = -R_f \cdot i_{fq} - L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \dot{\theta}_s \cdot L_f \cdot i_{fd} + v_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

### III.3.3 Convertisseur côté génératrice (CCG)

le modèle en triphasé de la liaison du CCG avec la génératrice s'écrit :

$$\begin{cases} v_{r1} = -R_r i_{ond1} - L_r \frac{di_{ond1}}{dt} + v_{ond1} \\ v_{r2} = -R_r i_{ond2} - L_r \frac{di_{ond2}}{dt} + v_{ond2} \\ v_{r3} = -R_r i_{ond3} - L_r \frac{di_{ond3}}{dt} + v_{ond3} \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations précédent, nous obtenons :

$$\begin{cases} v_{rd} = -R_r \cdot I_{rd} - L_r \frac{di_{ondd}}{dt} + v_{ondd} \\ v_{rq} = -R_r \cdot I_{rq} - L_r \frac{di_{ondq}}{dt} + v_{ondq} \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

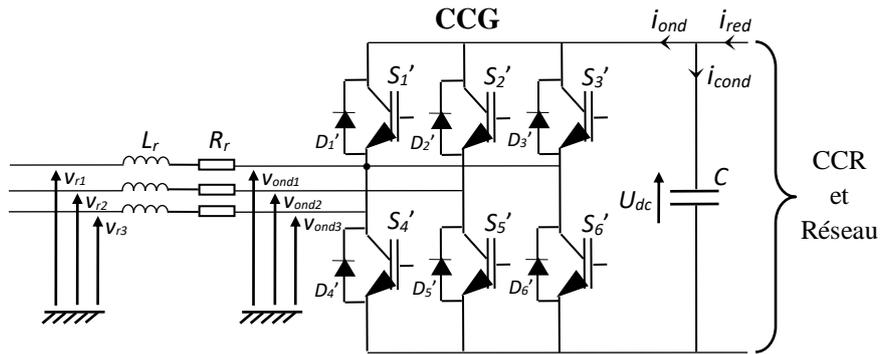


Figure III.6 Connexion du CCG au rotor de la GADA.

Avec :

$S_i', D_i'$  : respectivement les transistors IGBT et les diodes connectées en antiparallèle ( $i \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ ) ;

$R_r$  et  $L_r$  : respectivement la résistance et l'inductance d'enroulement du rotor de la GADA ;

$v_{ondk}$  : les tensions simples modulées par le CCG ( $k \in \{1, 2, 3\}$ ) ;

$v_{rk}$  : les tensions simples du rotor de la GADA ;

$i_{ondk}$  : les courants circulant à travers les enroulements du rotor de la GADA.

### III.4 Contrôle direct de puissance (DPC) de la GADA

#### III.4.1 Théorie de la commande directe de puissance

L'étude de la littérature est parfois surprenante. Généralement, les systèmes évoluent sur des bases qui sont à l'origine très simples et qui se complexifient avec le temps. Le passage de la commande vectorielle vers la commande directe de puissance (DPC) est marqué par une simplification majeure de l'algorithme de commande. Seulement, on pourrait vraiment se demander pourquoi le développement de la commande directe des puissances active et réactive (DPC) n'est pas survenu avant la commande Direct Torque Control (DTC). En effet, si la simplification de l'algorithme de commande a été majeure dans le premier cas, elle l'est tout autant lorsque l'on regarde le passage de la commande DPC vers la commande DTC.

Le développement de cette nouvelle technique (vis-à-vis la DTC) de commande est basé exactement sur les mêmes relations vectorielles qui gouvernent la commande DTC. Seulement, plutôt que de s'attarder à contrôler des composantes estimées à partir des paramètres de la machine, la commande s'intéresse uniquement à l'échange des puissances active et réactive entre la machine et sa source d'alimentation. De plus, puisque l'on peut calculer les puissances instantanées sans avoir recours à des transformations de référentiels en rotation, l'angle de la position des phases rotoriques ne sera alors plus nécessaire. Aussi, la puissance étant directement calculée à partir des courants et de la tension, la connaissance des paramètres de la machine ne sera plus requise, une caractéristique aussi étonnante que les performances qui en découlent, à rendre jaloux n'importe quel manufacturier d'entraînements électriques [57].

Afin de bien comprendre le principe de fonctionnement, reprenons les schémas vectoriels de la commande directe du couple et de flux mais en discutant plutôt de la puissance active et réactive.

Il est entendu que l'augmentation du couple (angle  $\delta$ ) à vitesse constante implique une augmentation de la puissance consommée par la machine. On rappelle ici que la puissance positive est absorbée par la machine en mode moteur alors qu'elle est négative en mode générateur. Cette relation est aussi vraie en mode générateur où une augmentation du couple réduit la puissance générée par la machine (augmente la puissance positive). Il suffit essentiellement d'échanger le terme couple par puissance active et flux par puissance réactive

dans la commande DTC afin d'obtenir un entraînement à commande directe des puissances active et réactive. Malheureusement, une grande difficulté persiste dans le calcul de l'angle du flux rotorique. À cet égard, la commande directe des puissances active et réactive offre un moyen robuste de connaître le secteur actuel du flux rotorique.

### III.4.2 Principe générale de la commande DPC-C

La structure globale de la DPC-C, utilisant une table de commutation prédéfinie, appliqué au convertisseur CCG est illustrée sur la figure (III.7).

Le principe de la DPC consiste à sélectionner une séquence des ordres de commutation ( $S_a, S_b, S_c$ ) des semi-conducteurs constituant « CCG », à partir d'une table de commutation. La sélection s'effectue sur la base des erreurs ( $\varepsilon P_s$  et  $\varepsilon Q_s$ ) entre les références des puissances active et réactive ( $P_s^*$  et  $Q_s^*$ )  $P$  et  $Q$  et les valeurs réelles ( $P_s$  et  $Q_s$ ), fournies par deux comparateurs à hystérésis de sorties numérisées  $H_p$  et  $H_Q$  respectivement, ainsi que sur le secteur (zone) dans lequel le vecteur du flux rotorique se trouve [58-52-57].

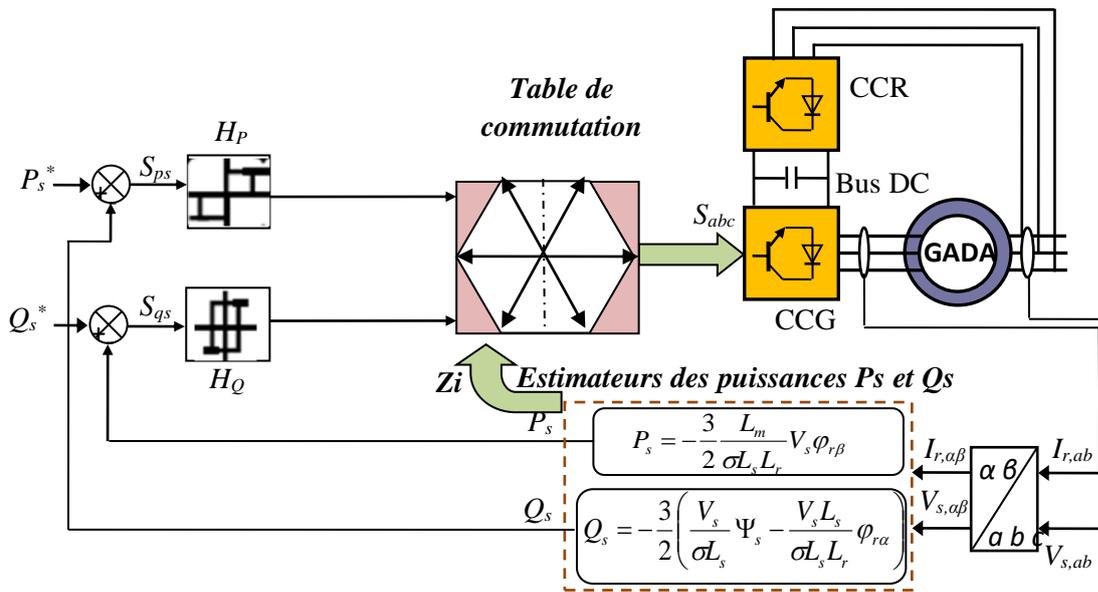


Figure III.7 Configuration de la DPC-C de la GADA.

### III.4.3 DPC-C de la GADA

Afin d'aboutir à une table de commutation assurant un contrôle simultané des puissances active et réactive, durant tous les secteurs, il est indispensable d'étudier les variations provoquées par l'application de chacun des vecteurs de commande sur ces

dernières, et cela au cours d'une période complète de la tension rotorique. Les vecteurs de commande sélectionnés dans la cette table de commutation doivent assurer la restriction de l'erreur de suivi de référence des deux puissances active et réactive, simultanément.

### III.4.3.1 Estimation de la puissance active et réactive

Il y a trois méthodes pour calculer la puissance active et réactive :

- a) Par la mesure des courants et des tensions ;
- b) Par estimation des tensions du réseau et mesure des courants ;
- c) Par estimation du flux virtuel et mesure des courants.

Au lieu de mesurer les puissances sur la ligne, en capturant les courants rotoriques, et en estimons  $P_s$  et  $Q_s$ . Cette approche donne un contrôle anticipé des puissances dans les enroulements statoriques. Rappelons que la commande DPC sera effectuée sur la base du modèle simplifié de la GADA, c'est à dire celui établi en négligeant la résistance de la phase statorique. Nous pouvons trouver les relations de  $P_s$  et  $Q_s$  en fonction des deux composantes du flux rotorique dans le référentiel  $(\alpha r - \beta r)$ . Ce référentiel tourne solidairement avec le rotor de la GADA [57]. Les puissances active et réactive sont contrôlées par deux comparateurs à hystérésis, les valeurs mesurées des puissances étant estimées à partir des relations suivantes:

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_s L_r} V_s \Phi_{r\beta} \\ Q_s = \frac{3}{2} \left( \frac{V_s}{\sigma L_s} \Psi_s - \frac{V_s L_m}{\sigma L_s L_r} \Phi_{r\alpha} \right) \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

D'où :

$$\begin{cases} \Phi_{r\alpha} = \sigma L_r i_{r\alpha} + \frac{L_m}{L_s} \Psi_s \\ \Psi_{s\beta} = \sigma L_r i_{r\beta} \\ |\overline{\Psi}_s| = \frac{|\overline{V}_s|}{\omega_s} \\ \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

Si en introduisant l'angle  $\delta$  qui se trouve entre le vecteur flux statorique et rotorique,  $P_s$  et  $Q_s$  deviennent :

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \omega_s |\Psi_s| |\Psi_r| \sin \delta \\ Q_s = \frac{3}{2} \frac{\omega_s}{\sigma L_s} |\Psi_s| \left( \frac{L_m}{L_r} |\Psi_r| \cos \delta - |\Psi_s| \right) \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

La dérivée des deux équations dans (III.30) donne :

$$\begin{cases} \frac{dP_s}{dt} = -\frac{3 L_m \omega_s}{2 \sigma L_s L_r} |\Psi_s| \frac{d(|\Psi_r| \sin \delta)}{dt} \\ \frac{dQ_s}{dt} = \frac{3 L_m \omega_s}{2 \sigma L_s L_r} |\Psi_s| \frac{d(|\Psi_r| \cos \delta)}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

Comme on le voit dans (III.31), ces deux dernières expressions montrent que les puissances active et réactive statoriques peuvent être contrôlées par la modification de l'angle relatif  $\delta$  entre les vecteurs flux statorique et rotorique et de leur amplitudes (figure III.8).

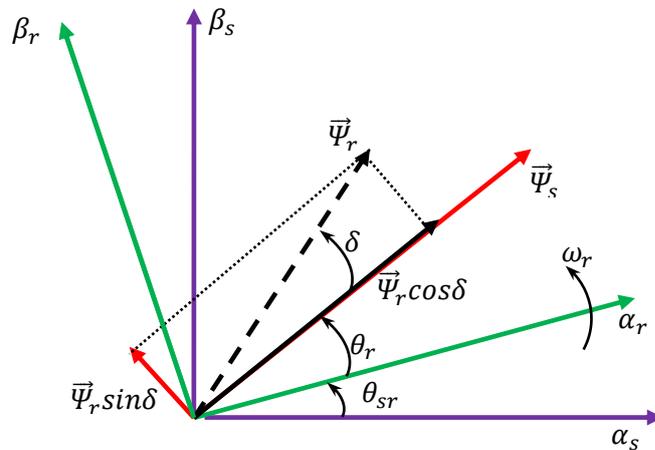


Figure III.8 La décomposition du vecteur flux rotorique dans le plan ( $\alpha$ - $\beta$ ).

#### III.4.3.2 Choix des comparateurs à hystérésis

De manière à obtenir de très bonnes performances dynamiques, le choix d'un correcteur à hystérésis à deux niveaux semble être la solution la plus simple et la mieux adaptée à la commande de la puissance active et réactive. Ces comparateurs (figure III.9) doivent permettre de contrôler l'échange de la puissance active et réactive entre la GADA et le réseau électrique dans les deux sens et avec les deux modes de fonctionnement hypo et hyper-synchrone de la GADA.

La DPC pour la GADA est basée sur la sélection d'un vecteur de tension rotorique de telle manière que les erreurs entre les grandeurs mesurées et de référence sont réduites et maintenues entre les limites des bandes d'hystérésis.

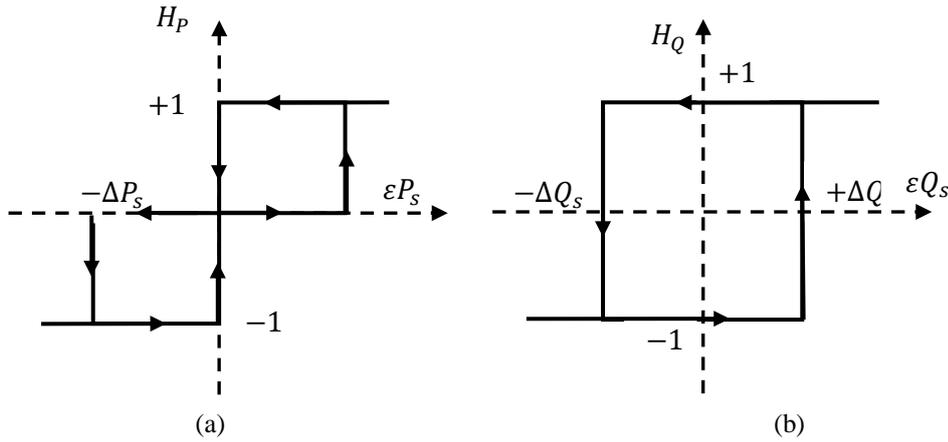


Figure III.9 Comparateurs à hystérésis : (a) puissance active, (b) puissance réactive.

Ces comparateurs à hystérésis, appliqués sur la puissance active et réactive, permettent de détecter les dépassements de la zone de contrôle et de respecter :

$$\begin{cases} Si \ \varepsilon Q_s \geq \Delta Q_s & \Rightarrow H_Q = 1 \\ Si \ \varepsilon Q_s \leq -\Delta Q_s & \Rightarrow H_Q = -1 \\ Si \ \varepsilon P_s \geq \Delta P_s & \Rightarrow H_p = 1 \\ Si \ -\Delta P_s \leq \varepsilon P_s \leq \Delta P_s & \Rightarrow H_p = 0 \\ Si \ \varepsilon P_s \leq -\Delta P_s & \Rightarrow H_p = -1 \end{cases} \quad (III.32)$$

Les comparateurs analogiques ont un désavantage notable : la fréquence d'échantillonnage est variable. Mais, ce problème peut être éliminé, si on utilise des comparateurs discrets. Par cela, les variations des puissances ne sont pas maintenues exactement dans la bande d'hystérésis, mais on fonctionne à temps d'échantillonnage fixe [57].

### III.4.3.3 Elaboration de la table de commutation

Le traitement de la puissance active et réactive est identique en tous points à celui du couple et de flux dans la commande DTC. Donc, un apport en flux rotorique contribue au redressement du facteur de puissance au stator, c'est-à-dire à une diminution de la puissance réactive consommée (positive) par la machine. Cette relation est toujours vraie, quelque soit le mode d'opération de la machine.

Pour sélectionner le vecteur de tension rotorique optimum, il faut connaître la position relative du flux rotorique dans les six sextants (figure III.8). Un onduleur triphasé à deux niveaux de tension peut produire huit combinaisons différentes, ces huit combinaisons

engendrent huit vecteurs de tension qui peuvent être appliqués aux bornes rotoriques de la GADA.

Il y a six vecteurs actifs et deux vecteurs nuls. Les positions spatiales dans le plan ( $\alpha$ - $\beta$ ) des vecteurs actifs de tensions sont montrées dans la figure (III.8).

Le partage du plan complexe en six zones angulaires  $i Z (i=1, \dots, 6)$  peut être déterminé par la relation suivante :

$$-\frac{\pi}{6} + (i - 1) \frac{\pi}{6} \leq Z(i) < \frac{\pi}{6} + (i - 1) \frac{\pi}{3} \quad (III.33)$$

Il en découle que le tableau (III.1) des vecteurs optimaux est dérivé de la même manière en donnant priorité au contrôle de la puissance active sur la puissance réactive. Les signaux de  $HP$  et  $HQ$  ainsi la position de vecteur flux rotorique  $\delta$ , représentent les entrées cette table de vérité, alors que les états de commutation  $S_a, S_b, S_c$  représentent sa sortie.

		Comparateur	3 niveaux			3 niveaux			
			2 niveaux			2 niveaux			
		Puissance réactive : $H_Q$		1			-1		
		Puissance réactive : $H_P$		1	0	-1	1	0	-1
Numéro du secteur $Z(i)$ vis-à-vis de l'angle $\delta$	1	(330°, 30°)	$V_5$	$V_7$	$V_3$	$V_6$	$V_0$	$V_2$	
	2	(30°, 90°)	$V_6$	$V_0$	$V_4$	$V_1$	$V_7$	$V_3$	
	3	(90°, 150°)	$V_1$	$V_7$	$V_5$	$V_2$	$V_0$	$V_4$	
	4	(150°, 210°)	$V_2$	$V_0$	$V_6$	$V_3$	$V_7$	$V_5$	
	5	(210°, 270°)	$V_3$	$V_7$	$V_1$	$V_4$	$V_0$	$V_6$	
	6	(270°, 330°)	$V_4$	$V_0$	$V_2$	$V_5$	$V_7$	$V_1$	
$V_0=[0,0,0]$ ; $V_1=[1,0,0]$ ; $V_2=[1,1,0]$ ; $V_3=[0,1,0]$ ; $V_4=[0,1,1]$ ; $V_5=[0,0,1]$ ; $V_6=[1,0,1]$ ; $V_7=[1,1,1]$									

Tableau III.1 Table de sélection des vecteurs optimaux (puissance active et réactive). [59]

En fait, cette table commutation (tableau III.1) n'est pas la seule table utilisée par la DPC. On va donc trouver une variété des tables des commutations proposées dans la littérature [59-60]. Nous avons déjà vérifiés quelques unes par simulation et les résultats obtenus sont presque les mêmes.

Néanmoins, la réalité fondamentale sur laquelle s'appuie la commande DPC est que le déplacement du flux rotorique dans la machine suit une progression continue dans le temps et qu'il semblera traverser chaque secteur un à un s'il est échantillonné suffisamment. L'étude du tableau (III.1) nous indique que si le flux rotorique était par exemple dans le secteur 2 et que le vecteur  $V_3$  venait tout juste d'être appliqué, la variation de la puissance réactive mesurée au stator doit inévitablement être négative puisque le vecteur  $V_3$  diminue la puissance réactive au

stator. S'il n'en avait pas été ainsi, nous serions contraints d'admettre que notre estimation du secteur n'est plus juste et que le flux serait plutôt dans le secteur 1 ou 5. Compte tenu qu'il était précédemment dans le secteur 2, il serait peu probable qu'il soit maintenant dans le secteur 5, puisqu'il aurait « sauté » par-dessus deux autres secteurs. Le synopsis précédent peut être représenté à l'aide des tableaux de références (tableau (III.2) et tableau (III.3)) basés sur le tableau (III.1).

	<b>V<sub>0</sub></b>	<b>V<sub>1</sub></b>	<b>V<sub>2</sub></b>	<b>V<sub>3</sub></b>	<b>V<sub>4</sub></b>	<b>V<sub>5</sub></b>	<b>V<sub>6</sub></b>	<b>V<sub>7</sub></b>
<b>Secteur 1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-	+	<b>0</b>	+	-	<b>0</b>
<b>Secteur 2</b>	<b>0</b>	-	<b>0</b>	-	+	<b>0</b>	+	<b>0</b>
<b>Secteur 3</b>	<b>0</b>	+	-	<b>0</b>	-	+	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	+	-	<b>0</b>	-	+	<b>0</b>
<b>Secteur 5</b>	<b>0</b>	+	<b>0</b>	+	-	<b>0</b>	-	<b>0</b>
<b>Secteur 6</b>	<b>0</b>	-	+	<b>0</b>	+	-	<b>0</b>	<b>0</b>

**Tableau III.2 Suivi de la variation de la puissance réactive.**

La première table (tableau III.2) de référence vérifie la condition de variation de la puissance réactive. C'est-à-dire qu'elle vérifie si la variation de puissance réactive mesurée au stator correspond bien à celle anticipée pour le secteur et le vecteur courant (actuel).

En réponse à la table de vérification de variation de puissance réactive, dans le cas où il y a incohérence entre la valeur anticipée et celle mesurée, le tableau (III.3) suggère une modification du secteur en cours. Par exemple, reprenons notre exemple précédent où nous supposons que le flux se situe dans le secteur 2 et où, suite à l'application du vecteur 3, la variation de puissance réactive au stator a été trouvée positive, ce qui est en contradiction avec le tableau (III.2). À cet effet, le tableau (III.3) suggère de décrémenter (-1) le secteur en cours. Si l'on se réfère à nouveau au tableau (III.2), pour le secteur 1 et le vecteur 3, la variation anticipée de puissance réactive concorde maintenant avec celle mesurée.

	<b>V<sub>0</sub></b>	<b>V<sub>1</sub></b>	<b>V<sub>2</sub></b>	<b>V<sub>3</sub></b>	<b>V<sub>4</sub></b>	<b>V<sub>5</sub></b>	<b>V<sub>6</sub></b>	<b>V<sub>7</sub></b>
<b>Secteur 1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 2</b>	<b>0</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 3</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 5</b>	<b>0</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
<b>Secteur 6</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>+1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Tableau III.3 Table de mise à jour des secteurs.**

Alors, en cas de divergence, le secteur actuel doit être mis à jour selon le tableau III.3 en déplaçant sa position dans le sens horaire (-1), ou dans le sens antihoraire (+1), ou tout simplement de maintenir sa position précédente (0). Dans ce cas, la période échantillonnage de la DPC doit être suffisamment faible pour ne jamais perdre le passage du flux rotorique entre deux secteurs adjacents. Cependant il peut noter que, dans un secteur quelconque, par exemple dans le  $i$ ème secteur, les vecteurs  $V_i$  et  $V_{i+3}$  ne sont pas appliqués.

Suite à ces conclusions, le tableau (III.1) peut être repris en termes de puissance active et réactive afin d'obtenir le tableau (III.4) ci-dessous.

Variable	Augmentation	Diminution
Puissance réactive	$V_{i+1}, V_{i-2}$	$V_{i+1}, V_{i-1}$
Puissance active	$V_{i-2}, V_{i-1}$	$V_{i+1}, V_{i+2}$

Tableau III.4 Table généralisée des vecteurs de tension d'une commande par DPC.

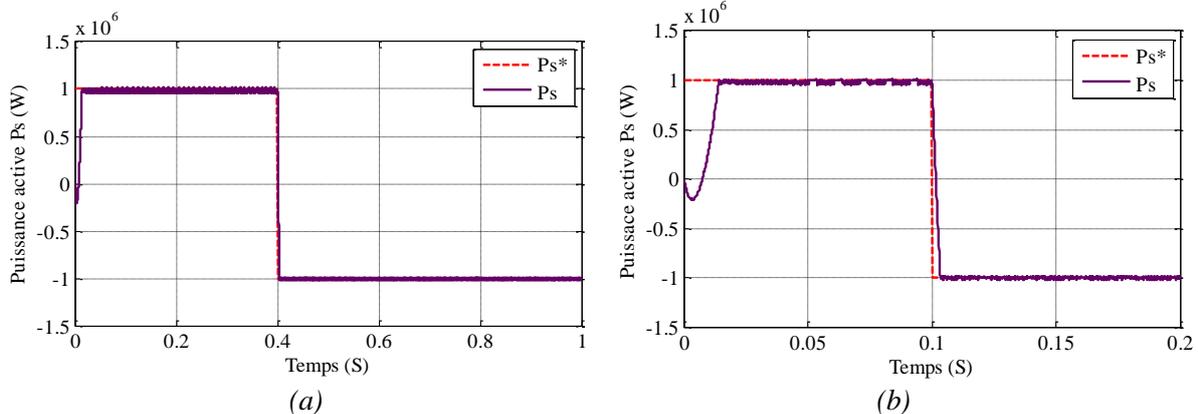
### III.4.4 Résultat de simulation

La structure détaillée de la commande DPC de la GADA de 1.5MW est présentée par la figure (III.7). Le coté rotor (GADA+CCG) du système éolien et sa commande DPC a été testée par simulation sous environnement Matlab Simulink deux types de tests ont été appliquées au système de la figure (III.7) afin d'observer le comportement de sa régulation :

- 1- A vitesse du vent fixe (sans contrôle MPPT) ;
- 2- A vitesse du vent variable (avec contrôle MPPT).

#### III.4.4.1 Fonctionnement à vitesse du vent fixe

Dans ce teste de simulation, un vent de vitesse fixe de 12 m/s est appliqué sur les pales de la turbine éolienne ce qui correspond à un mode hypersynchrone de la chaine de conversion. Donc ce premier essai consiste à imposer des échelons de la puissance active et réactive, ce qui nous permet de vérifier le découplage entre les deux puissances de la GADA (figure III.10).



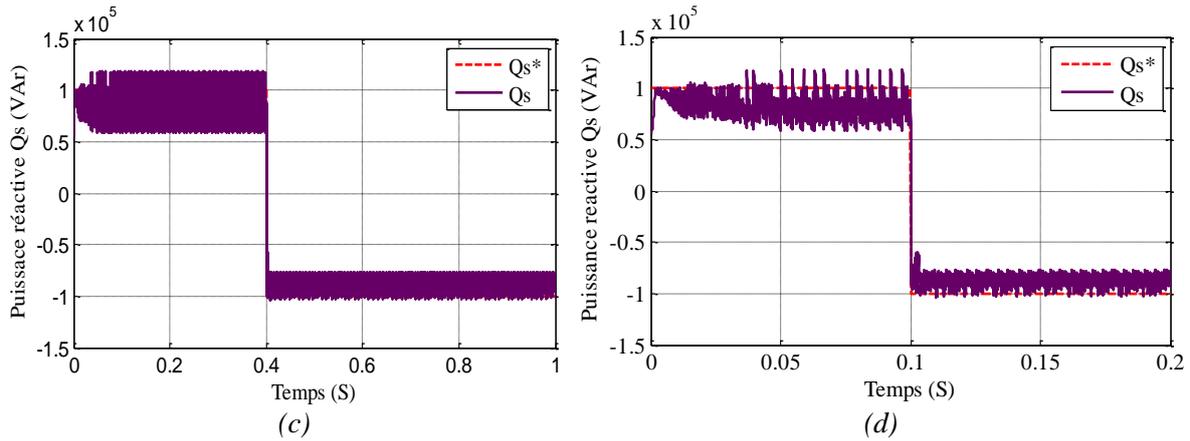


Figure III.10 Découplage de la puissance active et réactive de la GADA par la commande DPC-C.

D’après les figures de simulation (III.10), On peut constater le découplage parfait entre la puissance active et réactive est toujours réalisé avec des grandes performances (suivi des consignes, temps de réponse très rapide, sans dépassement, erreur statique minimale...etc.).

La figure (III.11) représente le comportement de la GADA dans le cas de la commande DPC-C, le courant statorique généré par la GADA (figure III.11-a) qui possède une allure sinusoïdale mais fluctuée à cause de la variation de la fréquence de commutation (figure III.11-b). Le courant rotorique (figure III.11-c) semble aussi sinusoïdale mais bruité et haché toujours (figure III.11-d), ceci est due toujours à la fréquence de commutation variable de la DPC-C.

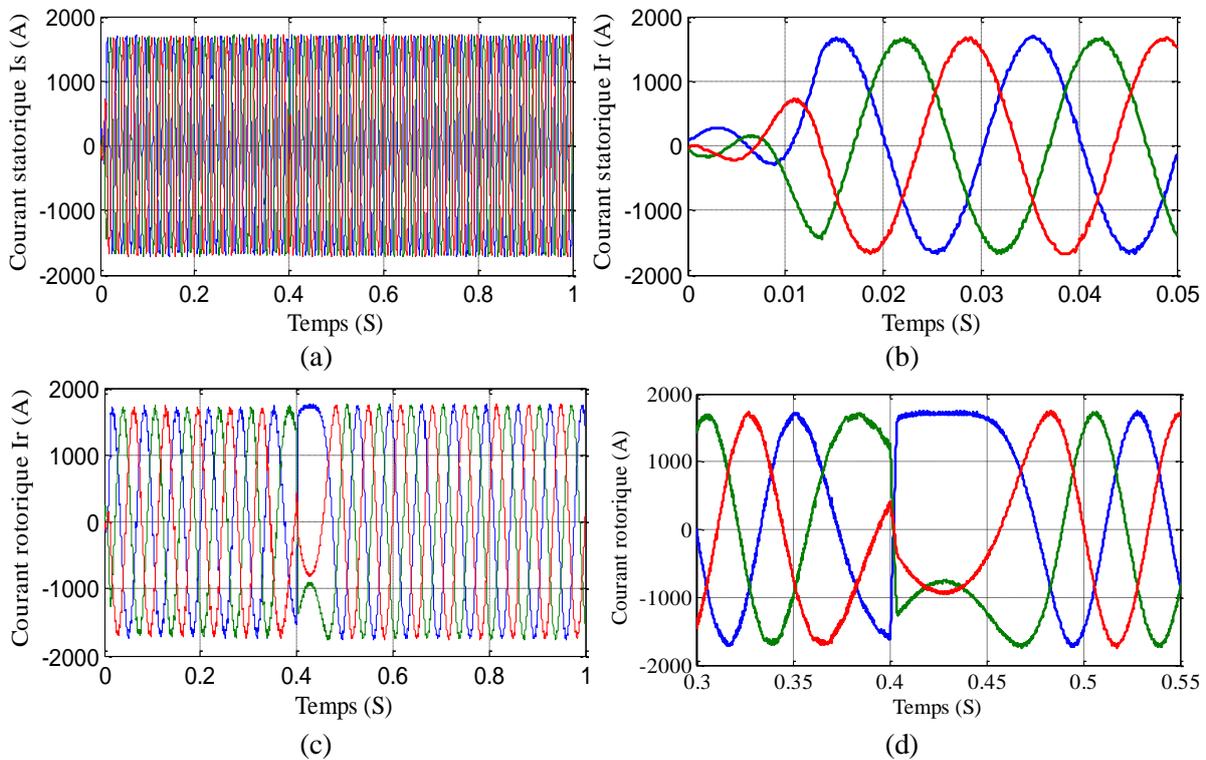


Figure III.11 Comportement de la GADA avec la commande DPC-C.

III.4.4.2 Fonctionnement à vitesse du vent variable (contrôle MPPT)

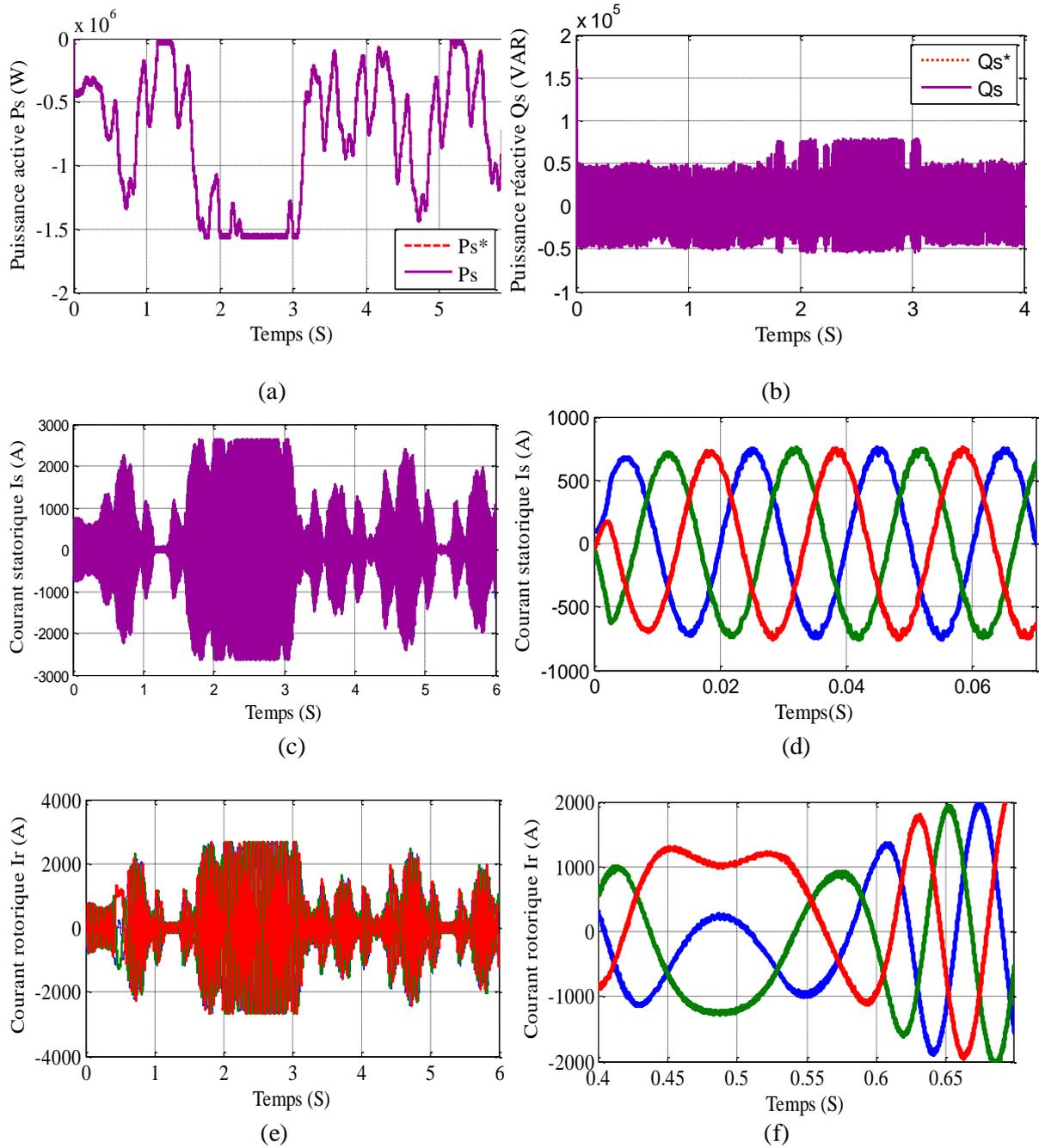


Figure III.12 Commande directe du couple de la GADA à vitesse du vent variable.

