



UNIVERSITE Dr. TAHAR MOULAY – SAIDA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT ELECTROTECHNIQUE



N° D'ORDRE :

THÈSE

Présentée par

BENYAHIA Khaled

Pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT LMD en Electrotechnique

Filière : Electrotechnique

Option : Gestion et conversion d'énergie électrique

THEME

**Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien-
photovoltaïque) relié au réseau électrique**

Soutenu publiquement, le 08/02/2018 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Qualité	Grade	Etablissement
1	MILOUDI Abdallah	Président	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
2	BOUMEDIENE Larbi	Rapporteur	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
3	MEZOUAR Abdelkader	Co-rapporteur	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
4	MEZIANE Rachid	Examineur	Prof.	Université Dr. Tahar Moulay de Saida
5	CHAKER Abdelkader	Examineur	Prof.	Ecole Nationale Polytechnique d'Oran
6	KHIAT Mounir	Examineur	Prof.	Ecole Nationale Polytechnique d'Oran

Année Universitaire 2017-2018

Thèse préparée au Laboratoire de Génie Electrotechnique – Université de Saida

.... Remerciements....

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au **Laboratoire de Recherche de Génie Electrotechnique (LGE)** du département d'électrotechnique de l'université Dr. Tahar Moulay de Saida.

Tout d'abord, je remercie le Dieu, tout-puissant, de m'avoir guidé dans le bon chemin et de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés afin d'accomplir et de pouvoir présenter ce modeste travail.

Au terme de cette thèse, je tiens d'abord à adresser ma profonde reconnaissance et chaleureux remerciements à mes directeurs de thèse, Monsieur **BOUMEDIENE Larbi** et Monsieur **MEZOUAR Abdelkader**, Professeurs à l'université Dr. Tahar Moulay de Saida pour leurs encadrements et pour la chance qu'ils m'aient donnée en me proposant ce thème de recherche et pour leur disponibilité, leurs conseils précieux et leurs encouragements qu'ils n'ont cessé de me prodiguer le long de ce travail. Leurs appuis scientifique et moral ont été déterminants pour l'achèvement de ce travail.

J'exprime toute ma reconnaissance à Monsieur **MILOUDI Abdallah**, Professeur à l'université Dr. Tahar Moulay de Saida, pour l'intérêt qu'il a porté à cette thèse en me faisant l'honneur de présider mon jury.

Mes très vifs remerciements vont aussi à Monsieur **MEZIANE Rachid**, Professeur à l'université Dr. Tahar Moulay de Saida, à Monsieur **CHAKER Abdelkader** et Monsieur **KHIAT Mounir**, Professeurs à L'École Nationale Polytechnique d'Oran (E.N.P ORAN) pour leur disponibilité et leur participation à l'évaluation de cette thèse à titre de membre du jury.

Je voudrais remercier très vivement Monsieur **HARTANI Kada**, Professeur à l'université Dr. Tahar Moulay de Saida, responsable de notre formation doctorale, qui n'a pas hésité à me soutenir durant toute cette formation doctorale.

J'aimerais aussi remercier Mademoiselle **BELGACEM Kheira**, pour m'avoir soutenu et m'aidé dans ce travail.

Je voudrai également exprimer mes vifs remerciements à Monsieur **BRUNO Francois**, Professeur à l'Ecole Centrale de Lille de m'avoir accueilli au sein de son laboratoire de recherche **L2EP (Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance)** pour un stage de recherche.

Je remercie également Monsieur **AMAMRA Sid-Ali** membre du L2EP, Monsieur **AMRAN Faycal** doctorant à l'université de Ferhat Abbas de Sétif 1 ainsi que Monsieur **HAMLAOUI Heythem** masterant à l'université de Lille - sciences et technologies et Monsieur **BENDERRAG**

Abdelkader doctorant à l'université de L'USTO qui m'aide pour réaliser ce stage de recherche dans les meilleures conditions possibles.

Que tous les enseignants qui ont contribué à ma formation, depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, reçoivent ma gratitude, et en particulier, ceux du département de l'Electrotechnique à l'université de Saida.

Je remercie particulièrement mes parents pour tout ce qu'ils ont fait pour moi. Je remercie également ma chère femme pour sa compréhension et son appui permanent, son soutien et ses mots m'ont toujours aidé à dépasser les moments difficiles.

Afin de n'oublier personne, mes vifs remerciements s'adressent à tous ceux qui m'ont aidée à la réalisation de cette modeste thèse.

Finalement, sans citer de noms, que mes amis, mes collègues et le personnel du département d'électrotechnique, de l'université de Saida, trouvent ici mes sincères remerciements.

.... ***Dédicace***....

Au nom du Dieu le Clément et le Miséricordieux Louange à Allah le tout puissant.

Je dédie ce travail en signe de respect, reconnaissance et de remerciement :

- A la mémoire de ma mère,
- A mon cher père, qui m'a aidé de près et de loin et que n'a jamais cessé de prier pour moi, que dieu le protège,
- A mes chers frères et sœurs
- A ma chère épouse,
- A tout l'équipe de laboratoire de recherche **LGE**
- A tous mes amis.

Table des matières

Remerciement.....	
Table des matières	i
Table des figures	vii
Liste des tableaux	xii
Table des notations et des symboles.....	xiii
Introduction générale.....	1

Chapitre I: Généralités sur les ressources énergétiques renouvelables

I.1. Introduction.....	7
I.2. Sources d'énergies renouvelables	7
I.2.1. Définition	7
I.2.2. Différents types de sources d'énergies renouvelables.....	7
I.3. Avantages et Inconvénients d'énergies renouvelables	13
I.3.1. Avantages	13
I.3.2. Inconvénients.....	13
I.4. Nécessité des systèmes d'énergies hybrides	13
I.4.1. Systèmes des énergies hybrides.....	14
I.4.2. Différents types de systèmes des énergies hybrides.....	14
I.5. Système hybride à base de sources renouvelables (éolien-photovoltaïque)	17
I.6. Avantages et Inconvénients des systèmes hybrides à base des sources renouvelables.....	17
I.6.1. Avantages	17
I.6.2. Inconvénients.....	17
I.7. Conclusion	17

Chapitre II: Modélisation et contrôle du système photovoltaïque (PV)

II.1. Introduction	20
II.2. Système solaire photovoltaïque	20
II.2.1. Énergie solaire.....	20
II.2.2. Gisement solaire en Algérie	20
II.2.3. Histoire du photovoltaïque.....	21
II.2.4. Technologies des cellules et de modules photovoltaïques	21
II.2.5. Principe de cellules photovoltaïques	23
II.2.6. Association des cellules photovoltaïques.....	23
II.2.7. Types des systèmes photovoltaïques.....	25
II.3. Chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau	27
II.3.1. Différentes configurations des systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau.....	29
II.3.1.1. Configuration à onduleur centralisé	29
II.3.1.2. Configuration à onduleur strings	30
II.3.1.3. Configuration à onduleur multi strings.....	31
II.3.1.4. Configuration à onduleur intégré aux panneaux.....	31
II.4. Modélisation du système photovoltaïque (PV)	32
II.4.1. Modélisation du générateur PV.....	33
II.4.2. Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque.....	35
II.4.3. Modélisation de convertisseur CC-CC de type élévateur (Boost converter)	37
II.4.4. Modélisation de l'onduleur-PV et son filtre de sortie	39
II.5. Contrôle du système de production photovoltaïque connecté au réseau.....	42
II.5.1. Suivi du point de puissance maximale MPPT.....	42
II.5.2. MPPT pour le système PV	42
II.5.3. Contrôle de l'onduleur-PV	45
II.5.4. Synchronisation avec le réseau	48
II.5.5. Détection de l'ilotage (anti-ilotage)	50
II.5.6. Résultats de simulations.....	52
II.6. Conclusion.....	57

Chapitre III: Modélisation et contrôle du système éolien

III.1. Introduction.....	59
III.2. Généralités sur les systèmes éoliens	59
III.2.1. Historique et définition	60
III.2.2. Quelques notions sur le vent.....	60
III.2.3. Gisement éolien en Algérie	61
III.2.4. Principe de base du système d'énergie éolien.....	62
III.2.5. Différentes structures des systèmes éoliens.....	63
III.2.6. Différents types des systèmes éoliens.....	65
III.2.7. Comparaison des différents types des turbines éoliennes.....	68
III.3. Modélisation du système éolien	69
III.3.1. Modélisation de la partie mécanique (turbine et multiplicateur)	70
III.3.2. Modélisation de la partie électrique (génératrice asynchrone a double alimentation MADA)	74
III.3.3. Modélisation du système d'alimentation	81
III.4. Contrôle du système éolien connecté au réseau	82
III.4.1. Contrôle de la turbine	82
III.4.2. Contrôle de la partie électrique de l'éolien (la génératrice).....	92
III.4.3. Résultats de simulation	98
III.5. Conclusion	102

Chapitre IV: Système hybride éolien-photovoltaïque connecté au réseau électrique

IV.1. Introduction.....	105
IV.2. Système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque.....	105
IV.3. Différentes architectures de système hybride éolien-photovoltaïque	105
IV.3.1. Architecture de bus commun DC	105
IV.3.2. Architecture de bus commun CA	106

IV.3.3. Architecture mixte de bus DC/AC.....	108
IV.4. Intégration du système hybride éolien-photovoltaïque au réseau électrique	108
IV.4.1. Normes et exigences du réseau pour les systèmes PV et éoliennes modernes	108
IV.4.1.1. Exigences statiques	110
IV.4.1.2. Exigences dynamiques.....	114
IV.4.2. Influence des énergies renouvelables sur le réseau électrique.....	116
IV.4.3. Influence de réseau électrique sur les énergies renouvelables.....	117
IV.5. Connexion de systèmes hybrides aux réseaux électriques.....	122
IV.5.1. Raccordement des systèmes de productions renouvelables aux réseaux électriques de haute tension.....	122
IV.5.2. Raccordement des systèmes de productions renouvelables aux réseaux électriques de distribution	122
IV.5.3. Raccordement de système hybride PV-éolien au réseau de distribution moyenne tension	123
IV.5.4. Schéma global de connexion de système hybride PV/éolien au réseau de distribution moyenne tension.....	125
IV.6. Résultats de simulation.....	126
IV.6.1. Performances du système sous changements brusques des conditions climatiques (irradiation solaire et la vitesse du vent).....	127
IV.6.2. Performances du système hybride éolien PV pendant les creux de tension	128
IV.7. Conclusion	132

Chapitre V: Solutions pour améliorer les performances dynamiques du système hybride éolien-photovoltaïque

V.1. Introduction	135
V.2. Contraintes sur le réseau	135
V.2.1. Transit de puissance par une ligne électrique	136
V.2.2. Chute de tension et compensation réactive	137
V.3. Différentes solutions pour améliorer l'efficacité de LVRT des des générateurs décentralisés (GDs).....	138
V.3.1. Système de protection par des circuits actifs de limitation de tension (CROWBAR) pour le système éolien	139

V.3.2. Compensateurs d'énergie réactive dans les réseaux électriques.....	140
V.3.3. Type de compensation d'énergie réactive.....	141
V.3.4. Dispositifs FACTS.....	143
V.3.5. Systèmes FACTS dans un réseau électrique de distribution.....	152
V.3.6. Systèmes FACTS dans un réseau électrique Algérien.....	154
V.3.7. Utilisation de l'onduleur PV comme un D-STACOM.....	155
V.4. Conclusion.....	155

Chapitre VI: Application des systèmes D-FACTS parallèles dans un système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution

VI.1. Introduction.....	158
VI.2. Modélisation et commande du D-STATCOM.....	158
VI.2.1. Structure du D-STATCOM	160
VI.2.2. Modélisation du D-STATCOM.....	161
VI.2.3. Commande du D-STATCOM	162
VI.3. Commande de l'onduleur PV pour un fonctionnement D-STATCOM.....	163
VI.3.1. Structure du système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution avec utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM (PV- D-STATCOM).....	164
VI.3.2. Contrôle combiné du crowbar et du PV-D-STATCOM.....	165
VI.4. Résultats de simulation.....	166
VI.4.1. Résultats de simulation avec utilisation du système de protection 'crowbar'	168
VI.4.2. Résultats de simulation avec utilisation du contrôle combiné	171
VI.5. Conclusion	173
Conclusion général	175
Bibliographie.....	178
Annexes	187
Production scientifique	195
Résumé de la thèse.....	202

Table des figures

Fig.I.1. Exemple de l'énergie solaire : a) énergie solaire photovoltaïque, b) énergie solaire thermique	8
Fig.I.2. Capacité mondiale de l'énergie solaire thermique, 2005–2015	8
Fig.I.3. Capacité et ajouts solaires photovoltaïques des 10 premiers pays, 2015	9
Fig.I.4. Source de l'énergie éolienne : a) Éolienne onshore, b) Éolienne offshore.....	10
Fig.I.5. Capacité et l'ajout d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015	10
Fig.I.6. Source de l'énergie hydraulique.....	11
Fig.I.7. Source de l'énergie des mers.....	11
Fig.I.8. Source de l'énergie de la biomasse	12
Fig.I.9. Source de l'énergie géothermique.....	12
Fig.I.10. Exemple d'un Système hybride avec une source d'énergie conventionnelle (photovoltaïque /générateur diesel)	14
Fig.I.11. Exemple d'un système hybride à base des sources renouvelables avec un dispositif de stockage.....	15
Fig.I.12. Exemple d'un système hybride autonome à base des sources renouvelables sans dispositif de stockage	16
Fig.I.13. Exemple d'un système hybride connecté au réseau à base des sources renouvelables sans dispositif de stockage	16
Fig.II.1. Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet et Décembre..	21
Fig.II.2. Irradiation globale journalière reçue sur plan normale au mois de Décembre et Juillet.....	21
Fig.II.3. Types de cellules PV les plus courants	22
Fig.II.4. Principe de cellule solaire PV	23
Fig.II.5. Passage d'une cellule à un panneau photovoltaïque	24
Fig.II.6. Câblage série- parallèle des modules photovoltaïques avec leurs protections.....	24
Fig.II.7. Caractéristiques d'un générateur photovoltaïque associant N_s cellules en séries et N_p cellules parallèles.....	25
Fig.II.8. Système PV autonome à entraînement direct	26
Fig.II.9. Système PV autonome avec batterie de stockage	26
Fig.II.10. Chaîne de conversion de l'énergie PV connectée au réseau.....	27
Fig.II.11. Différentes configurations de systèmes PV connecté au Présentation d'un générateur PV ..	30
Fig.II.12. Présentation d'un générateur PV	33
Fig.II.13. Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque d'une diode.....	34

Fig.II.14. Schéma électrique équivalent d'un générateur PV	35
Fig.II.15. Caractéristiques du générateur PV sous différents éclairagements et différentes températures.	36
Fig.II.16. Circuit équivalent de convertisseur Boost CC-CC	37
Fig.II.17. Modes d'opération de convertisseur boost	38
Fig.II.18. Schéma électrique de l'onduleur et filtre triphasé	39
Fig.II.19. Principe de l'algorithme Perturb and Observ.....	43
Fig.II.20. Principe de l'algorithme conductance incrémentale	44
Fig.II.21. Commande tension orientée du l'onduleur-PV.....	45
Fig.II.22. Principe et réponses de la commande MLI sinus-triangleSchéma de Principe de Phase-locked-loop.....	47
Fig.II.23. Schéma de Principe de Phase-locked-loop	49
Fig.II.24. Structure de PLLdq.....	50
Fig.II.25. Générateurs distribués connectés au réseau avec des charges locales: (a) opération normale et (b) opération sous l'ilotage	51
Fig.II.26. Méthodes de détection de l'ilotage pour les générateurs distribués connectés au réseau	52
Fig.II.27. Principe de la technique de contrôle de la tension Vdc	52
Fig.II.28. Schéma bloc de la structure du système PV connecté au réseau électrique en Simulink	53
Fig.II.29. Profil de rayonnement solaire	54
Fig.II.30. Comportement de système PV au changement de rayonnement solaire et sous condition de l'ilotage.....	54
Fig.II.31. Système PV sous condition de l'ilotage	55
Fig.II.32. Vérification de la technique d'anti-ilotage de surtension continue Vdc	56
Fig.II.33. Comparaison entre la méthode du seuil de tension continue Vdc et la méthode de ROCOF en termes de temps pour la détection de l'ilotage	56
Fig.III.1. Évolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours	60
Fig.III.2. Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.....	61
Fig.III.3. Atlas vent saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol (été et Printemps)	62
Fig.III.4. Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol: (Hiver et automne)	62
Fig.III.5. Chaîne de conversion éolienne.....	63
Fig.III.6. Éoliennes à axe horizontal : a) bipale b) tripale c) multipale	64
Fig.III.7. Éolien à axe vertical : (a) turbine de type Savonius, (b) turbine de type Darrieus, (c) turbine de Darrieus hélicoïdale	64
Fig.III.8. Éolienne à vitesse fixe connectée directement au réseau via démarreur progressif (soft starter)	65

Fig.III.9. Configuration de l'éolienne à vitesse variable partielle	66
Fig.III.10. Configuration de l'éolienne à vitesse variable avec GADA	67
Fig.III.11. Configuration de l'éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à grande échelle	67
Fig.III.12. Chaîne de conversion de système éolien à base de la GADA.....	69
Fig.III.13. Profil aérodynamique d'une pale	71
Fig.III.14. Schéma de la turbine éolienne.....	71
Fig.III.15. Variations de coefficients de puissance C_p en fonction du rapport de vitesse λ et de l'angle de l'orientation des pales	72
Fig.III.16. Schéma bloc du modèle de la turbine.....	74
Fig.III.17. Structure du stator et des contacts rotoriques de la GADA.....	75
Fig.III.18. Modes Fonctionnement de la GADA.....	76
Fig.III.19. Représentation électrique des enroulements des enroulements de la MADA.....	77
Fig.III.20. Schéma électrique de l'onduleur triphasé	82
Fig.III.21. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance.....	83
Fig.III.22. Courbe typique de puissance aérodynamique par une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.....	84
Fig.III.23. Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse	87
Fig.III.24. Schéma bloc du régulateur PI	88
Fig.III.25. Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse .	89
Fig.III.26. Profil de la vitesse de vent utilisé.....	90
Fig.III.27. Résultats de simulation de la turbine pour extraire le maximum de puissance : (a) sans asservissement de la vitesse (b) avec asservissement de la vitesse	90
Fig.III.28. Schéma bloc de contrôleur à pas variable	92
Fig.III.29. Équivalence entre la commande d'une MCC et la commande vectorielle d'une GADA ...	93
Fig.III.30. Orientation du flux statorique	94
Fig.III.31. Schéma bloc de la GADA	96
Fig.III.32. Schéma bloc de la commande vectorielle indirecte avec l'orientation du flux statorique du CCM	97
Fig.III.33. Schéma bloc du contrôle du CCR de la GADA	98
Fig.III.34. Schéma bloc de la structure du système éolien en Simulink.....	98
Fig.III.35. Résultats de simulation de la commande découplée indirecte des puissances active et réactive de la GADA avec régulateur PI (Test de suivi de consigne)	99

Fig.III.36. Profil de la vitesse du vent utilisé.....	100
Fig.III.37. Réponses de l'éolienne au changement brusque de la vitesse du vent.....	101
Fig.IV.1. Système hybride à structure de bus commun CC	106
Fig.VI.2. Système hybride à structure AC-bus	107
Fig.VI.3. Système hybride à structure mixte DC/AC	108
Fig.VI.4. Exigence de LVRT pour les systèmes éoliens.....	118
Fig.VI.5. Courant réactif nécessaire pour l'éolien pendant les creux de tension	119
Fig.VI.6. Raccordement du système hybride éolien-PV dans le réseau de distribution moyenne tension	124
Fig.VI.7. Structure de système hybride étudié.....	125
Fig.VI.8. Schéma bloc en Simulink du modèle de système hybride éolien /PV connecté au réseau..	126
Fig.VI.9. Profils utilisés à l'entrée de système hybride éolien-PV	128
Fig.VI.10. Réponses de point de connexion commune du système hybride éolien-PV.....	128
Fig.VI.11. Réponses de système PV et de système éolien au changement brusque des conditions climatiques	129
Fig.VI.12. Réponses de PCC du système hybride et du système PV sous la chute de la tension du réseau	130
Fig.VI.13. Réponses de système éolien sous la chute de la tension du réseau	131
Fig.V.1. Ligne électrique alimente une charge	136
Fig.V.2. Ligne de charge du système	137
Fig.V.3. Ligne électrique avec compensateur	137
Fig.V.4. Diagramme des tensions pour une ligne compensée.....	138
Fig.V.5. Circuit de crowbar.....	139
Fig.V.6. Schéma représentant de l'application du système FACTS	144
Fig.V.7. Structure du TSR/TCR.....	145
Fig.V.8. Structure du TSC.....	145
Fig.V.9. Structure du SVC	146
Fig.V.10. Caractéristique du SVC.....	146
Fig.V.11. Structure du SVC et du TCBR.....	147
Fig.V.12. Structure du STATCOM.....	148
Fig.V.13. Caractéristique statique d'un STATCOM.....	148
Fig.V.14. Structure du TSSC	149
Fig.V.15. Structure du TCSR.....	149