Dans les résultats du deuxième test (figure III.12), La consigne de la puissance réactive est maintenue nulle (figure III.12-b) afin d'assurer un facteur de puissance unitaire coté stator et de façon à optimiser la qualité de l'énergie renvoyée sur le réseau (figure III.12-d). La consigne de la puissance active permette de garder le coefficient de puissance de l'éolienne optimal quelque soit la vitesse du vent (figure III.12-a) ; ces résultats sont obtenus grâce à l'utilisation de la technique MPPT.

Malgré ça, cette technique proposée (DPC-C), présente des fortes oscillations (fluctuations) aux niveaux des puissances et un taux de distorsion harmonique (THD) un peut élever. Cet inconvénient dû à la fréquence de commutation variable, produite par les comparateurs à hystérésis et la table de commutation utilisés par cette technique de commande. Ces oscillations peuvent causer des échauffements des interrupteurs.

Afin de mieux illustrer l'effet de la commande DPC-C sur la qualité du signal fourni par la GADA, une analyse spectrale des courants statorique et rotorique a été réalisée. Notons que cette mesure à été effectuée dans le cas du fonctionnement de l'éolienne à vitesse du vent fixe (figure III.11), mais avec un facteur de puissance unitaire ( $Q^*=0 \text{ VAR}$ ).

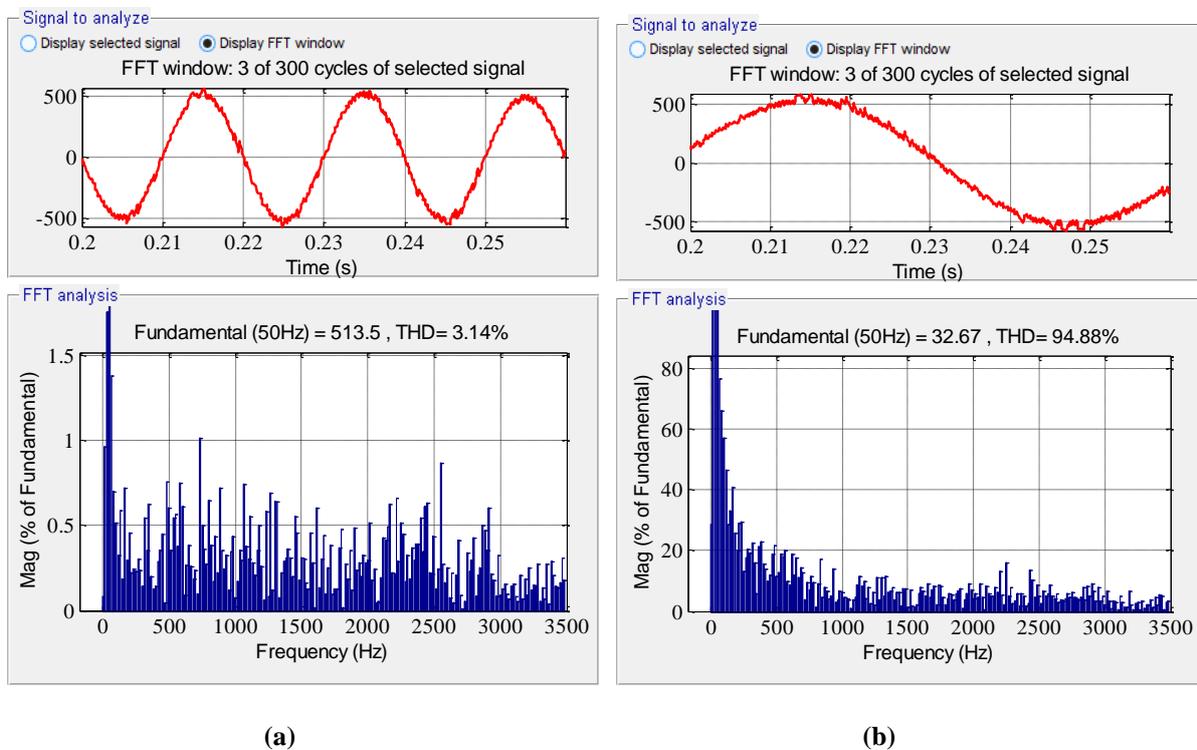


Figure III.13 Analyse harmonique des spectres des courants : (a) phase statorique, (b) phase rotorique.

Pour 3 cycles de fonctionnement commençant par 0.2 s et pour un rang harmonique de 70, les figures (III.13-a) et (III.13-b) montrent respectivement le courant de la phase « a » statorique et rotorique envoyés par la GADA au réseau de distribution, ainsi leurs spectres harmoniques. Ces résultats ont confirmés l'influence de la commande DPC-C sur la qualité de l'énergie fournit au réseau électrique. Le taux de distorsion harmonique (Total Harmonique Distortion : THD) est nettement plus important (94.8 %) au niveau du courant rotorique (figure III.13-b), pour seulement (3.14 %) au niveau du courant statorique (figure III.13-a).

### III.5 Amélioration de la DPC par la modulation vectorielle DPC-SVM

Dans cette partie on présente une méthode modifiée du contrôle direct de la puissance pour la GADA. Cette commande diffère de la commande (DPC-C) par l'utilisation d'une modulation vectorielle (aussi appelée SVM pour Space Vector Modulation) qui assure ainsi un fonctionnement à fréquence de modulation constante pour le convertisseur coté rotor. La puissance active et réactive sont régulés par deux régulateurs type PI classique ou les tables de vérité et les correcteurs à hystérésis ont été éliminés [61-62].

Cette commande (DPC-SVM) possède les avantages du contrôle vectoriel et du (DPC-C) et permet de surpasser le problème des fluctuations au niveau des puissances et des courants générés par la GADA au réseau électrique. Les régulateurs proportionnel-intégral et la technique de modulation vectorielle sont employés pour obtenir une fréquence de commutation fixe et moins de pulsations des puissances.

#### III.5.1 Principe de la MLI vectorielle SVM

Le principe de MLI vectorielle, consiste à projeter le vecteur  $V_r$  de tension rotorique désiré sur les deux vecteurs de tension adjacents correspondant à deux états de commutation de convertisseur coté rotor figure (III.14-a).

Les valeurs de ces projections assurant le calcul des temps de commutations désirées correspondent à deux états non nuls de commutation du convertisseur. Si nous notons  $T_i$  et  $T_{i+1}$  ces deux temps, leur somme doit être inférieure à la période  $T_s$  de commutation du convertisseur. Pour maintenir la fréquence de commutation constante, un état nul du convertisseur CCG est appliqué durant une durée complémentaire à  $T_s$ .

Un vecteur tension de référence  $V_{r\_ref}$  est calculé globalement et approximé sur une période de modulation  $T_s$  par un vecteur tension moyen  $V_{r\_moy}$  ; ce dernier est élaboré par l'application des vecteurs tensions adjacents et des vecteurs nuls  $V_0$  et  $V_7$ . Les huit vecteurs de tension redéfinis par la combinaison des interrupteurs sont représentés dans le plan  $(\alpha, \beta)$  par la figure (III.14.b).

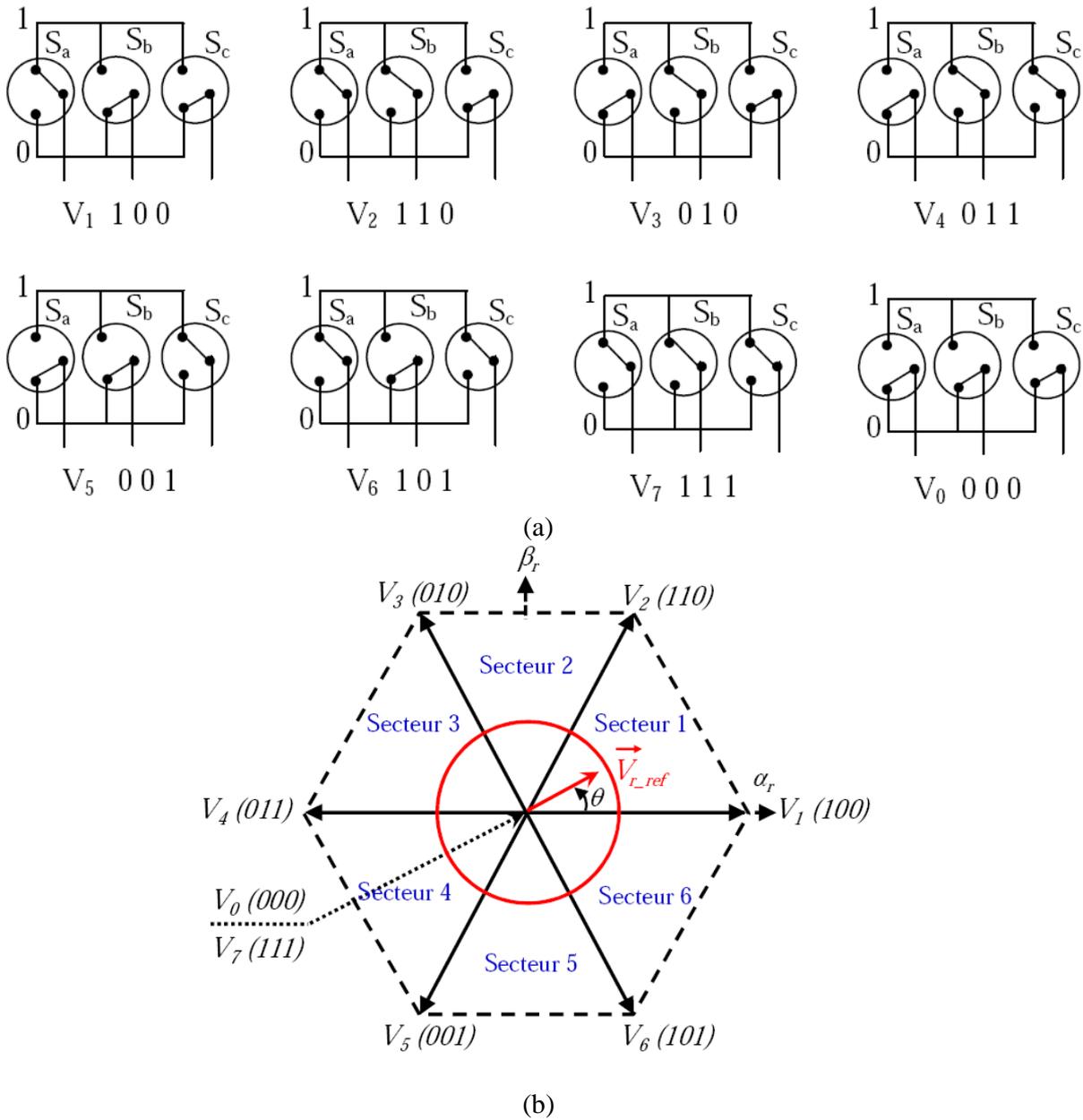


Figure III.14 (a) États des interrupteurs pour chaque vecteur tension et  
(b) Représentation des vecteurs de tension dans le repère  $(\alpha, \beta)$

La figure (III.15) représente le cas où le vecteur référence se trouve dans le secteur 1 et les vecteurs adjacents sont représentés par  $V_1$  et  $V_2$ . La MLI vectorielle (SVM) consiste à projeter le vecteur de tension statorique de référence  $V_{r\_ref}$  désiré sur les deux vecteurs de tension adjacents correspondant  $V_1$  et  $V_2$ . Si nous notons par  $T_1$  et  $T_2$  les deux temps d'application de ces vecteurs,  $T_0$  temps d'application des vecteurs nuls, leur somme doit être inférieure à la période  $T_s$  de commutation du CCG.

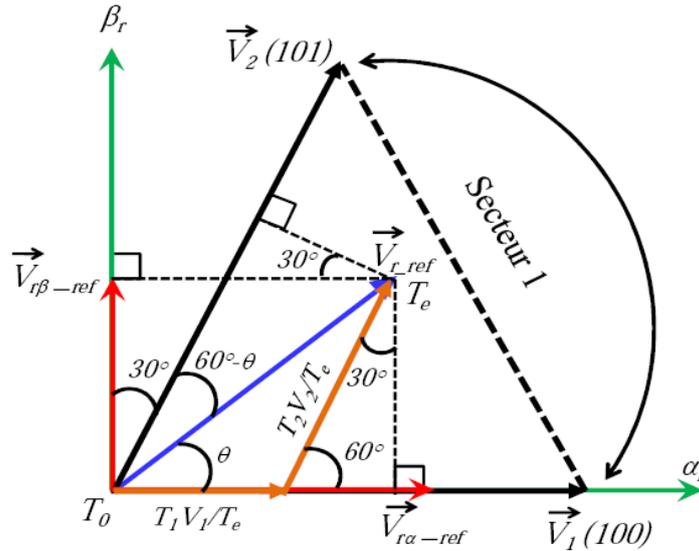


Figure III.15 Décomposition d'un vecteur de tension de référence  $V_{r\_ref}$ .

Dans le cas du secteur 1 (figure III.14), le vecteur de tension référence moyenne est donné comme suit :

$$V_i = \begin{cases} V_{r\_ref} T_e = T_1 V_0 + T_1 V_1 + T_2 V_2 \\ T_e = T_0 + T_1 + T_2 \end{cases} \quad (III.34)$$

Où

$T_e$  : Représente la période de commutation ;

$T_1$  : Temps d'application du vecteur  $V_1$  ;

$T_2$  : Temps d'application du vecteur  $V_2$  ;

$T_0$  : Durée d'application de la séquence de roue-libre.

En supposant qu'initialement, le vecteur  $V_{r\_ref}$  coïncide avec le vecteur  $V_1$ , deux séquences sont actives. La séquence qui correspond au vecteur  $V_1$  est appliquée durant la durée et la séquence de

roue-libre est appliquée durant la durée  $T_0$ . La séquence qui correspond au vecteur  $V_2$  est inactive car la durée  $T_2$  est nulle. Au fur et à mesure que le vecteur  $V_{r\_ref}$  s'éloigne du vecteur  $V_1$  et on s'approche du vecteur  $V_2$ ,  $T_1$  diminue et  $T_2$  augmente. Quand le vecteur  $V_{r\_ref}$  atteint le vecteur  $V_2$ ,  $T_1$  sera nul et  $T_2$ , sera maximale.

### III.5.1.1 Détermination des vecteurs des tensions de références

A partir du modèle de l'onduleur à deux niveaux, nous pouvons définir les tensions aux bornes des enroulements de la machine. Pour obtenir ces tensions dans le repère  $(\alpha_r - \beta_r)$ ,

ce qui, pour les huit vecteurs de commutation du CCG, fournira le résultat de tableau (III.5). [52]

$S_a$	$S_b$	$S_c$	$V_{ran}$	$V_{rbn}$	$V_{rcn}$	$V_{r\alpha}$	$V_{r\beta}$
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	$\frac{2U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{2U_{dc}}{3}$	0
1	1	0	$\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{2U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$
0	1	0	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{2U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{2U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$
0	1	1	$-\frac{2U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{2U_{dc}}{3}$	0
0	0	1	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{2U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$
1	0	1	$\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{2U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{3}$	$\frac{U_{dc}}{3}$	$-\frac{U_{dc}}{\sqrt{3}}$
1	1	1	0	0	0	0	0

Tableau III.5 Calcul des Tensions rotoriques.

### III.5.1.2 Détermination des secteurs

Le secteur est déterminé selon la position du vecteur dans le plan complexe  $V_{r\_ref}$ , tel que cette position présente la phase  $\varphi_r$  de ce vecteur définie comme suite :

$$\varphi_r = \arctan\left(\frac{V_{r\beta\_ref}}{V_{r\alpha\_ref}}\right) \quad (III.35)$$

Le tableau (III.6) détermine le secteur  $Z(i)$  avec  $(i=1, \dots, 6)$  pour les différentes angles  $\varphi_r$  :

$\varphi_r$	$0 \leq \varphi_r \leq \frac{\pi}{3}$	$\frac{\pi}{3} \leq \varphi_r \leq \frac{2\pi}{3}$	$\frac{2\pi}{3} \leq \varphi_r \leq \pi$	$\pi \leq \varphi_r \leq \frac{4\pi}{3}$	$\frac{4\pi}{3} \leq \varphi_r \leq \frac{5\pi}{3}$	$\frac{5\pi}{3} \leq \varphi_r \leq 2\pi$
$N_i$	Secteur 1	Secteur 2	Secteur 3	Secteur 4	Secteur 5	Secteur 6

Tableau III.6 Identification du secteur.

### III.5.1.3 Calcul des variables X, Y et Z

La détermination des périodes  $T_1$  et  $T_2$  est donnée par une simple projection, figure (III.15) :

$$\begin{cases} V_{r\beta\_ref} = \frac{T_2}{T_s} |V_2| \cos(30^\circ) \\ V_{r\alpha\_ref} = \frac{T_2}{T_s} |V_1| + x \\ x = \frac{V_{r\beta\_ref}}{\tan(60^\circ)} \end{cases} \quad (III.36)$$

$$\begin{cases} T_1 = \frac{T_s}{2U_{dc}} (3V_{r\alpha\_ref} - \sqrt{3}V_{r\beta\_ref}) \\ T_2 = \sqrt{3} \frac{T_s}{U_{dc}} V_{r\beta\_ref} \end{cases} \quad (III.37)$$

$$\begin{cases} X = \sqrt{3} \frac{T_s}{U_{dc}} V_{r\beta\_ref} \\ Y = \frac{T_s}{2U_{dc}} (\sqrt{3}V_{r\beta\_ref} + 3V_{r\alpha\_ref}) \\ Z = \frac{T_s}{2U_{dc}} (\sqrt{3}V_{r\beta\_ref} - 3V_{r\alpha\_ref}) \end{cases} \quad (III.38)$$

Secteur	1	2	3	4	5	6
$T_i$	-Z	Y	X	Z	-Y	-X
$T_{i+1}$	X	Z	-Y	-X	-Z	Y

Tableau III.7 Identification du période.

$$\begin{cases} T_{aon} = \frac{T_s - (T_i + T_{i+1})}{2} \\ T_{bon} = T_{aon} + T_i \\ T_{con} = T_{bon} + T_{i+1} \end{cases} \quad (III.39)$$

Signaux	Secteur					
	1	2	3	4	5	6
$S_a$	$T_{aon}$	$T_{bon}$	$T_{con}$	$T_{con}$	$T_{bon}$	$T_{aon}$
$S_b$	$T_{bon}$	$T_{aon}$	$T_{aon}$	$T_{bon}$	$T_{con}$	$T_{con}$
$S_c$	$T_{con}$	$T_{con}$	$T_{bon}$	$T_{aon}$	$T_{aon}$	$T_{bon}$

Tableau III.8 Signaux de commande des interrupteurs du convertisseur coté rotor CCG.

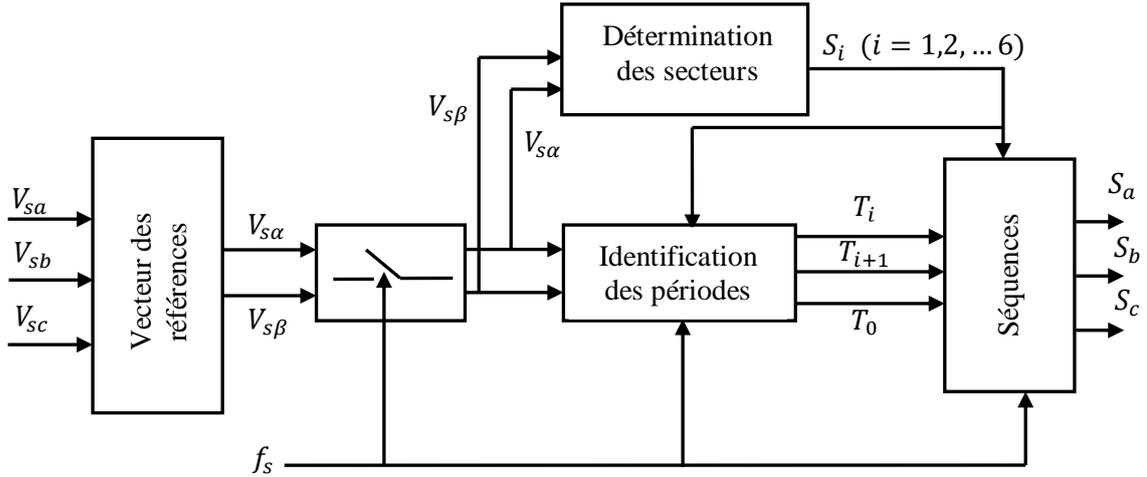


Figure III.16 Schéma de principe de la modulation vectorielle.

### III.5.2 Résultats de simulation

Pour appuyer la commande proposée (DPC-SVM) appliquée au système éolien (coté rotor), on a effectué des tests de simulation dans les mêmes conditions que celle de la commande (DPC-C).

La structure de la commande (DPC-SVM) est représentée par le schéma bloc de figure (III.17).

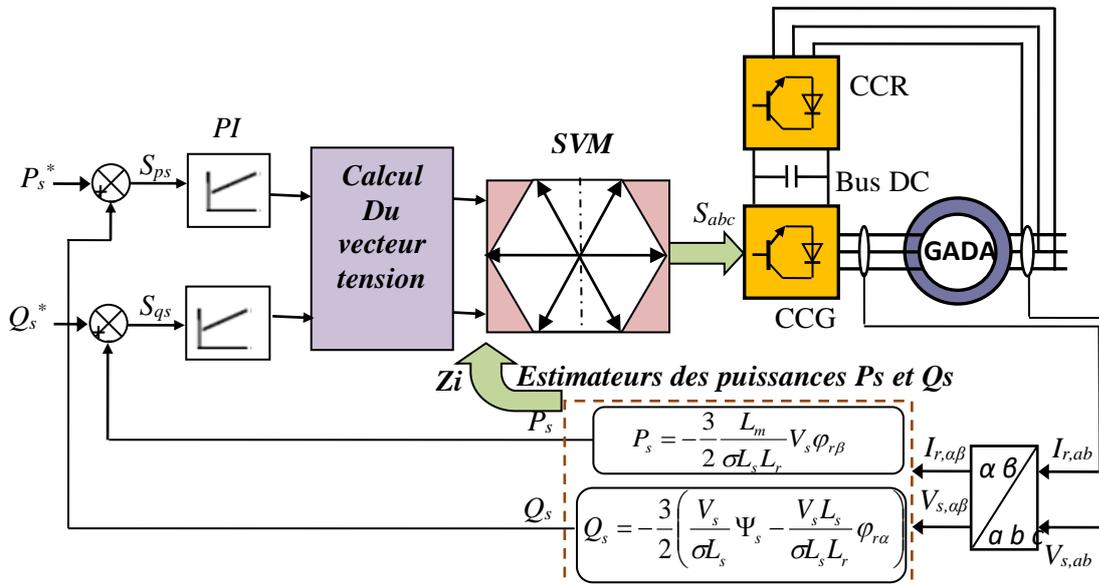


Figure III.17 Schéma bloc de la structure de contrôle (DPC-SVM) appliquée à la GADA.

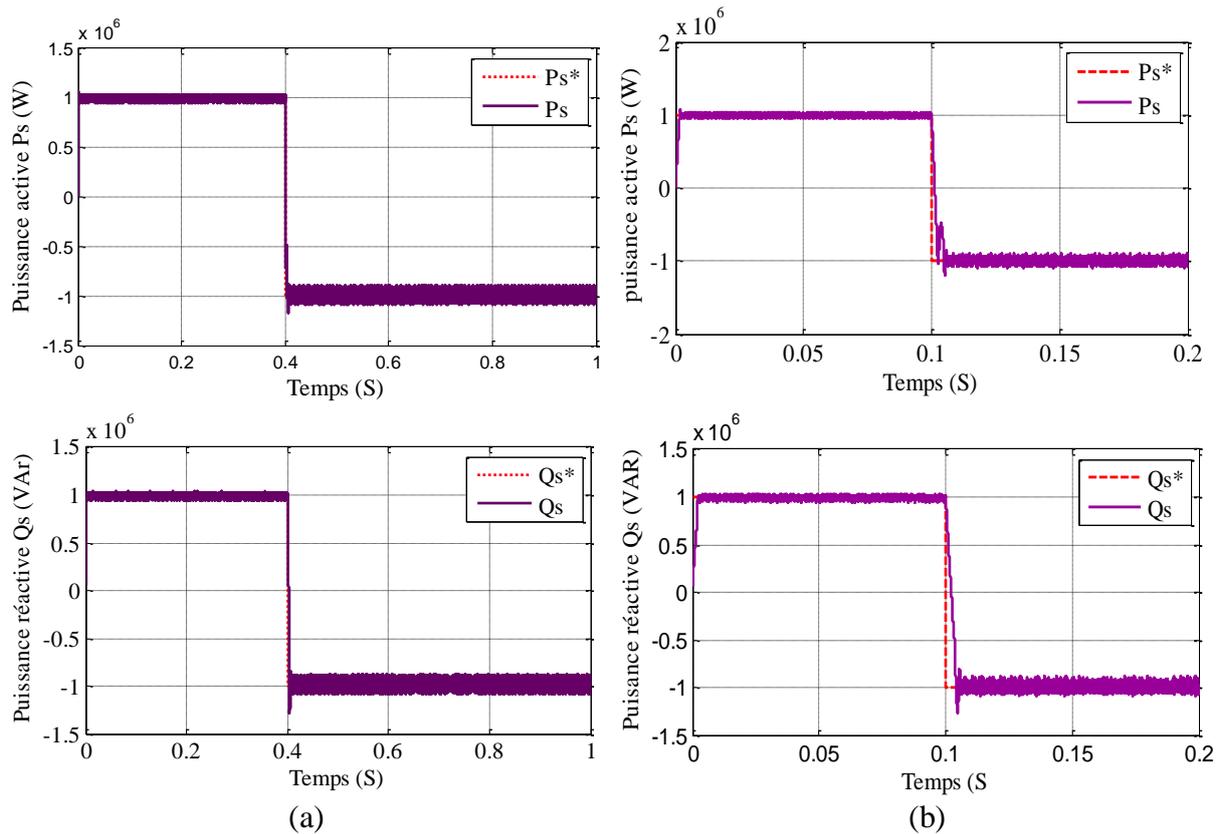
Dans cette section la commande (DPC-SVM) de la GADA a été testée par simulation sous environnement MATLAB/SIMULINK. Deux types de tests ont été appliqués au système de la figure (III.17) afin d'observer le comportement de cette stratégie de contrôle :

- 1- A vitesse du vent fixe (sans contrôle MPPT) ;
- 2- A vitesse du vent variable (avec contrôle MPPT).

On donne l'indice de modulation ( $m=35$ ) et l'indice de réglage ( $r=0.9$ ) pour la technique MLI vectorielle (SVM).

### III.5.2.1 Fonctionnement à vitesse du vent fixe

Dans cet essai, un vent de vitesse fixe de 12m/s est appliqué sur les pales de la turbine éolienne ce qui correspond à un mode hypersynchrone de la GADA. Donc ce premier essai consiste à imposer des échelons de la puissance active et réactive, ce qui nous permet de vérifier le découplage entre les deux puissances de la GADA (figure III.18).



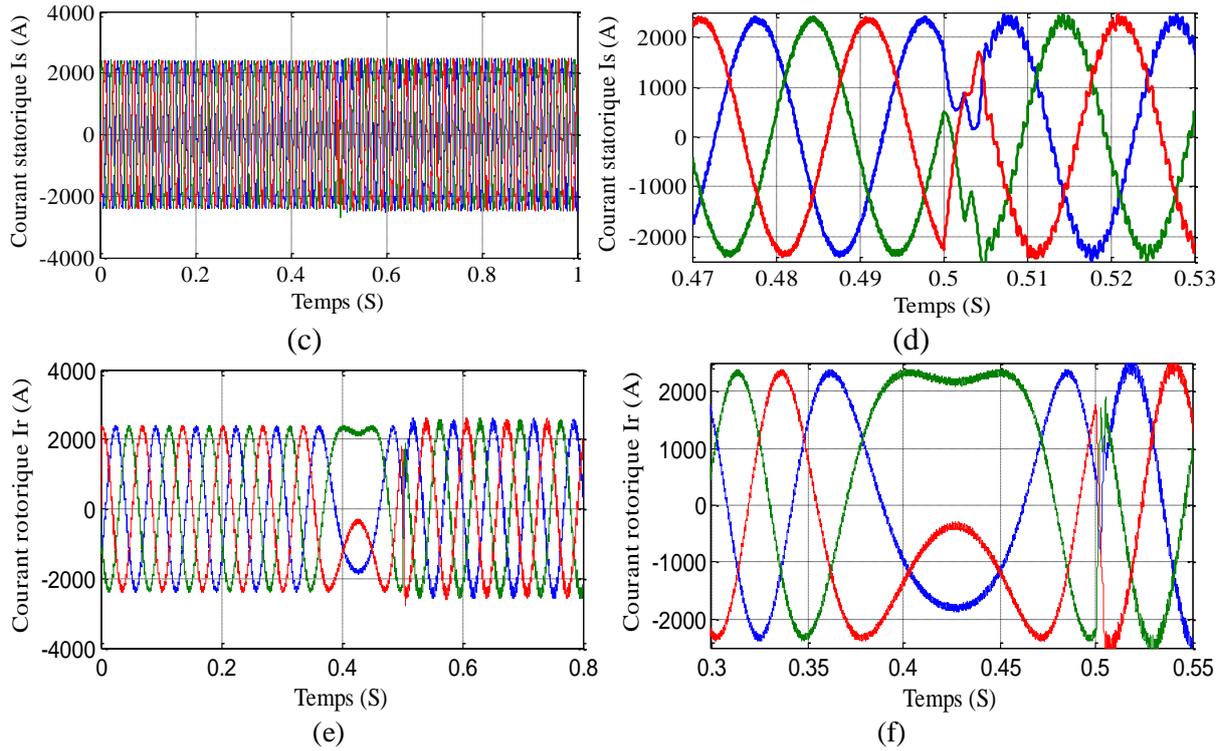
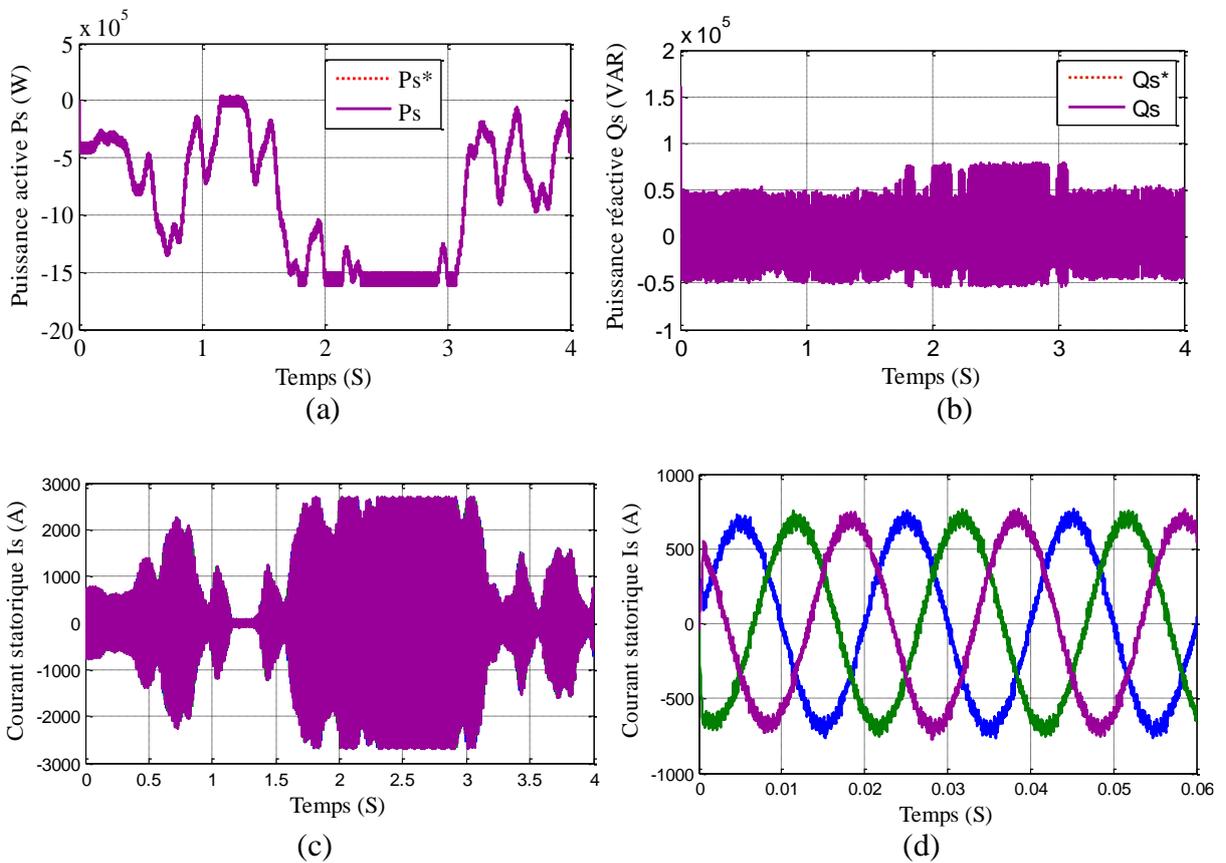


Figure III.18 Résultats de simulation de la DPC-SVM de la GADA.

### III.5.2.2 Fonctionnement à vitesse du vent variable (contrôle MPPT)



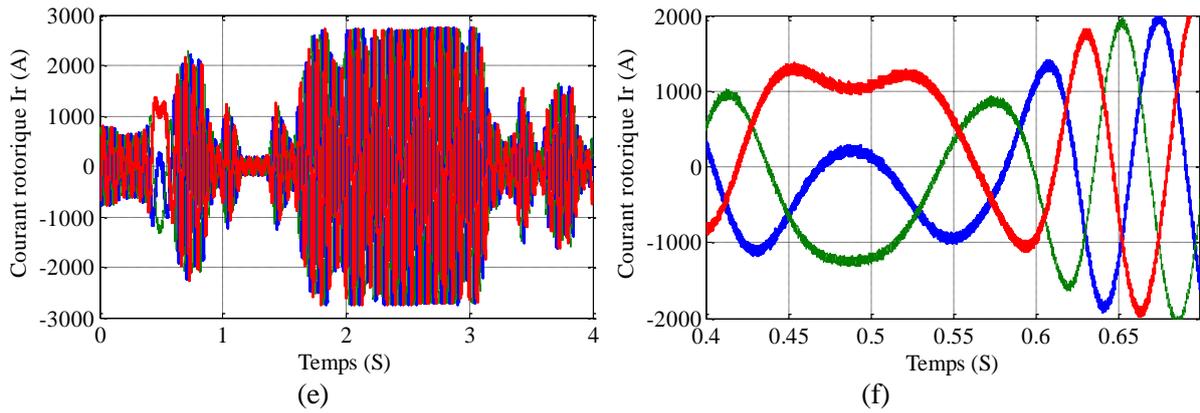


Figure III.19 (DPC-SVM) de la GADA avec contrôle MPPT à FP=1.

Les figures (III.18-a) et (III.18-b), montrent une très bonne réponse de la puissance active et réactive, où celles-ci suivent parfaitement leurs références avec erreur statique presque nulle. Les allures des courants statorique et rotorique dans la figure (III.18-c) et (III.18-e), nous ont donné une idée claire sur la réduction de taux d'harmonique des puissances et des courants injectés par la GADA dans le réseau électrique. Ces courants présentent moins d'ondulations, avec des formes sinusoïdales (figures III.18-d et III.18-f), ceci est dû à la fréquence de commutation fixe imposée aux interrupteurs par la technique SVM.

Dans la figure (III.19), nous observons que la puissance active suit sa référence générée par le bloc MPPT avec une dynamique très rapide et moins d'harmoniques par rapport à la (DPC-C) figure (III.19-a).

La consigne de la puissance réactive ( $Q_s^* = 0 \text{ VAR}$ ), est imposée nulle (figure III.19-b) pour obtenir un facteur de puissance unitaire (FP=1) coté réseau (figure III.19-d). Ces résultats de simulation montrent les hautes performances de la DPC-SVM développée. Les objectifs, à savoir la minimisation des pulsations des puissances et les harmoniques des courants présentés par la commande (DPC-C).

La figure (III.20), expose les résultats obtenus de l'analyse spectrale des courants la stratégie DPC-SVM à savoir le courant statorique (figure III.20-a), et rotorique (figure III.20-b). Ces résultats montrent que la (DPC-SVM) garantit une meilleure qualité de la forme d'onde du courant rotorique, dont le taux de distorsion harmonique (THD) passe de 94.88% pour la (DPC-C) à 70.57 % pour la (DPC-SVM).

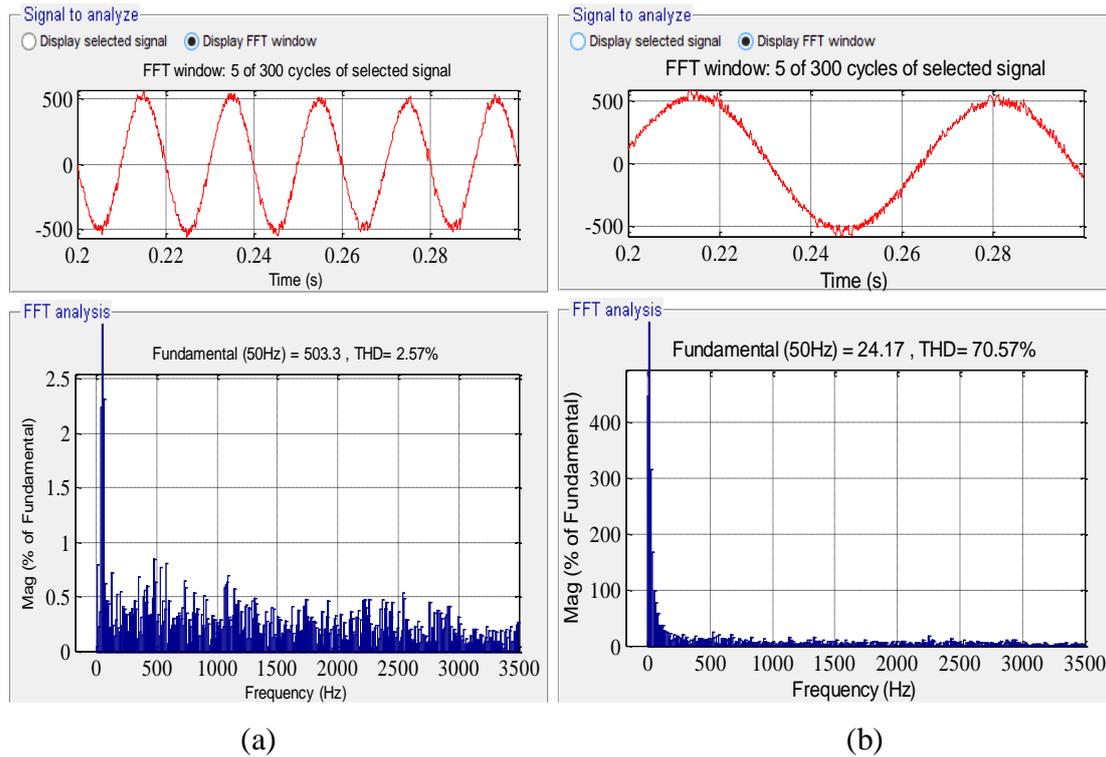


Figure III.20 Analyse harmonique des spectres des courants : (a) phase statorique, (b) phase rotorique

### III.6 Conclusion

Nous avons montré dans ce chapitre l'apport de la loi de commande DPC pour le découplage entre la puissance active et réactive de la GADA. La DPC classique (DPC-C) permet d'obtenir de hautes performances dynamiques avec une structure simple. Elle apporte une solution concrète aux problèmes de robustesse et de dynamique rencontrés dans la structure de commande vectorielle. Cependant, cette stratégie de contrôle en raison de la fréquence de commutation variable, présente l'inconvénient à avoir un THD élevé des courants statoriques injectés dans le réseau électrique.

Afin de fixer la fréquence de commutation des interrupteurs du convertisseur coté GADA « CCG » et dont le but de réduire les ondulations des puissances et les harmoniques des courants délivrés par la GADA au réseau électrique, la technique MLI vectorielle (SVM) a été combinée avec la DPC. Suivant les résultats de simulation obtenus, la DPC-SVM fournit une solution en évitant les inconvénients de la DPC classique (DPC-C). Donc, le but commun de cette stratégie de contrôle a été achevé, à savoir : le prélèvement des courants sinusoïdaux, tout réduisant le taux harmoniques et en garantissant un facteur de puissance unitaire avec un contrôle découplé des puissances active et réactive.

---

# **Chapitre IV :**

**Amélioration des performances de la  
DPC par mode glissant d'ordre 2  
continu**

---

## **IV.1. Introduction**

Dans la formulation de n'importe quel problème de commande, il y a typiquement des anomalies entre le système réel et le modèle mathématique développé pour la conception de contrôle. Cette distinction peut être due à la variation des paramètres de la dynamique du système ou à l'approximation du comportement complexe de système par un modèle. Ceci a mené à un intérêt intense pour l'élaboration des méthodes de contrôle robustes qui cherchent à résoudre ce problème.

Un type de lois de commande robuste, simple à calculer et à mettre en œuvre, même pour des systèmes non linéaires, est la commande par mode glissant. Elle est apparue en Union soviétique pendant les années 60 à partir des travaux sur les commandes à structure variable, c.à.d. des commandes commutant entre plusieurs lois de commande différentes (en général linéaires) en fonction de certains critères [63]. De ce point de vue, une commande par mode glissant se distingue par sa simplicité : le critère de commutation est une surface de glissement divisant l'espace d'état en deux, et les lois de commande dans chaque demi-espace sont des constantes. Cette loi de commande est définie de manière à forcer le système à atteindre un voisinage de la surface de glissement et à y rester, pour tous les modèles de la classe d'incertitudes considérée. Cette commande a 2 principaux avantages. Premièrement, le comportement dynamique du système une fois atteint le voisinage de la surface de glissement est essentiellement conditionné par cette dernière. On dit que le système est en régime glissant. Deuxièmement, ce comportement est non seulement robuste, mais même insensible à la classe d'incertitudes pour laquelle la commande a été réglée.

Cependant, la discontinuité de la commande engendre des oscillations de fréquence élevée une fois atteint le régime glissant, phénomène connu sous le nom de *chattering*. Ce phénomène est le plus grand défaut des commandes par mode glissant, car il peut causer une perte de précision, et surtout une usure prématurée des actionneurs ou du système, en plus de générer un bruit sur des systèmes mécaniques.

Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été développées par les chercheurs afin de réduire ce phénomène [63]. Deux nouvelles méthodes appliquées à la commande en puissances de la GADA intégrée dans un système éolien ont été utilisées dans ce chapitre à pour but d'augmenter les performances de la commande par mode glissant, à savoir ; la minimisation de l'effet du phénomène de *chattering* et l'amélioration de la robustesse du système. La première méthode consiste à utiliser la commande par mode glissant d'ordre 2

connue par ces avantages par rapport à celle classique d'ordre 1, tandis que dans la deuxième, nous nous sommes intéressés par mode glissant d'ordre 2 continu.

Des simulations sont réalisées à la fin du chapitre pour comparer ces méthodes en termes de poursuite de trajectoire et robustesse vis à vis les variations paramétriques.

## **IV.2 Phénomène de broutement " Chattering "**

Un régime glissant idéal nécessite une commande de fréquence de commutation infinie. Évidemment, pour une utilisation pratique, seule une commutation à une fréquence finie est possible, ce qui cause un retard entre la mesure de la sortie et le calcul de la commande, qui peut être amplifié si le système présente naturellement des retards ou des dynamiques négligées. Cela conduit le système à quitter la surface de glissement sans que la commande ne puisse réagir, puis, une fois le signe de la commande inversé, à revenir sur cette surface et passer de l'autre côté, et ainsi de suite. Ainsi, durant le régime glissant, les discontinuités appliquées à la commande peuvent entraîner des oscillations de haute fréquence de la trajectoire du système autour de la surface de glissement. Ce phénomène est appelé broutement ou "Chattering" en anglais. Les principales causes de ce phénomène sont [64]:

- les retards purs en série avec le système en boucle ouverte (retards inhérents au système, échantillonnage, ...);
- les dynamiques non modélisées des capteurs et des observateurs, qui retardent le moment où le régulateur prend conscience qu'il faut inverser la commande;
- les dynamiques non modélisées des actionneurs et autres dynamiques rapides du système, qui retardent le moment où la commande est suffisamment forte pour rapprocher le système de la surface de glissement.

Tous ces phénomènes ont globalement l'effet de retarder l'application effective de la commande permettant de ramener le système sur la surface de glissement à partir du moment où il l'a quitté.

On parle aussi de chattering pour désigner l'oscillation de haute fréquence de la commande (et non plus de la variable de glissement). Une autre cause de chattering, notamment sur la commande, est le bruit de mesure. En effet, une erreur de mesure quand l'état est très proche de la surface de glissement peut entraîner une erreur de signe de la commande, car il se peut que cette dernière croit alors que le système se trouve de l'autre côté de la surface. Ce phénomène est amplifié par la nécessité d'avoir des observateurs ou dérivateurs rapides, donc filtrant peu la mesure.

Les phénomènes de chattering peuvent être si pénalisants que l'utilisation d'une loi de commande par mode glissant peut, dans certaines applications être à proscrire, vu que son utilisation peut dégrader les performances, voire conduire à l'instabilité à cause du chattering sur la sortie. Le chattering de la commande, peut entraîner une usure prématurée des actionneurs ou de certaines parties du système à cause de fortes sollicitations. En excitant les modes propres des dynamiques non modélisées ou des fréquences de résonance du système correspondant aux retards de commutation, cette commande peut provoquer sur les systèmes mécaniques un bruit haut fréquence et des oscillations préjudiciables à leur structure. Sur des systèmes autres que mécaniques, les oscillations engendrées peuvent poser d'autres problèmes (réduction de précision, créations d'ondes électromagnétiques néfastes ou autres ondes amplifiées par le système,...).

### **IV.3 Application de la commande par mode glissant à la GADA**

Compte tenu des généralités mathématiques que nous venons de décrire, il nous faut maintenant les appliquer à notre cas bien précis de la GADA pour obtenir les réponses souhaitées au niveau des variables de sortie.

Comme le comportement des systèmes non linéaire est beaucoup plus complexe que celui des systèmes linéaires, une commande non linéaire est souvent nécessaire pour avoir de meilleures performances. La commande par mode glissant est une des techniques qui s'adapte aussi bien aux systèmes linéaires qu'aux systèmes non linéaires. Les avantages de la commande par mode glissant sont importants, bien connus et appréciés depuis le début des années quatre-vingt [65]. Ce type de commande permet une très haute précision, une bonne stabilité, une simplicité de conception, un temps de réponse très faible et notamment la robustesse.

#### **IV.3.1 Contrôle des puissances active et réactive de la GADA**

Les expressions des surfaces de contrôle des puissances active et réactive ont pour formes [66]:

$$\begin{cases} S_1 = P_s^* - P_s \\ S_1 = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (IV.1)$$

Avec :

$P_s^*$  et  $Q_s^*$  sont successivement les consignes des puissances active et réactive.

La dérivée des surfaces est :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \dot{P}_s \\ \dot{S}_1 = \dot{Q}_s^* - \dot{Q}_s \end{cases} \quad (IV.2)$$

Le système d'équations (VI.2) montre que les puissances active et réactive peuvent être contrôlées respectivement en fonction des courants  $I_{rq}$  et  $I_{rd}$ .

$$\begin{cases} P_s = -\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rq} - \frac{V_s^2}{R_s} + \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ Q_s = -\frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rd} + \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \end{cases} \quad (IV.3)$$

Remplaçant donc dans les équations (VI.2), les puissances  $P_s$  et  $Q_s$  par leurs expressions données par (VI.3), on obtient :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rq} + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ \dot{S}_1 = \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} I_{rd} - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \end{cases} \quad (IV.4)$$

Remplaçons les expressions des dérivées de courants  $I_{rq}$  et  $I_{rd}$ , tirées des équations ((III.17) (chapitre précédent) dans les équations (IV.4), nous trouvons :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ V_{rq} - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] \\ \dot{S}_1 = \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} + \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ V_{rd} - R_r I_{rd} + g \omega_s \left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rq} \right] \end{cases} \quad (IV.5)$$

D'après la théorie du mode glissant, nous remplaçons  $V_{rd}$  et  $V_{rq}$  par  $V_{rd}^n + V_{rd}^{eq}$  et  $V_{rd}^n + V_{rd}^{eq}$  dans les équations (IV.5) :

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ (V_{rq}^n + V_{rq}^{eq}) - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] \\ \dot{S}_1 = \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} + \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[ (V_{rd}^n + V_{rd}^{eq}) - R_r I_{rd} + g \omega_s \left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rq} \right] \end{cases} \quad (IV.6)$$

Durant le mode glissant et en régime permanent, on a :

$$\begin{cases} S_1 = 0, & \dot{S}_1 = 0 \text{ et } V_{rq}^n = 0 \\ S_2 = 0, & \dot{S}_2 = 0 \text{ et } V_{rd}^n = 0 \end{cases} \quad (\text{IV.7})$$

Nous tirons des équations (IV.6), les expressions des commandes équivalentes  $V_{rq}^{eq}$  et  $V_{rd}^{eq}$  :

$$\begin{cases} V_{rq}^{eq} = \frac{L_s}{\omega_s \varphi_s M} \dot{P}_s^* + R_r I_{rq} - \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) g \omega_s I_{rd} + \frac{g \omega_s \varphi_s M}{L_s} + \frac{L_s (V_s^2 - \omega_s^2 \varphi_s^2)}{\omega_s \varphi_s M R_s} \\ V_{rd}^{eq} = -\frac{L_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{\omega_s \varphi_s M} \dot{Q}_s^* + R_r I_{rd} - \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) g \omega_s I_{rq} + \frac{\left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) \varphi_s}{M} \end{cases} \quad (\text{IV.8})$$

Les termes discontinus des tensions  $V_{rd}$  et  $V_{rq}$  sont donnés par le système suivant :

$$\begin{cases} V_{rq}^n = k_1 \cdot \text{sign}(S_1) \\ V_{rd}^n = k_2 \cdot \text{sign}(S_2) \end{cases} \quad (\text{IV.9})$$

$k_1$  et  $k_2$  sont des gains positifs qui seront calculé par la suite.

### IV.3.2 Détermination des paramètres $k_1$ et $k_2$

Ces paramètres sont choisis de façon à :

- Assurer la rapidité de la convergence ;
- Imposer la dynamique en mode de convergence et de glissement ;
- Limiter le courant à une valeur admissible pour un couple maximal.

Si la théorie de stabilité de Lyapunov est utilisée pour assurer l'attractivité et l'invariance de  $S$ , la condition suivante doit être satisfaite :

$$S_1 \cdot \dot{S}_1 < 0 \quad (\text{IV.10})$$

► **Condition 1** : si  $S_1 > 0$  donc  $\dot{S}_1 < 0$

D'après les équations (IV.3) et (IV.5), nous obtenons :

$$\dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)} \cdot \left[ -k_1 - R_r I_{rq} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right] < 0 \quad (\text{IV.11})$$

Donc :

$$k_1 > -\frac{\left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}{g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s}} \left[ \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left( L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \quad (\text{IV.12})$$

► **Condition 2** : si  $S_1 < 0$  donc  $\dot{S}_1 > 0$

D'après les équations (IV.3) et (IV.5), nous obtenons :

$$\dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s \varphi_s M}{L_s} \cdot \frac{1}{\left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right)} \cdot \left[-k_1 - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_s - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s}\right] > 0 \quad (\text{IV.13})$$

Donc :

$$k_1 < - \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s}} \left[ \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \quad (\text{IV.14})$$

À partir de (IV.12) et (IV.14), nous obtenons :

$$k_1 > \left| - \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s}} \left[ \dot{P}_s^* + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} - g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s} \right| \quad (\text{IV.15})$$

En utilisant la définition de la surface  $S_2$  et en suivant les mêmes démarches que pour le calcul du gain  $k_1$ , nous obtenons pour le gain  $k_2$  l'expression suivante :

$$k_2 > \left| \frac{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right)}{g \omega_s \frac{M \varphi_s}{L_s}} \left[ \dot{Q}_s^* - \frac{\omega_s \varphi_s^2}{L_s} \right] - R_r I_{rq} + g \omega_s \left(L_r - \frac{M^2}{L_s}\right) I_{rd} \right| \quad (\text{IV.16})$$

### IV.3.3 Solution par des modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduits pour pallier au problème de chattering tout en gardant les propriétés de convergence en temps fini et de robustesse des commandes par mode glissant classiques. Dans cette approche, le terme discontinu n'apparaît plus directement dans l'expression de la commande synthétisée mais dans une de ses dérivées supérieures ce qui a le mérite de réduire le chattering.

Afin de pallier aux insuffisances et inconvénients de la commande par mode glissant classique (ou d'ordre 1) utilisée dans les sections précédentes pour le contrôle des puissances statoriques de la GADA, une méthode de commande « commande direct de la puissance par mode glissant d'ordre 2 continu (DPC-MG2C) » sera l'objectif de ce présent chapitre, cette méthode dédiée pour l'élimination du phénomène de chattering.

## IV.4 Commande par mode glissant d'ordre 2 de la GADA

### IV.4.1 Modes glissants d'ordre supérieur

Les modes glissants d'ordre supérieur ont été introduit par Emel'yanov [67] et Levantovsky [68]. Ils représentent une extension des modes glissants d'ordre 1 à un degré plus élevé. Cette généralisation conserve la principale caractéristique en terme de robustesse que celle des modes glissants classiques. Ils permettent aussi de réduire leur principal inconvénient : l'effet de chattering au voisinage de la surface de glissement. L'extension des modes glissants d'ordre 1 aux modes glissants d'ordre supérieur est caractérisée par le choix d'une commande discontinue agissant non pas sur la surface de glissement mais sur ses dérivées supérieures.

L'inconvénient principal de la commande par mode glissant d'ordre supérieur réside dans le besoin de connaître les variables d'état et leurs dérivées. Il en résulte alors que pour la synthèse d'un contrôleur par mode glissant d'ordre  $r$ , les fonctions  $S, \dot{S}, \ddot{S}, \dots, S^{(r-1)}$  sont nécessaires [64].

#### IV.4.1.1 Principe de fonctionnement

Le régime glissant standard agit sur la surface de glissement afin de l'annuler. Un régime glissant d'ordre  $r$  (noté  $r$ -glissant) agit sur la surface et ses  $(r-1)$  premières dérivées successives par rapport au temps. L'objectif est de forcer le système à évoluer non seulement sur la surface mais aussi sur ses  $(r-1)$  premières dérivées successives et à maintenir l'ensemble de glissement à zéro :

$$S = \dot{S} = \ddot{S} = \dots = S^{(r-1)} = 0 \quad (\text{IV.17})$$

Où  $r$  désigne le degré relatif du système, qui signifie le nombre minimum de fois qu'il faut dériver la surface, par rapport au temps, pour faire apparaître la commande explicitement.

Il est calculé en déterminant les dérivées successives de  $S$  [68] :

$$\begin{cases} r = 1, i. e., \frac{\partial}{\partial u} S \neq 0 \\ r \geq 2, i. e., \frac{\partial}{\partial u} S^i = 0 (i = 1, \dots, r - 1) \frac{\partial}{\partial u} S^r \neq 0 \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

Afin de conserver la caractéristique d'atténuation de chattering tout en limitant le nombre de capteurs nécessaires pour la mise en œuvre de la commande, dans notre étude, nous nous sommes limités au mode glissant d'ordre 2.

#### **IV.4.1.2 Commande par mode glissant d'ordre 2**

Le but de ce type de contrôleurs est de générer un régime glissant du second ordre sur une surface  $S$  par l'annulation de  $S$  elle-même ainsi que de sa dérivée  $\dot{S}$  un temps fini ( $S = \dot{S} = 0$ ).

La caractéristique principale de cette stratégie est que la partie discontinue apparaît sur la dérivée de la commande. Finalement lorsque l'on fait le calcul de la commande du système  $u = \int \dot{u}$ , elle devient continue limitant ainsi le phénomène de chattering.

##### **❖ L'algorithme du Super-Twisting**

L'algorithme du Super-Twisting figure parmi les algorithmes de mode glissant d'ordre 2 les plus utilisés. Cet algorithme ne s'applique qu'aux systèmes de degré relatif 1. Son intérêt réside dans la réduction du chattering, dû à la continuité du signal de commande.

Cette commande se décompose en un terme algébrique (non dynamique) et un terme intégral. On peut donc considérer cet algorithme comme une généralisation non linéaire d'un PI [69].

L'algorithme du Super-Twisting, à l'instar des autres algorithmes de la même catégorie, nécessite uniquement l'information sur  $S$  et entraîne l'annulation de celle-ci et  $\dot{S}$  un temps fini. Il permet aussi de construire un dérivateur appelé généralement différenciateur exact [64].

La convergence de cet algorithme est régie par des rotations autour de l'origine du diagramme de phase (appelées aussi Twisting), comme illustré par la figure (IV.1). La loi de commande du Super-Twisting est formée de deux parties. La première  $u_1$  est définie par sa dérivée par rapport au temps, tandis que la deuxième  $u_2$  est continue et en fonction de la variable de glissement. Pour un mode glissant réel, la loi de commande sera donnée par [61]:

$$\begin{cases} u_{dis} = -u_1 - u_2 \\ \dot{u}_1 = \alpha \cdot \text{sign}(S), u_2 = \beta \cdot |S|^{(0.5)} \cdot \text{sign}(S) \end{cases} \quad (\text{IV.19})$$

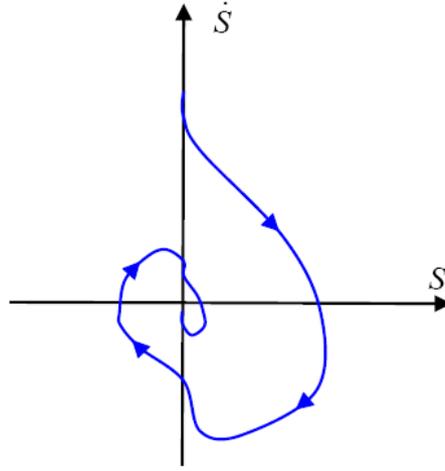


Figure IV.1 Convergence en temps fini de l'algorithme du Super-Twisting.

#### IV.4.2 Commande par mode glissant d'ordre 2 des puissances de la GADA

La stratégie de commande proposée est basée sur l'algorithme *supertwisting* défini dans la section précédente [70]. Cette stratégie a été utilisée dans certaines applications spécifiques, mais son exploitation dans le contrôle de systèmes à énergie renouvelables, et en particulier les génératrices, est récent.

Dans ce cadre, nous considérons les surfaces définies par les équations (IV.1) :

$$\begin{cases} S_1 = P_s^* - P_s \\ S_2 = Q_s^* - Q_s \end{cases} \quad (IV.20)$$

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{P}_s^* - \frac{\omega_s \Psi_s M}{L_s} \dot{I}_{rq} + \frac{V_s^2}{R_s} - \frac{\omega_s^2 \varphi_s^2}{R_s} \\ \ddot{S}_1 = Y_1(t, x) + \Lambda_1(t, x) \cdot V_{rq} \end{cases} \quad (IV.21)$$

Où  $Y_1(t, x)$ ,  $Y_2(t, x)$ ,  $\Lambda_1(t, x)$  and  $\Lambda_2(t, x)$  sont des fonctions incertains qui satisfont [71]:

$$\begin{cases} Y_1 > 0, |Y_1| > \lambda_1, 0 < K_{m1} < \Lambda_1 < K_{M1} \\ Y_2 > 0, |Y_2| > \lambda_2, 0 < K_{m2} < \Lambda_2 < K_{M2} \end{cases} \quad (IV.22)$$

En se basant sur l'algorithme de *supertwisting* introduit par Levant dans [71-72], la commande par mode glissant d'ordre 2 proposée contient deux parties :

$$V_{rq} = v_1 + v_2 \quad (IV.23)$$

Avec :

$$\begin{cases} \dot{v}_1 = -k_1 \cdot \text{sign}(S_1) \\ v_2 = -l_1 \cdot |S_1|^\rho \cdot \text{sign}(S_1) \end{cases} \quad (\text{IV.24})$$

$$V_{rq} = w_1 + w_2 \quad (\text{IV.25})$$

Avec :

$$\begin{cases} \dot{w}_1 = -k_2 \cdot \text{sign}(S_2) \\ w_2 = -l_1 \cdot |S_2|^\rho \cdot \text{sign}(S_2) \end{cases} \quad (\text{IV.26})$$

### **IV.4.3 Commande par mode glissant d'ordre 2 continu (MG2C)**

Le phénomène de chattering est présent un grand problème de la commande par mode glissant standard, il a des effets nuisibles sur la génératrice GADA car la commande discontinu peut provoquer une surchauffe des bobines et exciter une dynamique à haute fréquence non modélisée [73]. Certaines solutions ont été proposées pour éviter cet inconvénient [74-75]. L'idée principale était d'ajuster la dynamique dans la petite région de la surface de discontinuité afin d'éviter les discontinuités réelles tout en préservant les principales caractéristiques de l'ensemble du système. Notre approche de la commande par mode glissant d'ordre supérieur (CMGS) basée essentiellement d'agir sur les dérivées temporelles d'ordre supérieur de la déviation du système par rapport à la contrainte, au lieu d'influencer sur la première dérivée de déviation telle qu'elle se produit dans les modes de glissement standard [76-77]. En plus de maintenir les principaux caractéristiques de la technique originale, ils réduisent l'effet de chattering et présentent une précision encore plus grande dans la mise en œuvre pratique. Ces régulateurs ont été utilisés dans de nombreux travaux de recherche au cours des deux dernières décennies [78-79].

Un problème majeur rencontré lors de l'implémentation de l'algorithme (CMGS) est la nécessité d'augmentation des informations. En fait, la connaissance de  $\dot{S}, \ddot{S}, \dots, S^{(n-1)}$  est nécessaire pour la réalisation d'un régulateur d'ordre n. Parmi tous les algorithmes proposés pour le (CMGS), l'algorithme de superwisting est une exception qui nécessite uniquement des informations sur la surface de glissement [80].

Par conséquent, cet algorithme a été utilisé pour la stratégie de commande proposée. Avec cet algorithme, la stabilité peut être justifiée pour tous les régulateurs (MG2).

L'utilisation de la commande par mode glissant d'ordre deux continu (MG2C) est convient bien la régulation de la générateur GADA car elle présente les caractéristiques souhaitées, telles que la robustesse face aux incertitudes. Il peut également réduire le chattering et offre de meilleures caractéristiques transitoires que l'autre mode glissant d'ordre supérieur [81].

La loi de commande est donnée par l'équation suivante [82]:

$$u(t) = -l_1 |S|^{a_1} \text{sgn}(S) \cdots -l_n |S^{(n-1)}|^{a_n} \text{sgn}(S^{(n-1)}) - v \quad (\text{IV.27})$$

Où  $v$  est défini par (IV.28)- (IV.29) et les scalaires  $a_1, a_2, \dots, a_n$  satisfait (IV.30). De plus,  $l_1, l_2, \dots, l_n$  sont des coefficients scalaires définis de telle sorte que le polynôme d'ordre  $n$ ,  $p^n + l_n p^{n-1} + \dots + l_2 p + l_1$ , soit Hurwitz.

$$v(t) = k \cdot |S|^{1/2} \text{sgn}(S) + v_1(t) \quad (\text{IV.28})$$

$$\dot{v}_1(t) = \alpha \cdot \text{sgn}(S) \quad (\text{IV.29})$$

$$a_{i-1} = \frac{a_i a_{i-1}}{2a_{i+1} - a_i}, i = 2, \dots, n \quad (\text{IV.30})$$

avec  $a_{n+1} = 1$  and  $a_n = a$ .

#### **IV.4.3.1 La commande DPC-MG2C de la GADA**

La DPC-MG2C consiste à décrire la méthode dans laquelle les contrôles des puissances actives et réactives instantanées de la GADA sont directement contrôlés, sans passer par l'étape intermédiaire qui utilise des régulateurs de courant comme dans le contrôle orienté sur le champ. Dans la (DPC-C), la puissance active du stator est contrôlée par la tension directe de l'axe  $V_{dr}$ , tandis que la puissance réactive est contrôlée à l'aide de la tension en quadrature de l'axe  $V_{qr}$ .

La stratégie proposée (DPC-MG2C), conçue pour commander la puissance active et réactive du système GADA, est illustrée à la figure (IV.2) [83].

Les régulateurs des puissances actives et réactives par mode glissant ordre deux continu sont conçus pour modifier respectivement les tensions des axes  $d$  et  $q$  ( $V_{dr}^*$  et  $V_{qr}^*$ ) comme dans les relations (IV.31) et (IV.32).

$$V_{dr}^* = -l_1 |S_{ps}|^{a_1} \text{sign}(S_{ps}) - k_1 \cdot \text{sign}|S_{ps}|^{1/2} + \int \alpha \cdot \text{sign}(S_{ps}) \quad (\text{IV.31})$$

$$V_{qr}^* = -l_1 |S_{qs}|^{a_1} \text{sign}(S_{qs}) - k_2 \cdot \text{sign}|S_{qs}|^{1/2} + \int \alpha \cdot \text{sign}(S_{qs}) \quad (\text{IV.32})$$

Où l'erreur de la puissance active du stator  $S_{ps} = P_s^* - P_s$  et l'erreur de puissance réactive du stator  $S_{qs} = Q_s^* - Q_s$  sont les variables glissantes, et les gains constants  $k1$  et  $k2$  doivent vérifier les conditions de stabilité.

#### **IV.4.3.2 Stabilité et choix de gain DPC-MG2C**

On suppose qu'un système dynamique avec l'entrée  $u$ , la position  $x$  et la sortie  $y$  puisse être donné comme suit.

$$\frac{dx}{dt} = a(x, t) + b(x, t)u, \quad y = c(x, t) \quad (\text{IV.33})$$

Le grand problème de la commande, est de déterminer la fonction d'entrée  $u = f(y, \dot{y})$  ou on peut forcer les trajectoires du système au point initial  $y = \dot{y} = 0$  en phase du plan dans un temps limité.

L'entrée  $u$  est définie comme étant une nouvelle variable d'état dans laquelle la commande de commutation est appliquée à sa dérivée temporelle. Et la sortie  $y$  est commander par un régulateur (MG2C), avec la variable glissante  $S = y^* - y$ .

Ce type de contrôle n'utilise pas la dérivée de la variable glissante. Les relations (IV.31) et (IV.32) imposent comme condition suffisante de la convergence vers la surface de glissement et de la stabilité, pour que les gains soient suffisamment importants [81-14].

$$k_1 > \frac{A_M}{B_m}, \quad k_2 \geq \frac{4A_M}{B_m^2} \cdot \frac{B_M(K_1 + A_M)}{B_m(K_1 - A_M)} \quad (\text{IV.34})$$

Où  $A_M \geq |A|$  et  $B_M \geq B \geq B_m$  : sont les limites supérieures et inférieures de A et B dans la seconde dérivée de  $y$ .

$$\frac{d^2 y}{dt^2} = A(x, t) + B(x, t) \frac{du}{dt} \quad (\text{IV.35})$$

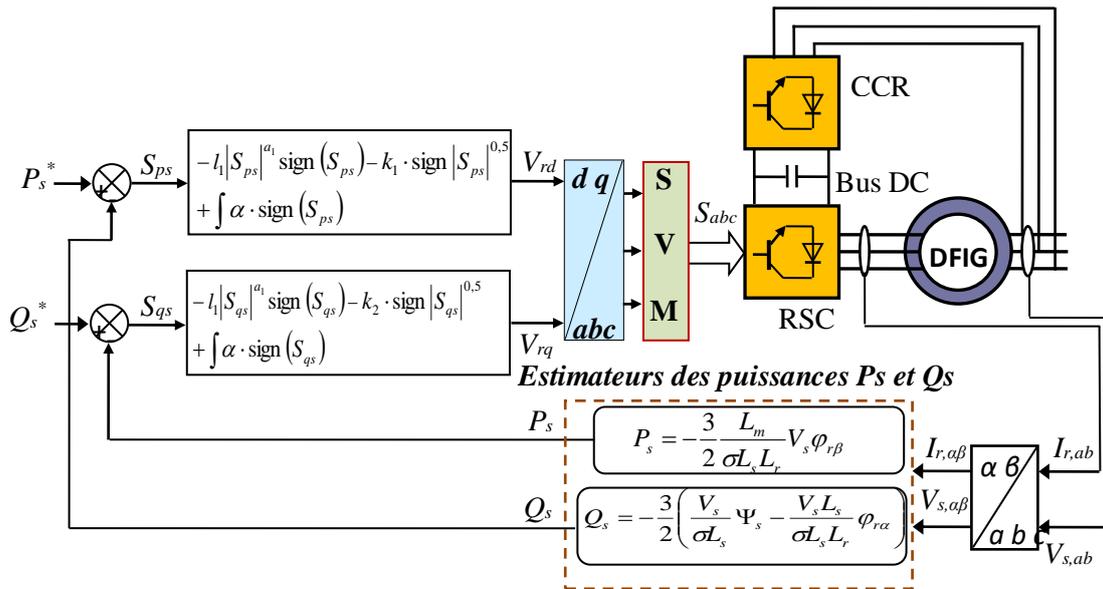


Figure IV.2 Schéma bloc de la GADA basé sur la commande DPC-MG2C

## IV. 5 Résultats de simulations

Dans cette session, nous allons présenter les résultats de simulation par le logiciel Matlab/Simulink de la commande DPC par mode glissant d'ordre 2 continu de la GADA. Une comparaison de cette dernière avec la commande par (DPC-PI), mode glissant d'ordre 1 classique et celui d'ordre 2 est élaborée dans cette session. Les paramètres de la machine utilisée dans la simulation sont similaires à ceux utilisés dans le chapitre précédent.