Fig.V.16. Structure du TCSC.....	150
Fig.V.17. Structure du SSSC.....	150
Fig.V.18. Caractéristique statique du SSSC.....	150
Fig.V.19. Structure du SPS	151
Fig.V.20. Structure de l'UPFC.....	152
Fig.V.21. Systèmes FACTSs en Algérie : un SVC à Naama et deux SVCs à Béchar	154
Fig.V.22. Photo montrant l'une des Plates-formes de ces trois SVCs en Algérie	154
Fig.VI.1. Modèle de base de D-STATCOM.....	159
Fig.VI.2. Modes de fonctionnement de D-STATCOM	160
Fig.VI.3. Circuit équivalent simplifié du D-STATCOM.....	160
Fig.VI.4. Diagramme vectoriel de tensions et de courants du D-STATCOM	162
Fig.VI.5. Schéma bloc de contrôle de l'onduleur PV	163
Fig.VI.6. Structure du système hybride éolien-PV étudié connecté à un réseau de distribution avec l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM.....	164
Fig.VI.7. Organigramme de l'algorithme de commande proposé	166
Fig.VI.8. Schéma bloc de la structure proposée du système étudié en Simulink.....	167
Fig.VI.9. Performances de système éolien avec l'utilisation du système de la protection (crowbar). 169	
Fig.VI.10. Performances de système PV pendant l'utilisation du crowbar au système éolien	170
Fig.VI.11. Performances du système hybride éolien-PV au PCC pendant avec l'utilisation du système de la protection (crowbar) au système éolien	170
Fig.VI.12. Résultats de simulation au PCC avec l'utilisation de contrôle coordonné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM	171
Fig.VI.13. Résultats de simulation avec l'utilisation de contrôle coordonné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM.....	172

Liste des tableaux

Tableau.II.1 Résumé des caractéristiques des différentes configurations du système photovoltaïque raccordé au réseau	32
Tableau.II.2 Paramètres électriques d'un module PV (S.P.R-305-WHT).....	37
Tableau.III.1 Comparaison entre les quatre types des éoliennes	68
Tableau.IV.1 Principales exigences de réseau	109
Tableau.IV.2 Plage de fonctionnement de tension alternative les systèmes ER connectés au réseau	111
Tableau.IV.3 Exigences du facteur de puissance/ Puissance réactive du réseau	112
Tableau.IV.4 Exigence de fréquence dans les principaux pays industriels.....	112
Tableau.IV.5 Limites de distorsion des harmoniques	113
Tableau.IV.6 Plage de fonctionnement de tension au PCC des ER connectés au réseau	114
Tableau.IV.7 Critères de LVRT dans les pays industriels	115
Tableau.IV.8 Critères de HVRT dans les pays industriels.....	115
Tableau.IV.9 Classification des creux de tension	119
Tableau.IV.10 Caractéristiques des différents types des réseaux électriques	123

Table des notations et des symboles

I. Paramètres de modélisation de système photovoltaïque :

I_{pv}	Courant de sortie de cellule PV,
I_{ph}	Courant PV généré par les rayonnements solaires S ,
I_{rsh}	Courant de la résistance shunte,
I_d	Courant de polarisation de la diode,
I_s	Courant de saturation,
q	Charge élémentaire,
A	Facteur d'idéalité de la diode,
K	Constante de Boltzmann,
I_{scr}	Courant de court-circuit,
T	Température ambiante de la cellule,
S	Irradiation solaire réelle,
T_{ref}	Température de référence des cellules aux conditions d'essai standard (STC),
S_{ref}	Irradiation de référence aux conditions d'essai standard (STC),
E_g	Énergie de gap,
n_c	Nombre de cellules en séries,
N_s	Nombre de Modules en séries,
N_p	Nombre de Modules en parallèles,

II. Paramètres de convertisseur boost

V_e	Tension d'entrée de convertisseur,
V_s	Tension de sortie de convertisseur,
L	Inductance,
C_s	Capacité de sortie,
D	Rapport cyclique,
f_s	Fréquence de commutation du convertisseur,
ΔI	Ondulation du courant dans l'inductance,
ΔV_s	ondulation de la tension de sortie,

III. Paramètres de l'onduleur PV et son filtre

$V_a; V_b; V_c$	Tensions du réseau,
$V_{inv_a}; V_{inv_b}; V_{inv_c}$	Tensions de sortie de l'onduleur,
V_{dc}	Tension de bus continu,

IV. Paramètres de modélisation de la machine asynchrone à double alimentation :

R_s	Résistances statorique par phase,
R_r	Résistances rotorique par phase,
L_s	Inductance cyclique statorique,
L_r	Inductance cyclique rotorique,
M	Inductance cyclique mutuelle (entre stator et rotor),
σ	Coefficient de dispersion ou de Blondel,
p	Nombre de paires de pôles,
J	Moment d'inertie ($kg \cdot m^2$),
f	Coefficient de frottements visqueux ($Nm \cdot s \cdot rad^{-1}$),
T_{em}	Couple électromagnétique,
T_L	Couple de charge,
η_s	Inverse de la constante de temps statorique ($\eta_s = R_s / L_s$),
η_r	Inverse de la constante de temps rotorique ($\eta_r = R_r / L_r$),
T_s	Constante de temps statorique ($T_s = L_s / R_s$),
T_r	Constante de temps rotorique ($T_r = L_r / R_r$),

V. Repère :

$\vec{S}_a, \vec{S}_b, \vec{S}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés statoriques,
$\vec{R}_a, \vec{R}_b, \vec{R}_c$	Axes liés aux enroulements triphasés rotoriques,
(d, q)	Axes de référentiel de Park (tournant à la vitesse de synchronisme),
(α, β)	Axes de référentiel de Park (fixe au stator),
θ	Position angulaire du rotor par rapport au stator,
θ_s	Position angulaire du stator par rapport à l'axe (d) ,
θ_r	Position angulaire du rotor par rapport à l'axe (d) ,

VI. Transformations :

s	Opérateur de Laplace,
P	Transformation de Park,
$\Re$	Transformation de rotation de 90° ,

VII. Grandeurs électriques au stator de la génératrice :

v_{as}, v_{bs}, v_{cs}	Tensions statoriques triphasées,
$V_{abc,s}$	Vecteur des tensions statoriques triphasées,
$v_{\alpha s}, v_{\beta s}$	Tensions statoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
$V_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
v_{ds}, v_{qs}	Tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{dq,s}$	Vecteur des tensions statoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{as}, i_{bs}, i_{cs}	Courants statoriques triphasés,
$I_{abc,s}$	Vecteur des courants statoriques triphasés,
$i_{\alpha s}, i_{\beta s}$	Courants statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$I_{\alpha\beta,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
i_{ds}, i_{qs}	Courants statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$I_{dq,s}$	Vecteur des courants statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

VIII. Grandeurs électriques au rotor de la génératrice :

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}	Tensions rotoriques triphasées,
$V_{r,abc}$	Vecteur des tensions rotoriques triphasées,
$v_{r\alpha}, v_{r\beta}$	Tensions rotoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
$V_{r,\alpha\beta}$	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (α, β) ,
v_{rd}, v_{rq}	Tensions rotorique diphasées dans le repère (d, q) ,
$V_{r,dq}$	Vecteur des tensions rotoriques diphasées dans le repère (d, q) ,
i_{ra}, i_{rb}, i_{rc}	Courants rotoriques triphasés,
$I_{r,abc}$	Vecteur des courants rotoriques triphasés,
$i_{r\alpha}, i_{r\beta}$	Courants rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$I_{r,\alpha\beta}$	Vecteur des courants rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
i_{rd}, i_{rq}	Courants rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$I_{r,dq}$	Vecteur des courants rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

IX. Grandeurs magnétiques au stator de la génératrice :

$\phi_{as}, \phi_{bs}, \phi_{cs}$	Flux magnétiques au stator,
$\Phi_{abc,s}$	Vecteur de flux magnétiques au stator,
$\phi_{\alpha s}, \phi_{\beta s}$	Flux statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$\Phi_{\alpha\beta,s}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	Flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$\Phi_{dq,s}$	Vecteur de flux statoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

X. Grandeurs magnétiques au rotor de la génératrice :

$\phi_{ar}, \phi_{br}, \phi_{cr}$	Flux magnétiques au rotor,
$\Phi_{abc,r}$	Vecteur de flux magnétiques au rotor,
$\phi_{\alpha r}, \phi_{\beta r}$	Flux rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
$\Phi_{\alpha\beta,r}$	Vecteur de flux rotoriques diphasés dans le repère (α, β) ,
ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	Flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,
$\Phi_{dq,r}$	Vecteur de flux rotoriques diphasés dans le repère tournant (d, q) ,

XI. Grandeurs mécaniques de la génératrice :

ω	Pulsation électrique correspondante à la vitesse de rotation,
ω_s	Pulsation électrique des grandeurs statoriques,
ω_r	Pulsation électrique des grandeurs rotoriques,
ω_g	Pulsation électrique de glissement $(\omega_s - \omega)$,
g	Glissement de la vitesse de rotation $(\omega_s - \omega) / \omega_s$,
f_s	Fréquence électrique des grandeurs statoriques,
f_r	Fréquence électrique des grandeurs rotoriques,
Ω	Vitesse mécanique de rotation (rad / s) ,
N	Vitesse mécanique de rotation (tr / mn) ,

XII. Grandeurs mécaniques de la turbine :

P_{ae}	Puissance aérodynamique (W),
C_p	Coefficient de puissance éolienne,
λ	Vitesse relative,

ρ	Masse volumique de l'air (approximativement 1,225 kg/m ³ à la Pression atmosphérique normale et à 15°C),
S	Surface circulaire balayée par la turbine (m^2),
Ω_t	Vitesse de rotation de la turbine (rad / s),
R	Rayon de la turbine ou la longueur d'une pale (m),
$J_{turbine}$	Inertie de la turbine,
T_m	Couple mécanique sur l'arbre de la GADA, ($N.m$),

XIII. Grandeurs du D-STATCOM :

P_{sh}	Puissance active du D-STATCOM,
Q_{sh}	Puissance réactive du D-STATCOM,
i_q	Courant en quadrature du D-STATCOM,
i_d	Courant direct du D-STATCOM,
L_{sh}	Inductance shunt du D-STATCOM,
R_{sh}	Résistance shunt du D-STATCOM,
$v_{res,q}$	Tension en quadrature dans le PCC,
$v_{res,d}$	Tension directe dans le PCC,
$v_{sh,q}$	Tension en quadrature du D-STATCOM,
$v_{sh,d}$	Tension directe du D-STATCOM,

XIV. Nomenclature :

PV	Photovoltaïque
MPPT	Maximum Power Point Tracking (suivi de point de puissance maximale),
STC	Standard Test Conditions (Conditions d'essai standard),
MAS	Machine Asynchrone,
™	Trademark (Symbole de marque)
MADA	Machine Asynchrone à double alimentation,
GADA	Génératrice Asynchrone à double alimentation,
MCC	Machine à courant continu,
CCM	Convertisseur Coté Machine,

CCR	Convertisseur Coté Réseau,
OND	Onduleur,
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion,
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolaire à Grille Isolée),
GTO	Gate-Turn-Off Thyristors (Thyristors commandés à l'ouverture),
MOSFET	Metal-Oxyde-Semiconducteur (Transistors à Effet de Champ),
PI	Proportionnel Intégrateur,
CA	Courant Alternatif,
CC	Courant Continue,
FMM	Force Magnéto-Motrice,
TE	Turbine Eolienne,
PLL	Phase Locked Loop (Boucle à verrouillage de phase),
LVRT	Low Voltage Ride Through (Maintien la production lors de défaillances),
FACTS	Flexible Alternatif Curent Transmission System (Système de transmission flexible en courant alternatif),
D-FACTS	Distribution Flexible Alternatif Curent Transmission System (Système de transmission flexible en courant alternatif de distribution),
HTA	Haute Tension de type A,
HTB	Haute Tension de type B,
BT	Basse Tension,
PCC	Point Commun de Connexion,
GDs	Générateurs Décentralisés (ou Distribuées),
TCR	Thyristor Controlled Reactor (Réactances Commandées par Thyristor),
TSC	Thyristor Switcher Capacitor (Condensateurs Commandés par Thyristor),
SVC	Static VAr Compensator (Compensateur statique d'énergie réactive),
TCBR	Thyristor Control Breaking Resistor (Résistance de freinage contrôlée par Thyristor),

STATCOM	Statique synchronous compensator (Compensateur synchrone statique),
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor (Condensateur Série à Thyristor),
TCSR	Thyristor Controlled Series Capacitor (Réactances Série Commandées par Thyristor),
TCSC	Thyristor Controlled Series Reactor (Condensateur Série Commandées par Thyristor),
SSSC	Static Synchronous Series Compensator (Compensateur Synchrone Statique Série),
SPS	Static Phase Shifter (Déphaseur Statique),
UPFC	Unified Power Flow Controller (Contrôleur unifié de débit de la puissance),

Introduction générale

Contexte

La consommation de l'énergie électrique dans l'échelle mondiale continuera son augmentation, elle est prévue d'atteindre 65% en 2020. En effet, près de 82 % de cette consommation était d'origine fossile comme le pétrole, le charbon (houille) et le gaz naturel [Ben- 14.b].

Néanmoins, la disponibilité de ces ressources d'énergie est limitée et leur répartition dans notre planète n'est pas de façon uniforme, ce qui résulte des conflits géopolitiques et présentent beaucoup des tensions entre les pays de monde si l'économie mondiale dépend fortement d'eux [Cha- 13].

En plus, ces ressources engendrent plus de pollution et contribuent à augmenter l'effet de serre qui provoque le réchauffement climatique. En même temps, il y a une forte opposition politique contre le renforcement du pouvoir nucléaire dans nombreux pays du monde, car elle est très chère, très dangereuse aussi leurs radioactifs restent élevées pour plusieurs siècles [Cha- 13, Ger- 02].

Face à ces défis, et de façon de créer la durabilité de l'énergie, les pays industrialisés préconisent de développer des nouvelles sources d'énergie propres dites renouvelables. Ces formes d'énergies sont respectueuses de l'environnement, parce qu'elles sont renouvelables, abondantes, flexibles et n'engendrent pas la pollution, fiables et rentables [Sti- 08]. Les pays de monde augmentent annuellement leur capacité d'énergie renouvelable plus rapidement que leur capacité nette combinée de carburants fossiles dans le but de diminuer les émissions de gaz à effet de serre de 40% d'ici 2030, et pour maintenir une trajectoire d'augmentation de la température à moins de 2°C. C'est une vision claire et crédible pour la décarbonisation à long terme et essentielle pour délivrer les signaux d'investissement adaptés et de permettre à un secteur énergétique bas carbone et extrêmement efficace et pour se positionner au cœur des efforts internationaux de lutte contre le changement climatique [Bio- 16].

Dans les dernières années, le marché des énergies renouvelables a augmenté rapidement en raison de l'utilisation de nouvelles technologies et de l'émergence des matérielles de productions avancées [Cha- 13]. En effet, l'année 2015 est sans précédente, plus de 1 849 GW ont été ajoutés selon les estimations, soit une croissance de 8.7 % sur un an. Parmi ces sources, l'éolien et le solaire photovoltaïque apparaissent clairement en bonne place et gagnent une grande popularité dans plusieurs pays. L'installation mondiale de ces deux types d'énergie a atteint environ 433 GW de l'éolienne et 227 GW de solaire photovoltaïque [Bio- 16]. Ces deux filières assurant les trois

quarts de la croissance globale, ensemble assumant environ de 77 % du total des croissances de capacités d'énergie renouvelable ajoutée en 2015 suivie par l'hydroélectricité avec 2,7 %, à 1 064 GW, ce qui représente environ 19 % du total ajouté. À la fin de 2015, l'estimation des énergies renouvelables représentait 28,9 % de la capacité de production électrique mondiale, ce qui leur permettait d'assumer 23,7 % de l'électricité mondiale. À cet égard, la grande capacité d'installation est marquée par la Chine avec 199 GW suivie par l'Amérique avec 122 GW. L'Allemagne était le leader en Europe avec 92 GW de nouvelles installations [Bio- 16].

En 2015, le coût d'électricité était réduit en raison des technologies avancées et le développement de nouveaux marchés d'électricité avec meilleures ressources et l'amélioration des conditions de financement [Bio- 16].

Le développement des énergies renouvelables au Moyen Orient et en Afrique du Nord (MENA region) en Anglais continue d'augmenter, plus de 3.3 GW de nouvelles capacités ont été installés en 2015 et il est estimé d'attendre 118 GW à l'horizon de 2030 [Bio- 16, Ire- 15, Mas- 17]. Pour le cas de l'Algérie, un programme ambitieux a été lancé dans les dernières années pour augmenter l'efficacité et de développer l'intégration des sources des énergies renouvelables à long terme, tout en insistant sur le rôle important des économies d'énergie et l'efficacité énergétique.

En effet, 65 projets ont été identifiés pour la période 2011/2020, afin de permettre les énergies renouvelables de contribuer à la production nationale d'électricité à 40% et dans le but de produire 22 GW à l'horizon de 2030, dont 10 GW pourraient être dédiés à l'exportation [Bio- 16]. Récemment, 268 MW de l'énergie solaire photovoltaïque et 10 MW de l'énergie éolienne et de 25 MW solaires thermiques sont ajoutés aux vingt centrales solaires photovoltaïques (343 MW). La grande croissance est située dans les régions du Sud et les hauts-plateaux [Bou- 17].

Les systèmes des énergies renouvelables peuvent être autonomes ou connectés aux réseaux électriques, tout dépend de la taille du système et de la demande et du type de la charge qu'on veut alimenter. Par conséquent, les systèmes ayant une faible puissance (moins de 5 kW) généralement sont utilisés pour les applications domestiques ou l'alimentation des charges à CC ; tant que les systèmes de grandes puissances plus de 100 kW, ils sont souvent conçus pour être connectés aux réseaux électriques [Bha- 15.b, Rek- 12, p. 258]. Dans les dernières années, nombreux pays ont pris des mesures en vue d'assurer l'intégration des énergies renouvelables dans leurs réseaux à cause de leurs multiples avantages telles que : la simplicité d'installation, la flexibilité, la fiabilité et l'efficacité. En outre, les systèmes connectés aux réseaux électriques ne nécessitent pas des batteries de stockage de l'énergie.

Problématique

Le but de tel système énergétique est d'assurer la continuité de service et de rester économiquement et écologiquement viable. Concernant le domaine des énergies renouvelables, il y a beaucoup des inconvénients ; parmi lesquels:

- leur coût initial est plus élevé que les générateurs classiques de tailles comparables,
- Les énergies renouvelables ont une nature intermittente, car elles sont totalement dépendantes des conditions météorologiques, ayant besoin de grandes capacités de batteries pour le stockage de l'énergie.

Par conséquent, pour avoir un système à base des énergies renouvelables plus fiable et efficace, l'hybridation est la solution adéquate, car le système hybride combine les avantages de deux différentes technologies énergétiques [Bha- 15, Sum- 15, p. 391]. Celles-ci pourraient être soit deux technologies renouvelables ou une source renouvelable et une autre source conventionnelle ou des fossiles combustibles [Sum- 15, p. 391].

Généralement, les systèmes hybrides sont installés dans les endroits éloignés ou dans les zones rurales inaccessibles. L'objectif de système hybride est de produire plus d'énergie à partir des sources renouvelables afin d'assurer la continuité de service [Bha- 15.b, Rek- 12, p. 258].

Cependant, l'intégration à grande échelle de ces systèmes qui sont de nature variable en termes de puissance y compris la puissance active et réactive, tension et fréquence aux réseaux électriques particulièrement à des réseaux faibles, pourrait créer de nombreux problèmes techniques tels que: la modification de la stabilité, la perturbation du fonctionnement du réseau, la modification du transit de puissance, la variation de la tension et leurs impacts sur la sélectivité du plan de protection et mauvaise qualité d'énergie [Jah- 14.a, She- 09].

Objectif de la thèse

Dans la plupart des cas de l'intégration de grande échelle des énergies renouvelables dans un réseau électrique ne nécessitent pas une refonte majeure, elle nécessite un contrôle supplémentaire de haute performance et des équipements de compensation pour permettre la récupération du système après les perturbations de réseau. L'objectif de cette thèse est de proposer l'utilisation de l'onduleur-PV comme un D-STATCOM de type shunt avec un contrôle combiné au dispositif **crowbar** afin d'assurer la stabilité et d'améliorer la capacité de **LVRT** de notre système hybride PV-éolien durant un défaut de creux de tension. La principale motivation à choisir le D-STATCOM dans le système hybride connecté au réseau est sa capacité à fournir un appui de tension au point de connexion commun, soit absorber, soit fournir une énergie réactive au système a compensé [Kal- 09, Luo- 12].

Organisation de la thèse

La présente thèse est structurée en six chapitres afin d'accomplir au mieux ses objectifs.

Le premier chapitre présentera des généralités sur les différentes sources d'énergies renouvelables existantes, leurs avantages et leurs inconvénients ainsi que des notions sur les systèmes hybrides avec ses différents types seront également présentés.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons la modélisation et le contrôle de la chaîne de conversion photovoltaïque (PV) connectée au réseau.

On commencera ce chapitre, par des généralités sur les systèmes PVs ; on présentera leur principe de fonctionnement, et les différents types et les différentes configurations existantes afin de choisir l'une de ces configurations pour notre étude. Il nous faudra ensuite de développer un modèle détaillé de la configuration choisie afin de déterminer la puissance qu'il peut nous fournir pour des conditions climatiques données ou estimées. Par conséquent, le modèle obtenu doit être assez fiable et précis. Puis, la synthèse du contrôle du système de production photovoltaïque qui comprend le suivi du Point de Puissance Maximale (MPPT), la synchronisation avec le réseau, le contrôle des tensions et la surveillance du réseau sera présentée. Cette étape est nécessaire à la gestion d'énergie et pour assurer le bon fonctionnement du système lorsqu'il est connecté au réseau.

Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation et au contrôle du système éolien connecté au réseau électrique. Nous présenterons tout d'abord des généralités sur le système éolien. On décrit le plus fidèlement possible leur principe de fonctionnement, les différents types et les différentes configurations existantes. Puis, un comparatif sera établi entre ces configurations afin de choisir l'une d'entre elle pour notre étude. Il nous faudra ensuite de développer un modèle détaillé de la configuration choisie afin de disposer un modèle suffisamment fiable pour effectuer une étude d'optimisation et de gestion d'énergie du système complet. Ensuite, les différentes stratégies de contrôle du système de production éolien complet seront présentées afin d'assurer un fonctionnement optimal du système éolien lorsqu'il est connecté au réseau électrique.

Dans le quatrième chapitre, nous présenterons la combinaison des deux sources renouvelables éolienne et PV afin de former un système hybride PV-éolien connecté au réseau pour optimiser la production globale.

Nous présenterons tout d'abord, les différentes structures de ce type de système afin de choisir une architecture adéquate pour notre étude puis l'intégration de ce type de système au réseau électrique qui permettra d'évaluer les transits de puissance selon l'état de charge d'un réseau et selon les conditions climatiques seront également présentés. L'influence des énergies renouvelables sur le réseau électrique ainsi que les différentes normes et exigences du réseau pour les systèmes PVs et éoliennes modernes seront décrites afin d'assurer la stabilité se réseau. L'impact des

énergies renouvelables sur le réseau électrique ainsi que l'impact de ce dernier sur les générateurs décentralisés seront aussi présentés dans ce chapitre.

Le cinquième chapitre présentera un état de l'art des différentes techniques et solutions logicielles et matériels pour améliorer la stabilité et augmenter l'efficacité de LVRT des générateurs décentralisés et plus particulièrement du système hybride éolien-PV pendant le défaut de réseau électrique. Nous présenterons tout d'abord les différentes contraintes sur le réseau. Ensuite, nous étudierons les différentes stratégies à mettre en œuvre pour y remédier et pour améliorer l'efficacité de LVRT des GDs et nous nous concentrerons d'avantage sur les systèmes FACTS et D-FACTS qui sont utilisés pour la compensation d'énergie réactive.

Enfin, le sixième chapitre sera consacré à l'étude de l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM de type shunt avec un contrôle coordonné au dispositif crowbar afin d'assurer la stabilité et améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV/éolien durant un défaut de creux de tension. Tout d'abord, nous présenterons le modèle mathématique de D-STATCOM et ses modes de fonctionnement avec sa commande. Une nouvelle commande de l'onduleur PV afin de fonctionner comme un D-STATCOM sera aussi présentée. Puis, des simulations détaillées sont effectuées afin de confirmer l'efficacité de l'onduleur PV faisant contrôler la tension au PCC.

Généralités sur les ressources énergétiques renouvelables

Résumé :

Ce chapitre est entièrement consacré aux généralités sur les sources d'énergies renouvelables. Nous présenterons tout d'abords les différents types des sources énergétiques existantes. Ensuite, nous présenterons leurs avantages et inconvénients. Les différents types de système hybride seront également présentés.

I.1. Introduction

Dans les dernières années, le développement des énergies renouvelables (ER) connaissait une progression rapide dans le monde entier à cause de l'apparition des nouvelles technologies avancées et en raison de plusieurs avantages techniques, environnementaux et sociaux qui comprennent l'utilisation de ces sources comme des sources complémentaires et alternatives aux sources conventionnelles fossiles pour répondre à la demande croissante mondiale de l'énergie électrique [Jah- 14.b, p. 9]. À la fin de 2015, il était estimé que l'électricité d'origine renouvelable est suffisante de fournir environ de 23,7% de l'électricité mondiale [Bio- 16]. Dans notre planète terre, il existe différents types des sources d'énergies renouvelables comme l'énergie solaire, l'éolienne, biogaz, marémotrice, etc., parmi ces sources, les énergies éolienne et solaire photovoltaïque sont les sources les plus prometteuses dans plusieurs pays de monde.

L'objectif de ce chapitre est de présenter un état de l'art sur les différentes sources des énergies renouvelables existantes pour la production de l'électricité ou de la chaleur. Nous nous intéresserons plus particulièrement aux sources solaires photovoltaïque et éolienne qui sont les ressources les mieux partagées et donc celles qui se prêtent le mieux à la production décentralisée d'électricité. Les avantages et les inconvénients de ces sources ainsi que des notions sur les systèmes hybrides avec ses différents types seront également présentés.

I.2. Sources d'énergies renouvelables

I.2.1. Définition

Les sources des énergies renouvelables sont des ressources énergétiques qui se renouvellent naturellement et que leur consommation n'est pas limitée par le temps d'humanité et dans l'espace tel que l'énergie du soleil, l'énergie de vent, les voies d'eau, les marées, les vagues et les sources géothermiques [Twi- 15, p. 9].

I.2.2. Différents types de sources d'énergies renouvelables

I.2.2.1. Énergie solaire

Le soleil représente la source majeure des différentes formes d'énergies renouvelables [Qua- 05, p. 22, Twi- 06, p. 147]. L'énergie solaire peut être exploitée sous deux formes active et passive.

La forme active consiste à la transformation directe de rayonnements solaires en électricité utilisant des cellules photovoltaïques (figure.I.1.a) ; ou en chaleur par l'utilisation des collecteurs solaires thermiques (figure.I.1.b). Tandis que La forme passive consiste à l'utilisation directe de l'énergie solaire sans traitement (utilisé l'architecture bioclimatique comme les surfaces de bâtiments et des appartements pour satisfaire les besoins simples) [Qua- 05, p. 22, Twi- 06, p. 147].

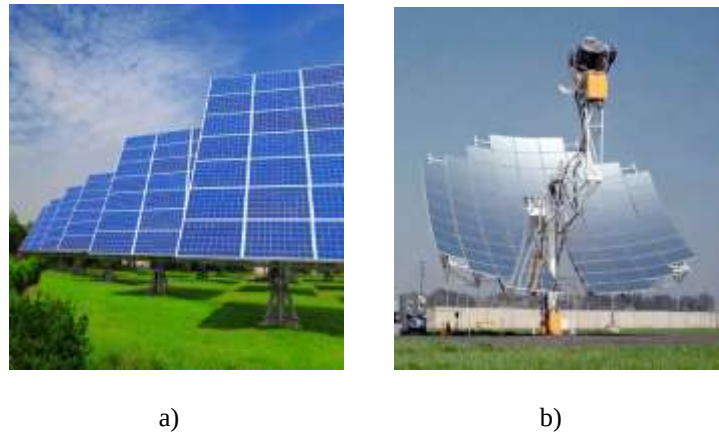


Fig.I.1. Exemple d'énergies solaires : a) énergie solaire photovoltaïque, b) énergie solaire thermique

Selon les statistiques de l'année 2015, le marché mondial de l'électricité photovoltaïque et celle de l'énergie solaire thermique a progressé de 30 % et de plus de 6 % par an, respectivement. Par ailleurs, le marché annuel de 2015 de l'électricité photovoltaïque lui seul registre près de 10 fois supérieures de la capacité mondiale cumulée d'énergie solaire photovoltaïque il y a dix ans ; et au cours de cette année, l'installation mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie solaire thermique atteint 227 GW et 435 GW_{th} respectivement [Bio- 16]. La figure.I.2 présente la capacité mondiale de l'énergie solaire thermique, 2005–2015.

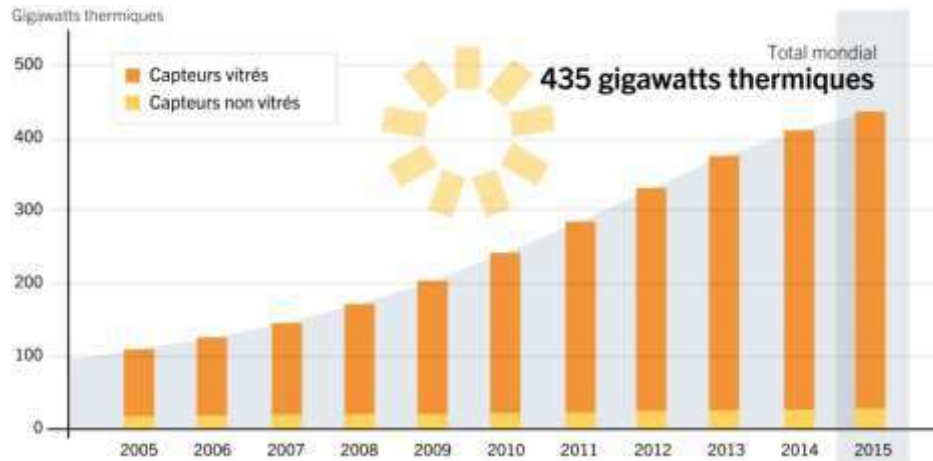


Fig.I.2. Capacité mondiale de l'énergie solaire thermique, 2005–2015[Bio- 16]

La figure.I.3 présente la capacité et l'ajout annuel mondial d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015 [Bio- 16]. Cette croissance a été motivée par plusieurs raisons parmi elles: la fiabilité, la facilité d'utilisation, leur disponibilité dans la nature. De plus, elle produit l'électricité sans consommation des carburants, et assiste de diminuer la dépendance aux combustibles fossiles, et de réduire le coût par unité d'énergie produite [Abu- 14, p. 161, Sum- 15, p. 61].

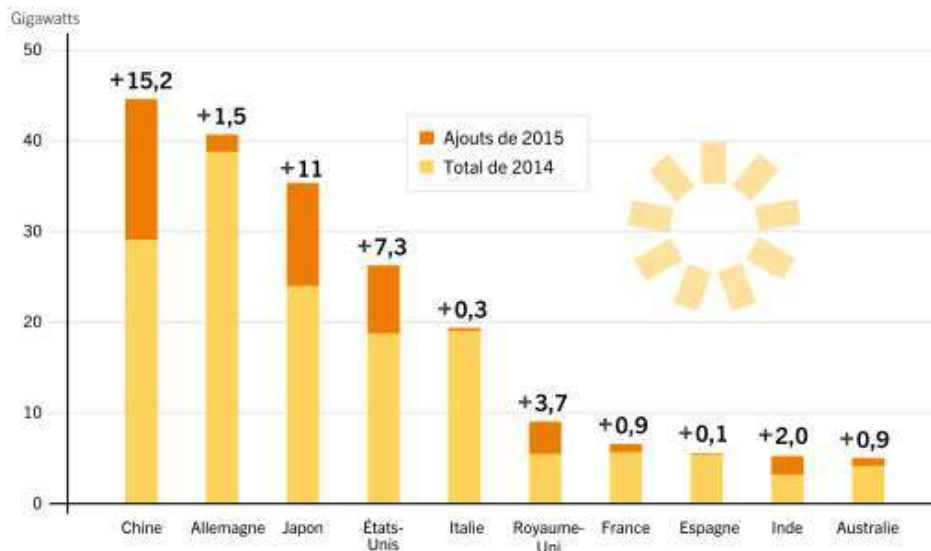


Fig.I.3. Capacité et ajouts solaires photovoltaïques des 10 premiers pays, 2015 [Bio- 16]

Dans les dernières décennies, le coût et l'efficacité étaient les deux facteurs dissuasifs pour le développement de l'énergie photovoltaïque. Sachant que le prix par watt de modules photovoltaïques au silicium cristallin était 76.67 USD en 1977 par rapport à 3,00 USD en 2005.

En 2013, une nouvelle baisse a été observée dans le prix des modules PV, le prix par watt de modules PV similaires était de 0,74 USD, et à cause de développement de marché de l'électricité photovoltaïque et de l'apparition des nouvelles technologies avancées, cette réduction des coûts se poursuivra [Bio- 16, Mal- 14].

Le système photovoltaïque peut-être configuré pour différentes capacités allant de quelques watts aux mégawatts, ce qui permet de mettre en œuvre des installations photovoltaïques individuelles qu'on ne les peut pas faire par des autres sources d'énergies renouvelables (éoliennes, marines, géothermiques, etc.) qui ont des coûts en capital plus élevés [Abu- 14, p. 161]. Plus tôt, une grande variété d'applications de l'énergie solaire PV se trouve dans les industries, mais actuellement elle est utilisée pour couvrir les besoins domestiques et commerciaux [Sum- 15, p. 61].

L'un des inconvénients de l'énergie solaire PV est l'efficacité de cellules. Actuellement, la technologie des cellules PV la plus répandue dans le marché photovoltaïque mondial est celle qui a l'efficacité de 18.3-23 %. Lorsque l'efficacité est liée au module PV, elle est obtenue légèrement inférieure à l'efficacité de cellule. Ceci est dû aux espaces vides entre les ensembles des cellules solaires dans le module. L'efficacité globale du système PV dépend de l'efficacité et la performance de l'ensemble des composantes du système.

1.2.2.2. Énergie éolienne

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire [Qua- 05, p. 181]. L'histoire des moulins à vent remonte à plus de 2000 ans, ils ont été utilisés principalement pour le broyage des céréales et de pompage de l'eau. Aujourd'hui, l'énergie cinétique du vent a été transformée en électricité à l'aide d'hélices et des générateurs [Sti- 08, p. 11].

Cette énergie est propre, verte, renouvelable et abondante. Les éoliennes peuvent être installées sur terre "onshore" (figure.I.4.a) ou dans la mer "offshore" (figure.I.4.b).



Fig.I.4. Source de l'énergie éolienne : a) Éolienne onshore, b) Éolienne offshore

Au cours des dernières années, le marché de l'électricité éolienne a été perçu comme une énergie à plus forte croissance dans le monde. Elle devient une source d'alimentation électrique importante dans de nombreux pays [Gho- 16]. La nouvelle capacité ajoutée dans le monde a atteint plus de 433 GW à la fin de 2015, soit une croissance cumulée de 17% et devrait être doublée ou plus d'ici 2040 [Bio- 16].

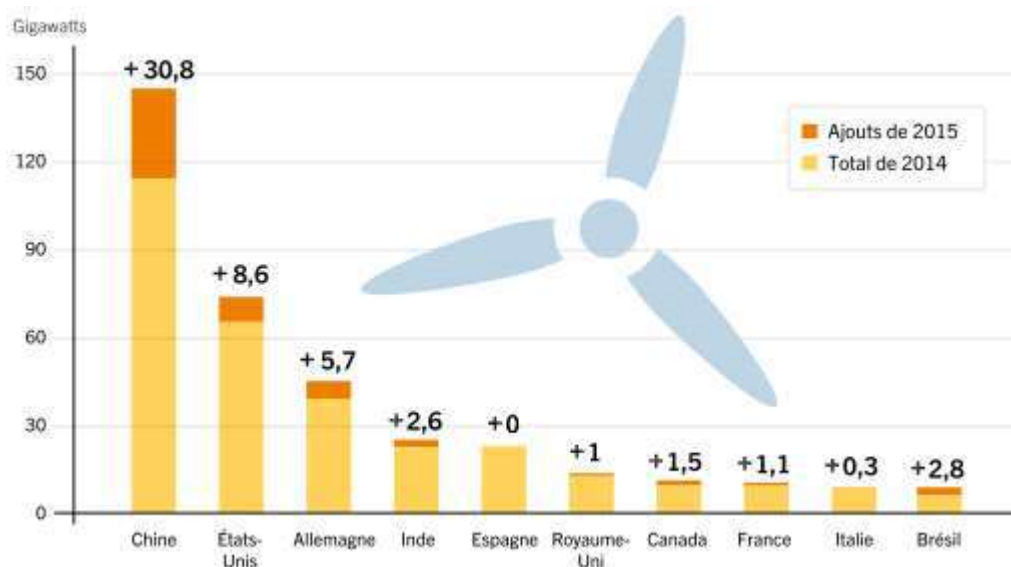


Fig.I.5. La capacité et l'ajout d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015

La croissance massive a vu en Chine avec une capacité d'ajout de 30,8 GW suivie par les États-Unis avec 8,6 GW. L'Allemagne a été le leader en Europe avec + 5,7 GW de nouvelles installations, avec 2,3 GW offshore (marins). La figure.I.5. présente la capacité et l'ajout de l'énergie éolienne des 10 premiers pays en 2015 [Bio- 16].

I.2.2.3. Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique désigne généralement l'énergie de l'eau, elle utilise la force de l'eau en mouvement (soit la chute d'eau ou débit des fleuves et des rivières) (figure.I.6) pour produire de l'électricité [Twi- 06]. L'énergie hydraulique est largement utilisée dans la production de l'électricité dans le monde. La première utilisation de l'énergie hydraulique pour produire l'électricité était en 1880 [Twi- 06]. À la fin de 2015, il était estimé que l'électricité produite par l'énergie hydraulique représente 16.6 % de la production totale d'électricité mondiale [Bio- 16].



Fig.I.6. Source de l'énergie hydraulique

I.2.2.4. Énergie marine

L'énergie marine ou l'énergie des océans, désigne la production de l'électricité à partir des sources d'origine marine comme l'énergie des vagues, l'énergie des courants, l'énergie des marées et l'énergie thermique de l'océan qui travaille sur la différence de température entre les couches d'eau de surface et celle des profondeurs (figure.I.7) [Twi- 15, p. 410].



Fig.I.7. Source de l'énergie des mers.

Malgré que les mers et les océans représentent 70 % de la surface du globe, ce type d'énergie est très peu exploité.

I.2.2.5. Énergie de la biomasse

L'énergie de la biomasse réfère de l'énergie contenue dans toutes matières biologiques organiques, animales ou végétales utilisées pour la production directe de chaleur ou de l'électricité, indirectement par sa conversion à diverses formes de biocarburants ou biogaz (figure.I.8) [Twi- 15, p. 351].

La biomasse regroupe trois familles : le bois qui reste la source principale de cette énergie, le biogaz et les biocarburants. La contribution de cette source dans la production électrique renouvelable en 2015 a atteint 464 TWh [Bio- 16].



Fig.I.8. Source de l'énergie de la biomasse

I.2.2.6. Énergie géothermique

C'est l'énergie stockée dans le sol sous forme thermique, qui peut être utilisé directement sous forme de chaleur ou de transformer en électricité (figure.I.9).

Les radioactives dans les couches profondes de la terre, produisent des températures plus élevées comprises entre 3000 °C et 10000 °C [Qua- 05, pp. 20-21].