### IV.5.1 Simulation du contrôle des puissances statoriques de la GADA

Ce paragraphe va permettre de tester et de comparer par simulation, les performances des différents régulateurs étudiés utilisés et appliqués au modèle de la machine présenté au chapitre 3. Deux tests ont été effectués, à savoir : suivi de consigne et robustesse vis-à-vis les variations paramétriques.

#### IV.5.1.1 Suivi des consignes de régulation

Le premier essai consiste à réaliser des échelons des puissances active et réactive alors que la machine est entraînée à vitesse fixe.

L'objet principal de ce test est l'étude et la comparaison du comportement des quatre types de contrôles (DPC-PI, DPC-MG1, DPC-MG2 et DPC-MG2C) utilisés dans ce chapitre vis-à-vis le suivi de consignes de régulation proposées et l'effet du phénomène de chattering sur la qualité du courant sortant des enroulements statorique de la GADA.

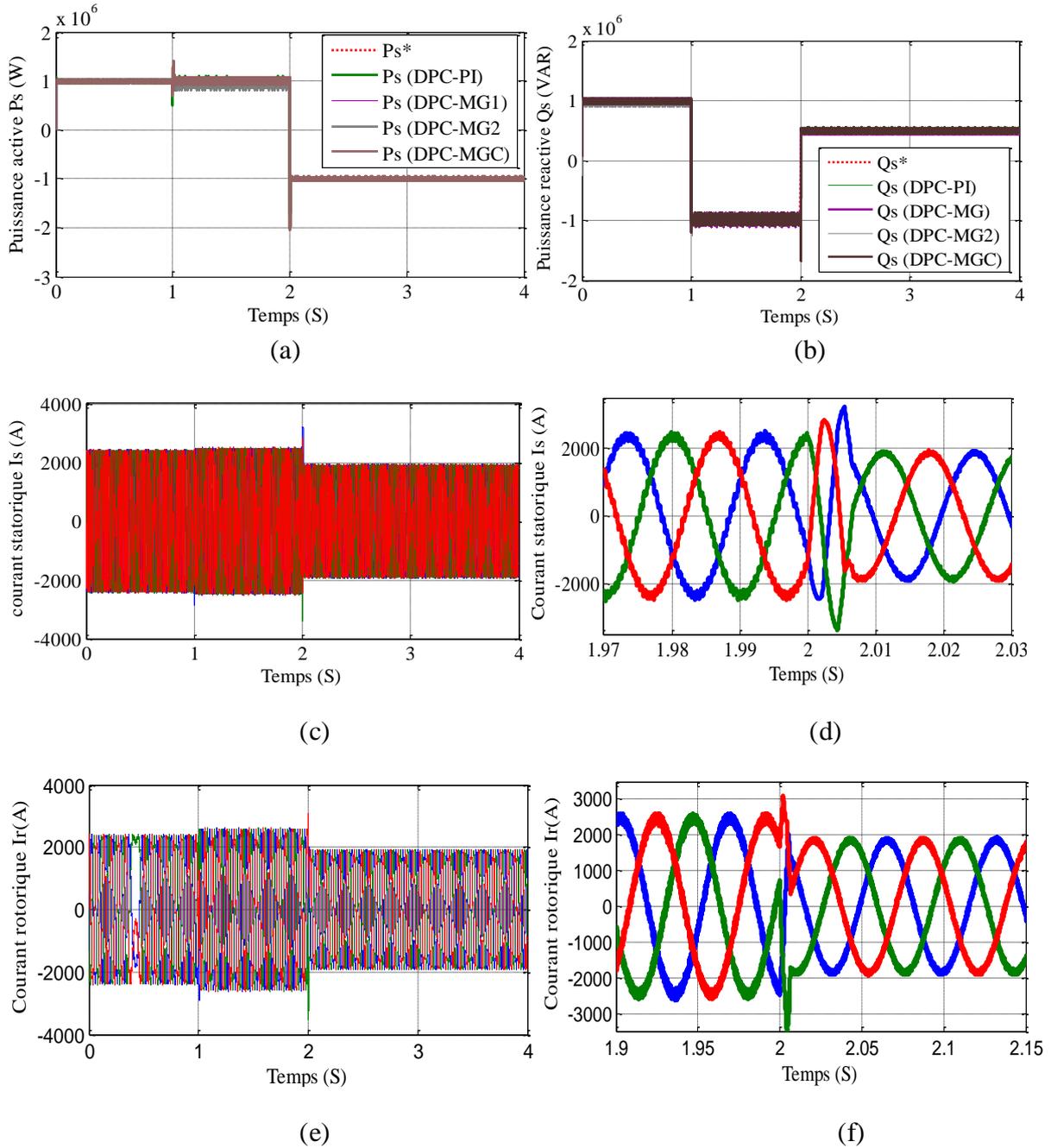
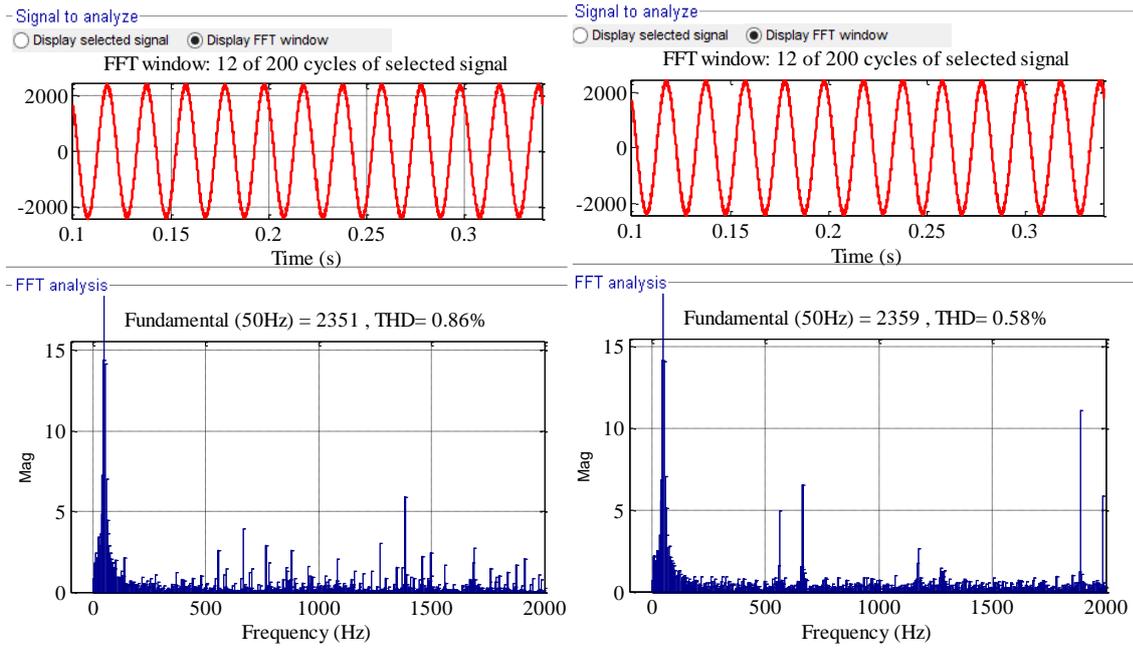


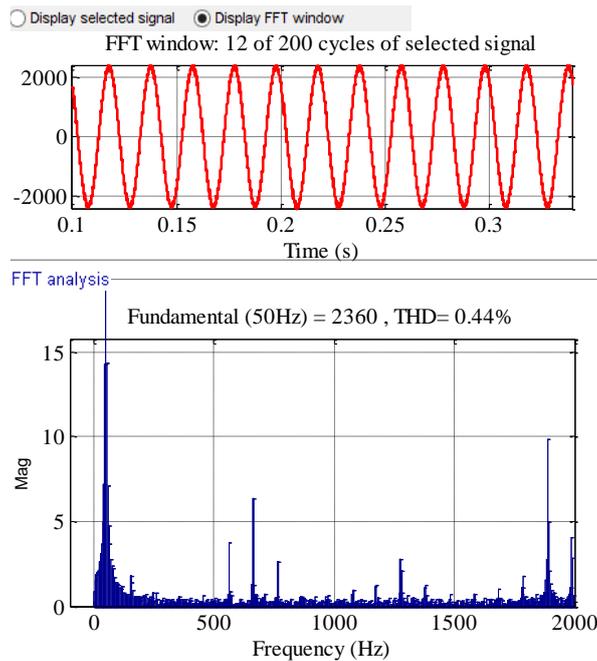
Figure IV.3 Commande par mode glissant en puissances de la GADA (Test de suivi de consignes).

Les résultats de simulation obtenus sont montrés par les figures (IV.3-a et IV.3-b). Comme le montre ces figures, on remarque pour les quatre types de contrôleurs utilisés que les puissances active et réactive mesurées suivent parfaitement leurs références. Par ailleurs, les résultats obtenus par les figures (IV.3-c, d, e et f). Montrent que les courants statoriques et rotoriques de phases ont des formes presque sinusoïdales, ce qui signifie qu'une énergie de bonne qualité est fournie au réseau. Nous pouvons donc considérer que les quatre types de contrôleurs ont de bonne performance vis-à-vis ce test.



(a)

(b)



(c)

(a) : DPC-MG1, (b) : DPC-MG2 et (c) : DPC-MGC

Figure IV.4 Spectre d'harmonique d'une phase du courant statorique pour :

D'un autre côté, on remarque d'après la figure (IV.24) qui illustre les spectres d'harmoniques d'une phase du courant statorique de la GADA des trois types de contrôleurs, obtenu en utilisant la transformée de fourrier rapide (FFT) que le taux d'harmonique (THD) est réduit pour le contrôleur (DPC-MG2C) (THD = 0.44 %) comparé au contrôleur (DPC-

MG1) (THD = 0.86 %) et celui du (DPC-MG2) (THD = 0.58 %). Ces résultats nous permettent de conclure que le contrôleur adopté (DPC-MG2C) est le plus efficace vis-à-vis la réduction du phénomène de chattering par rapport aux autres contrôleurs.

#### IV.5.1.2 Test de robustesse de la (DPC-MG2C)

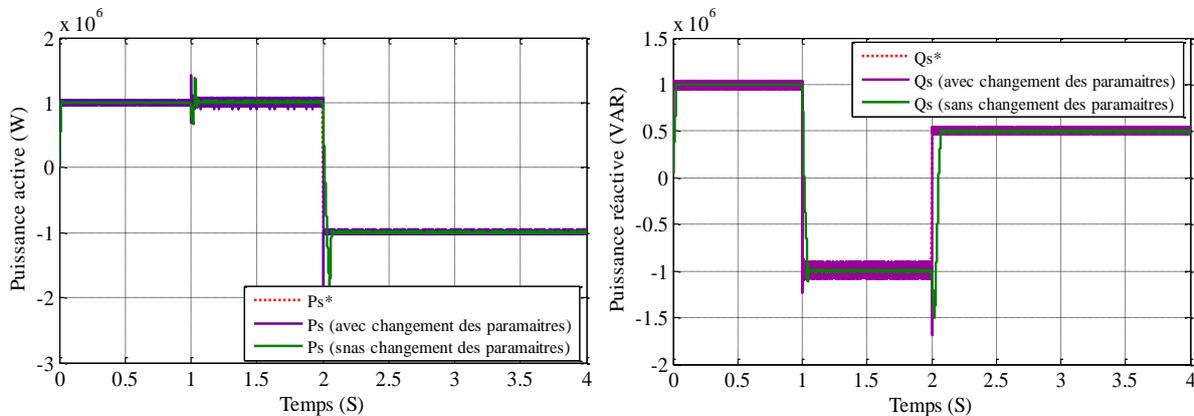
Dans le but de tester la robustesse des trois stratégies de contrôle (DPC-PI, DPC-MG1 et DPC-MG2) avec celle proposée (DPC-MG2C) dans ce chapitre, nous avons également étudié l'influence des variations paramétriques sur les performances de la régulation.

L'essai de robustesse consiste à faire varier les paramètres du modèle de la GADA utilisée.

La robustesse des méthodes de commande suite au changement des paramètres de la GADA est testée par les conditions suivantes :

- Résistances  $R_s$  et  $R_r$  multipliées par 2 ;
- Inductances  $L_s$ ,  $L_r$  et  $M$ , divisées par 2 ;
- La vitesse mécanique est supposée fixe et égale à sa valeur nominale.

Les résultats de simulation obtenus sont illustrés sur les figures (IV.31) et (IV.32).



**Figure IV.5 Puissances active et réactive obtenues de la commande par la DPC-MG2C de la GADA (avant et après les variations paramétriques).**

D'après ces résultats, on peut remarquer que la méthode de commande (DPC-MG2C) que la consigne de puissance sont toujours suivie par la génératrice, aussi bien pour la puissance active que pour la puissance réactive (figure IV.5). Cependant nous constatons que les variations paramétriques ont engendré une légère augmentation de l'erreur statique sur les courbes de puissance active obtenues par les quatre méthodes, par contre, ces variations ont présenté un effet considérablement faible sur les courbes de la puissance réactive (figure IV 6).

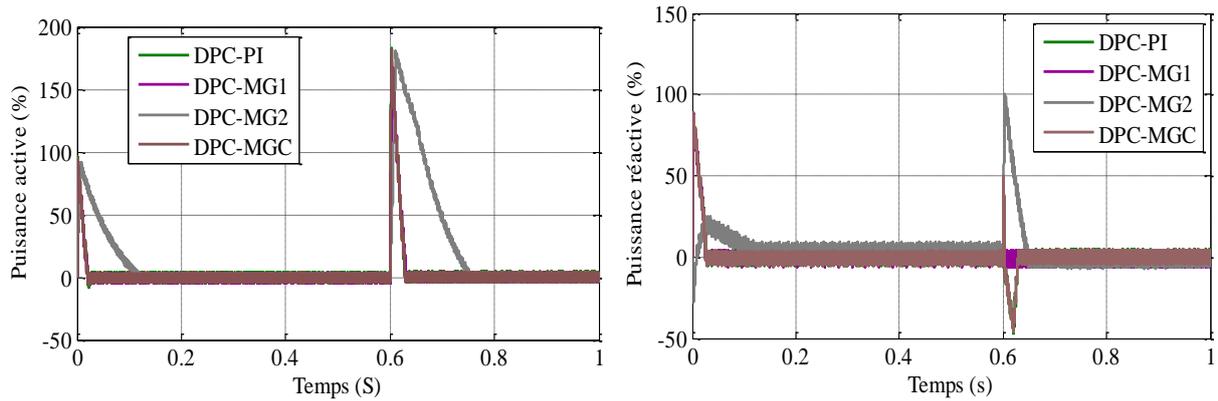


Figure IV.6 Comparaison des écarts sur les puissances actives et réactives des trois méthodes de commande par mode glissant (SMC, SOSMC et FSOSMC) de la GADA (test de robustesse).

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons développé une méthode de commande à savoir : la commande directe de la puissance par mode glissant d'ordre supérieur contenu (DPC-MG2C) pour la commande de la génératrice asynchrone à double alimentation utilisée dans un système éolien. Pour cette raison, nous avons établi une synthèse de quatre contrôleurs, un contrôleur PI qui a servi de référence de comparaison, un contrôleur par mode glissant d'ordre 1, un contrôleur par mode glissant d'ordre 2 et un contrôleur par mode glissant d'ordre 2 continu.

Le but de ces régulateurs est d'assurer un contrôle robuste de l'échange des puissances actives et réactive entre le stator de la machine et le réseau en modifiant l'amplitude et la fréquence des tensions rotoriques. Les techniques employées ont été testés à la fin de ce chapitre par simulations numériques tel qu'il a été observé que les nouvelles méthodes utilisées dans le but de l'amélioration des performances de la commande par mode glissant d'ordre 1 ont réussi à donner les résultats souhaités représentés par la minimisation du phénomène de chattering dans les grandeurs commandées tout en gardant les qualités et les performances désirées du système.

---

# **Chapitre V :**

**Intégration du système hybride dans un  
réseau de distribution**

---

## V.1 Introduction

Le développement durable et les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui l'intérêt de plusieurs équipes de recherche. Le développement des systèmes d'énergie hybrides éolienne/photovoltaïque représente un grand investissement dans le domaine de la recherche technologique. Ces systèmes qui produisent de l'énergie électrique à partir du vent et du soleil peuvent constituer une alternative technologique et économique aux différentes sources d'énergies épuisables.

Notre étude porte sur la mise en équations des composants d'un système photovoltaïque (PV), à cet effet nous donnerons la modélisation des composants d'un système photovoltaïque à savoir ; le générateur PV et le convertisseur DC-DC. Après, nous allons intéresser à l'établissement d'une commande MPPT du système PV. Une validation du dispositif global (Système PV + commande MPPT) sera réalisée par simulation numérique.

Par la suite, on s'intéresse particulièrement à l'étude et la commande d'un système d'énergie hybride totalement renouvelable sans unité de stockage raccordé au réseau HTA. Le système choisi combine les deux types d'énergie renouvelable à savoir : l'énergie éolienne et photovoltaïque.

## V. 2 La conversion photovoltaïque.

### V.2.1 Modélisation du générateur photovoltaïque (GPV)

Les études effectuées ont conduit au développement de nombreux modèles de générateurs, parmi lesquels celui schématisé sur la figure suivante [84]:

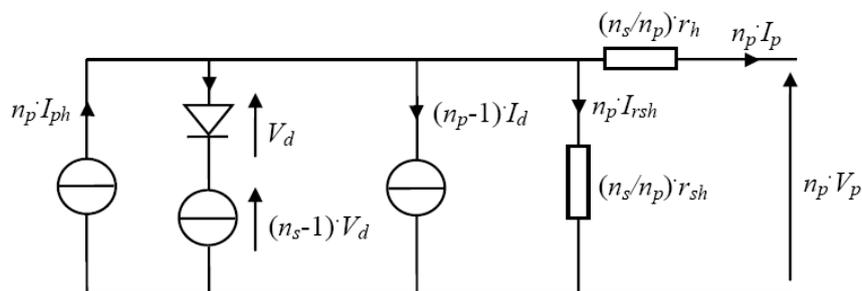


Figure V.1 Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.

L'équation donnant la caractéristique courant-tension  $I(V)$  d'un GPV peut être décrite comme suit :

$$I_g = I_{ph,g} - I_{d,g} - I_{rsh,g} \quad (V.1)$$

Avec :

$$I_g = n_p \cdot I_p \quad (V.2)$$

$$I_{ph,g} = n_p \cdot I_{ph} \quad (V.3)$$

$$I_{rsh,g} = n_p \cdot I_{rsh} \quad (V.4)$$

$$V_g = n_p \cdot V_p \quad (V.5)$$

$$V_{d,g} = n_s \cdot V_d \quad (V.6)$$

$$r_{s,g} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s \quad (V.7)$$

$$r_{sh,g} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh} \quad (V.8)$$

$$I_g = I_{ph,g} - I_{s,g} \left[ \exp \left( \frac{q \cdot (V_g + r_{s,g} \cdot I_g)}{A \cdot K \cdot n_s \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{V_g + r_{s,g} \cdot I_g}{r_{sh,g}} \quad (V.9)$$

### V.2.2 Connexion indirecte GPV-charge par le biais d'un étage d'adaptation:

Lors de la construction d'un système PV, l'une des préoccupations majeures de conception est de trouver l'adaptation optimale entre les caractéristiques électriques des modules solaires, batteries et charge électrique. Une telle adaptation peut être aisément obtenue si la courbe de charge pouvait suivre les points du réseau de caractéristiques I-V des modules PV pour lesquels la puissance délivrée par ces modules devient maximum. La puissance maximale produite par les modules PV varie en fonction des fluctuations du rayonnement solaire. Par conséquent, la charge devra être reliée aux modules PV par le biais d'un convertisseur MPPT qui puisse suivre les PPM [85].

On constate que la pente en tout point de la caractéristique I-V du générateur est négative. Autrement dit, l'impédance différentielle  $Z_d = \frac{dv}{di}$  du GPV est toujours négative de part et d'autre du PPM. En ce dernier point de fonctionnement optimal, où la pente de la caractéristique P-V devient nulle, cette impédance vaut :

$$Z_{d \text{ opt}} = \frac{dv}{di} = -\frac{V_{opt}}{I_{opt}} \quad (V.10)$$

Alors, seule une charge dont la caractéristique passe par le point  $(V_{opt}, I_{opt})$  permet d'extraire la puissance optimale. La valeur de cette charge vaut alors :

$$R_{opt} = \frac{V_{opt}}{I_{opt}} = f(G, T) \quad (V.11)$$

L'utilisation optimale  $R_{opt}$  consiste alors à ce que la charge conserve à chaque instant sa valeur optimale lorsque les conditions varient. Dans le cas général, il y a peu de chance pour que la charge réelle suive naturellement ces variations. Il y a donc lieu d'effectuer en permanence l'adaptation d'impédance nécessaire en insérant, entre le générateur et la charge électrique, un dispositif adaptateur d'impédance comme illustré dans la figure (V.2). Il est présenté deux cas de figures (a) et (b), dans la première, la commande MPPT utilise les paramètres d'entrées [86-87-88], et dans la seconde, la poursuite du PPM est basée sur les paramètres de sorties. La dernière structure est généralement conçu pour des systèmes ayant comme charge une batterie [89-90].

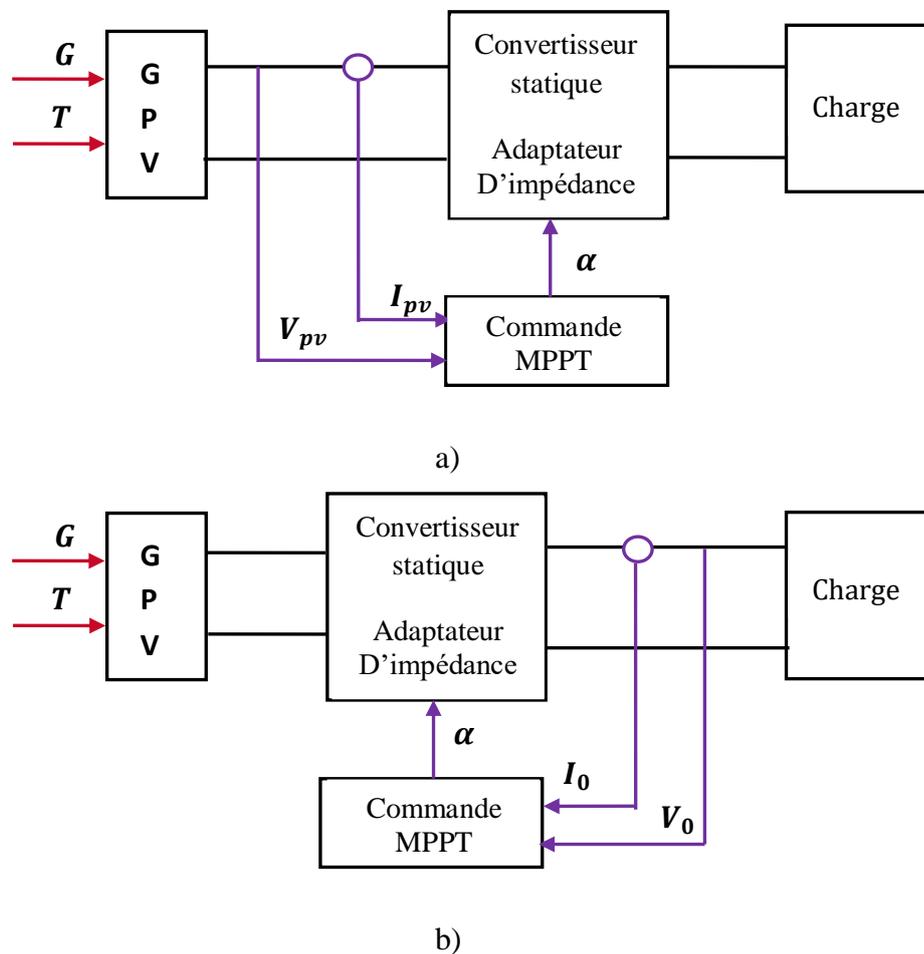


Figure V.2 Principe de l'adaptation d'impédance par MPPT

a) En utilisant les paramètres d'entrés

b) En utilisant les paramètres de sorties

Ces adaptateurs d'impédance sont des convertisseurs DC-DC avec les différentes topologies possibles. On s'intéresse juste aux hacheurs sans isolation galvanique qui sont dépourvus de transformateur tels que : hacheur survolteur ou élévateur de tension (Boost),

### V.2.2.1 Convertisseur DC / DC (Boost)

Le but principal du convertisseur DC / DC (boost) est de convertir l'entrée DC du PV en une sortie DC plus élevée. Le suivi du point de puissance maximale est assuré par utilisation du convertisseur DC / DC pour régler la tension PV au point de puissance maximale. La topologie du boost est utilisée pour augmenter l'entrée basse tension du PV. Un convertisseur de type élévateur augmente la tension PV à la haute tension nécessaire à l'onduleur.

La figure (V.3) représente le convertisseur boost. La tension d'entrée DC est en série avec une inductance L qui agit comme une source de courant. Un interrupteur T est en parallèle avec la source de courant qui s'ouvre et se ferme périodiquement, fournissant l'énergie de l'inductance et de la source pour augmenter la tension de sortie moyenne.

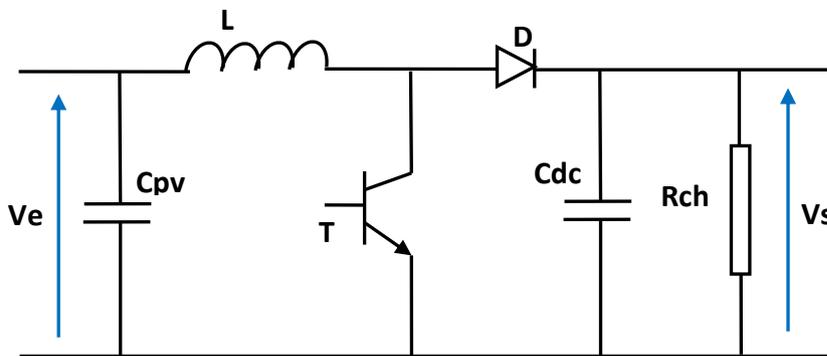


Figure V.3 Topologie du convertisseur Boost

Le rapport de tension pour un convertisseur élévateur est dérivé sur la base de l'intégrale de temps de la tension d'inductance égale à zéro sur la période de commutation. Le rapport de tension est équivalent au rapport de la période de commutation sur le temps d'arrêt de l'interrupteur [91].

$$\frac{V_0}{V_e} = \frac{T}{t_{off}} = \frac{1}{1-D} \quad (V.12)$$

Le condensateur  $C_{dc}$  est suffisamment grand pour maintenir la tension de sortie constante et l'inductance fournit l'énergie qui permet de augmenter la tension aux bornes de la charge, lorsque l'interrupteur est ouvert.

Le rapport cyclique ( $D$ ) du régulateur MPPT contrôle le commutateur du convertisseur élévateur  $T_1$  via un signal de commande par modulation de largeur d'impulsion. La figure (V.4) montre le convertisseur boost DC / DC avec les commutateurs idéaux ouverts.

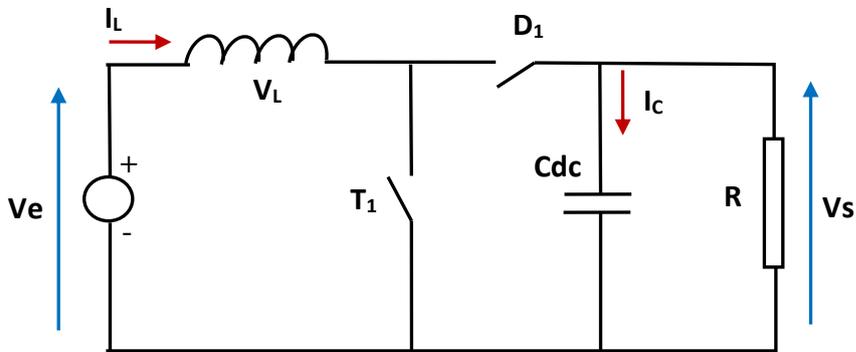


Figure V.4 Schéma de principe du convertisseur Boost

Sur la figure (V.5), l'interrupteur  $T_1$  est fermé et  $D_1$  est ouvert, le circuit est divisé en deux parties différentes: source charge l'inductance à gauche tandis que à la droite le condensateur qui sert à maintenir la tension de sortie via l'énergie stockée précédemment. Le courant de l'inductance  $L$  est augmenté progressivement.

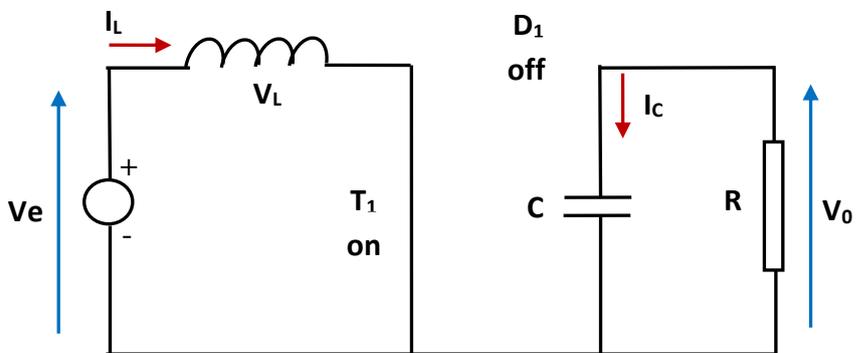


Figure V.5 Diagramme lorsque l'interrupteur  $T_1$  est fermé et  $D_1$  est ouvert

Sur la figure (V.6), le commutateur  $T_1$  est ouvert et  $D_1$  est fermé, l'énergie au long de la source DC qui est stockée dans l'inductance contribue à compléter la puissance du circuit qui se trouve à droite, ce qui entraînera une augmentation de la tension de sortie. Ensuite, le courant d'inductance se décharge et diminue progressivement. La tension de sortie pourrait être maintenue à un niveau souhaité particulier si la séquence de commutation est contrôlée.

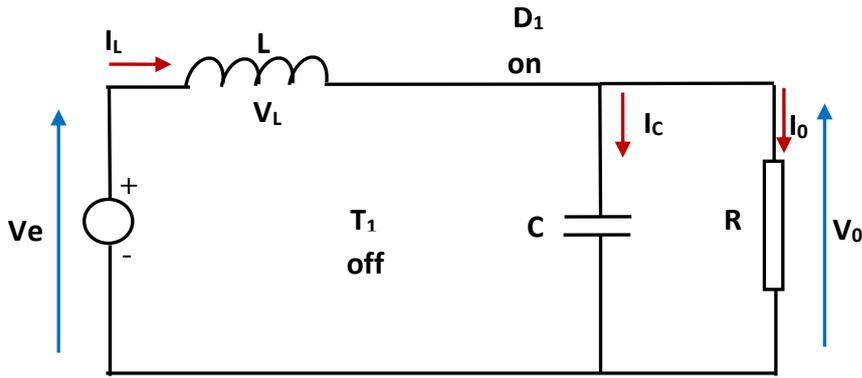


Figure V.6 Diagramme lorsque l'interrupteur T1 est éteint et D1 est allumé

Lorsque le commutateur T1 est fermé,  $V_L$  peut être exprimé comme décrit dans [91]:

$$v_L = V_{in} \quad (V.13)$$

$$i_c = \frac{-v_s}{R} \quad (V.14)$$

Quant T1 est ouvert, et D1 est fermé on obtient :

$$v_L = V_e - v_s \quad (V.15)$$

$$i_c = i_L - \frac{v_s}{R} \quad (V.16)$$

En supposant l'approximation d'une petite d'ondulation  $v_o \approx V_o$  et  $i_L \approx I$

Dans un état stabilisé, l'intégrale de temps de la tension au cours d'un temps propre doit être nulle

$$\int_0^{T_s} V_L(t) dt = (V_e) DT_s + (V_e - V_o) D' T_s \quad (V.17)$$

Après avoir mise l'équation (V.17) à zéro, la tension de sortie sera:

$$V_s = \frac{V_e}{D'} = \frac{V_e}{1-D} \quad (V.18)$$

En supposant un circuit sans perte  $P_e = P_s$

$$\frac{I_s}{I_e} = (1 - D) \quad (V.19)$$

On peut voir que la tension de sortie augmente à mesure que D augmente. Le convertisseur élévateur boost idéal est capable de produire toute tension de sortie supérieure à la tension d'entrée.

**a) Mode de conduction continue**

En mode de conduction continue (CCM), l'interrupteur est sur ON pendant la période  $t$  à  $T_{on}$  comme illustré à la figure (V.7). Le courant de l'inductance est positif et augmente linéairement. La tension de l'inductance est  $V_e$ . Une fois l'interrupteur sur OFF (figure V.7), le courant de l'inductance diminue jusqu'à ce que l'interrupteur soit à nouveau activé ON. La tension de l'inductance est la différence entre  $V_e$  et  $V_s$ . Afin d'atteindre une conduction constante, la tension de sortie devienne la fonction du rapport cyclique D et la tension d'entrée  $V_e$ .

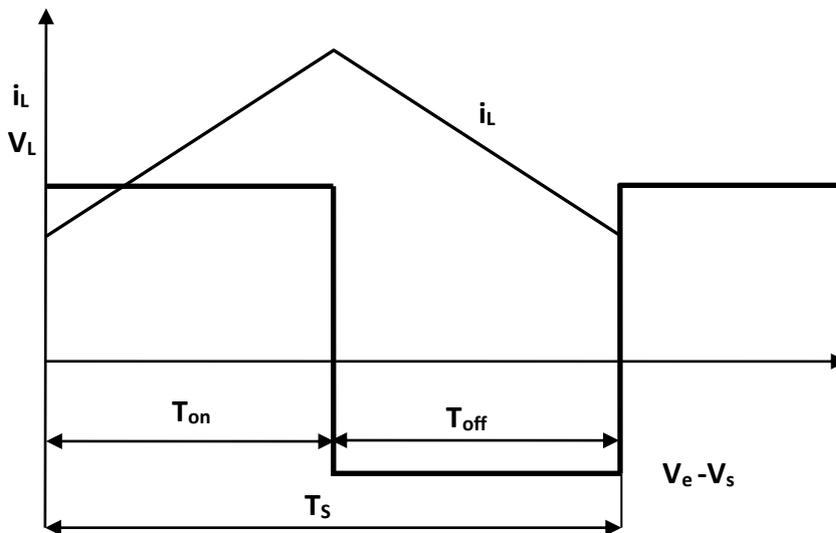


Figure V.7 Mode de conduction continue [92]

**b) Mode discontinu**

Le convertisseur boost fonctionne en mode discontinu si le courant de l'inductance passe à zéro avant la prochaine mise sous tension de l'interrupteur. Le courant de l'inductance chute à zéro à chaque période. La figure (V.8) montre le mode de conduction discontinu. La relation entre la tension d'entrée et la tension de sortie devient.