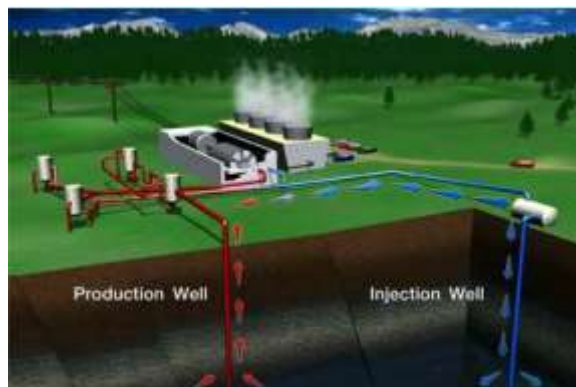


Fig.I.9. Source de l'énergie géothermique

En 2015, la capacité d'installation mondiale de la géothermique a atteint 13.2 GW, et l'électricité produite par cette source a été de 75 TéraWatts-heure (TWh). La Turquie est le leader dans cette filière, en commissionnant près de la moitié des nouveaux ajouts mondiaux de capacités [Bio- 16].

I.3. Avantages et Inconvénients d'énergies renouvelables

I.3.1. Avantages [Rin- 14, Sto- 11]

- Sont des énergies propres et renouvelables,
- Disponible en grande masse dans la nature,
- Elles sont des sources inépuisables et gratuites,
- Sont des sources peu polluantes et respectueuses de l'environnement,
- Elles diminuent la dépendance aux combustibles fossiles,
- Les énergies renouvelables sont aussi moins chères et plus économiques.

I.3.2. Inconvénients [Cro- 13, Rin- 14]

- Le principal inconvénient des énergies renouvelables est leurs natures intermittentes, car ces sources sont totalement dépendes des conditions métrologiques,
- Leur coût initial est plus élevé que les générateurs classiques de taille comparable,
- Besoin des grandes capacités des batteries pour le stockage de l'énergie,
- Elles consomment beaucoup d'énergie à leur fabrication,
- La difficulté de générer en grande quantité.

I.4. Nécessité des systèmes d'énergies hybrides

Le but de tel système énergétique est d'assurer la continuité de service et de rester économiquement et écologiquement viable [Cro- 13].

Les ressources des énergies renouvelables comme le solaire photovoltaïque et l'éolien sont variables dans leurs natures, car elles sont totalement dépendent à des conditions climatiques. Mais en raison de leur complémentarité, leur hybridation donne une puissance électrique continue et stable [Sto- 11]. Par conséquent, afin d'avoir un système à base des énergies renouvelables plus faible et efficace, l'hybridation est la solution adéquate [Bha- 15, Sum- 15, p. 391].

I.4.1. Systèmes d'énergies hybrides

Le système hybride est généralement référé à la combinaison de deux ou plusieurs sources d'énergie. Celles-ci pourraient être soit deux technologies renouvelables ou une source renouvelable et une autre source conventionnelles ou combustibles fossiles [Sto- 11, Sum- 15, p. 391]. Le système hybride est utilisé souvent dans les endroits éloignés ou dans les zones rurales inaccessibles [Rek- 12, p. 230] .

I.4.2. Différents types de systèmes d'énergies hybrides

Selon le potentiel énergétique disponible de site choisi et le type de charges à alimenter, les systèmes d'énergies hybrides peuvent être classés en deux différents types [Rek- 12, p. 230, Sto- 11, p. 6]:

- Systèmes hybrides avec source d'énergie classique ;
- Systèmes hybrides sans source d'énergie classique.

I.4.2.1. Systèmes hybrides avec source d'énergie classique

Dans ces types de systèmes, une source d'énergie conventionnelle est combinée avec une autre source renouvelable. La source classique peut être un générateur diesel ou une turbine à gaz (figure.I.10) [Sto- 11].

Dans cette configuration, le générateur diesel est connecté au bus continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. Le système PV et les batteries sont aussi connectés à ce bus. La charge est alimentée par un onduleur.

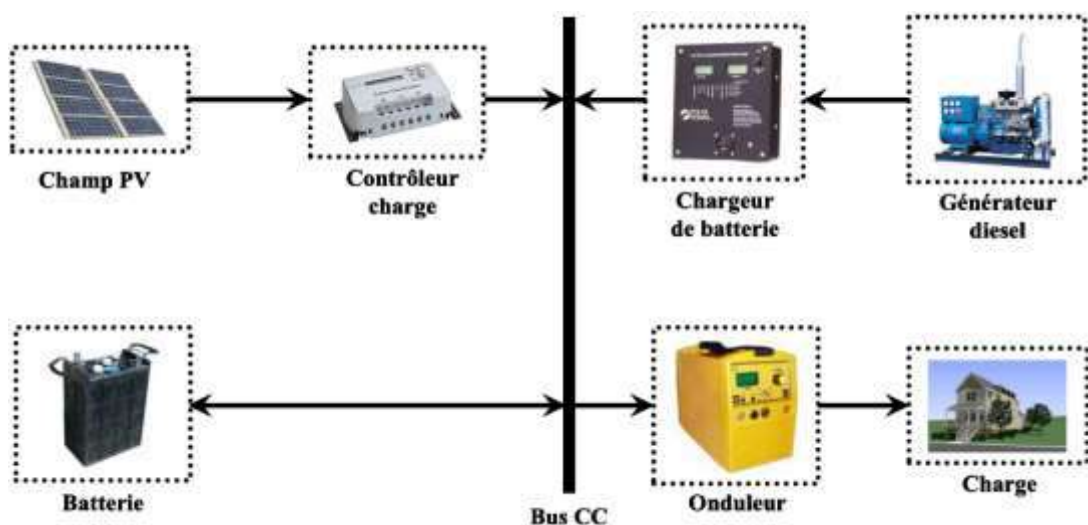


Fig.I.10. Exemple d'un Système hybride avec une source d'énergie conventionnelle (photovoltaïque/générateur diesel)

Ce type de système est plus répandu dans les endroits où le potentiel énergétique renouvelable est plus important comme les déserts, les îles et les brises de mer, etc. Le système hybride avec source d'énergie classique permet d'assurer une alimentation continue et de satisfaire les besoins énergétiques. De plus, ce type de système peut être autonome ou connecté au réseau [Rek- 12, p. 230, Sto- 11, p. 6].

I.4.2.2. Systèmes hybrides sans source classique

Ces types de systèmes sont généralement utilisés dans les sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile. On peut distinguer deux différents types de ces systèmes :

I.4.2.2.1. Systèmes hybrides à base des sources renouvelables avec un dispositif de stockage

Ces types de systèmes hybrides consistent à la combinaison d'une ou plusieurs sources renouvelables avec un dispositif de stockage (figure.I.11). Par conséquent, les architectures de ces systèmes peuvent être soit un système hybride éolien/stockage ou un système hybride photovoltaïque /stockage ou un système hybride photovoltaïque/ éolien /stockage. Les dispositifs de stockage utilisés dans ces systèmes peuvent être des batteries rechargeables, des volants d'inertie ou des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, etc, qui permettent d'emmagasiner l'énergie électrique produite pour l'utiliser dans la nuit ou pendant l'ombrage et lors de périodes de faible vitesse du vent et dans les cas de l'insuffisance d'une ou de toutes ressources du système afin de satisfaire la charge.

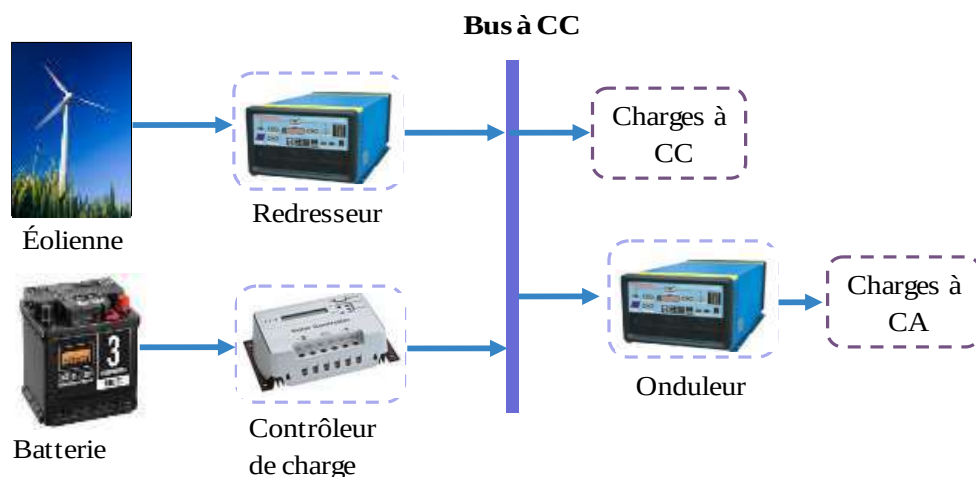


Fig.I.11. Exemple d'un système hybride à base des sources renouvelables avec un dispositif de stockage

En outre, l'utilisation du dispositif de stockage avec le système éolien permet de lisser les variations rapides de la puissance électrique en provenance de l'éolienne lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique [Bel- 11, Ber- 09, Rek- 12, p. 230, Sto- 11, p. 6].

I.4.2.3. Systèmes hybrides à base des sources renouvelables sans dispositif de stockage

Ces types de systèmes hybrides consistent ainsi à l'association de plusieurs sources d'énergies renouvelables. L'architecture de ce système peut comprendre une combinaison d'un système éolien et un système photovoltaïque, un système éolien avec un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectriques ou utilisation des vagues), ou un système photovoltaïque avec une centrale hydraulique.

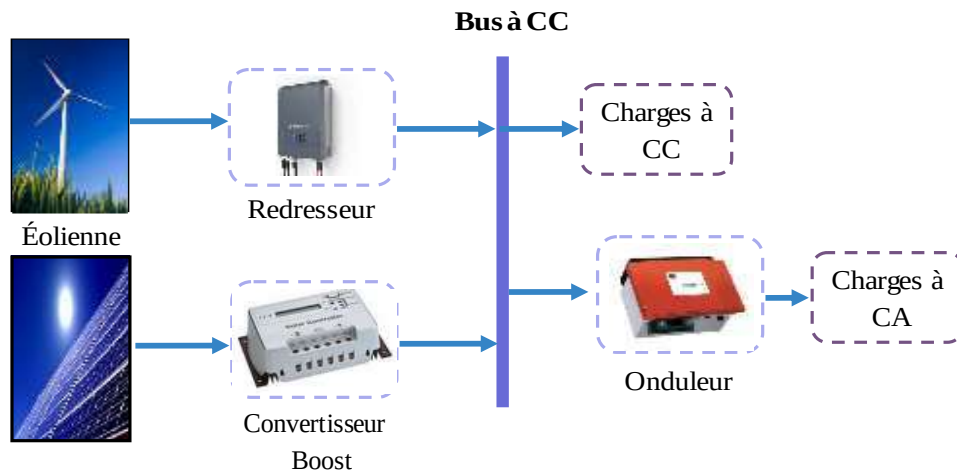


Fig.I.12. Exemple d'un système hybride autonome à base des sources renouvelables sans dispositif de stockage.

Ces systèmes peuvent être autonomes ou connectés au réseau électrique. Les figures (fig.I.12) et (figure.I.13) présentent ces configurations [Rek- 12, p. 230, Sto- 11, p. 6].

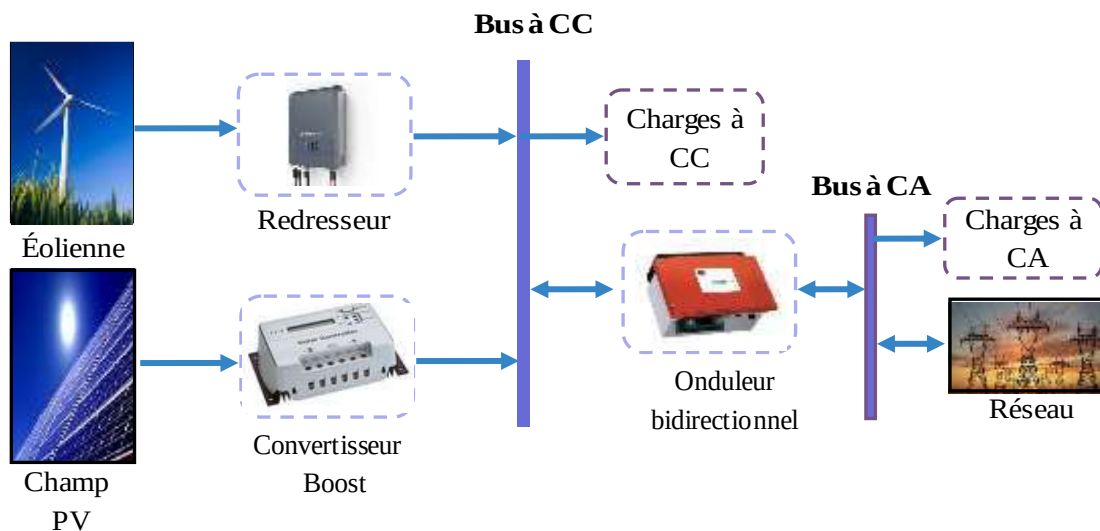


Fig.I.13. Exemple d'un système hybride connecté au réseau à base des sources renouvelables sans dispositif de stockage

Dans notre étude, nous nous intéressons plus particulièrement à l'étude de ce type de système qui comprend une source éolienne combinée avec un système photovoltaïque connecté au réseau sans l'utilisation de dispositifs de stockage.

I.5. Système hybride à base de sources renouvelables (éolien-photovoltaïque)

L'objectif de système hybride est de produire plus d'énergie à partir des sources renouvelables afin d'augmenter l'efficacité et la fiabilité énergétiques et d'assurer la continuité de service [Rek- 12, p. 230, Sto- 11, p. 6]. Par conséquent, au lieu d'utiliser seule l'énergie produite par l'éolienne ou seule l'énergie produite par les panneaux solaires PV, l'hybridation de ces deux sources (PV-éolien) forme un système hybride fiable et efficace, car les deux sources ensemble peuvent fournir l'énergie, et en cas il y a une diminution de la puissance produite par une source ; l'autre source pouvait compenser le manque ; également s'il y a un surplus de l'énergie, l'énergie produite peut être stockée dans les batteries (pour le système autonome) ou transmise vers le réseau dans le cas où le système est connecté au réseau [Bha- 15, Pat- 05, pp. 239-241, Sum- 15, p. 391].

I.6. Avantages et Inconvénients des systèmes hybrides à base des sources renouvelables

I.6.1. Avantages [Rek- 12, p. 225, Sto- 11]

- Simple à utiliser,
- Utilisent des sources renouvelables respectueuses de l'environnement,
- Ne dépend pas d'une seule source d'énergie,
- Minimisent le coût du stockage et réduire sa capacité,
- Assurent une énergie économique et durable pour l'électrification rurale,
- L'utilisation du système hybride diminuera la taille des composants du système, réduira les pertes de l'énergie gaspillée,
- Augmentent l'efficacité et la fiabilité énergétiques.
- Rendent l'utilisation des sources d'énergie renouvelables plus intéressantes économiquement.

I.6.2. Inconvénients

- Plus complexe que les systèmes mono-sources,
- Il est dépendant de la région et de la capacité.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur les différentes ressources d'énergies renouvelables existantes pour la production d'électricité et les différents types de systèmes de production hybrides. Leurs avantages et leurs inconvénients ont été aussi présentés.

Nous avons vu aussi qu'afin d'utiliser au mieux les sources des énergies renouvelables qui ont un caractère intermittent et dépendent totalement aux conditions climatiques, l'hybridation de ces systèmes entre eux ou avec des sources conventionnelles est la solution convenable.

Donc ce chapitre nous a permis de fixer notre choix sur le type de système à étudier : C'est un système de production hybride à base de sources renouvelables connectées au réseau sans l'utilisation de dispositifs de stockage. Il sera en effet composé d'un système photovoltaïque et d'un système éolien. Dans les prochains chapitres, la modélisation de ce type de système hybride sera développée.

Modélisation et contrôle du système photovoltaïque (PV)

Résumé :

Ce chapitre présentera la modélisation et le contrôle du système de production photovoltaïque (PV) pour déterminer la puissance qu'ils peuvent nous fournir pour des conditions climatiques données et pour assurer le bon fonctionnement du système lorsqu'il est connecté au réseau électrique. Nous présenterons tout d'abord un état de l'art sur le système PV. Puis, la modélisation et le contrôle de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau seront présentés. À la fin de ce chapitre, des simulations seront effectuées afin de valider les techniques de commandes proposées.

II.1. Introduction

Le précédent chapitre nous permet de faire un choix parmi les sources énergétiques renouvelables et les types des systèmes hybrides existants pour la production de l'énergie électrique décentralisée. Notre choix est porté sur l'étude d'un système hybride à base des sources renouvelables connecté au réseau sans l'utilisation des dispositifs de stockage et pour les ressources énergétiques, nous avons choisi l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne qui sont les ressources les mieux partagées et donc celles qui se prêtent le mieux à la production décentralisée d'électricité.

Dans ce chapitre; la modélisation et le contrôle de la chaîne de conversion photovoltaïque (PV) connectée au réseau seront présentés. On commencera ce chapitre par des généralités sur le système PV ; on présentera leur principe de fonctionnement suivi par les différents types et les différentes configurations existantes afin de choisir l'une de ces configurations pour notre étude. Il nous faudra ensuite développer un modèle détaillé de la configuration choisie afin de déterminer la puissance qu'il peut nous fournir pour des conditions climatiques données ou estimées. Par conséquent, le modèle obtenu doit être assez fiable et précis. Puis, les synthèses de contrôle du système de production photovoltaïque qui sont comprennent le suivi du Point de Puissance Maximale (MPPT), la synchronisation avec le réseau, le contrôle des tensions et la surveillance du réseau sera présentée qui elles sont nécessaires à la gestion d'énergie et pour assurer le bon fonctionnement du système le lorsqu'il est connecté au réseau.

A la fin de ce chapitre, des simulations dans l'environnement MATLAB / SIMULINK du système photovoltaïque connecté au réseau sous changements rapide de l'irradiation solaire et pendant la condition de l'ilotage seront effectuées afin de valider les techniques de commande proposés et de vérifier les performances du système.

II.2. Système solaire photovoltaïque

II.2.1. Énergie solaire

L'énergie solaire est la source renouvelable la plus disponible et la plus durable dans notre planète terre [Abu- 14, Cha- 13, p. 62]. La puissance du soleil capturé par terre est d'environ 3.850.000 Exajoules (EJ); cette quantité d'énergie est plus grande que toutes les formes de ressources traditionnelles d'énergie (sources non renouvelables) sur la terre, y compris le pétrole, le charbon, le gaz naturel et l'énergie nucléaire [Abu- 14, Ben- 14.b, Mal- 14]

II.2.2. Gisement solaire en Algérie

L'Algérie de par sa situation géographique (située entre le 19^{ème} et le 38^{ème} parallèle nord), constitue sur le globe terrestre une zone particulièrement bien ensoleillée. Aussi les moyennes annuelles d'ensoleillement varient entre 2600 h/an dans le Nord à 3500 h/an dans le Sud [Mef- 99].

L'irradiation solaire subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque.

Figures.II.1 et II.2 présentent les variations de l'irradiation globale journalière reçue sur les plans horizontale et normale aux mois de Juillet et Décembre.

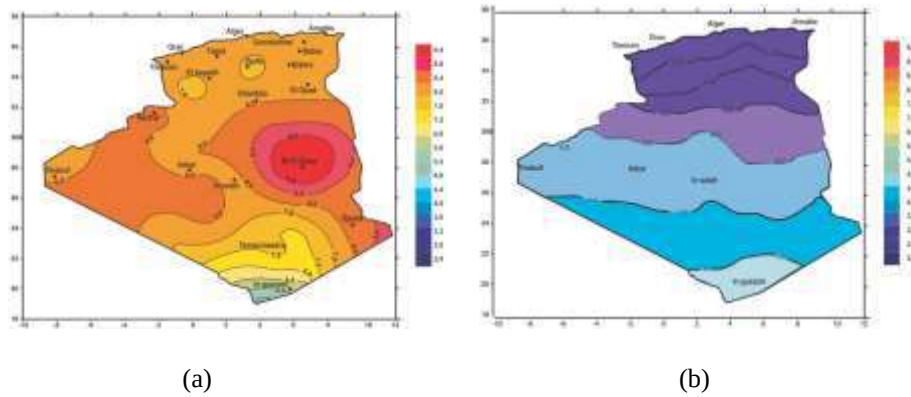


Fig.II.1. Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet (a) et Décembre (b).

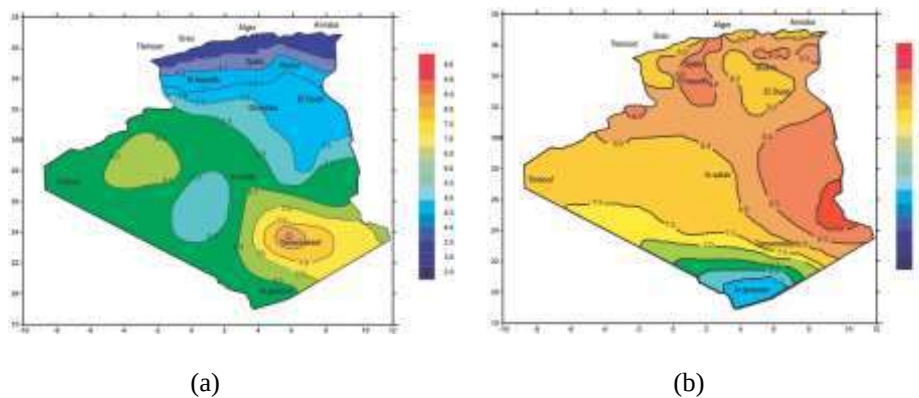


Fig.II.2. Irradiation globale journalière reçue sur plan normale au mois de Décembre (a) et Juillet (b).

II.2.3. Histoire du photovoltaïque

Le mot photovoltaïque signifie la conversion directe de la lumière solaire en électricité sans des pièces mobiles à travers des cellules photovoltaïques [Gup- 14, Pat- 05, p. 143, Sum- 15, p. 422]. L'effet photovoltaïque a été découvert par un physicien français Becquerel en 1839, mais dans ce siècle la technologie n'a pas été disponible pour exploiter. La première cellule photovoltaïque a été produite par Chapin dans le laboratoire Bell en 1954 et leur rendement était d'environ 5 %, mais avec l'émergence des nouvelles technologies ce rendement sera amélioré [Qua- 05, p. 115, Twi.a- 15, p. 153].

II.2.4. Technologies des cellules et de modules photovoltaïques

L'électricité photovoltaïque est produite par des dispositifs semi-conducteurs capables de convertir directement l'énergie des rayonnements solaires incidente en courant continu par l'effet

photovoltaïque avec une efficacité théorique variant entre 3 à 31%, selon la technologie de fabrication, le spectre lumineux incident, l'inclinaison du panneau, la température de la cellule, les ombres, etc.

Les principaux objectifs de la recherche et du développement des cellules photovoltaïques sont l'améliorer de l'efficacité de conversion et d'autres paramètres de performance afin de réduire le coût des cellules et modules solaires commerciaux. Les efforts de développement continus visant à produire des cellules plus efficaces et faibles coûts donnent lieu à divers types de technologies PV disponibles sur le marché [Pat- 05, p. 153]. Les principaux types sont décrits dans les sous-sections suivantes [Cro- 13]:

Les cellules PV sont construites à partir des tranchées de wafers individuelles dérivées de lingots, puis soumises à un processus de gravure en surface. Dans ce processus, la cellule adopte une forme individuelle de manière à s'adapter à d'autres, installées sur le même panneau.

Les cellules solaires créées à partir de la technologie monocristalline sont découpées en plaquettes à partir d'un lingot de silicium issu d'un monocristal; en d'autres termes, un cristal qui s'est développé dans un seul plan (ou une direction) (fig.II.3.a). Les cellules monocristallines sont plus coûteuses à fabriquer et elles ont typiquement un rendement d'environ 14 à 18 %, selon la nature cristalline du matériau utilisé et le procédé de fabrication [Pat- 05, p. 153].

Les cellules solaires créées à partir de la technologie poly cristalline (fig.II.3.b) sont coupées à partir d'un lingot de silicium qui est cultivé à partir de matériaux cristallins à multiples facettes, ou un cristal qui pousse dans de multiples directions. Les cellules solaires poly cristalline ont typiquement un rendement légèrement inférieur, ce qui donne des cellules individuelles de plus grande taille, et donc typiquement un module légèrement plus grand [Ben- 14.b, Ger- 02, Rek- 12, pp. 6-8]. Les cellules amorphes dans lequel le silicium n'est pas cristallisé (fig.II.3.c), ce qui augmente l'énergie de gap et sont graduellement dégradées par l'exposition à la lumière.

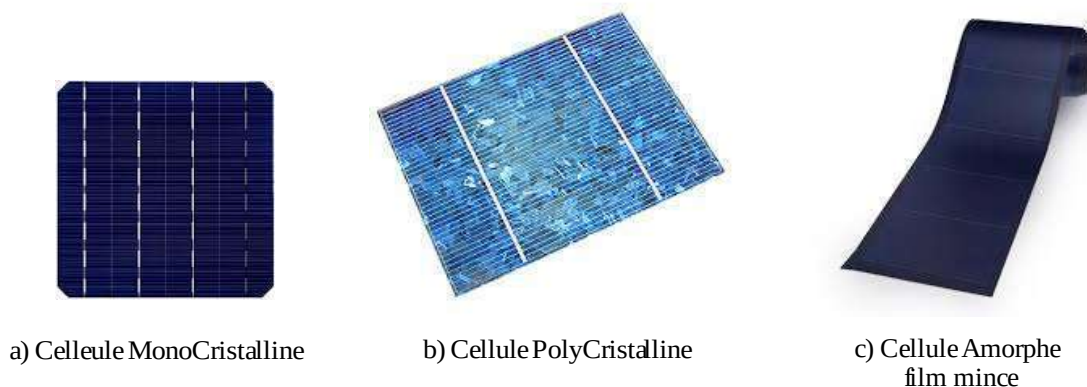


Fig.II.3. Les types de cellules PV les plus courants.

Le mécanisme de la dégradation est appelé l'effet de Staebler-Wronski [Cha- 13, p. 69]. Une meilleure stabilité nécessite l'utilisation de couches plus minces afin d'augmenter la résistance du champ électrique à travers le matériau. Cependant, cela réduit l'absorption de la lumière et donc l'efficacité de la cellule [Cha- 13, p. 68, Cro- 13, p. 20].

II.2.5. Principe de cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est une diode simple de jonction P-N [Mal- 14]. Elle est fabriquée par différents matériaux semi-conducteurs comme le silicium.

La cellule photovoltaïque est composée de deux couches minces d'un semi-conducteur. Les deux couches sont dopées différemment. Une couche est dopée positivement (zone P) qui a un déficit d'électrons et l'autre couche est dopée négativement (zone N) qui devient un porteur d'électrons périphériques. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons crée une rupture entre un atome de silicium et un électron, modifiant les charges électriques. Les atomes, chargés positivement, vont alors dans la zone P et les électrons, chargés négativement, dans la zone N. Une différence de potentiel est alors créée entre les deux couches (fig.II.4) [Twi- 15, pp. 155-156].

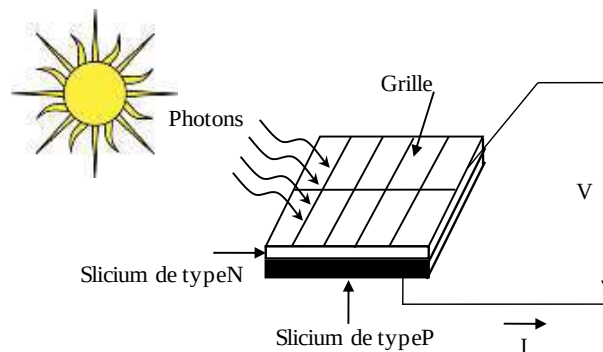


Fig.II.4. Principe de cellule solaire PV.

De nouveaux matériaux ont été aussi développés dans les dernières années en raison de leur potentiel de réduction des coûts et de leur rendement élevé [Qua- 05]. Actuellement, la technologie la plus dominante dans le marché photovoltaïque mondial est celle qui comprend des matériaux comme le poly silicium et le silicium monocristallin (mc-Si) à cause de leurs meilleurs rendements 23%-30% [Ben- 14.b, Twi- 15, p. 156].

II.2.6. Association des cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque individuelle est capable de générer une puissance d'environ 1 W à 2 W sous approximativement une tension de 0.3 V à 0.6 V, tout dépend du type de matériau semi-conducteur utilisé et de la température, ainsi que du vieillissement de la cellule [Ben- 14.b, Sum- 15, p. 60].

Chapitre II : Modélisation et contrôle du système photovoltaïque (PV)

Pour avoir une puissance de sortie plus élevée, nombreuses cellules sont généralement associées en série et en parallèle formant un module ; et pour des applications de grande puissance, différents modules sont électriquement connectés en série et en parallèle formant un champ photovoltaïque afin de générer la tension et le courant demandez, comme il est montré la figure.II.5 [Bha-16, Mah- 12, Sum- 15, p. 60]. Pour assurer le bon fonctionnement des panneaux photovoltaïques, deux types de protection sont recommandés.

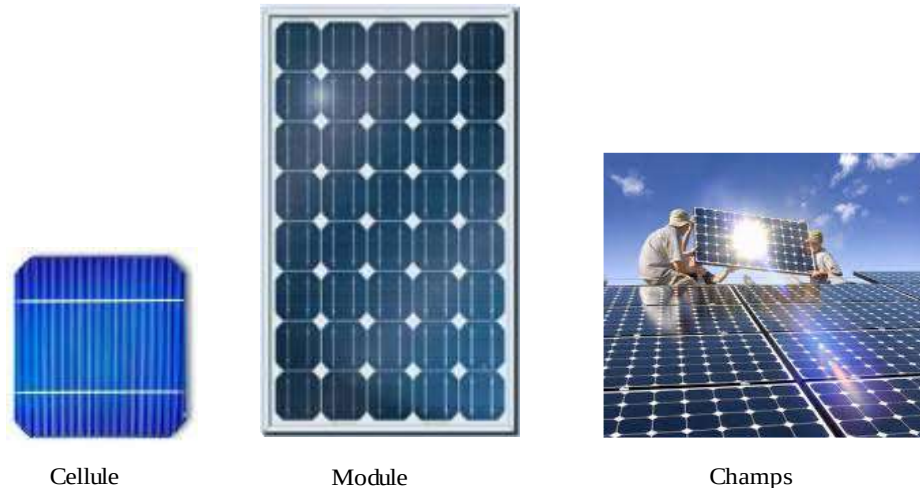


Fig.II.5. Le passage d'une cellule à un panneau photovoltaïque.

L'une pour éviter les courants inverses est souvent assurée par une diode en série aussi dite diode antiretour et la deuxième protection utilisée pour protéger l'ensemble de cellules contre la tension inverse en cas de déséquilibre d'une ou plusieurs cellules de cet ensemble est généralement elle assurée par une diode parallèle appelée aussi diode by-pass comme il est montré la figure.II.6 [Ben- 14.b, Mah- 12].

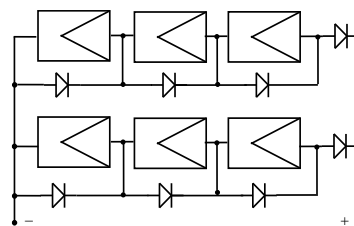


Fig.II.6. Câblage série- parallèle des modules photovoltaïques avec leurs protections.

Le groupement de N_s cellules en séries et de N_p cellules en parallèle, nous donne les caractéristiques de la figure.II.7. Celles-ci sont obtenues pour des cellules identiques reçoivent la même irradiation et que les diodes de protections n'interviennent pas [Ger- 02].

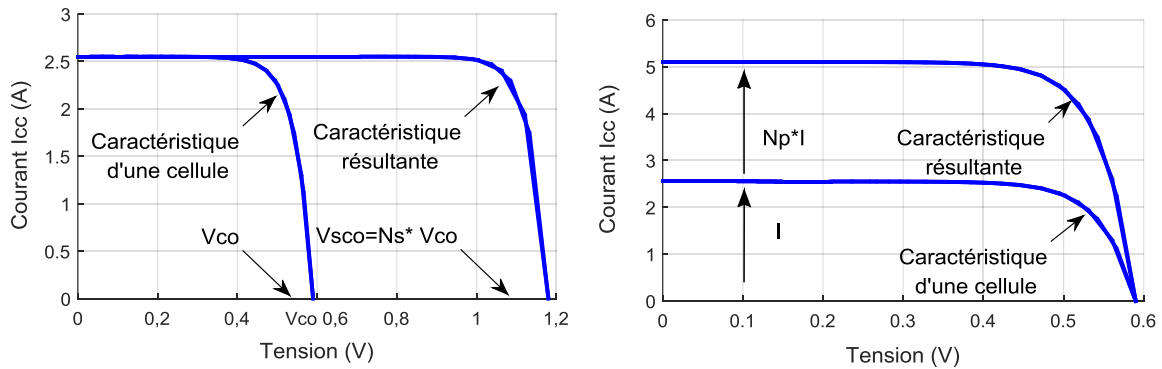


Fig.II.7. Caractéristiques d'un générateur photovoltaïque associant N_s cellules en série et N_p cellules parallèles.

II.2.7. Types des systèmes photovoltaïques

Les systèmes solaires photovoltaïques peuvent désigner pour donner une alimentation à CC ou à CA, et ils peuvent fonctionner indépendamment ou avec l'interaction au réseau électrique. En fonction de leurs besoins fonctionnels et opérationnels et de leurs configurations, ils peuvent être classés en deux principaux types: systèmes autonomes (hors réseau) et systèmes connectés au réseau [Rek- 12, p. 12, Sum- 15, p. 66].

A. Systèmes photovoltaïques autonomes [Rek- 12, p. 13]

Les systèmes solaires photovoltaïques autonomes sont conçus pour fonctionner indépendamment au réseau électrique. Ils sont utilisés dans des endroits ruraux et éloignés. Ces systèmes sont dépendus seulement de l'énergie produite par les panneaux PV pour répondre aux besoins des charges et ils sont généralement destinés et dimensionné pour alimenter certaines charges électriques à CC et/ou à CA [Rek- 12, p. 13]. Ces systèmes peuvent être considérés comme des micros réseau qui possèdent leurs propres sources et charges [Cai- 06, p. 79].

Les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être divisés en deux groupes :

Système PV autonome à entraînement direct et système PV autonome avec batterie de stockage alimentent des charges à CC et CA.

A.1. Système PV autonome à entraînement direct

C'est le type le plus simple des systèmes solaires autonomes. L'énergie produite par les panneaux est utilisée directement pour alimenter la charge (fig.II.8). Dans ce type, la charge est fonctionnelle uniquement dans des journées ensoleillées [Rek- 12, p. 13].

Les applications courantes de ce système sont : ventilation, pompage de l'eau, et les petites pompes de circulation de l'eau chaude dans les systèmes solaires thermiques [Rek- 12, p. 13, Sum- 15, p. 68].

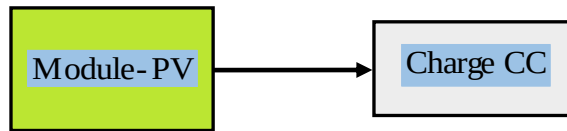


Fig.II.8. Système PV autonome à entraînement direct.

A.2. Système PV autonome avec batterie de stockage alimenté des charges à CC et CA

Dans ce système, l'énergie produite par les panneaux PV peut être emmagasinée dans des batteries pour l'utiliser dans la nuit ou pendant l'ombrage et dans les cas de l'insuffisance d'énergie solaire [Rek- 12, p. 13, Sum- 15, p. 68]. Ce système peut aussi alimenter des charges CA par l'utilisation d'un onduleur figure.II.9.

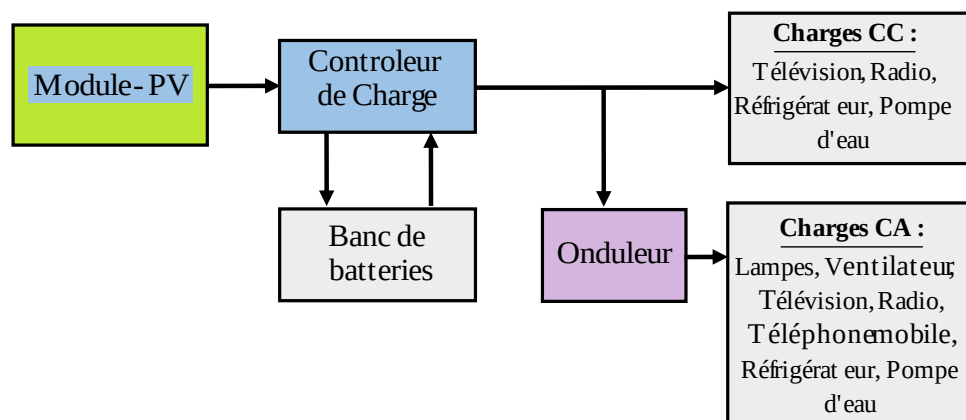


Fig.II.9. Système PV autonome avec batterie de stockage.

Il existe plusieurs types des batteries pour l'utilisation dans ce système comme : Plomb-acide, nickel-cadmium, bromure de lithium-zinc, chlorure de zinc, soufre de sodium, nickel-hydrogène, redox et vanadium.

B. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau [Rek- 12, p. 13]

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont conçus pour travailler en parallèle ou avec le réseau électrique. Outre de l'injection de la puissance réelle au réseau, ces systèmes peuvent aussi fournir l'énergie réactive et un appui de tension au réseau électrique. De plus, les batteries de stockage dans ces systèmes sont éliminées, car le réseau est employé comme un système de réserve [Bha-16, Mal- 14, Sum- 15, pp. 66-67].

Les premières centrales photovoltaïques raccordées au réseau ont été introduites dans les années 80 [Teo- 11]. Récemment, l'énergie solaire photovoltaïque raccordée au réseau est l'une des sources de l'électricité qui connaît la plus forte croissance dans le monde et gagne une grande popularité. En effet, la capacité totale installée du système PV dans l'échelle mondiale à la fin 2015 atteignait 227 GW ; 75 % parmi eux sont de type connecté au réseau [Bio- 16, Mal- 14, p. 17]. En outre, pendant les deux dernières décennies, les systèmes PV connectés au réseau connaissent une

version accélérée de la tendance qu'a connue par l'énergie éolienne. Celle-ci offre un aperçu prometteur de l'avenir de l'industrie solaire [Abu- 14, pp. 160-161, Bio- 16]. La cause principale de ce développement remarquable est due à l'amélioration de la compétitivité de l'énergie photovoltaïque en raison de la réduction des coûts des modules et de l'introduction de mesures d'incitation et de subventions économiques. Cette dernière est une réaction à la hausse continue des prix des combustibles fossiles, à leurs réserves limitées, leur concentration géopolitique et à leurs préoccupations environnementales croissantes. Cela a rendu l'électricité photovoltaïque rentable et compétitive dans certains pays du monde qui ont bonnes conditions d'irradiation solaire. De plus, il est prévu dans la prochaine décennie que les coûts de la technologie PV continuent de diminuer, ce qui rendra les systèmes photovoltaïques à grande échelle de plus en plus attractifs [Abu- 14, pp. 160-161].

II.3. Chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau

Bien que le cœur du système photovoltaïque soit la cellule PV (également connue sous le nom de générateur photovoltaïque), les convertisseurs de l'électronique de puissance jouent un rôle important dans les systèmes photovoltaïques [Teo- 11]. Elles permettent d'assurer plusieurs fonctions parmi eux: suivre le maximum de puissance (MPPT), convertir la puissance à CC des sorties de panneaux en puissance à CA avec des tensions et fréquences compatibles avec le réseau, assurent un contrôle efficace du système photovoltaïque, satisfaire les récentes exigences (standards) de réseau, contrôle des puissances actives et réactives, et l'habileté de détection le phénomène de l'anti-ilotage [Abu- 14, pp. 161-162].

La figure.II.10 représente une configuration typique de la chaîne de conversion de l'énergie dans le système photovoltaïque connectée au réseau électrique.

Le système photovoltaïque connecté au réseau peut composer par les éléments suivants: un générateur PV qui est en général un champ PV. Un filtre d'entrée passif généralement utilisé pour découpler la tension et le courant entre le champ PV et de l'entrée du convertisseur CC-CC en réduisant l'ondulation de courant et de tension de champ PV.

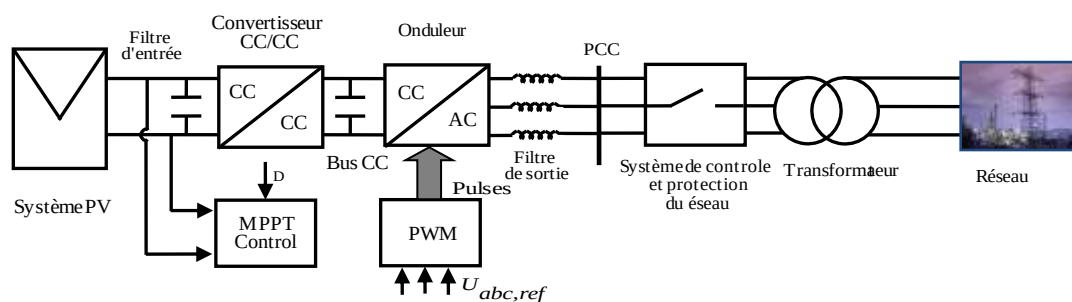


Fig.II.10. Chaîne de conversion de l'énergie PV connectée au réseau.