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{D_1 + D}{D_1} \quad (V.20)$$

Le courant d'entrée moyen est calculé en [92]

$$I_e = \frac{V_e}{2L}DT_s(D + D_1) \quad (V.21)$$

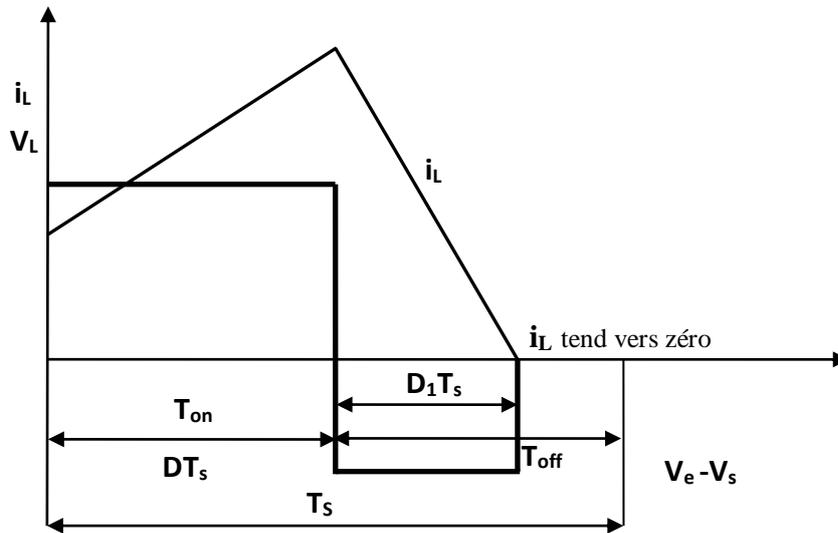


Figure V.8 Mode de conduction discontinue [92]

La figure (V.9) résume les formes d'onde des courants et les tensions de sortie en termes de convertisseur boost. Le commutateur se ferme et s'ouvre pendant une période de  $T_{on}$  et  $T_{off}$ . Lorsque l'interrupteur est fermé, la tension aux bornes de l'interrupteur est nulle et une fois que l'interrupteur est ouvert, la tension est égale  $V_s$ . La tension aux bornes de l'inductance  $L$  est égale à la tension photovoltaïque pendant le temps de fonctionnement du transistor.

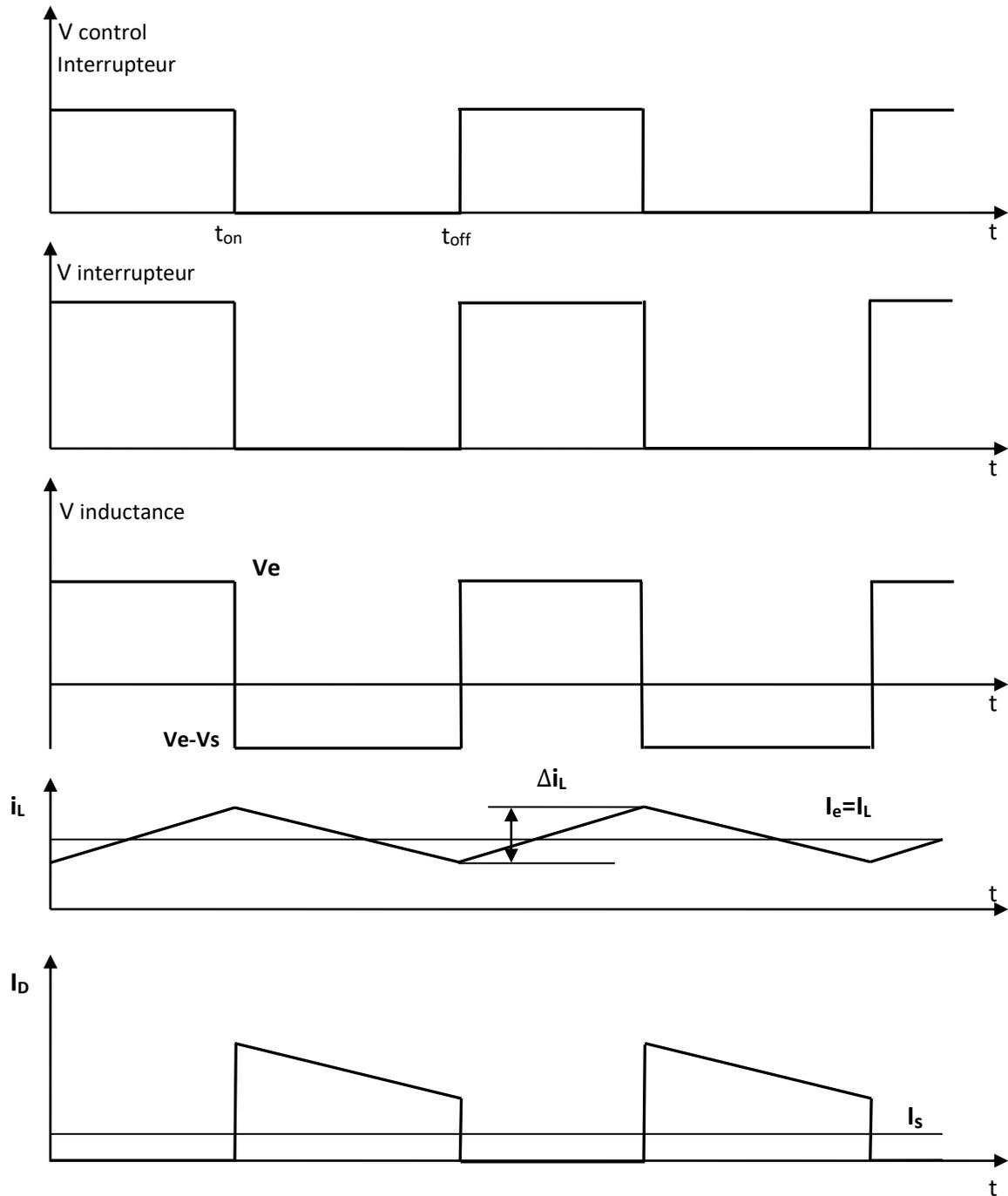


Figure V.9 Forme d'onde de sortie du convertisseur DC / DC [93]

### V.2.2.1.a Sélection de l'inductance

Les valeurs de l'inductance d'entrée peuvent être calculées sur la base de l'énergie déchargée pendant les temps de  $T_{on}$  et  $T_{off}$  et des ondulations de courant. Dans le système photovoltaïque, le convertisseur boost fonctionne dans les modes de conduction discontinue et continue. Le mode de conduction du convertisseur peut changer en fonction des conductions

atmosphériques. L'inductance est ensuite calculée sur la base du courant d'inductance maximal et à la puissance d'entrée maximale. Dans [91] et [94], l'inductance du convertisseur boost est donnée par

$$L \geq \frac{V_{om} \cdot D_m \cdot (1 - D_m)}{f_s |\Delta I_{L\_ondul}|} \quad (V.22)$$

Où

$D_m$  : Rapport cyclique du commutateur de la puissance d'entrée maximale du convertisseur

$f_s$  : Fréquence de commutation

$V_{om}$  : La composante continue maximum de la tension de sortie

$\Delta I_{L\_ondul}$  : Erreur de l'ondulation du courant de l'inductance

#### ***V.2.2.1.b Condensateur de découplage de puissance***

Le condensateur de découplage de puissance  $C_{PV}$  est le condensateur relié en parallèle avec le générateur photovoltaïque. Il s'agit du condensateur à l'entrée du convertisseur boost. Le condensateur de découplage est calculé dans [94] avec

$$C_{PV} \geq \frac{I_{om} \cdot D_m^2}{0.02 \cdot (1 - D_m) f_s \cdot V_{pv\_mpp}} \quad (V.23)$$

Où

$I_{om}$  : Courant de sortie correspond à la puissance de sortie maximale

$V_{pv\_mpp}$  : Tension de sortie PV au point de puissance maximum

Le condensateur en parallèle avec la charge  $C_{DC}$  est le condensateur du circuit intermédiaire.

La valeur du condensateur dépend de la tension d'ondulation minimale. Il est donné dans [95] avec:

$$C_{DC} \geq \frac{V_{ch} \cdot D}{f_s \Delta V_{ch} R_{ch}} \quad (V.24)$$

Où

$V_{ch}$  : Tension de sortie du convertisseur boost

$\Delta V_{ch}$  : Tension d'ondulation de sortie

La tension de sortie du GPV dépend de la variation de température et de l'ensoleillement. Pour compenser la variation de la tension de sortie du PV, un condensateur de liaison DC est installé entre le PV et l'onduleur. Il permet de réduire l'ondulation de tension et fournit un stockage d'énergie pendant une courte période et pour un changement rapide de la tension du PV.

### V.2.2.2 Algorithme de perturbation et observation

L'algorithme de perturbation et observation (communément désigné par P&O) est de type « hill climbing » (mot anglais qui veut dire « grimper une colline »). Il est le plus utilisé dans la littérature et surtout dans la pratique en raison de sa facilité de mise en œuvre. Cet algorithme a pour objectif de faire fonctionner le système à sa puissance maximale par l'incrément ou la décrémentation de la tension du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée par le GPV. Selon cette observation, l'algorithme décide sur l'acte à faire pendant la prochaine itération. Quatre cas de situation pour P&O sont envisagés par la figure (V.10) et récapitulés dans le Tableau (V.1).

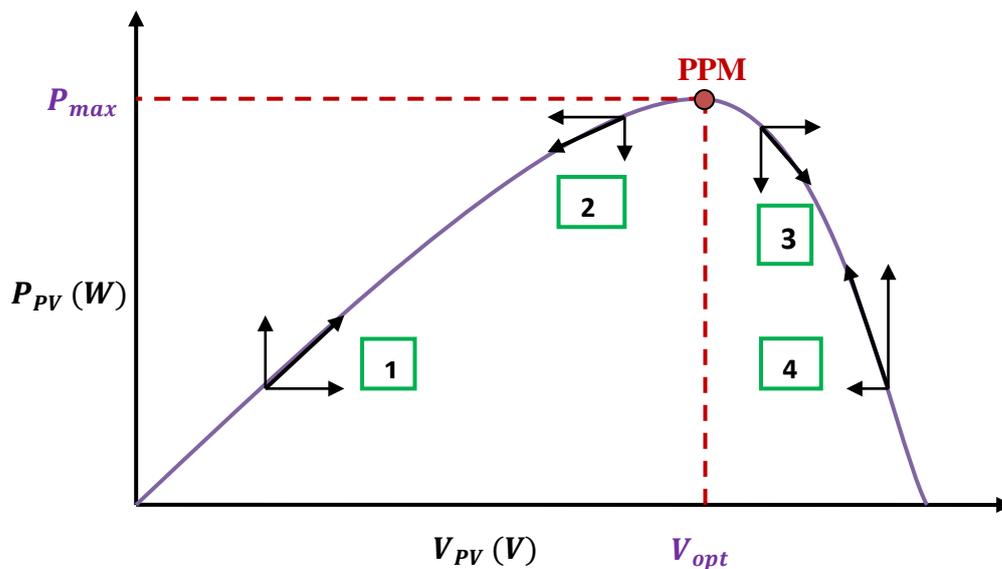


Figure V.10 Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O.

Cas n°	$\Delta V$	$\Delta P$	$\frac{\Delta P}{\Delta V}$	Sens de la poursuite	Action de contrôle
1	+	+	+	Bon	Incrémenter $V_{réf} = V_{réf} + \Delta V$
2	-	-	+	Mouvais	Incrémenter $V_{réf} = V_{réf} + \Delta V$
3	+	-	-	Mouvais	Décrémenter $V_{réf} = V_{réf} - \Delta V$
4	-	+	-	Bon	Décrémenter $V_{réf} = V_{réf} - \Delta V$

Tableau V.1 Principe de l'algorithme P&O

L'algorithme P&O (Figure V.11) a comme avantage la précision et la rapidité de réaction. Il permet de déterminer le point de puissance maximale pour un ensoleillement et une température ou un niveau de dégradation des caractéristiques.

Il faut noter que ces oscillations peuvent être réduites si on fixe un faible pas d'incrémentation mais au détriment du temps de convergence. Alors, un compromis doit être fait entre précision et rapidité lors du choix de ce pas de mise à jour.

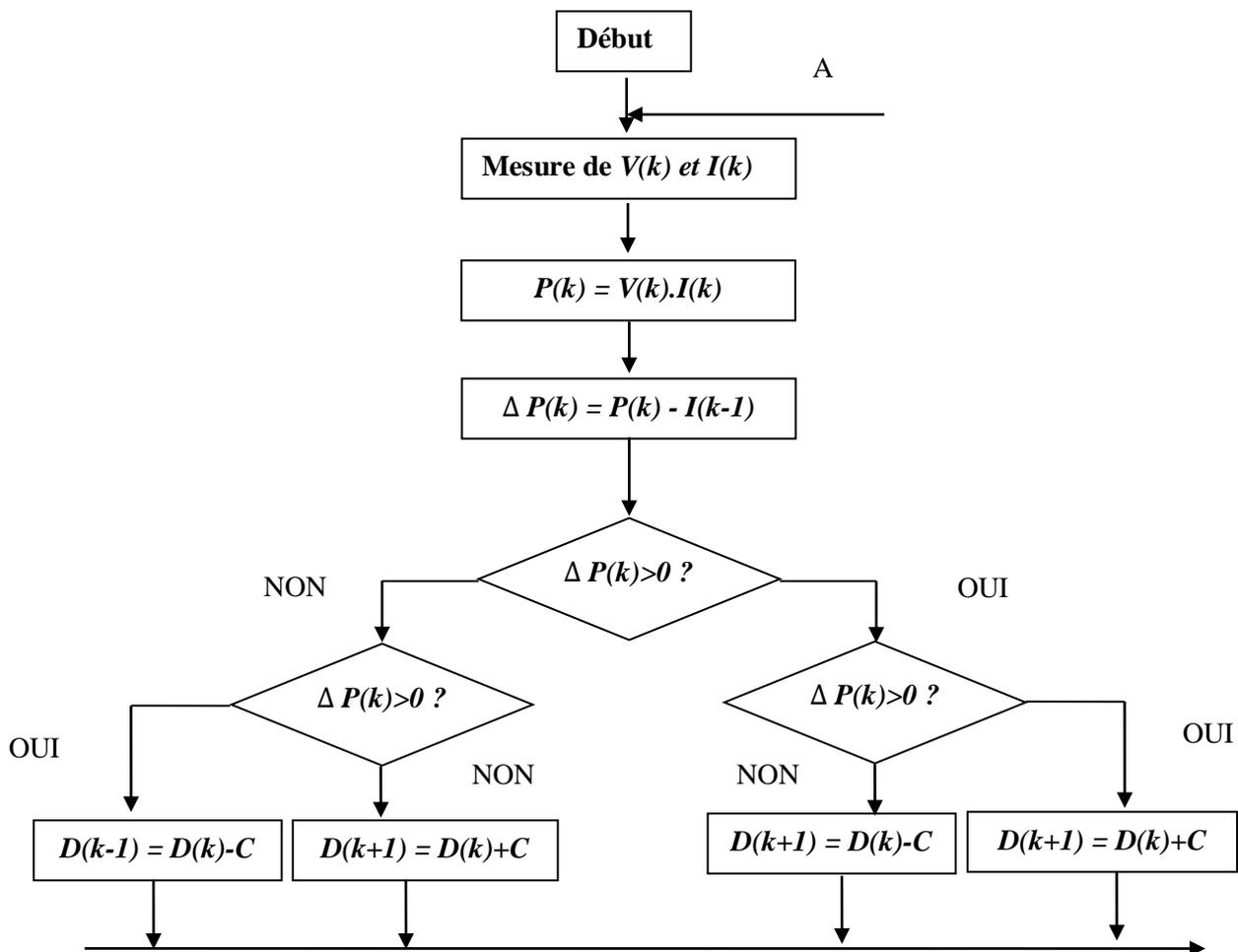


Figure V.11 L'algorithme de la méthode perturbation et observation P&O.

### V.2.3 convertisseur DC/AC (onduleur)

L'onduleur de tension représente aujourd'hui un composant essentiel dans les systèmes d'interfaçage avec le réseau. Son utilisation vient du fait qu'il permet entre autre de contrôler les puissances actives et réactives échangées avec le réseau.

Le schéma de principe de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tension monté en pont est donné par la figure (V.12). Il s'agit d'un onduleur triphasé idéal à deux niveaux de tension,

modélisé par six interrupteurs parfaits à commutation instantanée et à chute de tension négligeable aux bornes, avec des commandes complémentaires.

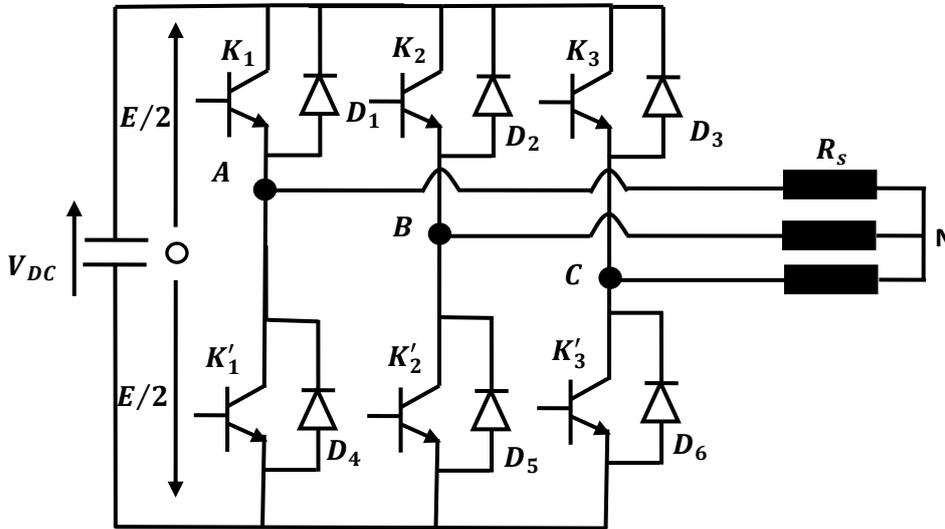


Figure V.12 Représentation schématique d'un onduleur de tension [96].

Les couples d'interrupteurs ( $K_1$  et  $K'_1$ ), ( $K_2$  et  $K'_2$ ) et ( $K_3$  et  $K'_3$ ) doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et d'éviter le court-circuit de la source d'autre part. Les diodes ( $D_i$  ( $i=1, 2, \dots, 6$ )) sont des diodes à roue libre assurant la protection des interrupteurs.

Les différents interrupteurs sont supposés parfaits, c'est-à-dire que les phénomènes dus à la commutation sont négligés. Nous pouvons remplacer les bras de l'onduleur par un interrupteur à deux position modélisées par une fonction logique décrit l'état de chaque interrupteur, sa valeur vaut 1 si l'interrupteur est fermé, et 0 s'il est ouvert (figure V.13).

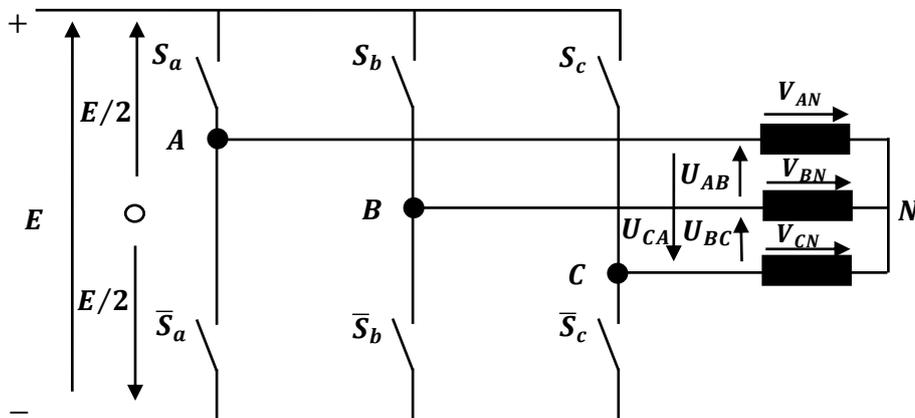


Figure V.13 Schéma simplifié de l'onduleur triphasé.

L'état des interrupteurs, supposés parfaits peut être défini par trois grandeurs booléennes de commande  $S_j$  ( $j = a, b, c$ ).

- Si  $S_j = 1$ , Le cas où l'interrupteur de haut est fermé et celui d'en bas ouvert.
- Si  $S_j = 0$ , Le cas où l'interrupteur de haut est ouvert et celui d'en bas fermé.

Dans ces conditions on peut écrire les tensions de phases  $V_{jna,b,c}$  en fonction des signaux de commande  $S_j$ :

$$V_{jn a,b,c} = S_j U_{DC} - \frac{U_{DC}}{2} \quad (\text{V.25})$$

Avec :  $U_{DC} = E$

Les trois tensions composées  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  et  $V_{ca}$  sont définies par les relations suivantes en tenant compte du point fictif « o ».

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (\text{V.26})$$

Soit « n » le point neutre du coté alternatif, alors on a :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{V.27})$$

La charge est considérée équilibrer, il l'en résulte :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{V.28})$$

La substitution de (V.27) dans (V.26) nous donne :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{V.29})$$

En remplaçant (V.29) dans (V.27) on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{ao} + \frac{2}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} + \frac{2}{3}V_{co} \end{cases} \quad (\text{V.30})$$

L'utilisation de l'expression (V.25) permet d'établir les équations instantanées des tensions simples en fonction des grandeurs de commande :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{U_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{V.31})$$

Avec :  $V_{ao}$  ,  $V_{bo}$ ,  $V_{co}$  sont les tensions d'entrée de l'onduleur (valeurs continues), et si  $V_{an}$  ,  $V_{bn}$ ,  $V_{cn}$  sont les tensions de sortie de cet onduleur, par conséquent l'onduleur est modélisé par la matrice du transfert  $T$  donnée par :

$$T = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{V.32})$$

### ***V.2.3.1 Choix de structure des semi-conducteurs***

Les semi-conducteurs les plus couramment utilisés pour réaliser les interrupteurs sont les transistors de puissance (MOSFET, IGBT, Bipolaires) et les thyristors rapides (principalement les GTO).

Les progrès technologiques accomplis dans le domaine des transistors de grandes puissances permettent maintenant de réaliser des onduleurs de forts courant et tension.

L'expérience a montré que l'utilisation des transistors pour la commutation de grandes puissances est assez aisée. Cependant, pour un thyristor, un circuit auxiliaire peut engendrer des conséquences néfastes, surtout s'il comporte lui-même un thyristor sur le circuit de commande :

- Faible vitesse de commutation ;
- Pertes calorifiques élevées ;
- Bruits acoustiques générés sur l'inductance de commutation ;
- Encombrement.

Le transistor évite bien ces inconvénients, en plus de ses possibilités à fonctionner à fréquence de commutation élevée. Toutefois, pour les faibles et moyennes puissances, il est préférable d'envisager une technologie à transistors plutôt qu'à thyristors malgré toutes les contraintes qui peuvent découler (fréquence de commutation, circuit d'aide à la commutation, tenue en tension, etc....), moyennant quelques précautions; en l'occurrence, la surveillance

des pertes en puissance dans les transistors aussi bien en conduction qu'en commutation et veiller à leurs bon refroidissement.

Tandis que pour les puissances supérieures, le thyristor GTO semble être mieux adapté, si nous prenons en considération certaines analogies vis-à-vis du transistor, qui se favorise, par rapport au thyristor classique, de l'élimination des circuits d'extinction forcée.

### ***V.2.3.2 Commande par MLI du l'onduleur***

Les techniques dites Modulation de Largeur d'Impulsions « MLI» ou (Pulse Width Modulation «PWM» dans le jargon anglo-saxon) sont utilisées pour la commande des convertisseurs statiques.

Ces stratégies de commande s'appuient sur les performances en fréquence de découpage permises par les composants électroniques utilisés. Cette configuration permet d'imposer à la au réseau électrique des courants présentant une faible distorsion harmonique ce qui va nous faciliter l'opération de filtrage et réduire la taille des éléments du filtre associé; et conduit finalement à produire une énergie de qualité meilleure.

Plusieurs techniques de modulation de largeur d'impulsion sont utilisées dans la commandes de ce types de convertisseurs afin:

- 1) De repousser vers des fréquences élevées les harmoniques de la tension de sortie, ce qui facilite leurs filtrages.
- 2) De faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

Et pour cela on peut citer les techniques suivantes [97] :

- La solution la plus largement utilisée consiste à utiliser les intersections d'une onde de référence ou modulante, généralement sinusoïdale, avec une onde de modulation ou porteuse, généralement triangulaire, d'où son appellation « *modulation sinus-triangle* ».
- On peut également utiliser une bascule à hystérésis commandée par la différence entre une onde de référence (ou son intégrale) et l'intégrale de la tension en créneaux à la sortie de l'onduleur ; c'est « *la modulation en delta* » ou en sigma delta.
- Dans certaines applications, on calcule au préalable, sur la base d'un critère d'optimisation les instants de commande. Les valeurs calculées sont introduites sous forme de table dans une mémoire morte ; la lecture de celle-ci par un système à microprocesseur assure la génération des signaux de commande des interrupteurs, c'est « *la modulation calculée* » dite aussi *optimisée*.

- On peut aussi générer la séquence des signaux de commande des interrupteurs de façon à suivre au mieux le vecteur défini par les composantes de Clarke du système de tensions qu'on veut produire ; c'est la « *modulation vectorielle* ».

Dans ces quelques explications préliminaires nous avons donné les techniques de commandes les plus utilisées dans la commande des onduleurs de tension, pour la suite de cette partie du travail nous détaillerons plus la modulation sinus-triangle afin d'améliorer la qualité de l'énergie délivrée à la sortie de l'onduleur.

### V.2.3.3 Modulation de largeur d'impulsion sinus-triangle « MLI-ST »

La modulation triangulo-sinusoidale est appelée également modulation de largeur d'impulsion

intersective puisque son principe repose sur l'intersection d'une onde modulante à basse fréquence, dite tension de référence (généralement sinusoidale), avec une onde porteuse à haute fréquence de commutation (généralement, triangulaire ou en dents de scie), d'où l'appellation sinus-triangle. La valeur du rapport de fréquences entre la porteuse et la modulante procède d'un compromis entre une bonne neutralisation des harmoniques et un bon rendement de l'onduleur.

Deux paramètres caractérisent cette commande si la référence est sinusoidale :

- L'indice de modulation  $m$  qui définit le rapport entre la fréquence  $f_p$  de la porteuse et la fréquence  $f_r$  de la référence :

$$m = \frac{f_p}{f_r} \quad (\text{V.33})$$

- Le taux de modulation  $r$  (ou indice de réglage en tension ou encore rapport cyclique) qui donne le rapport de l'amplitude de la modulante  $V_r$  à la valeur crête  $V_p$  de la porteuse :

$$r = \frac{V_r}{V_p} \quad (\text{V.34})$$

Les instants de fermeture des interrupteurs sont alors définis par les intersections entre les deux ondes, quant à la fréquence de commutation, elle est déterminée par celle de la porteuse. Le schéma de principe est donné par la figure (V.14).

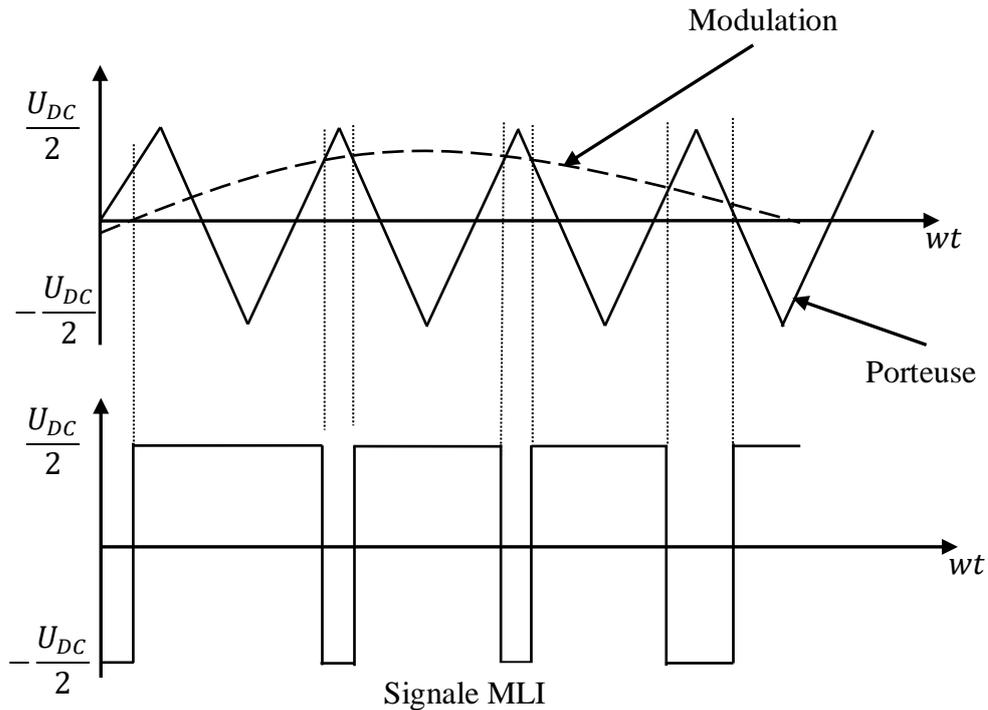


Figure V.14 Principe de commande en MLI-ST.

### V.2.4 Résultats de simulation

Le modèle du système photovoltaïque cité auparavant est utilisé pour déterminer les performances du contrôleur MPPT avec convertisseur boost. Cette simulation présente une analyse du générateur photovoltaïque avec convertisseur boost et charge résistive. La température, l'ensoleillement et la charge sont variées pour déterminer les performances du MPPT et suivre la puissance maximale du PV.

#### V.2.4.1 Caractéristiques du réseau photovoltaïque

##### a) Les caractéristiques I-V et P-V

Dans le présent travail, le modèle photovoltaïque utilisé est le BP MSX 120. Il a une puissance maximale de 120 W. La fiche technique du PV est donné dans Le tableau (V.2) donne les caractéristiques du module BP MSX 120 à STC ( $G = 1000 \text{ W/m}^2$  et  $T = 25\text{C}^\circ$ ).

Paramètre	Symbole	Valeur
Courant court –circuit	$I_{cc}$	3.56 A
Courant optimale	$I_{opt}$	3.87 A
Tension optimale	$V_{opt}$	33.7V
Tension circuit ouvert	$V_{oc}$	42.1 V
Nombre de cellules en série	ns	72

Tableau V.2 Valeurs de la fiche technique du module PV BP MSX 120 à STC.

Pour le but de valider le modèle mathématique d'un GPV (le BP MSX 120.), nous allons simuler ce module par le logiciel Matlab/Simulink dans les conditions climatique ( $T = 25^{\circ}\text{C}$  et  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ ).

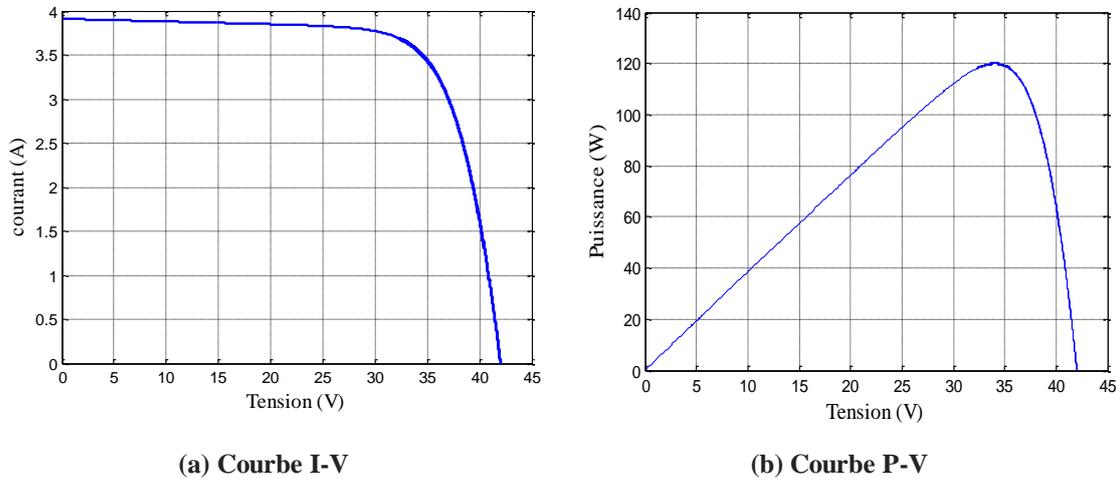


Figure V.15 caractéristique I-V et P-V du module photovoltaïque

La figure (V.15-a) présente les caractéristiques courant-tension du module PV BP MSX 120. On peut noter que la sortie de courant maximale est de 3,87 A et la tension maximale de 33,7 V. Ils sont les mêmes que les valeurs données par le fabricant dans le tableau (V.2).

La figure (V.15-b) représente la courbe puissance-tension du module type BP MSX 120. Où, on peut noter que la puissance maximale du module est de 120 W.

Le module BP MSX 120 est connecté en série et en parallèle pour atteindre une puissance de sortie maximale de 12 kW et une tension de sortie de 337 V. Le tableau (V.3) donne la caractéristique de la PV pour une puissance maximale de 12 kW. Un PV de 12 KW est réalisé à partir du BP MSX 120 avec 10 modules en série et 10 modules en parallèle.

Nombre du module en série N <sub>ss</sub>	10
Nombre du module en parallèle N <sub>pp</sub>	10
Tension de sortie nominale	337 V
Courant de sortie nominale	35.6 A
La puissance de sortie maximale	12000 W

Tableau V.3 Caractéristiques du photovoltaïque de 12 kW

Les spécifications de la résistance  $R_s$  et  $R_p$  du champ photovoltaïque sont données dans le tableau (V.4), qui a été obtenu à partir de la simulation du champ photovoltaïque.