Dans certaines topologies des systèmes photovoltaïques, si le hacheur n'utilise pas; le filtre d'entrée passif est utilisé comme un bus continu [Abu- 14, pp. 161-162, Mal- 14].

Le filtre d'entrée peut-être suivi par un convertisseur CC-CC, comme il est présenté dans la figure.II.10, généralement il est utilisé pour élever la tension de sortie du panneau PV et effectuer le MPPT du système photovoltaïque. Dans certains cas, il est utilisé comme un isolateur galvanique (lors de l'utilisation de convertisseurs CC-CC avec des transformateurs haute fréquence THF). De plus, l'utilisation de convertisseur CC-CC découple la connexion directe entre le champ PV et le réseau électrique, de sorte à éviter les oscillations de double fréquence fondamentale résultant de l'ondulation de la puissance de sortie CA qui influe sur l'efficacité du MPPT [Abu- 14, p. 161, Kad- 11, Xia- 14].

Le bus continu CC est utilisé pour relier le hacheur avec l'onduleur-PV (CC-CA) comme il est illustré dans la figure.II.10. Généralement, les onduleurs PV sont de type bidirectionnel pour permettre de fournir l'énergie au réseau quand il y a un surplus d'énergie produite par les panneaux PV et de recevoir l'énergie à partir de réseau pendant la nuit et dans les cas où la demande de la charge est supérieure à l'énergie produite par les panneaux PV. Dans les littératures, il existe différentes structures et topologies d'onduleurs PV pour connecter les panneaux PV au réseau électrique, comme nous le verrons dans les sections suivantes [Kad- 11, Mal- 14]. Les onduleurs PV sont utilisés pour convertir la puissance continue des panneaux PV en puissance alternative avec des tensions et fréquences compatibles au réseau électrique. Ils permettent aussi d'assurer un contrôle efficace du système photovoltaïque. De plus, en raison de sécurité, les onduleurs PV connectés au réseau doivent avoir une surveillance fiable des opérations de réseau afin d'éviter les pannes et interrompre l'alimentation en cas des perturbations graves et de satisfaire les récentes exigences (standards) de réseau [Abu- 14, p. 160].

L'onduleur-PV est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un filtre CA de sortie, généralement ce filtre constitué d'une combinaison d'inductances (L) et de condensateurs (C), typiquement en configurations L, LC ou LCL. Le filtre CA permet l'atténuation des harmoniques produits par l'onduleur. Un transformateur à basse fréquence est utilisé pour augmenter la tension de sortie de l'onduleur et d'assurer l'isolation galvanique si l'installation ne contient pas un convertisseur CC-CC [Abu- 14, p. 160, Azm- 13]. Les avantages des systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont: la simplicité d'installation, la flexibilité, la fiabilité et l'efficacité, l'habileté de vendre l'énergie supplémentaire. Diminution la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. En outre, le système connecté au réseau élimine l'utilisation des batteries de stockage [Bha- 15, Mal- 14, Wan- 13].

II.3.1. Différentes configurations des systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont généralement classés selon la structure de l'onduleur-PV et du nombre de l'étage d'adaptation de puissance utilisé.

En raison du coût élevé de l'énergie solaire PV, la technologie des onduleurs PV a été menée principalement par l'efficacité. Par conséquent, une très grande diversité de structures et topologies d'onduleurs PV peut être trouvée dans le marché PV [Teo- 11, p. 5]. Ainsi, on peut distinguer quatre différents types de configuration des systèmes PV connectés au réseau sans batteries de stockage:

Configuration à onduleur centralisé pour les installations PV triphasés à grande échelle (de 100 kW à 1,5 MW), configuration à onduleur strings pour les systèmes PV monophasés et triphasés de petite et moyenne puissance jusqu'à 10 kW, configuration à onduleur multi strings pour les systèmes PV monophasés et triphasés de petites puissances à grande échelle et finalement, configuration à onduleur intégré aux panneaux pour les systèmes PV de petites puissances communément systèmes monophasés de puissance jusqu'à 400 W [Abu- 14, p. 165, Mal- 14, Teo- 11, p. 5]. Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous [Pet- 09, p. 56]. Des diagrammes simplifiés de chacune de ces configurations sont présentés dans la figure.II.11.

II.3.1.1. Configuration à onduleur centralisé

Cette configuration est la plus utilisée dans les grandes installations PV, elle se compose par un onduleur de large capacité qui est interfacée le champ PV de grande puissance typiquement entre (100 kW à 1,5 MW) et le réseau électrique comme montré la figure.II.11 (a). Le champ PV constitue des panneaux PV montés en série formant des chaînes PV (strings) pour atteindre la tension de bus continu désiré et la connexion de ces strings en parallèle permettrait d'atteindre la puissance nominale de l'onduleur [Abu- 14, p. 165, Mal- 14, Pet- 09]. Les avantages de cette configuration sont : la simplicité de la structure, peu coûteuse, un seul système de contrôle pour l'ensemble du système PV comprendre la commande de la MPPT et le contrôle de boucles de régulation de courant et de tension. Offrent un meilleur rendement énergétique (entre 95% et 97%) [Abu- 14, p. 165, Sum- 15, p. 105]. Cependant, les pertes de puissance dans cette configuration sont plus élevées. Aussi l'utilisation d'un seul command MPPT ne permet pas de produire la puissance désirée en cas de des ombrages, des salissures, au vieillissement ou au stress. De plus, la fiabilité de l'installation totale est dégradée, car qu'elle dépend d'un seul onduleur. Par conséquent, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et alors de la production [Sum- 15, p. 105].

II.3.1.2. . Configuration à onduleur strings

De même que pour la configuration à onduleur centralisé, le champ PV ici est aussi constitué de strings et chaque string possède son propre onduleur comme il est présenté sur la figure.II.11 (b). La tension d'entrée de l'onduleur peut être suffisamment élevée pour éviter l'utilisation d'autre convertisseur CC-CC comme nous le verrons dans la configuration suivante. La tension de sortie est injectée directement au réseau électrique. L'utilisation de plusieurs onduleurs à chaque string au lieu d'un seul onduleur central, permet d'avoir plus de MPPT individuels disponibles, ce qui augmentera le rendement énergétique total. [Abu- 14, p. 165, Cha- 13, p. 81]. Les pertes de puissance et les pertes qui dû aux effets d'ombrage sont réduites dans cette configuration par rapport à la configuration centralisée.

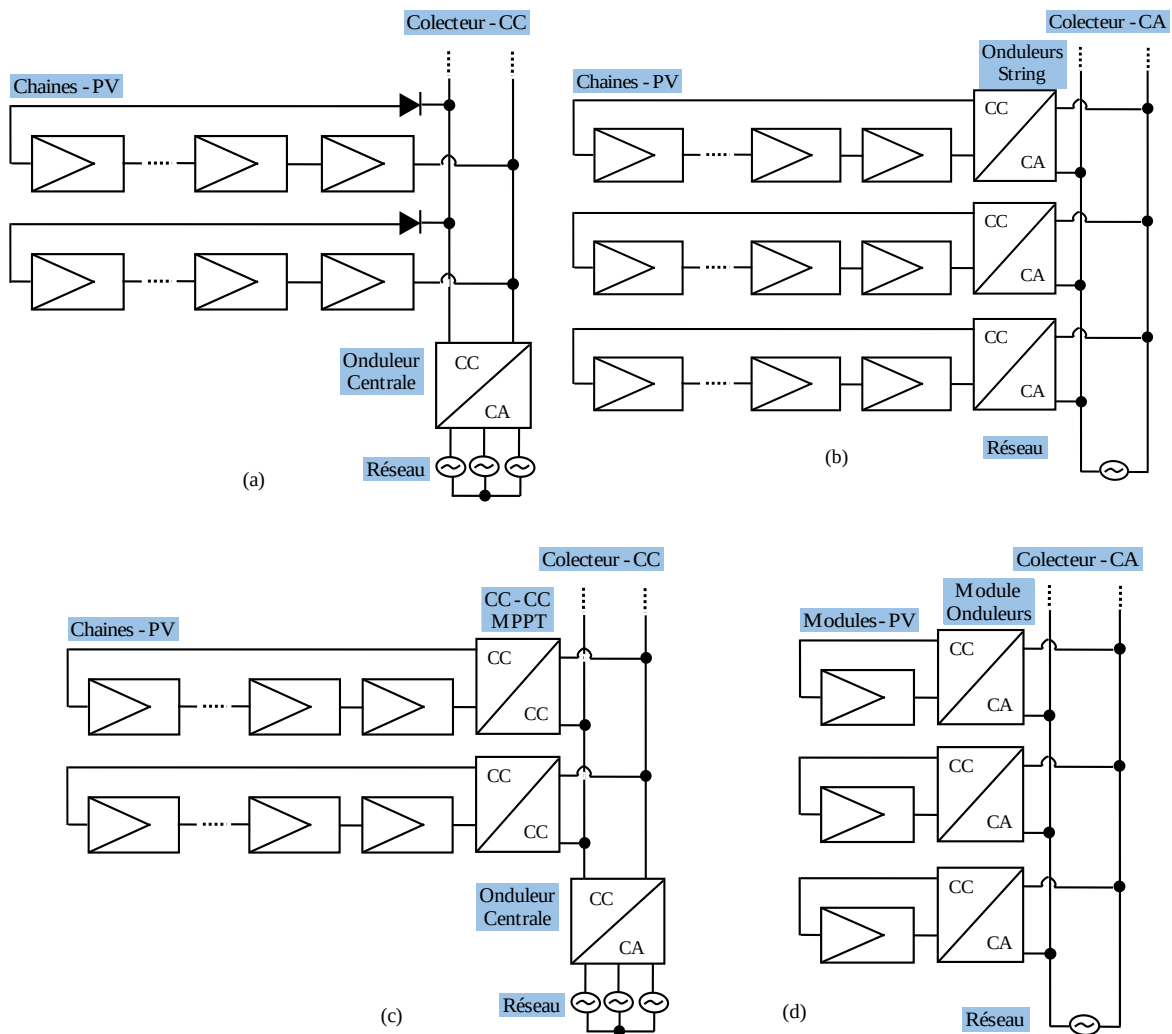


Fig.II.11. Différentes configurations des systèmes PV connecté au réseau : (a) configuration à onduleur centralisé, (b) configuration à onduleur strings, (c) configuration à onduleur multi strings, (d). configuration à onduleur intégré aux panneaux.

En outre, la configuration string augmente également la modularité du système PV, car des strings PV supplémentaires avec leurs onduleurs peuvent être ajoutés à la centrale électrique sans

affecter les strings existants [Abu- 14, pp. 165-167, Sum- 15, p. 106]. Malgré toutes ces caractéristiques avantageuses, cette configuration utilise plusieurs composants par rapport à la précédente (onduleur central), comme des transformateurs à basse et à haute fréquence si une isolation est nécessaire, le besoin de plusieurs systèmes de commande individuelle de réseau (capteurs, plate-forme de contrôle, unités de surveillance de réseau, etc.) ce qui augmente le coût total de l'installation. Par conséquent, l'aspect économique de cette configuration n'est pas pris en compte, car le coût d'investissement pour les grandes installations PV peut atteindre jusqu'à 60% supérieur à celui d'une configuration d'onduleur central.

Par conséquent, la topologie string est largement adoptée comme une solution pour les systèmes PV monophasés et triphasés de petite et de moyenne puissance jusqu'à 10 kW tels que les systèmes résidentiels et les toits [Abu- 14, p. 166].

II.3.1.3. Configuration à onduleur multi strings

La configuration à onduleur multi strings est une combinaison entre la structure à onduleur centralisée et la structure de l'onduleur string, où plusieurs strings avec leur propre convertisseur CC-CC sont connectés à un onduleur central via un bus continu commun comme présenter la figure.II.11 (c) [Abu- 14, pp. 166-167, Sum- 15, p. 107].

Dans cette configuration, chaque string peut fonctionner à sa propre Point de Puissance Maximale (PPM) grâce à l'étage d'adaptation CC-CC qui permet de détecter et localiser rapidement la défaillance d'un GPV. De plus, le fonctionnement de l'ensemble du champ PV ne sera donc pas affecté par la défaillance d'un seul module PV, ce qui augmentera l'efficacité et le rendement énergétique total de l'installation [Abu- 14, pp. 166-167, Sum- 15, p. 107]. L'utilisation des convertisseurs CC-CC, permettre aussi de travailler sur une plus large gamme de tension PV et d'assurer l'isolation galvanique si un convertisseur isolateur CC-CC à haute fréquence est utilisé. Ce concept permet de gagner une grande modularité des GPV par rapport à la topologie de l'onduleur centralisé, tout en conservant ses avantages majeurs (structure simple et l'utilisation du système de contrôle unique de réseau) [Abu- 14, p. 167]. Cependant, cette configuration présente des pertes importantes de câbles à courant continu qui sont nécessaires pour relier les petites parts du système photovoltaïque et les convertisseurs CC-CC à l'onduleur central. En plus, la détection de la PPM devenir plus compliquée lorsque la caractéristique P-V d'un string présence plus d'un pic [Pet- 09, p. 59]. La technologie de l'onduleur multistring est plus répandue dans les systèmes photovoltaïques de petite et moyenne puissance tels que les systèmes de toit. Plus récemment, elle a été introduite pour les installations photovoltaïques de grande échelle [Abu- 14, p. 167].

II.3.1.4. Configuration à onduleur intégré aux panneaux

La configuration de l'onduleur intégré aux panneaux comme illustré sur la figure.11 (d) est communément appelée micro-onduleur, où chaque module PV possède son propre onduleur qui est

synchronisé avec le réseau électrique [Mal- 14, p. 107, Sum- 15]. Par conséquent, elle a la meilleure capacité de détection la MPPT de toutes les configurations précédentes, ce qui permet d'augmenter l'efficacité et le rendement énergétique [Abu- 14, p. 167]. Les pertes qui sont liées à la différence de puissance entre les GPV sont échappées dans cette topologie, quelle que soit l'origine du défaut [Pet- 09].

En raison de faible voltage produit par les modules PV typiquement (48 V de 400 W), une élévation de tension est nécessaire pour la connexion au réseau électrique. Donc cette topologie est généralement comporte un convertisseur CC-CC de type élévateur. Dans la plupart des cas, le convertisseur élévateur CC-CC comprend également un transformateur d'isolation à HF pour assurer l'isolation galvanique. Dans cette configuration, tous les dispositifs électroniques de puissance, les composants, les filtres, et le système de commande, etc. sont répartis entre tous les modules de l'installation, ce qui réduit l'efficacité du convertisseur et augmente le coût total de l'installation. Par conséquent, cette topologie généralement destinée aux petits systèmes photovoltaïques et plus pour l'utilisation domestique [Abu- 14, p. 167, Sum- 15, pp. 107-108].

Le tableau.II.1 présente un résumé sur les caractéristiques des différentes configurations du système PV connectés au réseau.

Tableau.II.1. Résumé des caractéristiques des différentes configurations du système photovoltaïque raccordé au réseau [Abu- 14, p. 167].

Configuration	Gamme de puissance	Coût/W	Dispositifs	Avantages	Inconvénients
Onduleur centralisé	<1.6 MW	Bas	IGBT	Design simple, système de contrôle unique	Pertes d'interconnexion, Rendement énergétique réduit, diodes de blocage des cordes
Onduleur strings	< 10 kW	Moyen	MOSFET/IGBT	MPPT séparé, Réduction de câblage CC	Nombre élevé de composants, plusieurs systèmes de contrôle du réseau
Onduleur multi strings	<500 kW	Moyen/Bas	MOSFET/IGBT	MPPT séparé, système de contrôle unique	Nombre moyen de composants, Conversion de puissance à deux étages
Onduleur intégré aux panneaux	<300 kW	Haut	MOSFET	Pas de câblage CC, Rendement énergétique élevé	Nombre élevé de composants, un système de commande par module

II.4. Modélisation du système photovoltaïque (PV)

La figure.II.10 montre la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique. C'est une configuration à onduleur centralisé comme décrit dans la section II.3.1.

Ce système est composé par les éléments suivants : un générateur photovoltaïque connecté à l'onduleur central par l'intermédiaire de bus continue. Généralement les onduleurs PV sont de type bidirectionnel pour permettre de fournir l'énergie au réseau quand il y a un surplus d'énergie produite par les panneaux PV et de recevoir l'énergie à partir de réseau pendant la nuit et dans les cas où la demande de la charge est supérieure à l'énergie produite par les panneaux PV. L'onduleur-PV est suivi par un filtre AC de sortie de type RL qui permet d'atténuer les harmoniques produits par l'onduleur. Un transformateur à basse fréquence est utilisé pour augmenter la tension de sortie de l'onduleur et d'assurer l'isolation galvanique si l'installation ne contient pas un convertisseur CC-CC comme notre cas [Abu- 14, p. 160, Azm- 13].

II.4.1. Modélisation du générateur PV

La modélisation du générateur PV est une étape primordiale. Elle permet de comprendre mieux leurs comportements lorsqu'il est connecté à la charge et de faire une bonne conception des panneaux ou de champs PV [Moh- 14, Cha- 13, p. 72]. Figure. II.12 présente un modèle de générateur PV.

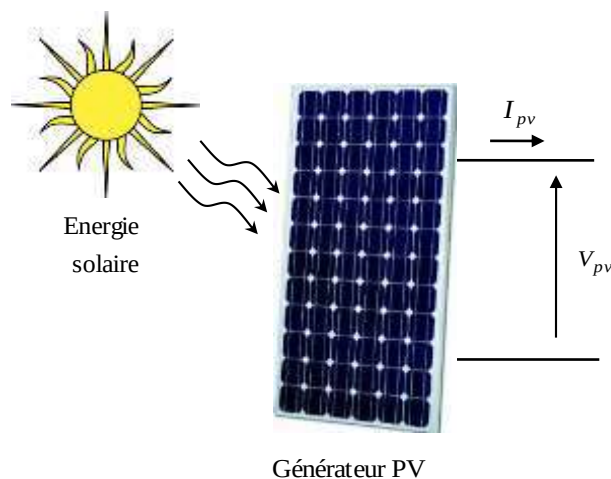


Fig.II.12. Présentation d'un générateur PV.

L'objectif de la modélisation du générateur PV est d'obtenir les caractéristiques électriques courantes / tension (I-V) et puissances / tension (P-V) fournies au bus continu, en fonction des conditions climatiques, c'est-à-dire l'éclairement solaire et de la température ambiante [Ger- 02, p. 120]. Pour mieux comprendre les phénomènes est les comportements physiques des cellules PV, il y a nombreux modèles dans littératures [Ger- 02, Rek- 12, pp. 60-62]. Le modèle le plus simple et le plus classique qui donne une bonne précision est le modèle d'une diode comme montrer le schéma équivalent de la figure. II.13. [Abu- 14, Mal- 14, Rek- 12, pp. 53-54].

Ce modèle est constitué d'une source de courant photovoltaïque I_{PH} en parallèle avec une diode, une résistance shunt R_{sh} , une deuxième résistance en série R_s qui représente les pertes de l'effet joule [Abu- 14, Ben- 14.b, Mal- 14].

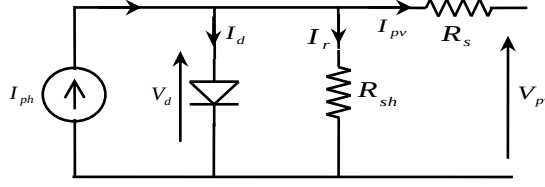


Fig.II.13. modèle électrique d'une cellule photovoltaïque d'une diode.

Utilisant la loi de Kirchhoff, le courant de sortie de cellule PV I_{pv} de la figure. II.13 peut être exprimé en fonction de leur tension de sortie V_{pv} comme suite [Abu- 14, Cha- 13]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (II.1)$$

Avec I_d le courant de polarisation de la diode, qui donner par l'expression suivante:

$$I_d = I_s * \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT}} - 1 \right] \quad (II.2)$$

Ainsi

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s * \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (II.3)$$

Avec I_{ph} est le photocourant ou le courant PV généré par les rayonnements solaires S ; I_{rsh} le courant de la résistance shunte ; I_s le courant de saturation ; q charge élémentaire en Coulomb ($1.602 \cdot 10^{-19} C$) ; A est le facteur d'idéalité de la diode ($A=1-5$) ; K constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} J / K$) ; T la température ambiante de la cellule ($^{\circ}K$).

Le photocourant I_{ph} qui est en fonction de l'irradiation solaire et la température de cellule PV est défini par :

$$I_{ph} = [I_{scr} + K_i (T - T_{ref})] \frac{S}{S_{ref}} \quad (II.4)$$

Avec S l'irradiation solaire réelle (W/m^2), I_{scr} est le courant de court-circuit ; T_{ref} et S_{ref} sont respectivement la température de référence des cellules et l'irradiation de référence aux conditions d'essai standard (STC) ($25^{\circ}C$, $1000 W/m^2$) ; K_i est le coefficient de température du courant de court-circuit (A/K). Le courant de saturation de diode I_s qui varié avec la température de la cellule est donné par :

$$I_s = I_{rr} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{KA} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (II.5)$$

Avec I_{rr} courant inverse de saturation au (STC), E_g est l'énergie de gap (eV), qui est dépend de matériaux semi-conducteurs.

Un générateur PV contient de N_s modules par branche et N_p branches en parallèle. Chaque panneau est quant à lui composé de n_c cellules en série [Bha-16, Cro- 13, p. 55, Mal- 14, p. 62].

Le schéma électrique équivalent d'un générateur PV est illustré dans la figure. II.14.

Finalement, le courant de sortie du générateur PV peut être exprimé par la relation suivante [[Bha-16, Cro- 13, p. 55, Mal- 14, p. 62]:

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_s * (\exp \left[\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{N_s A K T} \right] - 1) - \frac{N_p V_{pv}}{N_s (R_{sh} + R_s)} \quad (II.6)$$

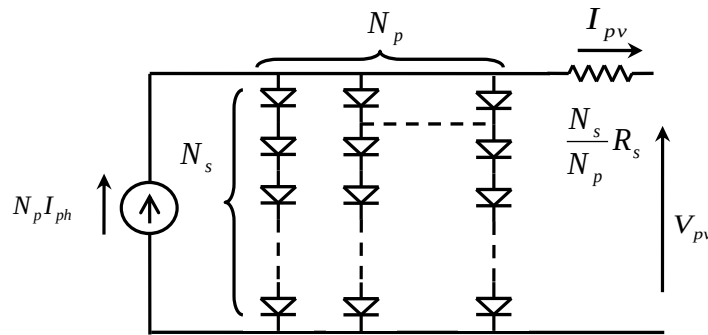


Fig.II.14. Schéma électrique équivalent d'un générateur PV.

II.4.2. Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque

Généralement, les caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque sont représentées par les courbes: courant/tension (I-V) et puissance/tension (P-V) sous différentes conditions (l'ensoleillement et la température ambiante) [Abu- 14, p. 163, Rek- 12, p. 10].

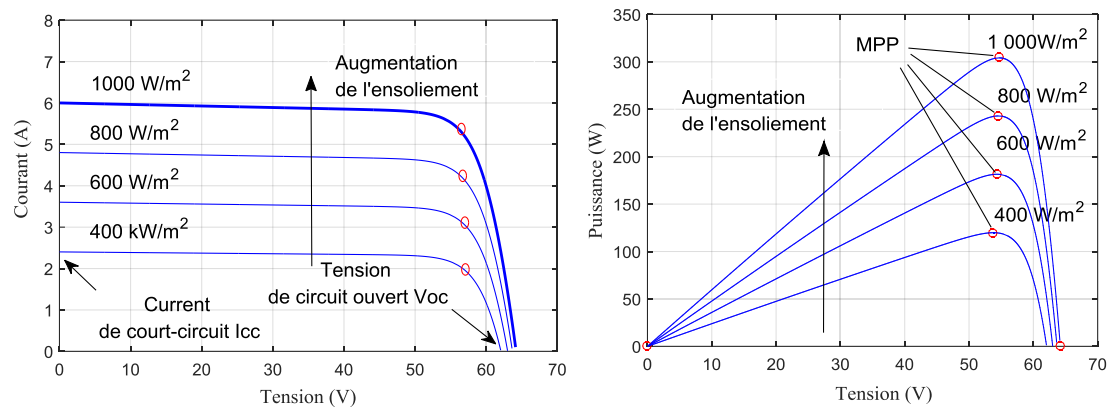
La figure.II.15 présente les caractéristiques électriques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV (SPR-305) composé par 96 cellules.

Les paramètres électriques de ce module sont représentés dans le tableau.II.2 [Gup- 14].

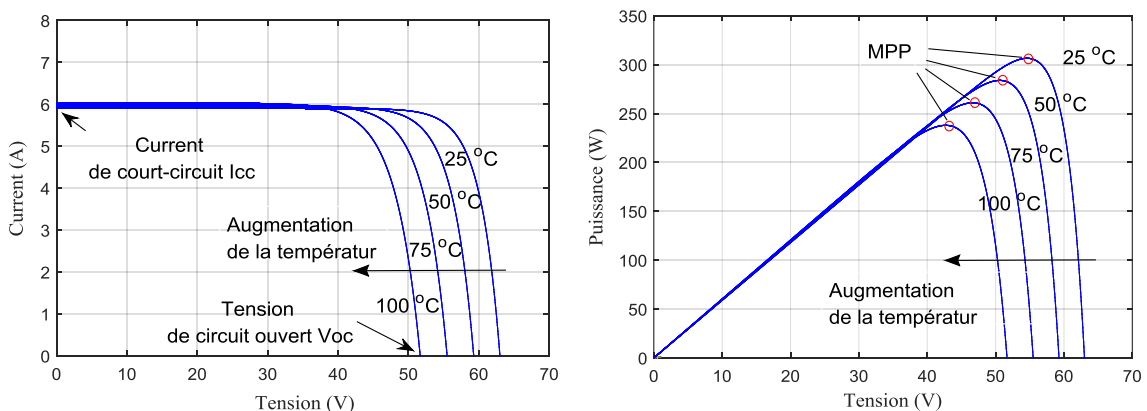
Les caractéristiques I-V et P-V pour différents ensoleillements sont présentées sur la fig. II.13.a. On observe que lorsque l'irradiation augmente le courant de court-circuit I_{cc} augmente plus que la tension de circuit ouvert V_{oc} qui accroître légèrement. La puissance électrique maximale P_{MPP} (courbe P-V) est aussi augmentée avec l'accroissement de l'ensoleillement cela signifie que l'efficacité est meilleure pour une irradiation élevée [Abu- 14, pp. 163-164, Mal- 14, Rek- 12, pp. 11-12].

De même, les caractéristiques I-V et P-V pour différentes températures sont présentées sur la figure. II.15.b. On observe que le courant I_{sc} augmente légèrement lorsque la température ambiante augmente à cause de la meilleure absorption de la lumière. Mais la tension de court-circuit est considérablement diminuée quand la température augmente. La puissance électrique maximale MPP (courbe P-V) présente une caractéristique non linéaire, et elle est aussi diminuée rapidement avec l'accroissement de la température [Abu- 14, pp. 163-164, Mal- 14, Rek- 12, pp. 11-12].

On constate que les comportements de module photovoltaïque dépendent totalement à deux grandeurs: l'irradiation et la température ambiante des cellules. Un changement d'irradiation fait varier proportionnellement le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert. Une hausse de la température ambiante et l'absorption des rayonnements peuvent entraîner une augmentation importante de la température interne des cellules, ce qui diminue la tension de circuit ouvert et la puissance électrique maximale générée [Cro- 13].



(a) Caractéristiques I-V et P-V pour différents ensoleillements



(b) Caractéristiques I-V et P-V pour différentes températures

Fig.II.15. Caractéristiques du générateur PV sous différents éclairagements et différentes températures

Tableau.II.2. Paramètres électriques d'un module PV (S.P.R-305-WHT) [Gup- 14]

Paramètre	Variable	Valure
Puissance nominale dans les conditions standards (STC)	P_{mp}	305 W
Tension de circuit ouverte	V_{oc}	64.2 V
Tension maximale	V_{mp}	54.7 V
Courant maximal	I_{mp}	5.58 A
Courant de court circuit	I_{sc}	5.96 A
Nombre des cellules par module	N_s	96

II.4.3. Modélisation de convertisseur CC-CC de type élévateur (Boost converter)

Afin d'adapter les niveaux de la tension de la charge, les modules PV sont généralement connectés en série et en parallèle [Xia- 14]. Mais pour réduire les pertes dans le transfert d'énergie, il est préférable d'augmenter la tension PV en utilisant un convertisseur CC-CC de type élévateur [Abu- 14, p. 185].

Le schéma équivalent de convertisseur boost est présenté sur la figure.II.16 il est constitué d'éléments suivants : une source de tension continue V_e , qui est la tension de sortie de module PV, un filtre d'entrée passif C_e généralement utilisé pour réduisant l'ondulation de courant et de tension de module PV, une inductance L , une interrupteur électronique (commutateur) de type transistors MOSFETS ou IGBT commandé S_w , une diode, et une capacité de sortie C_s qui est connecté entre le module PV et le circuit du boost pour réduire les harmoniques à haute fréquence [Abu- 14, p. 161, Kad- 11, Rek- 12, p. 96].

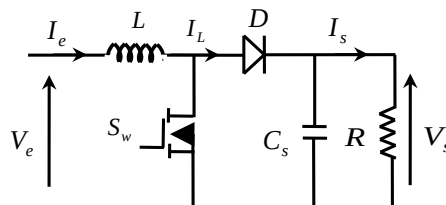


Fig.II.16. Circuit équivalent de convertisseur Boost CC-CC.

L'analyse de ce convertisseur dépend de l'état de la commutation de l'interrupteur S_w [Chr- 12, Sum- 15, p. 425].

Selon l'état de l'interrupteur S_w , on peut distinguer deux modes de fonctionnement :

- Mode a) : S_w est fermé
- Mode b) : S_w est ouverte

Mode a) : S_w est fermée (figure. II.17.a) et la diode D ne voit passer aucun courant (conduction continue), V_e est alors appliqué à travers l'inductance L qui stocké l'énergie $VL=Vin$ et le courant à travers la charge augmente de $I1$ à $I2$ comme représenté sur la figure. II.17.c et lorsque

l'interrupteur Sw s'ouvre (Mode b) figure. II.17.b, l'énergie stockée dans l'inducteur est transférée au condensateur et la charge à travers la diode D . La tension à travers de l'inductance inverse et ajoute à la tension d'entrée. Par conséquent la tension à travers la charge dépasse la tension d'entrée qui donné par l'expression suivante :

$$V_s = V_e + L \frac{di}{dt} \quad (II.7)$$

Les équations électriques du convertisseur boost s'exprimer par les relations suivantes :

$$L \frac{dI_L}{dt} = V_e - (1-d) \cdot V_s \quad (II.8)$$

$$C \cdot \frac{dV_s}{dt} = (1-d) \cdot I_L - \frac{V_s}{R} \quad (II.9)$$

À l'état d'équilibre, la valeur moyenne de la tension de sortie est en fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique moyen d qui donné par l'expression (II.10). Donc la régulation de la tension de sortie se fait par le contrôle du rapport cyclique, d .

$$V_s = \frac{V_e}{(1-d)} \quad (II.10)$$

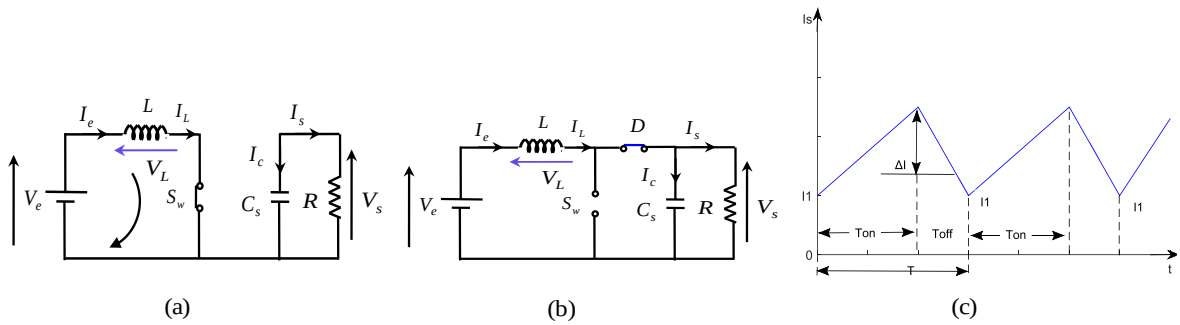


Fig.II.17. les modes d'opération de convertisseur boost.

A. Détermination les composants du convertisseur boost [Sum- 15, p. 426]

A.1. Rapport cyclique d

À partir de l'équation (II.10) on peut déduire l'expression du rapport cyclique d

$$d = 1 - \frac{V_e}{V_s} \quad (II.11)$$

A.2. Inductance L :

$$L = \frac{d * V_e}{f_s * \Delta I} \quad (II.12)$$

Avec ; f_s la fréquence de de commutation du convertisseur (Hz)

ΔI les ondulations du courant dans l'inductance $\Delta I = 1\%$ du courant de la charge.

A.3. Capacité C :

$$C = \frac{d * I_s}{f_s * \Delta V_s} \quad (\text{II.13})$$

ΔV_s les ondulations de la tension de sortie ; $\Delta V_s = 2\%$ de la tension V_s .

II.4.4. Modélisation de l'onduleur-PV et son filtre de sortie

II.4.4.1. Modèle de l'onduleur-PV dans le repère triphasé (a, b, c)

Les onduleurs PV sont utilisés pour convertir la puissance continue des panneaux PV en puissance alternative avec des tensions et fréquences compatibles au réseau électrique. Ils permettent aussi d'assurer un contrôle efficace du système photovoltaïque. De plus, en raison de sécurité, les onduleurs PV connectés au réseau doivent avoir une surveillance fiable des opérations de réseau afin d'éviter les pannes et interrompre l'alimentation en cas des perturbations graves et de satisfaire les récentes exigences (standards) de réseau [Abu- 14, p. 160]. Dans les littératures, il existe différentes topologies d'onduleurs PV pour connecter les panneaux PV au réseau électrique. Dans notre système nous avons choisi un onduleur à deux niveaux comme schématiser la figure. II.18.

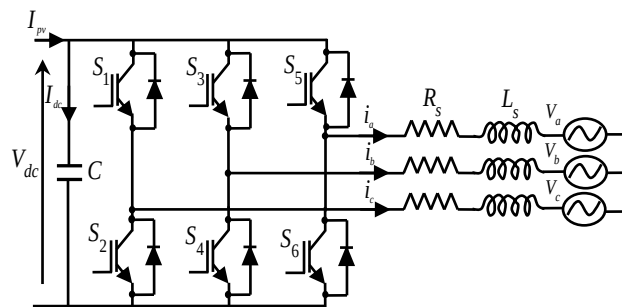


Fig.II.18. Schéma électrique de l'onduleur et filtre triphasé

Dans cette figure, l'onduleur triphasé est constitué d'une source CC présentée par une capacité C, convertisseur MLI qui se compose de 6 interrupteurs bidirectionnels en courant (GTO ou transistors bipolaire, MOSFET ou IGBT) et 6 diodes en antiparallèles et un filtre RL interfacé l'onduleur et le réseau pour minimiser l'amortissement des harmoniques produits par l'onduleur.

Avant d'analyser l'onduleur triphasé, on prend quelques hypothèses simplificatrices :

- On supposera que les tensions du réseau V_a V_b V_c sont symétriques sinusoïdales et que la pulsation est constante.

Leurs représentations sont données par l'expression (II.14).

- Les interrupteurs sont considérés comme parfaits (interrupteurs idéaux, bidirectionnels en courant, unidirectionnel en tension).

Chapitre II : Modélisation et contrôle du système photovoltaïque (PV)

- Les inductances L sont linéaires et équilibrées. La saturation n'est pas une préoccupation.
- Les pertes de conduction sont représentées par trois résistances symétriques R , comme le montre la figure. II.18.

$$\begin{cases} V_a = V_m \cos(\omega t) \\ V_b = V_m \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi) \\ V_c = V_m \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

Utilisant la loi des mailles de Kirchhoff, le comportement de l'onduleur dans le repère fixe abc peut-être décrit par les relations suivantes :

$$\begin{cases} V_a = L \frac{di_a}{dt} + Ri_a + V_{inv_a} \\ V_b = L \frac{di_b}{dt} + Ri_b + V_{inv_b} \\ V_c = L \frac{di_c}{dt} + Ri_c + V_{inv_c} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - I_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Il est noté que le fonctionnement de l'onduleur à deux niveaux a été défini par une fonction de commutations (II.16) utilisée pour modéliser le convertisseur en valeurs moyennes pour concevoir sa technique de commande.

$$S_i (i = 1, 3, 5) = \begin{cases} 1 \text{ si } S_i \text{ est on et } S_{i+1} \text{ est off} \\ 0 = \text{ si } S_i \text{ est off et } S_{i+1} \text{ est on} \end{cases} \quad (\text{II.16})$$

Ainsi, le modèle complet de l'onduleur-PV dans le repère abc peut écrire sous la forme (II. 17) :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = V_a - Ri_a + \frac{V_{dc}}{3} (2S_1 - S_2 - S_3) \\ L \frac{di_b}{dt} = V_b - Ri_b + \frac{V_{dc}}{3} (S_1 - 2S_2 - S_3) \\ L \frac{di_c}{dt} = V_c - Ri_c + \frac{V_{dc}}{3} (S_1 - S_2 - 2S_3) \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - (i_a S_1 + i_b S_2 + i_c S_3) \end{cases} \quad (\text{II.17})$$

Comme on le voit dans le modèle (II. 17), le système est fortement non linéaire et variables dans le temps à cause des fonctions de commutation (S_1, S_2, S_3) et au courant de diode I_{pv} . Dans

la section suivante, nous discuterons de quelques transformations et stratégies utiles, qui servent à faciliter le processus de contrôle de ce système non linéaire [Kad- 11, Mal- 14].

II.4.4.2. Modèle de l'onduleur-PV dans le repère de Park (d, q)

Comme nous la vois précédemment, le modèle du l'onduleur-PV est fortement non linéaire et variables dans le temps à cause des fonctions de commutation et au courant de diodes. Donc pour rendre ce système simple nous devons appliquer la transformation de Park.

On appliquant la transformation de Park (voir Annexe A) au système présenté dans (II. 17), le modèle mathématique de l'onduleur-PV dans le repère dq est défini par [Mal- 14, Sum- 15, p. 512] :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}I_d + \omega I_q - \frac{1}{L}V_{rd} + \frac{V_{dc}}{L}S_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}I_q - \omega I_d - \frac{1}{L}V_{rq} + \frac{V_{dc}}{L}S_q \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}I_{pv} - \frac{1}{C}I_dS_d - \frac{1}{C}I_qS_q \end{cases} \quad (II.18)$$

Où I_d, I_q sont les composantes direct et quadrature de courant de sortie de l'onduleur ,respectivement. V_{rd}, V_{rq} sont les composantes direct et quadrature des tensions de réseau respectivement. S_d, S_q sont les entrées de contrôle des axes d et q ,respectivement.

Les puissances actives et réactives délivrées au réseau sont exprimées par [Kad- 11, Mal- 14]:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_{rd}I_d + V_{rq}I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_{rd}I_q - V_{rq}I_d) \end{cases} \quad (II.19)$$

Si considérons que la tension triphasée de réseau est idéalement sinusoïdale sans harmoniques, alors dans le repère d, q, le vecteur de tension de réseau est donné par :

$$\begin{cases} V_{rd} = V \\ V_{rq} = 0 \end{cases} \quad (II.20)$$

En pratique, la tension de réseau est non sinusoïdale due aux harmoniques. Par conséquent, V_{rd} et V_{rq} ne seront pas constants, mais auront des ondulations légères dont les fréquences et les grandeurs dépendent des composantes harmoniques. Cependant, à l'état d'équilibre, la valeur moyenne de V_q est toujours égale à zéro. Par conséquent (II.19) peut être réécrit comme II. 21).

La puissance active est dépend de courant de l'axe d et la puissance réactive dépend du courant de l'axe Q . De plus, pour atteindre un facteur de puissance unitaire, la composante q du vecteur de commande de courant est réglée à zéro [Kad- 11, Mal- 14].

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d) \\ Q = \frac{3}{2}(V_d I_q) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

II.5. Contrôle du système de production photovoltaïque connecté au réseau

D'après les sections précédentes, nous avons vu qu'il y a différentes architectures et différentes topologies des onduleurs PV connectés au réseau électrique. Par conséquent, le système de contrôle et les schémas de modulation dépendent de la topologie utilisée et varient d'une topologie à l'autre. Néanmoins, les principaux objectifs de contrôle sont universels et comprennent le suivi du Point de Puissance Maximale (MPPT), la synchronisation avec le réseau, le contrôle de la tension de bus continu et au PCC et la surveillance du réseau y compris la détection d'anti-îlotage [Abu- 14, p. 181, Ben-17].