Paramètres	1 module	12 KW GPV
$I_{ph}$	3.8713 A	38.71 A
$I_0$	0.323 $\mu A$	0.323 $\mu A$
$A$	1.3977	1.3977
$R_s$	0.473 $\Omega$	0.18 $\Omega$
$R_p$	1367 $\Omega$	520 $\Omega$

Tableau V.4 Valeurs des paramètres du module photovoltaïque 12 kW à STC

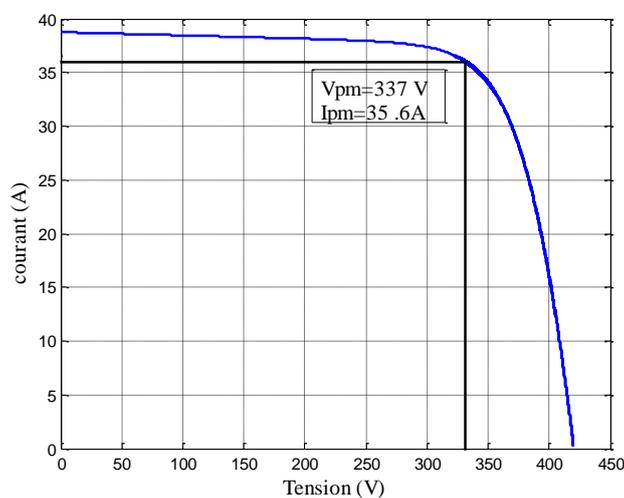


Figure V.16 Courbe I-V du module PV 12 kW

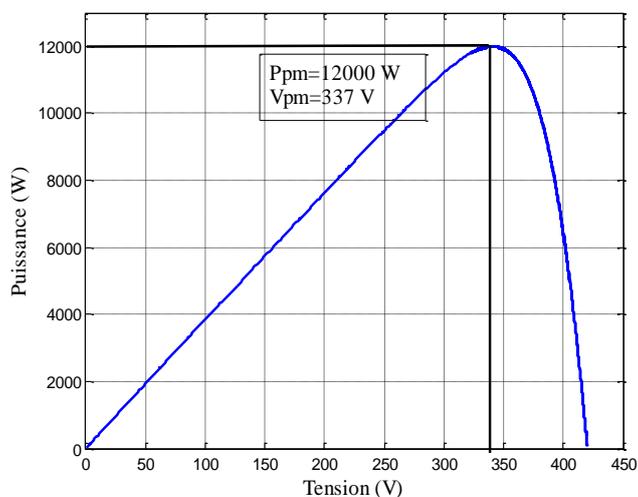


Figure V.17 Courbe P-V du module PV

Les figures (V.16) et (V.17) sont les caractéristiques du générateur photovoltaïque 12000 W. Le courant et la tension à puissance maximale sont respectivement de 35,6 A et 337 V. La puissance maximale avec le générateur photovoltaïque 12 kW est dix fois supérieure à celle du module PV BP MS120.

**b) Système photovoltaïque avec convertisseur Boost et contrôleur MPPT**

Pour poursuivre le point de puissance maximum lors d'une variation de l'éclairement on adopte l'algorithme perturbation et observation. Le dispositif MPPT est réalisé avec un hacheur survolteur et le GPV est un module PV de 12 Kw de puissance qui contient 10 cellules en série et 10 cellules en parallèle, le schéma de principe est donné par la figure (V.18). La simulation est réalisée avec le logiciel Matlab/Simulink.

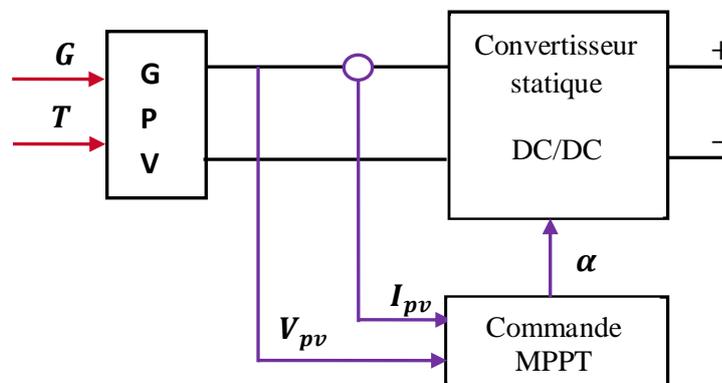


Figure V.18 GPV associé avec convertisseur DC-DC

La simulation présente une analyse du réseau photovoltaïque 12000W avec le convertisseur élévateur pour suivre le point de puissance maximale.

Les paramètres du convertisseur boost sont calculés à partir de [91] et les valeurs d'inductance et de capacité sont données dans le tableau (V.5). La tension d'entrée nominale du boost est de 337 V et la tension de sortie est de 400 V.

Paramètre	Symbole	Valeur
Tension d'entrée	$V_e$	337 V
Tension de sortie	$V_s$	400 V
Capacité d'entrée	$C_{pv}$	13.105 $\mu$ F
Inductance	$L_{boost}$	745 $\mu$ H
Capacité de sortie	$C_{DC}$	87.521 $\mu$ F
Résistance de la charge	$R_{ch}$	13.33 $\Omega$
Fréquence de commutation	$Frc$	10 kHz

Tableau V.5 Paramètres du le hacheur boost

Afin de valider le fonctionnement du MPPT sur le GPV, La simulation est exécutée à  $t = 0$  s à 1s. On procède par l'introduction des variations de grandeur intervenant sur le fonctionnement de MPPT. Pour cela, nous avons introduit un changement progressif d'irradiation entre deux instants à  $t_1 = 0$  s,  $G = 1000$  [W / m<sup>2</sup>] et à  $t_2 = 0.6$  s,  $G = 600$  [W / m<sup>2</sup>].

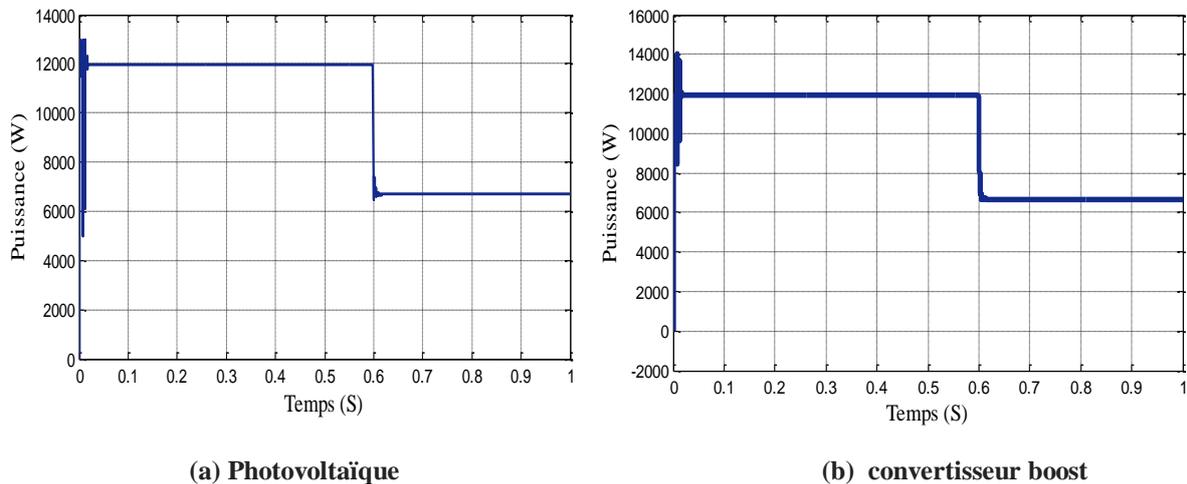


Figure V.19 Puissance de la sortie photovoltaïque et de la sortie du convertisseur Boost pour G variable

La figure (V.19-a) représentait la puissance de sortie du générateur photovoltaïque et la figure (V.19-b) représente la puissance après la sortie du convertisseur boost. On remarque que les deux puissances varient de 12000 W à 6800 W. Le générateur PV fonctionne à la puissance maximale en cas de variation de l'irradiation.

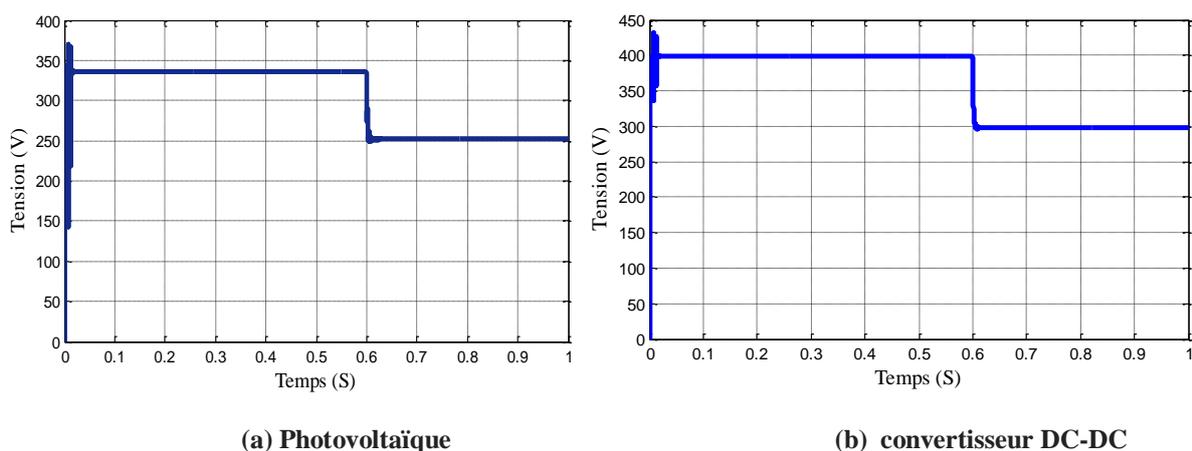


Figure V.20 Tension de la sortie photovoltaïque et de la sortie du convertisseur DC-DC pour G variable

La figure (V.20-a) et (V.20-b) sont les tensions de sortie du PV et de la sortie du convertisseur DC-DC avec le changement d'échelon de l'irradiation. La tension de sortie du

PV oscille autour de la puissance maximale avec l'algorithme de perturbation et d'observation. Le convertisseur boost augmente la tension d'entrée de 337 V à 400 V puis chute à 300 V lorsque l'irradiation varie.

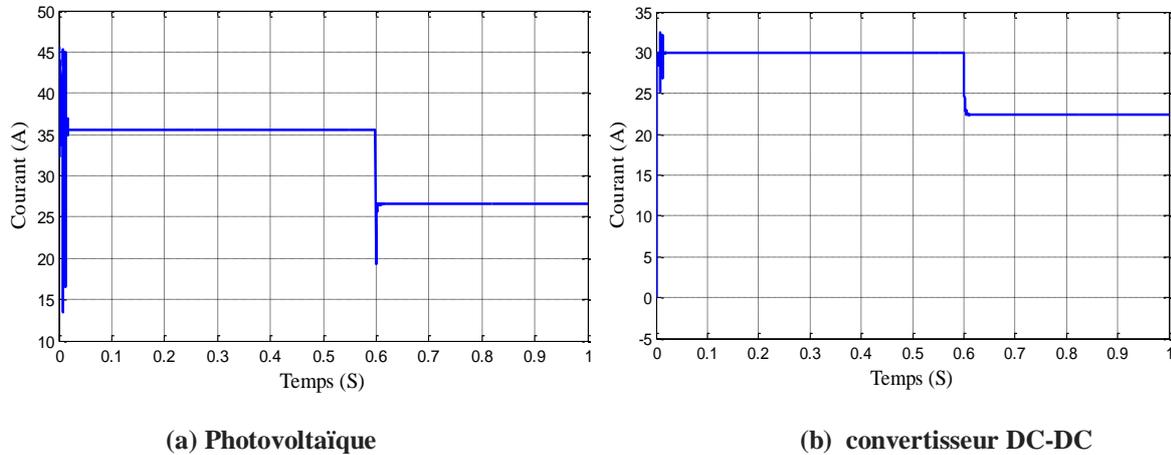


Figure V.21 courant de la sortie photovoltaïque et de la sortie du convertisseur DC-DC.

Dans la figure (V.20), le courant du PV change lorsque l'irradiation change. Le courant du PV atteint l'état d'équilibre après 0,0002 s. De plus, le courant oscille autour du MPP. Lorsque l'irradiation chute, le courant diminue de 35 A à 27 A. Le courant à 27 A est le courant maximum du PV sous  $600 \text{ W} / \text{m}^2$  d'irradiation. Le MPPT peut suivre la puissance maximale presque instantanément.

On remarque aussi que l'hacheur (boost) se comporte comme un transformateur de puissance élévateur, où il maintient la puissance toujours à (12 Kw) figures ((V.19-a) et (V.19-b)) et augmenter la tension figure (V.20-b) et diminuer le courant du GPV figure (V-21-b).

### V.3 Systèmes hybrides éolienne-photovoltaïque raccordé au réseau

Le terme « Système d'Énergie Hybride » fait référence aux systèmes de génération d'énergie électrique multi-sources. Il s'agit de systèmes complexes associant différents sources renouvelables ou bien combinées avec des sources conventionnelles (générateur diesel...), différents éléments de stockage et différentes charges. Ils permettent la compensation du caractère intermittent des sources renouvelables et offrent un rendement énergétique global plus élevé. Leur intérêt essentiel est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source. Ils peuvent résoudre en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie [98]. La figure (V.22) représente le schéma général des systèmes hybrides. Un bus électrique est commun à tous les éléments qui sont connectés. Ces derniers sont regroupés selon leur fonction électrique : les éléments de

génération (ou sources), les éléments de charge et les éléments de stockage (en pointillé sur la figure V.22) [99].

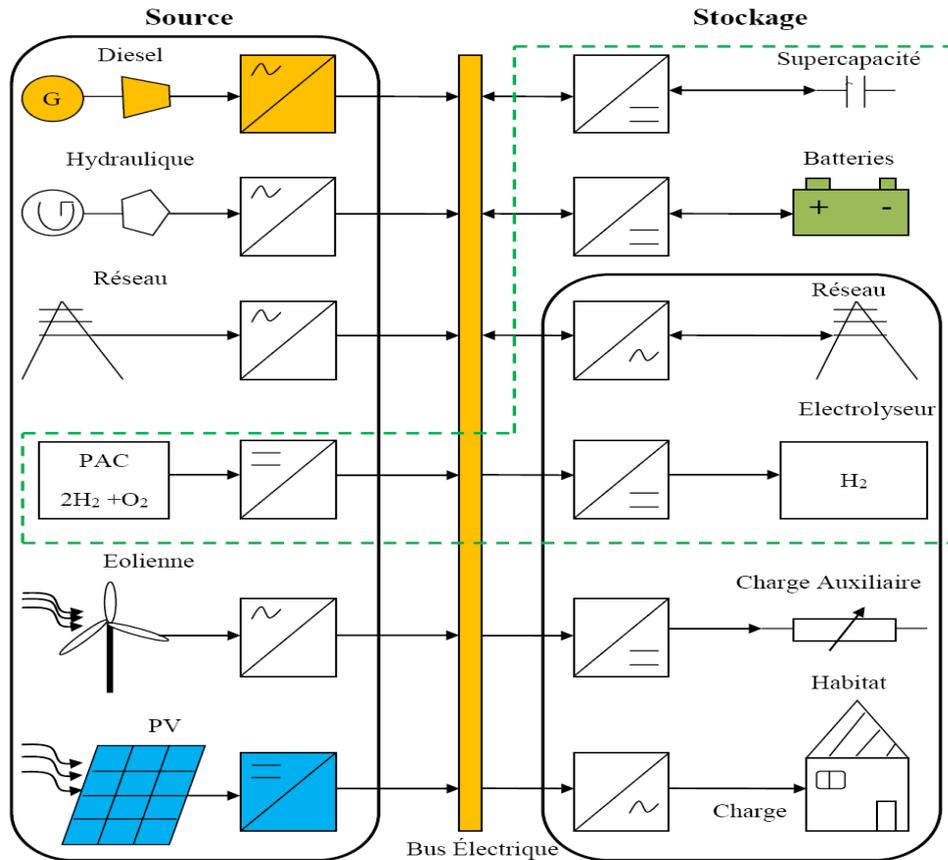


Figure V.22 Schéma général de système énergétique hybride multi-sources, charges et stockage

### V.3.1 Choix du type de bus commun

#### V.3.1.1 Le couplage AC

La solution traditionnellement utilisée dans les systèmes électriques est le transport de la puissance sous forme alternative, comme schématisé figure (V.23). Pour un réseau électrique classique, fonctionnant grâce à des centrales à turbines, ce choix est judicieux, car celles-ci fournissent directement une tension alternative à mettre en forme. La difficulté est ensuite d'imposer la fréquence et l'amplitude normalisée de cette forme d'onde, de synchroniser tous les éléments des réseaux, de maintenir le coefficient de puissance dans une limite autorisée, et de filtrer les harmoniques. Un gros travail de maintenance et de mise en forme de la puissance doit alors être mis en œuvre ; cette solution est donc plus adaptée à un gros réseau, avec les moyens financiers et logistiques nécessaires [98].

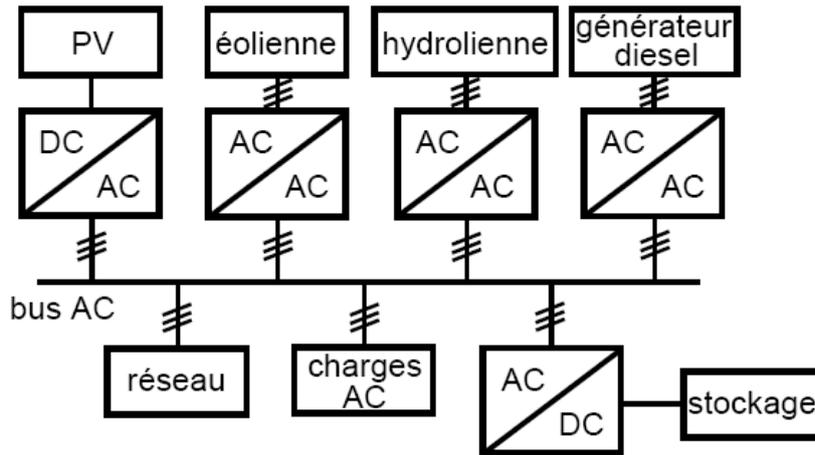


Figure V.23 Schéma d'un système de puissance avec bus alternatif

Si historiquement, la plupart des grands réseaux fonctionnent en tension alternative et imposent des normes strictes en conséquence sur la forme d'onde des puissances qui les traversent, les systèmes de production non raccordés au réseau ne sont pas tributaires de ces standards, et le couplage AC pour transporter la puissance électrique des sources au consommateur n'est pas une solution obligatoire ; il n'est d'ailleurs en général pas utilisé pour ce type d'application. Nous allons présenter les deux types de couplage plus couramment choisis dans les systèmes de production en site isolé.

### V.3.1.2 Le couplage mixte DC/AC

Pour les systèmes distribués, en micro-réseau, ou en site isolé, une bonne solution peut être le couplage mixte, associant un bus continu, et un bus alternatif [100]. Parmi les sources et unités de stockage que nous avons présentées, les panneaux photovoltaïques, les piles à combustibles, les batteries et les supercondensateurs fonctionnent à puissance continue. Par contre, les éoliennes et hydroliennes, ainsi que les générateurs Diesel fonctionnent en alternatif. Enfin, la ou les charges peuvent selon les cas être continues ou alternatives. Cette solution permet de connecter chacun au bus qui lui correspond, puis d'échanger la puissance entre les bus au moyen de convertisseurs DC/AC réversibles, comme présenté figure (V.24).

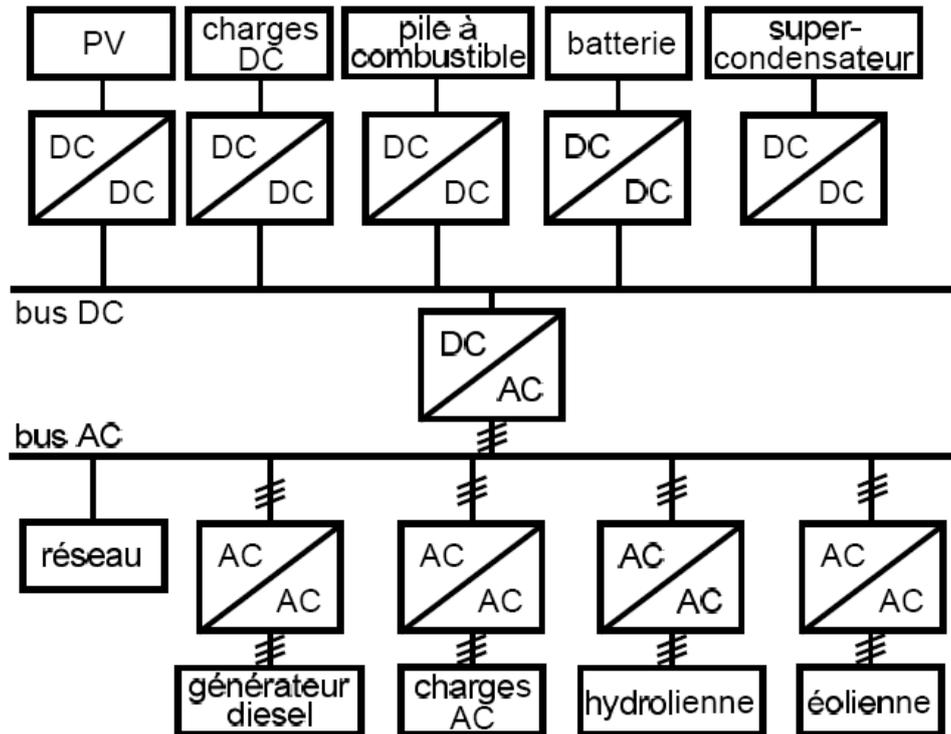


Figure V.24 Schéma d'un système de puissance en couplage mixte, avec un bus continu et un bus alternatif

Ainsi affranchis des contraintes de forme d'onde, les stockages continus peuvent gérer plus efficacement l'énergie du système grâce à des convertisseurs DC/DC, et le traitement de la puissance photovoltaïque est simplifiée. La mise en forme des puissances éolienne et hydraulique restent délicates en AC/AC, car les variations de production peuvent toujours provoquer des creux de tension et variation de fréquence. La solution peut alors être de les passer sur le bus continu et de les traiter en conversion AC/DC. La seule problématique restante est alors le maintien de l'amplitude de ce bus. Il reste les générateurs Diesel, qui doivent alors se synchroniser aux charges si elles sont alternatives. Ils gèrent en effet plus efficacement le lissage de la production s'ils sont contrôlés en AC/AC.

Ce type de couplage peut ainsi être recommandé pour les réseaux à génération distribuée, où des "îlots" fonctionnant en continu peuvent centraliser leur puissance sur un réseau commun répondant aux normes AC, comme présenté dans [101]. Ils sont également adaptés aux micro-réseaux utilisant des générateurs Diesel et des charges alternatives qui doivent tous être synchronisés entre eux.

### V.3.1.3 Le couplage DC

Dans le cas où le système ne comporte pas de générateur Diesel faute de ravitaillement de fuel possible, et dans le cas où les charges sont continue ou s'il n'a qu'un seul consommateur et donc qu'une seule charge à convertir en continu, le bus alternatif devient superflu, et le système peut fonctionner avec un simple bus DC commun à tous les éléments [102], comme décrit figure (V.25).

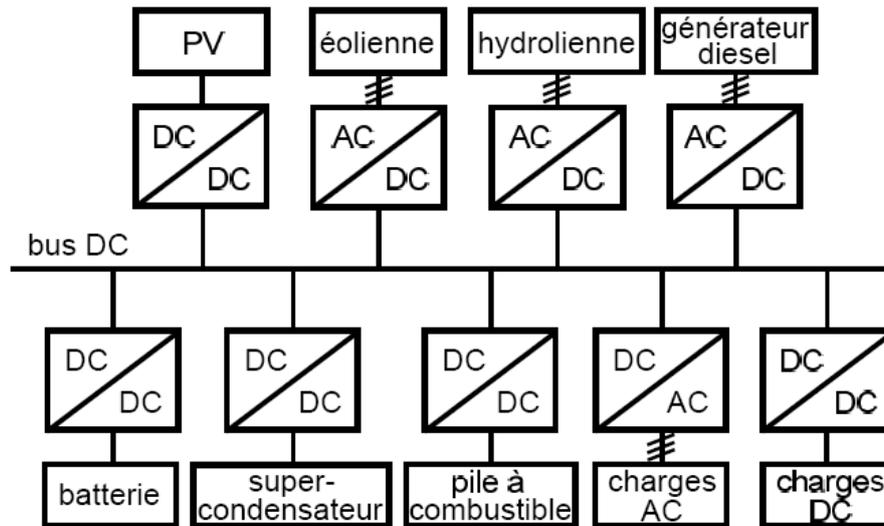


Figure V.25 Schéma d'un système de puissance avec bus continu

Comme nous l'avons vu précédemment, le système s'affranchit alors des questions de synchronisation et de maintien de la forme d'onde du bus autrement que par la régulation de sa tension continue. Les fluctuations de la production et de la demande peuvent provoquer des variations de cette tension, mais elles sont plus faciles à compenser et portent moins à conséquences que dans les cas précédents. Les différentes sources et éléments de stockage du système ainsi que les charges sont alors reliées au bus par des convertisseurs DC/DC ou AC/DC. L'un de ces composants impose la tension du bus, tandis que les convertisseurs des autres prennent sa valeur mesurée comme référence de tension de sortie, quelle qu'elle soit. Le système est alors viable tant que cette tension reste dans une plage raisonnable à dimensionner; par exemple tant qu'elle ne dépasse pas la tension d'entrée d'un hacheur abaisseur ou ne descend pas en-dessous de la valeur de saturation d'un onduleur qui serait utilisé dans l'architecture du système.

Finalement, ce type de couplage est adapté pour les micro-réseaux sans générateurs Diesel et à charges continues, ou pour les systèmes en sites isolés sans générateur Diesel.

Nous retiendrons cette dernière configuration dans notre étude. Dans ce cas de figure, si l'unique charge est alternative, un onduleur peut permettre de la raccorder au bus continu sans trop alourdir le système.

### V.3.2 Présentation de la configuration à étudiée

Aux fins de la présente étude, le système d'énergie hybride comprend des sources d'énergie renouvelable qui peuvent être mis en conjonction avec un fournisseur d'énergie non renouvelable. La puissance non renouvelable du réseau national d'électricité, peut circuler dans les deux sens à travers un bus AC. Le système de génération de systèmes hybrides éolien/ PV connecté au réseau est constitué de générateurs photovoltaïques et éoliens raccordés au réseau pour alimenter la charge. L'éolienne est connectée directement au bus AC tandis que les générateurs photovoltaïques sont connectés au bus AC par l'intermédiaire de l'onduleur. Ce bus AC est ensuite relié directement au réseau électrique de distribution via un transformateur élévateur BT/HTA (figure V.26).

Donc, la finalité de ce travail est d'évaluer les performances d'un système hybride à base d'énergie renouvelables éolienne et photovoltaïque intégré au réseau de distribution publique. Nous allons donc étudier un système complet composé des éléments suivants :

- un générateur éolien comme source d'énergie renouvelable principale ;
- un générateur photovoltaïque comme deuxième source d'énergie renouvelable ;
- un bus alternatif ;
- un récepteur d'énergie électrique simulant la consommation de l'utilisateur final (réseau).

Nous allons maintenant pouvoir assembler les modèle développés précédemment afin d'obtenir notre système de conversion d'énergie hybride proposé.

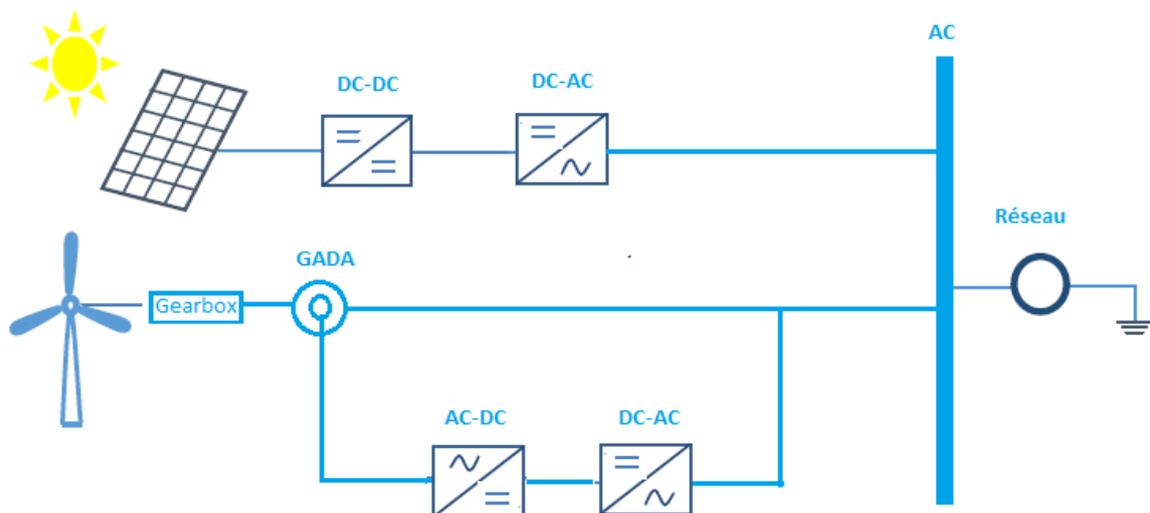


Figure V.26 Système hybride raccordé au réseau par un bus AC.

### **V.3.3 Etude du système**

Notre but est de faire étudier le fonctionnement du système en relation avec un récepteur d'énergie électrique (réseau) dans des conditions climatiques favorable (vent et soleil).

Par ailleurs, pour alimenter en tension continue le convertisseur coté rotor, il faut mettre en œuvre un redressement, à partir de la tension du stator. Une des contraintes majeures pour une GADA réside dans le fait que la puissance au rotor est bidirectionnelle selon que l'on est en fonctionnement hyper ou en hypo synchrone. Le convertisseur coté récepteur doit donc être capable de faire transiter l'énergie électrique dans les deux sens en fonctionnement permanent. Il doit donc être bidirectionnel en courant. C'est principalement pour cette raison que nous mettons en œuvre un redresseur à Modulation de Largeur d'Impulsions et pas un pont de diodes classique.

Nous allons donc créer un bus de tension continue reliant le convertisseur coté rotor à celui connecté au réseau. Ce bus est entièrement géré par ce dernier et possède une capacité de filtrage suffisante permettant d'avoir une tension stable et fixe quel que soit le fonctionnement de l'ensemble.

Il est judicieux d'utiliser ce bus et le convertisseur coté récepteur (réversible en puissance) afin de pouvoir échanger de l'énergie entre le système de stockage et le récepteur (cas du réseau électrique). L'intérêt est de pouvoir compenser et lisser la puissance produite au récepteur en utilisant les éléments déjà mis en œuvre dans notre système.

### **V.3.4 Résultats de simulation**

Les résultats présentés ici ont été obtenus à partir d'une modélisation effectuée à partir du logiciel Matlab/Simulink.

Nous effectuons les simulations sur des durées courtes mais suffisamment grandes pour obtenir les régimes permanents de toutes les parties du système de conversion d'énergie. Si notre système est capable de répondre convenablement avec des temps réduits, il le fera forcément pour des temps plus grands.

Nos simulations sont faites pour une puissance de l'éolienne de 1,5 MW, la vitesse du vent est maintenue constante à 10 m / s. la puissance maximale de la turbine est de 0,55 % de sa puissance nominale est donc ( $0,55 * 1.5 \text{ MW} = 825 \text{ KW}$ ). La puissance réactive produite par l'éolienne est régulée à 0 Mvar.

Concernant l'énergie photovoltaïque, nous avons utilisé notre module PV de 12 Kw étudié auparavant et multiplié par 69 PV solaires (GPV) afin d'obtenir une puissance égale à celle utilisé par l'éolienne ( $12 \text{ Kw} * 69 = 828 \text{ Kw}$ ).

Les deux sources d'énergies renouvelables vont raccorder au réseau de distribution par l'intermédiaire d'un poste de transformation (BT/HTA) de 6 MVA de puissance. Ce réseau électrique se compose d'une poste source, qui alimente une ligne de transmission de 30 km de longueur et avec une charge totale de plus de 1MW en active. La figure (V.27) illustre le système globale à simulé.

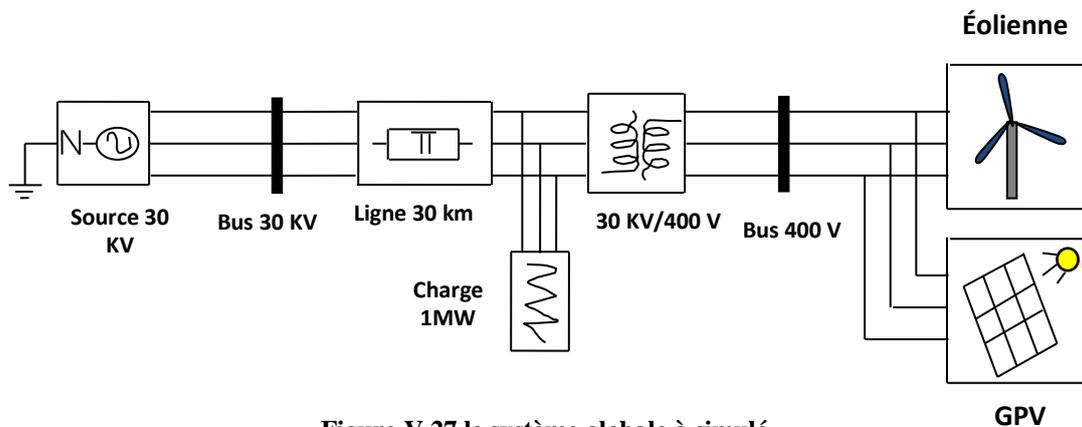


Figure V.27 le système globale à simulé.

La simulation est faite avec un profil d'ensoleillement et de températures supposées constants qui sont égal respectivement  $1000 \text{ W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$  qui permet de fournir en permanence la puissance demandée par la charge branché au réseau HTA.

Dans cette simulation, la sortie du convertisseur élévateur (boost) est connectée à l'onduleur triphasé et au réseau électrique HTA. La fréquence de la porteuse est fixée à 1080 Hz et l'indice de modulation ( $m = 0,8$ ).

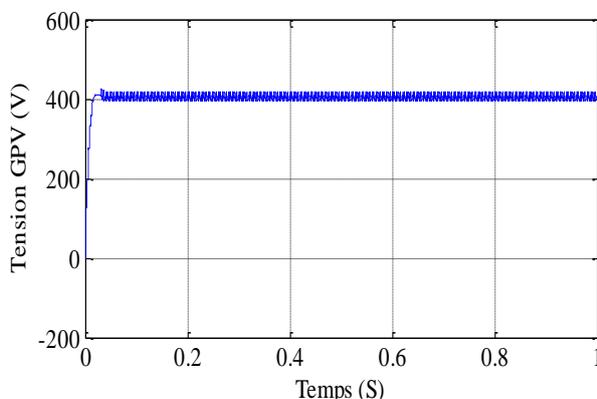


Figure V.28 Tension du GPV

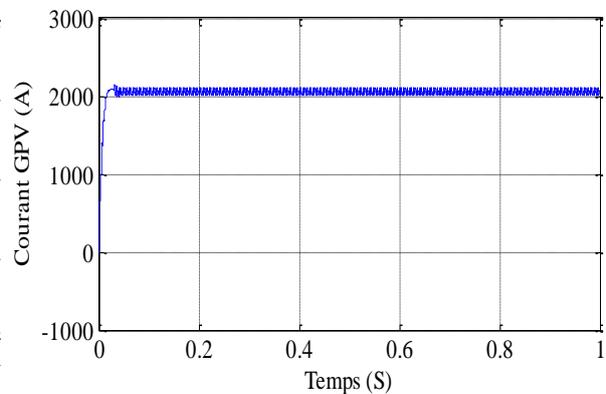


Figure V.29 Courant du GPV

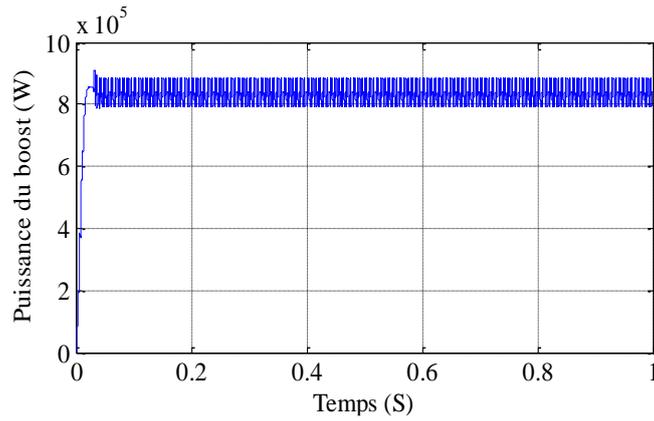


Figure V.30 Puissance produite par le GPV

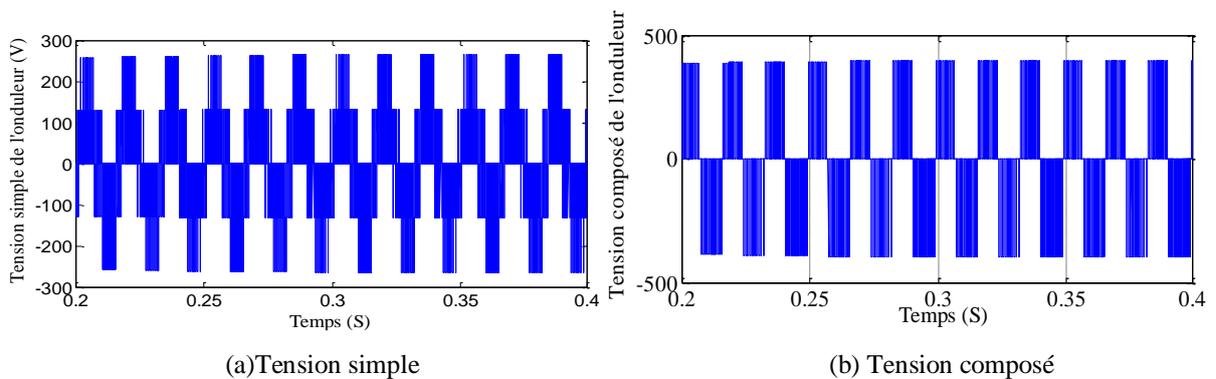


Figure V.31 Tension d'onduleur

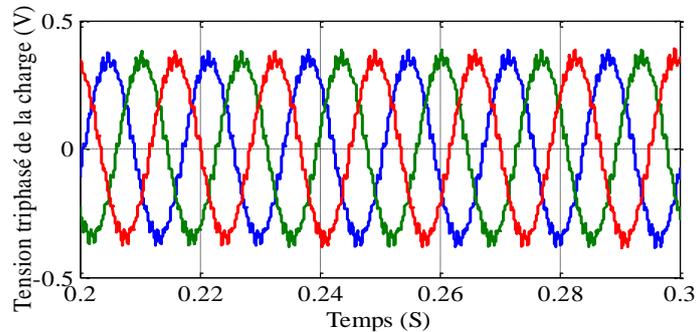


Figure V.32 Tension triphasée de raccordement du GPV au réseau

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du GPV.

Les figures (V.28), (V.29) et (V.30) représentent respectivement la tension, le courant et la puissance GPV (de 69 panneaux), où on peut constater que le contrôleur MPPT suit toujours la puissance maximale du générateur photovoltaïque (800 Kw), C'est la puissance de participation fournie par GPV à l'ensemble du système hybride raccordé au réseau.

La tension continue produite par le système GPV (après le hacheur) figure (V.28) est convertie en tension alternatif figure (V.32) pour le raccordement au réseau. Les tensions simulées de phase à phase (composées) et de phase à terre (simple) sont présentées dans les figures (V.31-a) et (V.31-b).

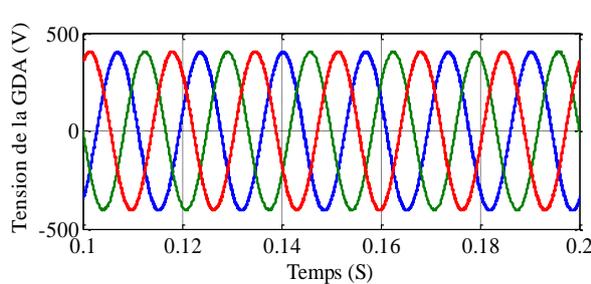


Figure V.33 Tensions statorique de raccordement de la GADA au réseau

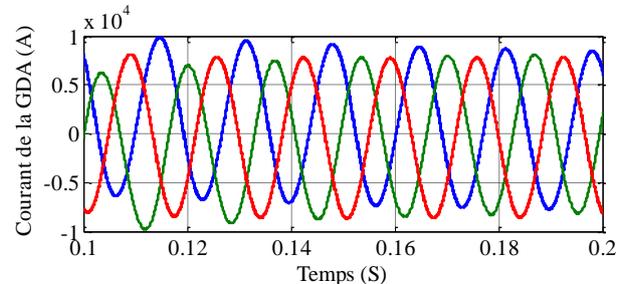


Figure V.34 les courants statorique injecté par la GADA au réseau

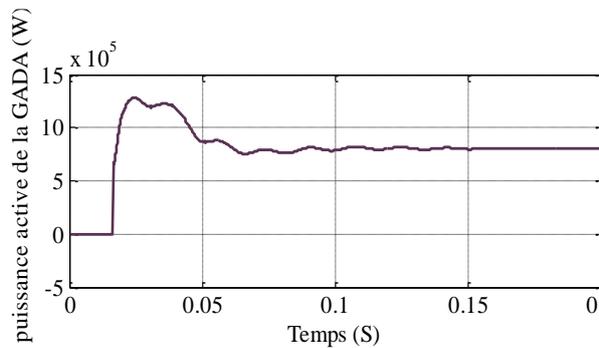


Figure V.35 Puissance active injecté par la GADA au réseau

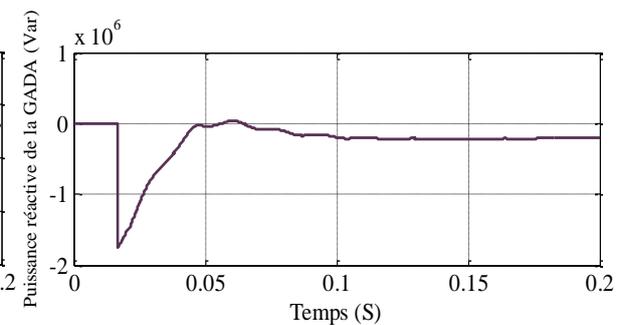


Figure V.36 Puissance réactive injecté par la GADA au réseau

La simulation est faite avec un profil de vent fixe qui permet de fournir en permanence la puissance demandée par la charge branché au réseau.

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du système de conversion éolien dans le système hybride globale illustré par la figure (V.27).

La tension de la GADA est représenté par la figure (V.33), dans laquelle la valeur de la tension est égale la même au celle obtenu par le GPV (400 V) pour permettre raccordé les deux systèmes de conversions (éolien/PV) au réseau par le baie du transformateur élévateur (400V/30 KV).

La figure (V.34) montre les courants triphasés sinusoïdaux injectés par l'éolienne vers le réseau électrique.

L'éolienne fournit toujours une puissance active constante (825 Kw dans le régime permanent) figure (V.35), ce qui est normal, car le profil du vent est constant et réglé à 10 m/s.

L'allure de la puissance réactive figure (V.36) injectée par le générateur éolien au réseau est presque est égal à 0 comme on a fixé au référence.

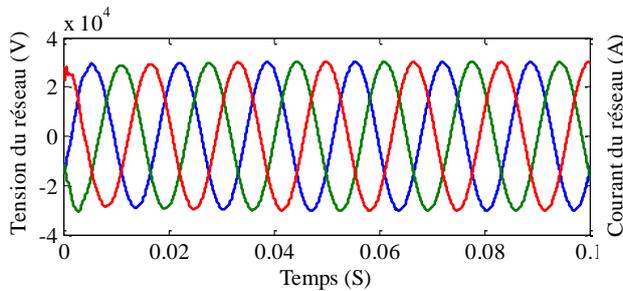


Figure V.37 Tensions du réseau HTA

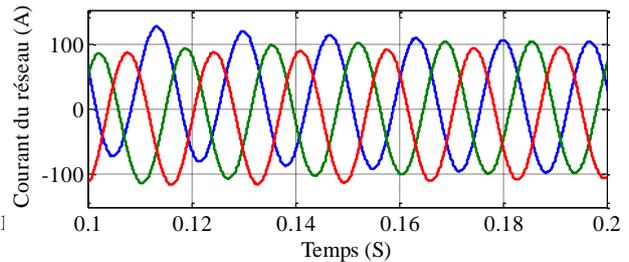


Figure V.38 Courants du réseau HTA

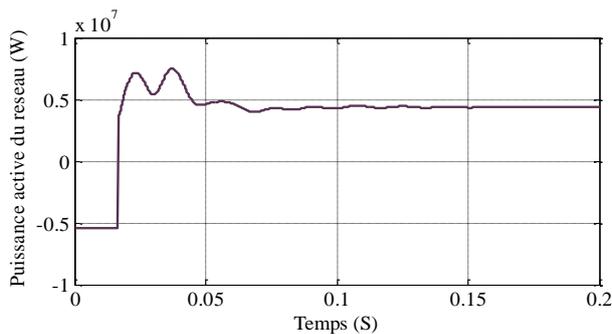


Figure V.39 Puissance active du réseau HTA

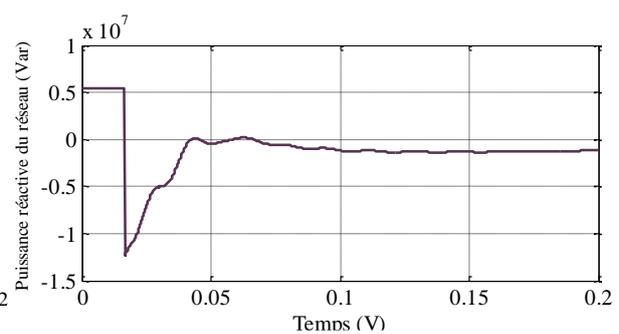


Figure V.40 Puissance réactive du réseau HTA

Les courbes présentées dans les figures suivantes montrent l'évolution du fonctionnement du système le système hybride éolien/PV raccordé au réseau de distribution, illustré par la figure (V.27).

La tension du réseau HTA (30 Kv) est exprimé par la figure (V.37), tel que on peut remarque sur cette figure que la tension de la ligne de distribution subit toujours des fluctuations et chute de tension quant on s'éloigne de la source, l'insertion de ce type de générateurs renouvelables ont un impact positive en matière d'amélioration de la qualité d'énergie fournie au récepteur. Les courants électriques absorbés par la charge du réseau électrique sont donnés dans figure (V.38).

La Figure (V.39) représente l'allure de la puissance active du réseau HTA qui exprime la somme de trois sources telle que les deux sources renouvelables (éolienne/PV) et source de

réseau, le système atteint sa limite de fonctionnement avec une puissance de 5 MW, pour cette limite, la source du réseau fournit 3.3 MW. L'éolienne et photovoltaïque fournit toujours une puissance constante 825 Kw pour chacune, ce qui est normal, car le profil du vent, la température et l'ensoleillement sont constants.

La figure (V.40) représente la puissance réactive fournissant par l'ensemble transité par la ligne électrique au récepteur. Ici nous remarquons que malgré la charge branché au réseau est purement résistive, la valeur de la puissance réactive (figure V.40) est différente de zéro et ça dépend par la ligne électrique de transmission qui présente un effet inductive.

#### **V.4 Conclusion**

Dans ce chapitre un modèle mathématique a été établi pour ce phénomène physique. Ce qui permet de tracer les caractéristiques de la cellule PV pour les différents paramètres influant. La caractéristique puissance-tension est fortement non linéaire et présente un seul point de fonctionnement optimal. Pour une exploitation plus efficace, nous avons besoin d'une commande permettant la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) qui permet de rechercher le point de fonctionnement optimal selon les conditions atmosphériques.

A travers les résultats de simulation numériques, nous avons confirmé le bon fonctionnement du GPV avec un contrôleur MPPT, qui permet d'extraire le maximum de puissance du GPV.

Nous avons également choisi un convertisseur DC-DC de type survolteur, utilisé comme interface entre le GPV et l'onduleur, commandé par un contrôleur MPPT, par la méthode perturbation & observation.

Les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides ont été donnés, ainsi nous avons proposé une architecture du système hybride composé d'un champ PV-éolienne raccordé au réseau de distribution sans unité de stockage.

Le système de conversion d'énergie solaire en électricité est lie au bus AC par l'intermédiaire d'un onduleur (DC-AC) tandis que le système éolien est connecté directement au bus AC. Et ce dernier est raccordé au réseau HTA via d'un transformateur élévateur.

Notre système hybride raccordé au réseau qu'est destiné pour alimenter les charges de grande puissance a été simulé et validé.

Nous avons conclu qu'il est possible de réduire la dépendance à l'énergie conventionnelle en développant des sources hybrides locales telles que " éolienne /photovoltaïque " et les mettre en commun à travers le réseau national.

---

# **Conclusion générale**

---

## **Conclusion générale**

Les travaux présentés dans cette thèse concernent les systèmes de production d'électricité décentralisés couplés au réseau. Ces dispositifs semblent amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

A travers cette étude, nous avons proposé une stratégie de commande assurant l'autonomie énergétique du système de production d'électricité hybride, composé d'un générateur éolien, d'un générateur photovoltaïque, et afin de maximiser la production de chacune des deux sources, notamment cette type d'énergie se distingue par son caractère aléatoire et intermittent qui est souvent à l'origine de sérieux problèmes liés à la stabilité du réseau électrique.

L'objectif préalablement défini pour ce travail consistait à l'insertion des éoliennes dans les réseaux électriques, afin d'augmenter la part de la production d'énergie renouvelable dans le réseau électrique, et d'optimiser les performances de cette production d'énergie en utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation. Cette optimisation consiste à améliorer la quantité et la qualité de l'énergie produite ainsi que le rendement énergétique et diminuer considérablement les effets des différentes perturbations, qui influent sur le bon fonctionnement de la GADA. Et afin d'améliorer le rendement de ce système, nous avons associé un générateur photovoltaïque utilisant une commande de poursuite du point de puissance maximale en combinant la commande P&O.

Pour atteindre ces objectifs, le premier chapitre de ce travail a été consacré à l'état de l'art, après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables existantes et les potentiels algériens, nous avons focalisé notre attention sur la production d'électricité éolienne et photovoltaïque. Différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources solaire et éolienne sont présentées.

Dans le deuxième chapitre, les concepts fondamentaux de la conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique ont été rappelés dans une première partie. Les différentes structures de conversion éolienne utilisant les machines électriques ont été présentées et

analysées en termes d'avantages qu'elles procurent. La structure utilisant la machine asynchrone à double alimentation présente le meilleur avantage en termes de production de puissance élevée, en fonctionnement à vitesse variable, tout en réduisant le dimensionnement des convertisseurs statiques.

La seconde partie du chapitre a été consacrée à la modélisation et la commande de la partie mécanique de l'éolienne. Les modèles analytiques des différents organes mécaniques constituant le système éolien ont été établis en adoptant le schéma bloc. Cette modélisation se démarque principalement par l'approche différentielle qui a été faite de la partie mécanique qui fait appel aux calculs d'aérodynamique pour déterminer les relations liant la vitesse du vent, le couple et la vitesse de la turbine. Afin de commander le système éolien, deux stratégies de contrôle ont été détaillées. La stratégie MPPT permet de fournir un maximum de puissance active produite au réseau électrique grâce au fonctionnement à vitesse variable de la GADA. Puis, dans notre travail on a réalisé le bloc MPPT par deux régulateurs (PI classique et mode glissant d'ordre 2) dont l'objectif était d'analyser leurs performances en termes de poursuite. Les résultats obtenus de la stratégie MPPT ont montrés que les deux régulateurs donnent presque des résultats similaires. Cependant, le régulateur flou s'est montré le plus efficace avec un temps de réponse petit par rapport au PI classique.

La modélisation et la commande de la partie électrique de l'éolienne était l'objet du troisième chapitre. On a proposé la stratégie de contrôle dite DPC. La DPC classique (DPC-C) propose de contrôler directement les puissances active et réactive de la GADA à l'aide des comparateurs à hystérésis et une table de commutation. Cette stratégie de contrôle est plus simple et plus robuste que le contrôle vectoriel à cause de la moindre dépendance de paramètres de la machine. Seulement cette stratégie de contrôle possède deux inconvénients majeurs sont présents. Premièrement, la détermination des états de commutation est déterminée par les informations des tendances d'évolution du flux et du couple issues des éléments non linéaires de type hystérésis. Deuxièmement, la durée des commutations est variable, ce qui conduit à des oscillations des puissances. Pour s'affranchir des contraintes sévères de temps de calcul et améliorer les défauts de la commande (DPC-C), nous avons opté pour une technique (DPC-SVM) qui repose sur l'utilisation d'une modulation MLI vectorielle (SVM). Les tests de simulation présentent les améliorations apportées par la (DPC-SVM) par rapport à la DTC classique (DPC-C).

Pour remédier aux inconvénients des stratégies de contrôle classique (DPC-C) et (DPC-SVM) : la commande DPC basée sur modes glissants ont été abordées dans le

quatrième chapitre. Dans cette approche, les comparateurs à hystérésis et les tables de commutation des vecteurs des tensions ont été remplacés par des régulateurs modes glissants, Nous avons présenté le concept général des systèmes à structure variable avec mode de glissement. Puis, nous avons abordé une étude comparative entre (DPC-PI et DPC par mode glissant d'ordre 1, 2 et mode glissant d'ordre 2 continu DPC-MG2C) appliqué à la GADA. Grâce à cette étude nous avons montré que la commande (DPC-MG2C) améliorant le rendement énergétique, et qui avec le peu de broutement qu'elle engendre, limite le stress mécanique sur l'arbre de transmission. Les résultats de simulations obtenus ont montré l'efficacité et les performances de la commande proposée par rapport aux autres méthodes utilisées (mode glissant d'ordre 1 et mode glissant d'ordre 2).

Le dernier chapitre a traité le système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien raccordé au réseau afin d'alimenter un récepteur électrique de grande puissance. Nous avons présenté la modélisation et la commande de système de conversion photovoltaïque (générateur photovoltaïque (GPV), convertisseur DC-DC) du point de vue de l'estimation de la production d'énergie à partir de données de l'éclairement. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle dédié à l'alimentation en énergie électrique.

Face à ces observations et aux résultats obtenus, des perspectives intéressantes pouvant contribuer à l'amélioration du fonctionnement du dispositif hybride sont envisageables :

- Etablissement d'un modèle de la GADA plus réaliste prenant en compte la saturation magnétique ;
- Etude des perturbations inhérentes au couplage du système hybride avec le réseau électrique ;
- Implémentation pratique du système étudié ;
- Etude du système étudié en mode dégradé.

---

# **Annexes**

---

---

## Annexe A

### A.1 Introduction

Les systèmes physiques étant de nature non linéaire, leur comportement est le plus souvent décrit par des équations différentielles non linéaires. Si le domaine de fonctionnement du système est limité et si la non linéarité est douce, le système est linéaire et représenté par un ensemble d'équations qui décrivent son comportement dynamique. Par contre l'analyse des systèmes non – linéaires, qui sont plus riches et plus complexes que les systèmes linéaires est plus difficile. Récemment des études avancées ont été faites dans le domaine de l'automatique et particulièrement le réglage des systèmes non linéaire pour lesquelles ont élaboré des algorithmes de commande qui prennent en compte cette propriété des systèmes. , en effet lorsque l'organe de commande possède un comportement discontinu par commutation (action à deux positions).

Il est judicieux de faire appel à des méthodes de réglage non linéaire et discontinu qui s'adapte mieux au comportement particulier de ces organes de commande. Il s'agit en particulier du réglage par **Mode de Glissant**. Le réglage par mode de glissement est un mode de fonctionnement particulier, des systèmes de réglage à structure variable. Ce type de systèmes a été étudié d'abord en Union soviétique (Emelynov 1950), par la suite ces travaux ont été repris ailleurs, soit pour compléter l'étude théorique, soit pour étudier quelques applications possibles. Au début des années 80, la commande des systèmes à structure variable par le mode de glissement est devenue très intéressante attractive, elle est considérée comme l'une des approches les plus simples pour la commande des systèmes ayant un modèle imprécis grâce aux avantages qu'elle présente (robustesse vis-à-vis des paramètres variables, très haute précision, une bonne stabilité et temps de réponse très faible) .

### A.2 Les systèmes Non Linéaires

Sachant que les systèmes non linéaires sont plus riches et plus complexes dans leur comportement par rapport aux systèmes linéaires, leurs analyses sont plus difficiles. Les techniques habituelles utilisées dans la commande linéaire telle que le domaine temporel et fréquentiel ne peuvent pas leur être appliqués. Par conséquent, ils ne peuvent pas être résolus analytiquement, ainsi la compréhension complète de leurs comportements est très difficile. Par contre il existe des moyens puissants d'analyse et de conception de ces systèmes, parmi lesquelles on peut citer : le plan de phase et la théorie de Lyapunov.

La conception des systèmes non linéaires exige la prise en considération des éléments suivants :

- La stabilité : doit être garantie pour le modèle dans le sens local et global.
- Performances : représentent la précision, la qualité (écart statique, oscillation,.....etc.) ainsi que le temps de réponse du système.
- Invariance et robustesse : la réponse en boucle fermée doit être insensible et peut sensible respectivement à toute les perturbations extérieure, aux variations des paramètres et aux incertitudes sur le modèle.

Une bonne commande peut être obtenue sur la base d'un compromis en terme de (stabilités /robustesse, stabilités/performances ..... etc.).

### A.3 Conception de la commande par mode de glissement

La conception de cette commande peut être répartie en trois étapes principales très dépendantes.

- a) Choix de la surface de glissement
- b) L'établissement des conditions d'existences et de convergence
- c) La détermination de la loi de commande

#### A.3.1 Choix de la surface de glissement

En général, pour un système défini par l'équation d'état suivante :

$$\dot{X} = A.X + BU \quad (\text{A.1})$$

Il faut choisir "m" surfaces de glissement, pour un vecteur U de dimension "m". J.J. Slotine nous propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de consigne  $X_{ref}$ .

$$S(x) = \left( \frac{d}{dt} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad (\text{A.2})$$

Avec :

x : variable à régler

e (x) : l'écart de la variable à régler ( $X_{ref} - X$ )

➤ : Constante positif

r : degré relatif, égale au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

- $r=1 \ S(X) = e(X)$ .
- $r=2 \ S(X) = \lambda \cdot e(X) + \dot{e}(x)$
- $r=3 \ S(X) = \lambda^2 e(X) + 2 \cdot \lambda \cdot \dot{e}(x) + \ddot{e}(x)$

$S(x)=0$ , est une équation différentielle linéaire autonome dont la réponse  $\dot{e}(x)$  tend vers zéro pour un choix correct du gain. En d'autres termes, la difficulté revient à un problème de poursuite de la trajectoire dont l'objectif est de garder  $S(x)$  à zéro (figure A.1). Ceci est équivalent à une linéarisation exacte de l'écart en représentant une condition de convergence.

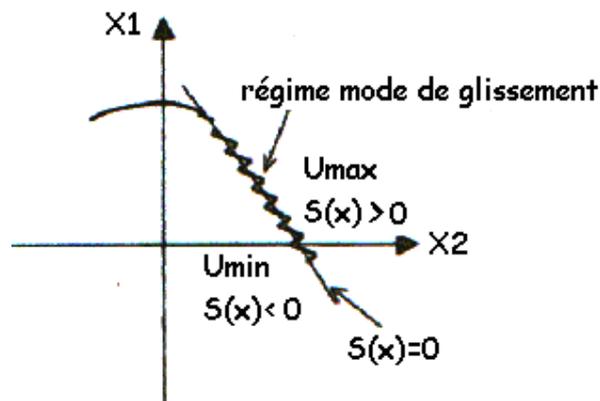


Figure A.1 L'état de la trajectoire dans le régime mode de glissement

### A.3.2 Condition d'existence et de convergence

Les conditions de convergence permettent à la dynamique du système, dans le plan de phase, de converger vers la surface de glissement. Il existe deux conditions :

- La fonction directe de commutation : c'est la première condition de convergence, elle est sous la forme :

$$S(x)\dot{S}(x) < 0 \quad (\text{A.3})$$

- La fonction de Lyapunov :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (\text{A.4})$$

Son dérivé sera

$$\dot{V}(x) = S(x)\dot{S}(x) \quad (\text{A.5})$$

Pour que la fonction de Lyapounov décroisse, il suffit d'assurer :

$$V(x) = S(x)\dot{S}(x) < 0 \quad (\text{A.6})$$

Cette fonction est utilisée pour estimer les performances de la commande, l'étude de la robustesse et de garantir la stabilité du système non linéaire.

### A.3.3 Calcul de la commande

Une fois la surface de glissement est choisie, ainsi que la vitesse de convergence, il reste à déterminer la commande nécessaire pour attirer la variable à contrôlé vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre (origine du plan de phase) en maintenant la condition d'existence du mode de glissement.

La structure du contrôleur comprend deux parties, une concernant la linéarisation exacte et l'autre stabilisante. Cette dernière est très importante dans la commande non linéaire car elle est utilisée pour estimer les effets d'imprécision du modèle et les perturbations extérieures, nous avons donc :

$$U = U_{eq} + U_n \quad (\text{A.7})$$

$U_{eq}$  correspond à la commande de linéarisation proposée par Fillipov et Utkin (commande équivalente), il est possible d'interpréter cette grandeur de commande équivalente comme valeur moyenne glissante que prend la grandeur de commande lors de la commutation rapide entre  $U_{max}$  et  $U_{min}$  comme le présente schématiquement la figure A.2. Cette interprétation permet immédiatement de tirer une condition pour l'existence de mode de glissement à savoir.

$$U_{min} \leq U_{eq} \leq U_{max}$$

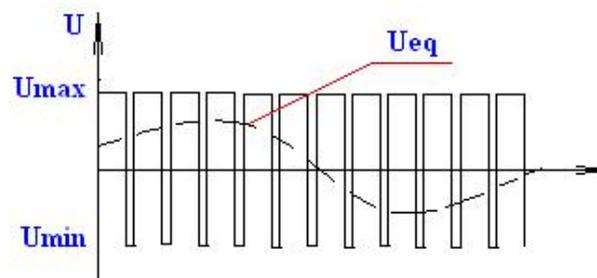


Figure A.2 Grandeur de commande équivalente  $U_{eq}$  comme valeur moyenne glissante

Elle consiste à trouver une commande linéarisante tels que la trajectoire de l'état reste sur la surface de glissement  $S(x)=0$ . La commande  $U_n$  est déterminé pour garantir l'attraction de la variable à contrôler vers la surface et satisfaire la condition de convergence  $S(x)\dot{S}(x) < 0$ . En d'autres termes, définir le comportement dynamique du système durant le mode de convergence par  $U_n = \dot{S}(x)$ . Le calcul de la commande équivalente se fait à partir des équations du système d'état suivant :  $\dot{X} = A.X + BU$

Le vecteur  $U$  est composé de,  $U_{eq}$  et  $U_n$  auxquelles nous nous intéressons à déterminer leurs expressions analytiques. Nous avons :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} [AX + BU_{eq}] + \frac{\partial S}{\partial x} BU_n \quad (A.8)$$

Durant le mode de glissement et le régime permanent l'expression de la surface est égale à zéro, sa dérivée est donc nulle, donc on aura :  $U_n=0$ . [BEL11]

$$U_{eq} = \left[ \frac{\partial S}{\partial x} B \right]^{-1} \left[ \frac{\partial S}{\partial x} AX \right] \quad (A.9)$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant le terme  $U_{eq}$  par son expression (A.10) nous obtenons la dérivé de la surface

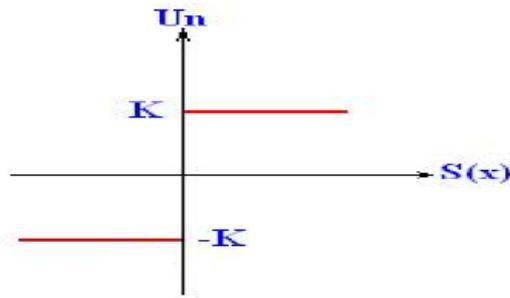
$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x} BU_n \quad (A.10)$$

Le problème revient à trouver  $U_n$  tel que  $S(x)\dot{S}(x) < 0$

$$S(x) \frac{\partial S}{\partial x} BU_n < 0_{S(x) \frac{\partial S}{\partial x} B} \quad (A.11)$$

Donc, il faut que le signe de  $U_n$ , soit l'opposé de celui de. La forme la plus simple que peut prendre  $U_n$  est celle d'un relais (figure A.3).

$$U_n = k \text{Signe}(S(X)) \quad (A.12)$$

Figure A.3 Fonction  $U_n$  (relais)

Le choix de la constante  $K$  est très influent, en effet, si  $K$  est très petit, le temps de réponse sera très lent et si  $K$  est trop grande nous aurons des oscillations appelées « **chattering** » celle-ci nuit au fonctionnement et aux performances du système.

#### A.4 Elimination de l'effet de chattering.

Pour remédier à l'effet de chattering la fonction discontinu est remplacée par une fonction continue (figure A.4), ceci au voisinage de la surface de glissement et on procède à un lissage de la commande (commande adouci).

$$U_n = \begin{cases} \left(\frac{K}{\xi}\right) S(x) & \text{Si } |S(x)| \leq \xi \\ K \text{Signe}(S(x)) & \text{Si } |S(x)| > \xi \end{cases} \quad (\text{A.13})$$

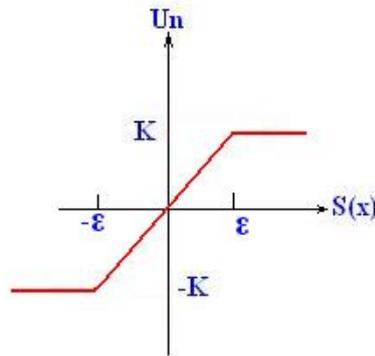


Figure A.4 Commande douce à un seul seuil.

Annexe (B)**B.1 Paramètres de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GADA**

Les paramètres de la turbine éolienne de 1.5 MW basée sur une génératrice asynchrone à double alimentation, sont illustrés dans le tableau suivant :

Paramètre	Symbole	Valeur
<b>► Grandeurs mécaniques :</b>		
Rayon de l'éolienne	$R$	35.25 m
Gain du multiplicateur de vitesse	$G$	90
Inertie de l'arbre	$J$	1000 kg.m <sup>2</sup>

Tableau B.1 : Paramètres de la turbine de l'éolienne de 1.5 MW.

Paramètre	Symbole	Valeur
<b>► Grandeurs électriques :</b>		
Résistance d'enroulement du stator	$R_s$	0.012 $\Omega$
Résistance d'enroulement du rotor	$R_r$	0.021 $\Omega$
Inductance d'enroulement du stator	$L_s$	0.0137 H
Inductance d'enroulement du rotor	$L_r$	0.0136 H
Mutuelle inductance cyclique	$M$	0.0135 H

Tableau B.2 Paramètres de la GADA de l'éolienne de 1.5 MW.

Annexe (c)**C.1 Paramètres du système photovoltaïque****C.1.1 Paramètres du panneau photovoltaïque**

BP Solar's MSX series is a premium line of PV modules with a 25-year performance warranty, tightly controlled electrical parameters, and labeling showing each module's tested electrical characteristics. Providing 120 watts of nominal maximum power, the MSX 120 is used primarily in large battery-equipped PV systems or—through an inverter—to provide AC power directly to a load. Typical applications include grid-supplemental residential and commercial systems, telecommunications, remote villages and clinics, pumping, and land-based navigation aids. Its attractive bronze-anodized frame also suits it well for architectural applications.

This product is available as a framed module or an unframed laminate, in 12V or 24V nominal configurations, with either:

- Dual high-volume junction boxes which allow on-site 12V/24V selection by rewiring (MSX 120);
- Installation-speeding DC-rated polarized connectors (MSX 120MC).

Electrical Characteristics<sup>1</sup>

	MSX 120	MSX 110 <sup>4</sup>
Maximum power ( $P_{\max}$ ) <sup>2</sup>	120W	110W
Voltage at $P_{\max}$ ( $V_{\text{mp}}$ )	33.7V	33.6V
Current at $P_{\max}$ ( $I_{\text{mp}}$ )	3.56A	3.3A
Minimum $P_{\max}$	114W	105W
Short-circuit current ( $I_{\text{sc}}$ )	3.87A	3.6A
Open-circuit voltage ( $V_{\text{oc}}$ )	42.1V	41.6V
Temperature coefficient of $I_{\text{sc}}$	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of $V_{\text{oc}}$	-(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT <sup>3</sup>	47±2°C	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)	
Maximum series fuse rating	20A	

## Notes

- These data represent the performance of typical MSX 110 and MSX 120 products in 24V configuration. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
  - illumination of 1 kW/m<sup>2</sup> (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
  - cell temperature of 25°C.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical  $P_{\max}$ .
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m<sup>2</sup>, and wind speed of 1 m/s.
- The power of solar cells varies in the normal course of production; the MSX 110 is assembled using cells of slightly lower power than the MSX 120.

## MSX 120 I-V Curves

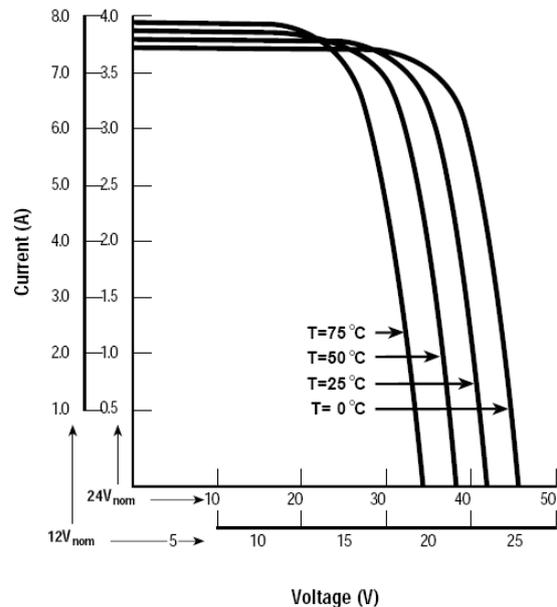


Figure C.1 la fiche technique du panneau MSX 120

## C.2 Convertisseur boost.

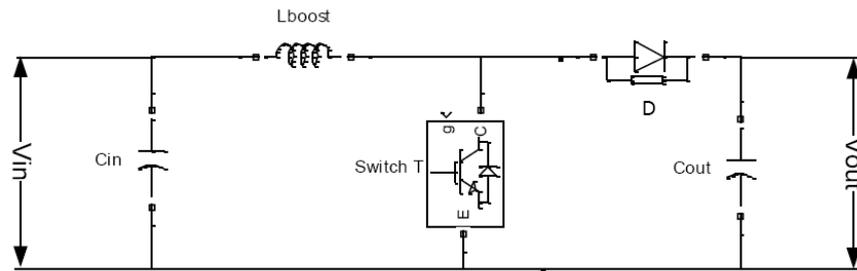


Figure C.2 Convertisseur boost.

## C. 3 Schémas block du système photovoltaïque avec régulateur MPPT.

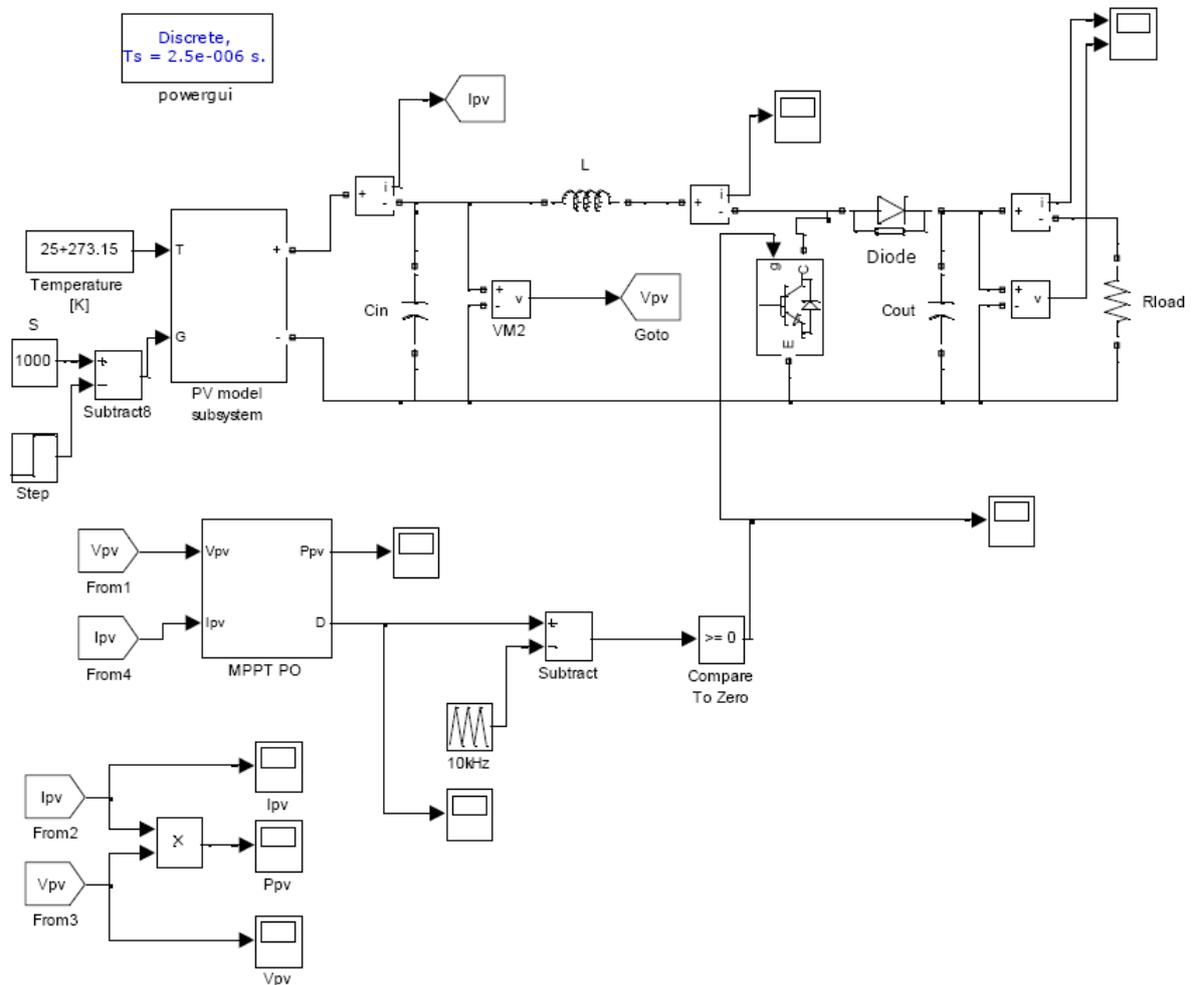


Figure C. 3 Schémas block du système photovoltaïque avec régulateur MPPT.

#### C.4 Dimensionnement de convertisseur DC-DC (l'hacheur boost) [91]

Les paramètres du convertisseur de suralimentation sont:

- $V_e$  (nom) : 337 V
- $V_s$  (nom) : 400 V
- PV puissance maximale : 12000 W
- $f_s$  : 10 KHz
- erreur de l'ondulation du courant de l'inductance maximale : 10%

L'inductance L est calculée avec l'équation suivante :

$$L \geq \frac{V_{om}.D_m.(1-D_m)}{f_s|\Delta I_{L\_ondul}|} \quad (C.1)$$

Où  $V_{om}$  est de 400 V, la tension de sortie maximale du convertisseur élévateur. Le rapport cyclique  $D_m$  est obtenu à partir de:

$$\frac{V_0}{V_e} = \frac{T}{t_{off}} = \frac{1}{1-D} \quad (C.2)$$

$$D = 1 - \frac{V_e}{V_s} = 1 - \frac{337}{400} \quad (C.3)$$

$$D = 0,1575 \quad (C.4)$$

Le courant de sortie est donné par

$$I_{om} = \frac{P_s}{V_s} \quad (C.5)$$

Le convertisseur est considéré parfait sans aucune perte. La puissance d'entrée du PV c'est la que la puissance de sortie.

$$I_{om} = \frac{12000}{400} = 30 \text{ A} \quad (C.6)$$

La résistance de la charge est donnée par

$$R_{ch} = \frac{400}{30} = 13.33 \Omega \quad (C.7)$$

L'inducteur L est

$$L \geq \frac{400 \times 0,1575 \times (1 - 0,1575)}{10000 \times 2 \times 35,6 \times 0,1} \quad (C.8)$$

$$L \geq 745 \mu H \quad (C.9)$$

Pour le condensateur d'entrée.

$$C_{PV} \geq \frac{I_{Om} \cdot D_m^2}{0,02 \cdot (1 - D_m) f_s \cdot V_{pv\_mpp}} \quad (C.10)$$

$$C_{PV} \geq \frac{30 \times 0,1575^2}{0,02 \times (1 - 0,1575) \times 10000 \times 337} \quad (C.11)$$

$$C_{PV} \geq 13,105 \mu F \quad (C.12)$$

Pour le condensateur de sortie Cout, la relation suivante est utilisée

$$C_{DC} \geq \frac{V_{ch} \cdot D}{f_s \Delta V_{ch} R_{ch}} \quad (C.13)$$

$$C_{DC} \geq \frac{400 \times 0,1575}{10000 \times 5,4 \times 13,33} \quad (C.14)$$

$$C_{DC} \geq 87,521 \mu F \quad (C.15)$$

### C.5 Système photovoltaïque avec l'onduleur (DC-AC)

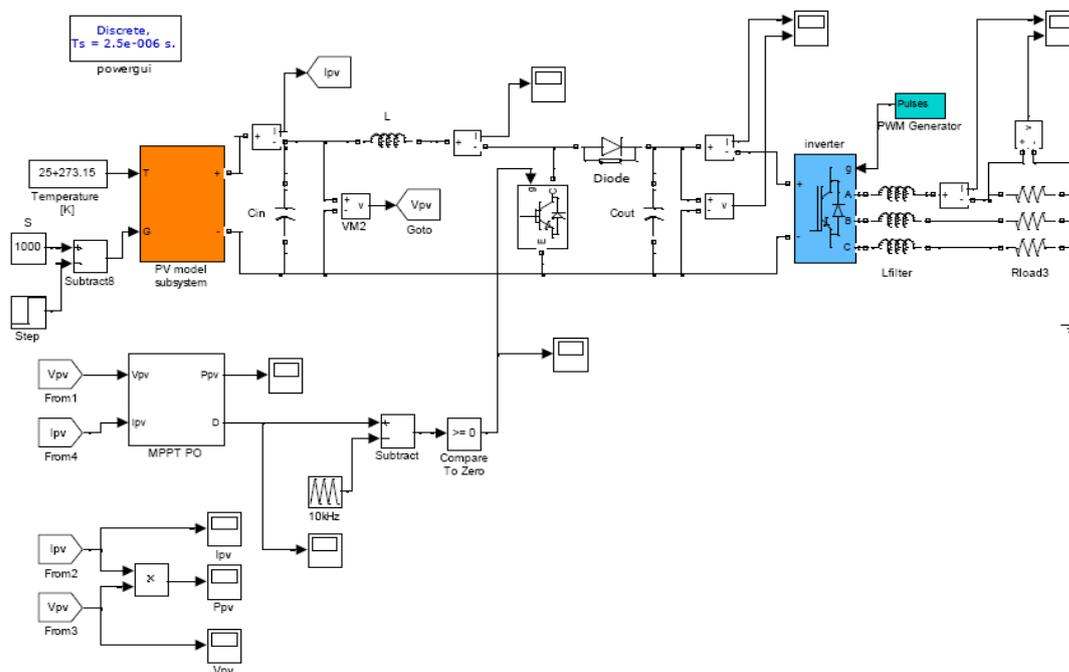


Figure C.4 Système photovoltaïque avec l'onduleur

Annexe (D)**D.1 Paramètres du réseau électrique.**

<b>Réseau électrique</b>	
$S=10 \text{ MVA}, U_n = 30 \text{ Kv}, U_{cc} = 4\%$	
$(R_s, L_s)$	$(0.25 \text{ m}\Omega, 19.4 \text{ }\mu\text{H})$
<b>Transformateur BT/HTA</b>	
$S= 6 \text{ MVA}, U_{\text{primaire}}=400\text{V}/ U_{\text{secondaire}} =30 \text{ KV}, U_{cc}= 2\%$	
$(R_t, L_t)$	$(1.2 \text{ m}\Omega, 17 \text{ }\mu\text{H})$
<b>Charge</b>	
$P= 1 \text{ MW}, \text{FP}=\cos \varphi =1, U_n= 30 \text{ Kv}$	

Tableau D.1 Paramètres du réseau électrique

---

# **Références bibliographiques**

---

## Références bibliographiques

- [1] International Energy, Agency, Energy Technology Perspectives 2010 Scenarios & Strategies to 2050, ISBN 978-92-64-08597-8, 2010.
- [2] Site web: « [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4\\_syr\\_fr.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf) »
- [3] J. Syrota, « *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050* », Rapport de la commission Énergie, vol.12, n°1, la Documentation Française, 2008.
- [4] « *Energy technology perspectives 2012 - pathways to a clean energy system* ».
- [5] A. MIRECKI, « *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* », thèse Doctorat, Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIH, Unité Mixte de Recherche CNRS N° 5828, Institut National Polytechnique de Toulouse, 5 avril 2005.
- [6] T. Ghennam, « *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, apports des convertisseurs multi-niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation* ». Ph.D. thesis, Ecole Centrale de Lille et Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, 2011
- [7] Lazarov, V. D., Notton, G., Zarkov, Z., Bochev, I., « *Hybrid power systems with renewable energy sources – types, structures, trends for research and development* », Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria, pp. 515-520, 2005.
- [8] M. Zandi, « *Contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique* », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2010.
- [9] Daha Hassan Daher. « *Modélisation et analyse expérimentale d'une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime* ». Thermique [physics.class-ph]. Université de Lyon, 2017.
- [10] S. Astier, B. Dakyo, « *Les système photovoltaïques autonomes non embarqués pour la production d'énergie électrique* », Journées électrotechniques du club EEA, 28-29 Janvier1999, paris (France), pp 1- 19.
- [11] A. B. Arostegi, « *New Optimized Electrical Architectures of Photovoltaic Generators with High Conversion Efficiency* », Thèse Doctorat de l'Université Toulouse 3 Paul Sabatier, France, 2013, pp. 167.
- [12] R. Kadri, « *Contribution à l'amélioration de la capture de l'énergie solaire photovoltaïque dans l'habitat résidentiel : nouvelles structures de puissance et de commande* ». Ph.D. thesis, Université de Poitiers, 2010.
- [13] Site de la Ministère de l'Energie et des Mines : « [www.mem-algeria.org](http://www.mem-algeria.org) »

- [14] D. Marín, « *Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires* ». Ph.D. thesis, Ecole Centrale de Lille, 2009.
- [15] I. Vechiu, « *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome* ». Ph.D. thesis, Université du Havre, 2005.
- [16] S. Grillo, V. Musolino, L. Piegari, E. Tironi, and C. Tornelli, « *DC islands in AC smart grids* ». IEEE Transactions on Power Electronics **29** (2014), no. 1, 89–98.
- [17] S. Rolland, « *Rural electrification with renewable energy* ». Alliance for Rural Electrification, 2011.
- [18] M. Dali, « *Commande et gestion énergétique des systèmes hybrides photovoltaïque-éolien* ». Ph.D. thesis, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis, 2009.
- [19] Global Wind Energy Council, « *Global wind statistics 2015* ». 10 Février 2016
- [20] B. Multon ; X. Roboam ; B Dakyo ; C. Nichita ; O Gergaud ; H. Ben Ahmed, « *Aérogénérateurs électriques* ». Techniques de l'Ingénieur, Traités de génie électrique, D3960, Novembre 2004.
- [21] Site internet « <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/eoliennes-enmer-offshore> ».
- [22] L. Peng, « *Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension* ». Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, juin 2010.
- [23] T. Ghennam, « *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation* ». Thèse de doctorat de l'Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Sept 2011.
- [24] B. Beltran, « *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur* ». Thèse de doctorat de l'université de Bretagne Occidentale, juin 2011.
- [25] G. Arnaud, « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service* ». Thèse de Doctorat université de Nancy, 2010.
- [26] Site internet de constructeur Danois, « <http://www.wind power .dk/> ».
- [27] M. Liserre, R. Cárdenas, M. Molinas, J. Rodríguez, « *Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks* ». IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1081–1095, April 2011.
- [28] J. Chen, J. Chen, C. Gong, and X. Deng, « *Energy management and power control for a stand-alone wind energy conversion system* ». in Proc. IEEE IECON, 2012, pp. 989–994.

- [29] Y. A. I. Mohamed, E. F. El-Saadany: « *Adaptive discrete-time grid-voltage sensorless interfacing scheme for grid-connected DG-inverters based on neural-network identification and deadbeat current regulation* ». IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 23, no. 1, pp. 308-321, Jan. 2008.
- [30] T.Ghennam, « *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation* ». Thèse de doctorat de l'Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Sept 2011.
- [31] R. Pena, J. Clare, and G. Asher, « *Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation* ». IEEE Proc. Electr. Power Appl., vol. 143, no. 3, pp. 231–241, May 1996.
- [32] J. Lopez, P. Sanchis, X. Roboam, and L.Marroyo, « *Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips* ». IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 3, pp. 709–717, Sep. 2007.
- [33] S. Bhowmik, R. Spee, and J. H. R. Enslin, « *Performance optimization for doubly fed wind power generation systems* ». IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 35, no. 4, pp. 949– 958, Jul./Aug. 1999.
- [34] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, and J. Rodriguez, « *Overview of multi-MW wind turbines and wind parks* ». IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 4, pp. 1081– 1095, Apr. 2011
- [35] R. Cardenas, R. Pena, S. Alepuz, and G. Asher, « *Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications* ». IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 7, pp. 2776–2798, Jul. 2013.
- [36] B. Hopfensperger, D. J. Atkinson, « *Doubly-fed a.c machines: classification and comparison* »; European conf. Power Electronics and Applications (EPE), pp.1-17, Graz, 2001.
- [37] F. Poitiers, « *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne* ».Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Ecole Polytechnique de Nantes, France, Décembre 2003.
- [38] T. WILDI, G. SYBILLE, « *Electrotechnique* »; 4ème édition, Edition de Boeck, ISBN PUL 2-7637-8185-3, Canada, Juin 2005.
- [39] A. Boyette, « *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* »; Thèse de Doctorat en génie électrique, Université Henri Poincaré, Nancy I, Décembre 2006.
- [40] H. Camblong, « *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable* », thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des Arts et Métiers de Bordeaux, Décembre 2003.

- [41] S. Heier, « *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems* », Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [42] E. HAU, « *Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economic* ». Editions Springer 2000.
- [43] S. El Aimani, B. François, F. Minne, B. Robyns, « *Comparison analysis of control structures for variable wind speed turbine* ». Proceedings of CESA 2003, Lille, France, Juillet 2003.
- [44] J. Usaola, P. Ledesma, J. M. Rodriguez, J. L. Fernandez, D. Beato, R. Iturbe, J. R. Wihelmi, « *Transient stability studies in grids with great windpower penetration. Modeling issues and operation requirements* ». Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, September 7-12, 2003, Dallas (USA).
- [45] E. De Vries, « *Wind turbines technology trends* ». Vol. 6, No. 4, James & James (Science Publishers), Renewable Energy World, July-August 2003.
- [46] S. El Aimani, « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension* », Thèse de doctorat de l'école centrale de Lille, France, 2004.
- [47] O. Gergaud, B. Multon. H. Ben Ahmed, « *Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne* ». Electronique du Futur.2001.pp.17-22.Nancy. Novembre 2001
- [48] A. Boyette, « *Contrôle–commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* », Thèse de Doctorat, Université de Nancy I, France, 2006.
- [49] B. Beltran. et al. « *Sliding mode power control of variable speed wind energy conversion systems* ». IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 23, n°2, pp. 551-558, June 2008.
- [50] E. Tremblay, S. Atayde, A. Chandra, « *Comparative Study of Control Strategies for the Doubly Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems: A DSP Based Implementation Approach* »; IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol.2, No.3, pp.288-299, July 2011.
- [51] A. Bouyekni, R. Taleb, Z. Boudjema, H. Kahal, F.Chabni, « *New direct power control applied to doubly fed induction generator for wind power applications* ». 3<sup>rd</sup> International Conference on Power Electronics and their Applications, ICPEA 2017, Djelfa, Algérie, 2017.
- [52] A. Moualdia, « *Stratégies de Commande DTC-SVM et DPC appliquées à une MADA utilisée pour la production d'énergie éolienne* ». Thèse de Doctorat de l'Ecole
- [53] M. Pichan, H. Rastegar, M. Monfared, « *Two fuzzy-based direct power control strategies for doubly-fed induction generators in wind energy conversion systems* ». Elsevier, Energie, Vol. 51, pp.154-162, February 2013.
- [54] S. Abdeddaim, « *Connexion au réseau des sources hybrides à caractère renouvelables* ». Thèse doctorat université de Biskra, 2013.

- [55] S. Muller, M. Deicke, R. W. De Doncker, « *Doubly fed induction generator systems for wind turbines* », IEEE Industry Applications Magazine, pp. 26-33, May-June 2002.
- [56] F. Merahi, El M Berkouk, S Mekhif, « *New management structure of active and reactive power of a large wind farm based on multilevel converter* ».Renewable energy. 68. pp. 814-828, 2014.
- [57] E. Tremblay, « *Contribution à la commande de l'éolienne a MADA en permettant l'amélioration de la qualité de l'onde du réseau électrique* »; M. ING, ETS (QC), Montréal, Canada, Janvier 2009.
- [58] P. Antoniewicz, M. P. Kazmierkowski, «*Virtual-flux-based predictive direct power control of AC/DC converters with online inductance estimation* »; IEEE Trans. On Industrial Electronics, Vol.55, No.12, pp.4381-4390, December 2008.
- [59] R. Datta, V.T. Ranganathan, « *Direct power control of grid-connected wound rotor induction machine without rotor position sensors* »; In: IEEE Trans. Power Electron., Vol.16, No.3, May 2001, pp.390-399.
- [60] L. Xu, P. Cartwright, « *Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation* »; IEEE Trans. Energy Conversion, Vol.2, No.3, pp.750-758, September 2006.
- [61] C. Belfedal, S. Moreau, G. Champenois, T. Allaoui and M. Denai, « *Comparison of PI and Direct Power Control with SVM of Doubly Fed Induction Generator* »; Istanbul University, Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 8, No.2, pp. 633-641, 2008.
- [62] Y. Djeriri, A. Meroufel, A. Massoum and A. Hammoumi, « *Using space vector modulation technique to improve direct power control strategy of doubly fed induction generator based wind energy conversion systems* »; 7th International Conference on Electrical Engineering, Batna, Algérie, pp.481-487, 08-10 October 2012.
- [63] A. Hazzab, « *Commande des systèmes par logique floue, réseaux neurones et algorithmes génétiques* », Thèse de doctorat, USTO, 2006.
- [64] M. Manceur, « *Commande robuste des systèmes non linéaires complexes* », Thèse de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, France, 2012.
- [65] J. J. Slotine, « *Sliding controller design for nonlinear systems* », Int. J. of Cont. Vol. 4, No. 02, pp. 421–434, 1984.
- [66] W. S. Lin and C. S. Chen, « *Robust adaptive sliding mode control using fuzzy modelling for a class of uncertain mimo nonlinear systems* », IEE on Control Theory and Applications, 149(3) :193–201, 2002.
- [67] L. V. Levantovsky, « *Second order sliding algorithms : their realization* », Dynamics of Heterogeneous Systems, pages 32–43, 1985.

- [68] S. Benelghali, « *On multiphysics modeling and control of marine current turbine Systems* », Thèse de Doctorat, Université de Brest, 2009.
- [69] V. Bregeault, « *Quelques contributions à la théorie de la commande par modes glissants* », Thèse de Doctorat, École Centrale de Nantes, France, 2010.
- [70] B. Beltran, « *Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation* ». Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur », Thèse de Doctorat de l'Université de Bretagne Occidentale, France, juin 2011.
- [71] A. Levant and L. Alelishvili, « *Integral high-order sliding modes* », IEEE Trans. Automatic Control, vol. 52, n°7, pp. 1278-1282, July 2007.
- [72] H. Kahal, R. Taleb, Z. Boudjema, A. Bouyekni, « *Super twisting sliding mode control of dual star induction generator for wind turbine* », The Mediterranean Journal of Measurement and Control, vol. 13, no. 3, pp. 788-794, 2017.
- [73] Wang WJ, Chen JY. « *Passivity-based sliding mode position control for induction motor drives* ». IEEE T Energy Conver 2005; 20: 316-321.
- [74] Emelyanov SV, Korovin SK. « *Applying the principle of control by deviation to extend the set of possible feedback types* ». Soviet Physics Doklady 1981; 26: 562-564.
- [75] Slotine JJE. « *Sliding controller design for nonlinear systems* ». Int J Control 1984; 40: 421-434.
- [76] Beltran B, Benbouzid MEH, Ahmed-Ali T. « *High-order sliding mode control of a DFIG-based wind turbine for power maximization and grid fault tolerance* ». In: IEEE 2009 International Electric Machines and Drives Conference; May 2009; Miami, Florida, USA: IEEE. pp. 183-189.
- [77] Beltran B, Benbouzid MH, Ahmed-Ali T. « *Second-order sliding mode control of a doubly fed induction generator driven wind turbine* ». IEEE T Energy Conver 2012; 27: 261-269.
- [78] Mefoued S. « *A second order sliding mode control and a neural network to drive a knee joint actuated orthosis* ». Neurocomputing 2015; 155: 71-79.
- [79] Bartolini G, Ferrara A, Usani E. « *Chattering avoidance by second-order sliding mode control* ». IEEE T Automat Contr 1998; 43: 241-246.
- [80] Levant A, Alelishvili L. « *Integral high-order sliding modes* », IEEE T Automat Contr 2007; 52: 1278-1282.
- [81] Levant A. « *Quasi-continuous high-order sliding-mode controllers* ». IEEE T on T Automat Contr 2005; 50: 1812-1816.
- [82] Edwards C., Shtessel Y. « *Adaptive Continuous Higher Order Sliding Mode Control* », Preprints of the 19<sup>th</sup> World Congress, the International Federation of Automatic Control; August 24-29 2014; Cape Town, South Africa, pp. 10826- 10831.

- [83] A. Bouyekni, R. Taleb, Z. Boudjema, H. Kahal, « *A second-order continuous sliding mode based on DPC for wind-turbine-driven DFIG* », *Elektrotehniški vestnik*, vol. 85, no. 1-2, pp. 29-36, 2018.
- [84] M. Zandi, « *Contribution au pilotage des sources hybrides d'énergie électrique* », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 2010.
- [85] A. Belkaid, « *Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome* », Thèse de doctorat, université de Stif I, Algérie, 2015.
- [86] A.A. Ghassami, S.M. Sadeghzadeh, A. Soleimani, "A high performance maximum power point tracker for PV Systems", *Electr. Power Energy Syst.* 53 (2013), pp. 237-243.
- [87] E. Mamarelis, G. Petrone, G. Spagnuolo, « *A two-steps algorithm improving the P&O steady state MPPT efficiency* », *Applied Energy* 113 (2014), pp. 414–421
- [88] W. Xiao, N. Ozog, and W. G. Dunford, « *Topology Study of Photovoltaic Interface for Maximum Power Point Tracking* », *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, vol. 54, n°. 3, 2007, pp. 1696-1704
- [89] T. Kitano, M. Matsui, D. Xu « *Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link-system design to ensure stability and response* », *27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society IECON '01*, vol. 2, 29 Nov.-2 Dec. 2001, pp.1309–1314.
- [90] D. Shmilovitz, « *On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters* », *IEE Proceedings Electric Power Applications*, vol. 152, n° 2, mars 2005, pp. 239-248.
- [91] N. Mohan, W. P. Robbin, and T. Undeland, « *Power Electronics: Converters, Applications, and Design* », *2nd Edition, New York, Wiley, 1995*
- [92] B.M. Hasaneen and A.A. Elbaset Mohammed, « *Design and Simulation of DC/DC boost converter* », *Power System Conference, 2008. MEPCON 2008. 12th International Middle-East*, July 2008, pp. 335 - 340.
- [93] Calais, M., Myrzik, J., Spooner, T. and Agelidis, V.G., "Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems – an overview," *Power Electronics Specialists Conference, 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual*, vol. 4, November 2002, pp. 1995 - 2000.
- [94] M. Sahlhi, R. El- Bachtiri, E Matagne, "The development of the new maximum power point tracker for a PV panel", *REPEER Group, LESSI laboratory, Faculty of sciences dhar el-Mehrez, USMBA University*, Received: 21 Sept 2007; accepted: 29 Oct 2007
- [95] S. Mariéthoz, S. Almér, M. Bâja, A.G. Beccuti, D. Patino, A. Wernrud, J. Buisson, H. Cormerais, T. Geyer, H. Fujioka, U.T. Jönsson, C.Y. Kao, M. Morari, G. Papafotiou, A. Rantzer, and P. Riedinger, « *Comparison of hybrid control techniques for buck and boost dc-dc converters* », *IEEE Transactions on control Systems Technology* (2010), no. 5, 1126–1145.

- [96] Y. Djeriri, « *Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle* », Thèse de doctorat, université de Sidi-Bel Abbès, Algérie, 2015.
- [97] G. Segulier, « *Convertisseurs De l'Electronique De Puissance : La Conversion Alternative-Continue* »; Technique et Documentation Lavoisier, 3ème éditions, Vol.1, Paris, France, 2006.
- [98] M. DALI, « *Commande et Gestion Energétique des Systèmes Hybrides Photovoltaïque – Eolien* », Thèse de Doctorat, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis, Tunisie, 2009.
- [99] D. Abbas, « *Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome* », Thèse de doctorat, Université de Poitiers, France, 2012.
- [100] I. Vechiu, « *Modelisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome* », Ph.D. thesis, Université du Havre, 2005.
- [101] S. Grillo, V. Musolino, L. Piegari, E. Tironi, and C. Tornelli, « *DC islands in AC smart grids* », IEEE Transactions on Power Electronics (2014), no. 1, 89–98.
- [102] O.C. Onar and A. Khaligh, « *A novel integrated magnetic structure based DC/DC converter for hybrid battery/ultracapacitor energy storage systems* », IEEE Transactions on Smart Grid 3 (2012), no. 1, 296–307.

---

# Liste des publications

---

## ***Liste des publications***

- **Publications internationales**

[01] **A. Bouyekni**, R. Taleb, Z. Boudjema, H. Kahal, «*A second-order continuous sliding mode based on DPC for wind-turbine-driven DFIG*», Elektrotehniški vestnik, vol. 85, no. 1-2, pp. 29-36, 2018.

[02] H. Kahal, R. Taleb, Z. Boudjema, **A. Bouyekni**, «*Super twisting sliding mode control of dual star induction generator for wind turbine* », The Mediterranean Journal of Measurement and Control, vol. 13, no. 3, pp. 788-794, 2017.

- **Publications nationales**

[01] **A. Bouyekni**, R. Taleb, Z. Boudjema, «*Commande par Mode Glissant d'Ordre 2 pour une Capture Maximale d'Energie d'une Turbine Eolienne* ». Revue des Energies Renouvelables CDER, vol N° 1, Mars 2018.

[02] H. Kahal, R. Taleb, Z. Boudjema, **A. Bouyekni**, «*Commande par mode glissant d'ordre supérieur d'une GASDE intégrée dans un système éolien à double rotor* », Revue des Energies Renouvelables Vol. 21, no. 1, pp.111-119, 2018.

- **Communications internationales**

[01] **A. Bouyekni**, R. Taleb, Z. Boudjema, H. Kahal, F.Chabni, «*New direct power control applied to doubly fed induction generator for wind power applications*», 3<sup>rd</sup> International Conference on Power Electronics and their Applications, ICPEA 2017, Djelfa, Algérie, 2017.

---

# Résumé

---

### ملخص

طاقة الرياح والطاقة الشمسية واسعة الانتشار ومتاحة مجاناً وصديقة للبيئة. في السنوات الأخيرة، أصبح الجمع بين مصادر الطاقة المتجددة (طاقة الهجين التي تعتمد على الرياح والطاقة الشمسية) بديلاً لمختلف مصادر الطاقة غير المتجددة لتلبية احتياجات الكهرباء للمواقع المتصلة بالشبكة الوطنية. خاصة خلال ذروة الاستهلاك.

في هذا السياق، تتمثل المساهمة المتوخاة في هذه الأطروحة في الإسهام في نمذجة وتحسين النظام الهجين للرياح والطاقة الشمسية المتصل بشبكة التوزيع الوطنية من أجل تحسين جودة الطاقة التي يتم توفيرها للمستهلكين. للقيام بذلك، في المقام الأول قدمنا الدراسة وترتيب نظام تحويل طاقة الرياح على أساس المولدة اللامتزامنة مزدوجة التغذية (GADA). بعد ذلك، قمنا بدراسة استراتيجيات التحكم في الأداء العالي، وهي التحكم المباشر في الطاقة إلى جانب التشكيل المتجهي (DPC-SVM) من خلال استكشاف مساهمة أوضاع الانزلاق الكلاسيكية ثم الرتبة العليا (MG2) النظام انزلاق أعلى ترتيب المستمر (MG2C) لتلبية المواصفات المحددة. من النتائج التي تم الحصول عليها يمكننا تأكيد تحسينات الأداء المطلوبة. يكرس الجزء الأخير من هذه الأطروحة لدراسة ومحاكاة نظام الرياح / الضوئية الهجين إلى جانب شبكة التوزيع الوطنية. بعد تحسين أداء أمر MPPT (الحد الأقصى لتتبع نقطة الطاقة) المطبق على أنظمة الطاقة الكهروضوئية، تم اختبار التجميع بواسطة المحاكاة العددية التي سمحت بالتحقق من التقنيات المقترحة. ومع ذلك فإنها لم تصل بعد إلى حد الكمال مما يمهّد الطريق أمام آفاق مستقبلية مثيرة للاهتمام.

### كلمات مفتاحية:

الطاقة المتجددة، مولدة لامتزامنة مزدوجة التغذية (GADA)، وطاقة الرياح، نظام انزلاق ثنائي الرتبة مستمر، الطاقة الشمسية، النظام الهجين، الشبكة الكهربائية.

## Résumé

Les énergies du vent et solaire sont omniprésentes, disponibles gratuitement et respectueuses de l'environnement. Au cours des dernières années, la combinaison de ces sources d'énergie renouvelables (système hybride éolien/photovoltaïque) est devenue une alternative attrayante et viable à l'énergie fossile produite pour satisfaire les besoins en électricité pour les sites connectés au réseau national, en particulier lors de la pointe de consommation.

Dans ce contexte, l'apport envisagé dans ce travail de thèse est de contribuer à la modélisation et l'optimisation d'un système hybride éolien/photovoltaïque raccordé au réseau de distribution national afin d'améliorer la qualité d'énergie fournie aux consommateurs. Pour ce faire, au premier lieu nous avons présenté l'étude et la commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA). Ensuite, nous avons étudié les stratégies de commande à performances élevées, à savoir ; la commande directe de puissance combinée avec la technique de modulation vectorielle (DPC-SVM) par l'exploration de l'apport des modes glissants classiques puis d'ordre deux (MG2) et mode glissant d'ordre deux continu (MG2C) pour répondre au cahier de charges fixé. D'après les résultats obtenus nous avons confirmé les améliorations souhaitées. La dernière partie de cette thèse est consacrée à l'étude et la simulation du système hybride éolien/photovoltaïque couplé au réseau de distribution national. Après l'étude de l'optimisation des puissances produites par système photovoltaïque (PV), l'ensemble a été testé par des simulations numériques qui ont permis la validation des techniques proposées. Elles restent cependant perfectibles ouvrant ainsi la voie à des perspectives intéressantes.

### Mots clés:

Energie renouvelable, génératrice asynchrone à double alimentation (GADA), énergie éolienne, mode glissant d'ordre deux continu, photovoltaïque, système hybride, réseau électrique.

### Abstract :

Wind and solar energies are omnipresent, available free of charge and respectful of the environment. In recent years, the combination of these renewable energy sources (hybrid wind / photovoltaic system) has become an attractive and viable alternative to fossil energy produced to meet the electricity needs for sites connected to the national grid, in especially during peak consumption.

In this context, the contribution envisaged with this thesis work is to contribute to the modeling and optimization of a wind / photovoltaic hybrid system connected to the national distribution network in order to improve the quality of energy supplied to consumers. To do this, in the first place we presented the study and the order of a wind energy conversion system based on a Double Feed Induction Generator (DFIG). Then, we studied high performance control strategies, namely Direct Power Control Combined with Vector Modulation (DPC-SVM) by exploring the contribution of classic sliding modes then higher order (SMC2) and continuous higher order sliding mode (C2SM) to meet the set specifications. From the results obtained we can confirm the desired performance improvements. The last part of this thesis is devoted to the study and simulation of the hybrid wind / photovoltaic system coupled to the national distribution network. After optimizing the performance of the MPPT (Maximum Power Point Tracking) command applied to photovoltaic (PV) energy systems, the assembly was tested by numerical simulations which allowed the validation of the proposed techniques. They remain however perfectible thus opening the way to interesting perspectives.

### Keywords:

Renewable energy, doubly fed induction generator (DFIG), wind energy, second order sliding mode, photovoltaic, hybrid system, electrical grid.