II.5.1. Suivi du point de puissance maximale MPPT

En raison de la nature intermittente des sources des énergies renouvelables qui sont totalement dépendent à des conditions météorologiques, le contrôleur du suivi le point de puissance maximale (MPPT) est nécessaire dans les systèmes de production renouvelables pour extraire la puissance maximale disponible quel que soit les conditions climatiques (irradiation solaire, température, vent ...), satisfaire la charge à alimenter et d'améliorer la fiabilité du système [Ben- 16, San- 14, Sum- 15]. Plusieurs méthodes de MPPT sont proposées dans littératures, par exemple, la méthode "Perturb and Observe" (P&O - Perturbation et Observation), conductance incrémentale [Sum- 15, p. 115]. Récemment, des méthodes de calcul plus avancées telles que le réseau de neurones artificiels (ANN), les essaims particulaires (PSO), le contrôleur logique flou et l'algorithme évolutionnaire ont été proposées pour le MPPT [Ish- 13, p. 115, Sum- 15]. Ces méthodes sont plus adaptables à la manipulation de conditions anormales telles que l'ombrage partiel et l'inadéquation des modules et de changement de la vitesse du vent [Sal- 13].

II.5.2. MPPT pour le système PV

Comme nous l'avons vu précédemment, le changement de l'éclairement solaire et de la température ambiante résulte des caractéristiques non linéaires dans les courbes P-V et I-V. De plus, il y a un seul point dans ces courbes, appelé point de puissance maximale (MPP) auquel la puissance générée est maximale et la tension obtenue à ce point dit la tension de point de puissance maximale V_{mp} [Ben- 16, Bha-16]. Donc pour évaluer ce point de fonctionnement maximal il existe plusieurs techniques, parmi eux:

II.5.2.1. La méthode de perturbation et observation (P&O)

La méthode "Perturb and Observe" (P&O - Perturbation et Observation) qui appartient aux algorithmes extrémaux [Cro- 13] c'est la méthode la plus courante et la plus utilisée, car elle est simple et facile à mettre en œuvre.

Le principe de base de cette méthode consiste à incrémentant ou décrémentant la tension photovoltaïque V_{pv} et mesurer le changement de la puissance P_{pv} ,

Si ΔP augmente à cause de la perturbation alors le point de fonctionnement de l'installation a été déplacé vers le point de puissance maximale et, dans ce cas, une perturbation est encore appliquée dans la même direction [Kan- 14, Rek- 12, p. 118]. Et c'est Si ΔP est négatif, alors le point du fonctionnement du système s'est éloigné du point optimal et la perturbation suivante est appliquée dans le sens inverse pour converger vers le point optimal de la puissance. Le principe de cette méthode est présenté dans la figure.II.19.

Les avantages de cette méthode peuvent être résumés comme suit: la connaissance des caractéristiques du générateur photovoltaïque n'est pas requise, elle est relativement simple. Cependant, elle présente deux inconvénients. Premièrement, le point de fonctionnement oscille autour du MPP, ce qui provoque des pertes d'énergie. Deuxièmement, en cas des variations d'ensoleillement l'algorithme peut être mis en erreur [Cro- 13].

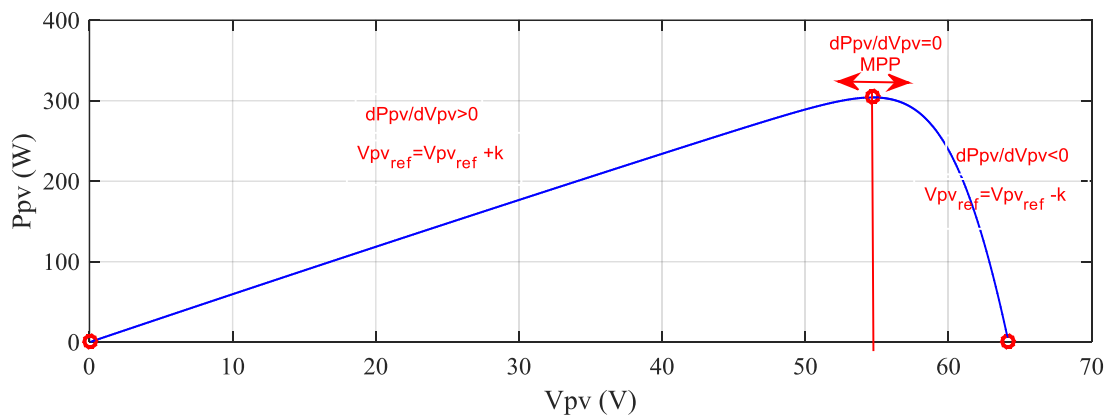


Fig.II.19. Principe de l'algorithme Perturb and Observ.

Nous choisissons à titre d'exemple d'utilisé cet algorithme dans cette thèse.

À cause de l'absence de convertisseur CC/CC dans l'installation photovoltaïque centralisée qui est utilisée dans ce travail, l'algorithme de la MPPT (P&O) fait varier automatiquement le signal de la tension continue de référence V_{dc}^* du régulateur de l'onduleur afin d'obtenir une tension continue qui extrait la puissance maximale du système PV.

II.5.2.2. La méthode de la conductance incrémentale

Cette approche est basée directement sur les variations de puissance. Le courant et la tension de sortie du panneau photovoltaïque sont utilisés pour calculer la conductance et la conductance incrémentielle.

Son principe est reposé sur la comparaison de la conductance I_{pv}/V_{pv} et la conductance incrémentale (dI_{pv}/dV_{pv}) et de décider quand augmenter ou diminuer la tension V_{pv} pour atteindre le MPP où la dérivée de la puissance est égale à zéro ($dP_{pv}/dV_{pv} = 0$) comme présenter la figure.II. 20 [Kan- 14, Moa- 11].

La méthode de la conductance incrémentale a un fonctionnement similaire à l'approche P&O, mais avec une précision plus grande. Cependant, l'implantation de l'algorithme est souvent complexe et nécessite une capacité de calcul élevée, ce qui augmente la période de contrôle du système [Cro- 13, Rek- 12, p. 120].

La tension de référence est obtenue par l'équation suivante:

$$V_{op} = k_1 \cdot V_{co} \quad (II.22)$$

Où k_1 constante de la proportionnalité.

Une fois que k_1 est connu, V_{opt} peut être calculé en utilisant l'équation (II.22). Cette approche nécessite que le système effectue la mesure de la tension V_{co} périodiquement afin de poursuivre les déplacements du point de puissance maximale.

Cette méthode est relativement simple à implémenter, mais il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 [Kan- 14, Rek- 12, Sin- 10].

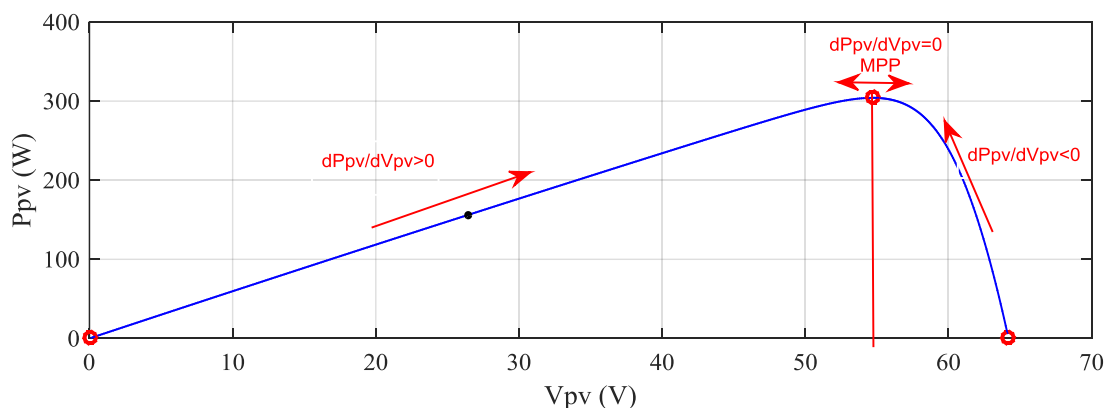


Fig.II.20. Principe de l'algorithme conductance incrémentale.

II.5.2.3. La méthode de tension de circuit ouvert (Open circuit voltage)

C'est la méthode la plus simple, elle consiste de comparer la tension de panneau V_{pv} avec une tension de référence correspondant à une tension optimale V_{opt} . L'erreur de tension est ensuite utilisée pour ajuster le rapport cyclique du convertisseur statique.

II.5.3. Contrôle de l'onduleur-PV

Le rôle principal de l'onduleur-PV connecté au réseau et d'assurer la synchronisation avec le réseau, contrôler séparément le flux de puissance active et réactive et de contrôler les courants du réseau et de maintenir la tension aux bornes du condensateur à une valeur constante. À partir du modèle mathématique de l'onduleur-PV dans le repère (d-q) PV présenté par l'expression (II.18) on constate qu'il existe un couplage croisé entre les composants du courant d et q. cependant, ce couplage peut affecter la performance dynamique du régulateur [Kad- 11]. Donc il est nécessaire de découpler les deux axes pour une meilleure performance. Par conséquent, le contrôle à tension orientée ou voltage-oriented control (VOC) est généralement utilisé dans le système PV connecté au réseau, car il garantit une réponse transitoire rapide et des performances statiques élevées grâce à des boucles de commande interne de courant [Abu- 14, p. 186, Kad- 11].

Comme son nom l'indique, le VOC utilise une transformation rotationnelle de référence dq orientée avec le vecteur de tension de réseau afin de transformer toutes les grandeurs AC en valeurs CC pour simplifier la conception du système de commande et permettre l'utilisation de contrôleurs PI.

Le contrôle de tension orienté est basé sur deux boucles de contrôle en cascade comme le montre la figure.II.21: Une boucle externe pour commander la tension de bus continu V_{dc} en utilisant un contrôleur PI dont la sortie est proportionnelle à la puissance active et donc à la valeur désirée i_d , tandis que l'autre boucle interne contrôler les courants du réseau i_d , i_q la puissance réactive est contrôlée avec la composante quadrature de courant i_q .

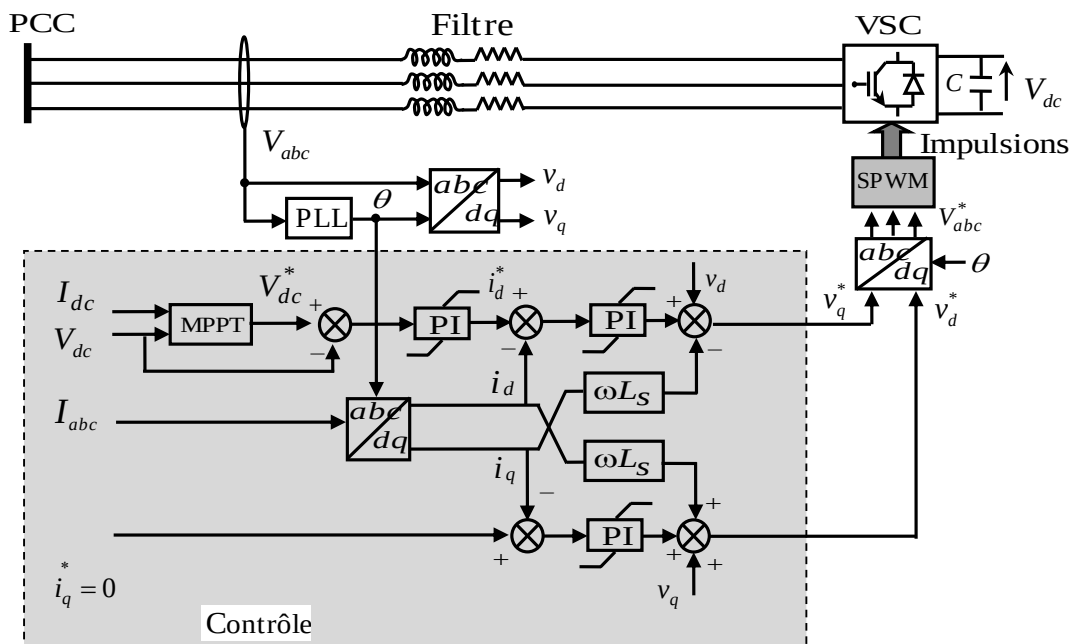


Fig.II.21. Commande tension orientée du l'onduleur-PV.

Les boucles de contrôle de courants i_d , i_q sont régulées à l'aide de régulateurs PI dont les sorties sont les tensions de référence V_d^*, V_q^* . Ceux-ci sont convertis en valeurs de phase à moduler par l'onduleur en utilisant MLI. Notez que la référence de courant de l'axe q i_q^* peut être arbitrairement ajustée. Généralement, i_q^* est mis à zéro pour assurer un facteur de puissance unitaire, bien que pendant les chutes de tension, les gestionnaires du réseau peuvent demander l'injection de puissance réactive pour soutenir le réseau, comme il est actuellement le cas dans les centrales éoliennes [Kha.b- 16, Toh- 16]. La synchronisation avec le réseau est obtenue en extrayant l'angle de vecteur de tension de réseau θ , ce qui est nécessaire pour que le repère dq soit correctement aligné avec le vecteur de tension du réseau électrique. Dans ce travail, une boucle à verrouillage de phase (PLL) est utilisée pour accomplir cette fonction [Abu- 14, p. 186, Bif- 15, Sum- 15, p. 494].

II.5.3.1. Régulation des courants

En supposant que :

$$\begin{aligned} V_d &= -V_{rd} + V_{dc}S_d + \omega Li_q \\ V_q &= -V_{rq} + V_{dc}S_q - \omega Li_d \end{aligned} \quad (II.23)$$

Avec ω est la fréquence angulaire du réseau électrique. Ainsi, le modèle (II.18) récrire sous la forme suivante:

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \frac{1}{L}V_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}i_q + \frac{1}{L}V_q \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}I_{pv} - \frac{V_{rd} + V_d}{CV_{dc}}i_d - \frac{V_{rq} + V_q}{CV_{dc}}i_q \end{cases} \quad (II.24)$$

Par conséquent, les courants i_d et i_q peuvent être commandés séparément en agissant sur les entrées V_d et V_q , respectivement. De plus, en utilisant des régulateurs de type PI qui permet d'obtenir une réponse dynamique rapide et des erreurs d'état constant nulles.

II.5.3.2. Régulation de la tension

Dans le cas d'un facteur de puissance unitaire ($i_q = 0$) et avec l'hypothèse précédente, la troisième équation dans le modèle (II.18) est définie par :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - S_d i_d \quad (II.25)$$

L'équation (II.25) montre que la tension du bus continu V_{dc} peut être maintenue constante en commandant la composante directe du courant i_d .

II.5.3.3. Commande de l'onduleur par MLI (Stratégie triangulo – sinusoïdale)

Dans notre travail, nous nous sommes intéressés à la technique d'origine analogique dite *sinus-triangle*. Elle consiste à comparer deux signaux :

- Une onde de référence, la modulatrice, de forme sinusoïdale et de fréquence f_{ref}
- Une onde de modulation, la porteuse, en général triangulaire, de haute fréquence f_p .

Tout en respectant l'inégalité sur les fréquences ($f_p > f_{ref}$). Les instants de fermeture des interrupteurs sont définis par les intersections entre les deux ondes, quant à la fréquence de commutation, elle est déterminée par celle de la porteuse. La figure. II.22 présente le principe et la réponse de la commande MLI sinus triangle.

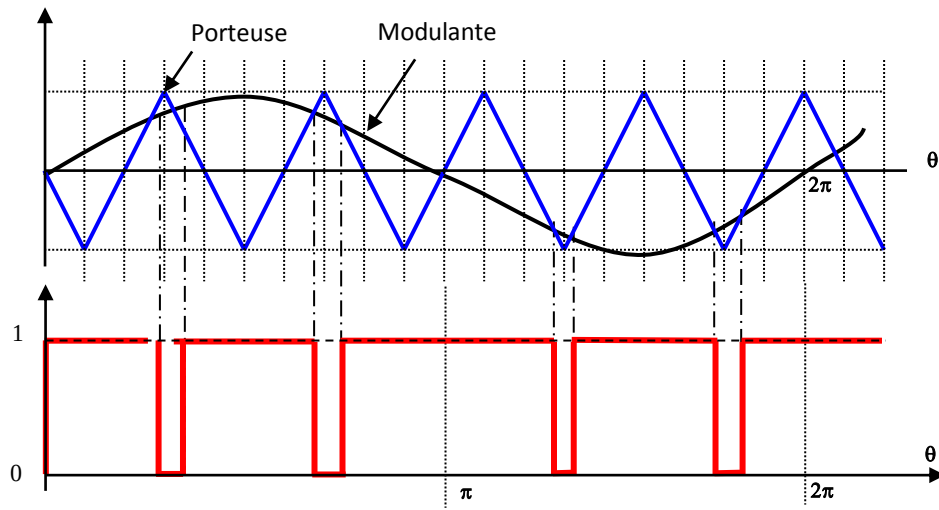


Fig.II.22. Principe et réponse de la commande MLI sinus-triangle.

La fonction logique S_x associée au signal de commande est définie par :

$$S_x = \begin{cases} 1 & \text{Si } v_{ref} \geq V_p \\ 0 & \text{Si } v_{ref} \leq V_p \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

A. Équation de la porteuse

La porteuse est un signal triangulaire caractérisé par une fréquence f_p ($T_p = 1/f_p$). Elle est définie par les équations suivantes [Bel- 14] :

$$\begin{cases} x_1(t) = V_p(-1 + 4\frac{t}{T_p}) & t \in [0, \frac{T_p}{2}] \\ x_2(t) = V_p(3 - 4\frac{t}{T_p}) & t \in [\frac{T_p}{2}, T_p] \end{cases} \quad (\text{II.27})$$

B. Équation de la référence

La référence est un système de signaux triphasés tel que :

$$\begin{cases} v_{ref,a} = v_{ref} \sin \omega_{ref} t \\ v_{ref,b} = v_{ref} \sin(\omega_{ref} t - 2\pi/3) \\ v_{ref,c} = v_{ref} \sin(\omega_{ref} t + 2\pi/3) \end{cases} \quad (II.28)$$

C. Caractéristiques de la MLI

➤ Indice de modulation en fréquence I_M

L'indice de modulation en fréquence I_M est défini comme étant le rapport de la fréquence du signal triangulaire f_p par rapport à la fréquence f_{ref} de la référence sinusoïdale [Abu- 14, p. 328].

$$I_M = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad (II.29)$$

L'augmentation de la valeur de I_M conduit au déplacement des harmoniques vers les fréquences élevées. Ce qui est un avantage, mais on obtient une augmentation du déchet de tension. Donc, nous devons optimiser la valeur de I_M [Bel- 14].

➤ Indice de modulation en amplitude

C'est un coefficient de réglage de la tension, qui est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à l'amplitude de la porteuse [Abu- 14, p. 328].

$$T_M = \frac{V_{ref}}{V_p} \quad (II.30)$$

Quand T_M est nul, la tension de sortie est formée des ondes rectangulaires de même largeur avec une fréquence M_{fr} et quand T s'accroît, la fréquence f_r croît, les termes M_{fr} , $3M_{fr}$, $5M_{fr}$ diminuent.

II.5.4. Synchronisation avec le réseau

Dans le cadre de technique de contrôle du système PV connecté au réseau, l'amplitude et la phase de la tension de réseau doivent être connues. Ces informations sont essentielles pour les boucles de contrôle de courant et de tension afin de stabiliser le système et de le forcer à travailler à son point optimal où le système va générer et fournir la puissance maximale.

Pour obtenir ces informations vitales, une méthode de synchronisation doit être utilisée pour synchroniser la sortie de l'onduleur et le réseau électrique [Mal- 14]. Dans les littératures il existe

différentes méthodes de synchronisation, on peut citer la méthode de passage à zéro, Algorithme de filtrage $\alpha\beta$ et dq et boucle à verrouillage de phase ou (Phase Locked Loop (PLL)) [Bif- 15, Mal- 14, Sum- 15, p. 494] .

Dans notre travail, nous nous intéressons à la méthode de verrouillage de phase où (Phase Locked Loop (PLL)).

II.5.4.1. Méthode de verrouillage de phase ou (Phase Locked Loop (PLL))

Un circuit de base de PLL se compose souvent de trois composants essentiels: un détecteur de phase, un filtre passe-bas et un oscillateur commandé en tension ou voltage-controlled oscillator (VCO) comme schématiser la figure. II.23 [Mal- 14].

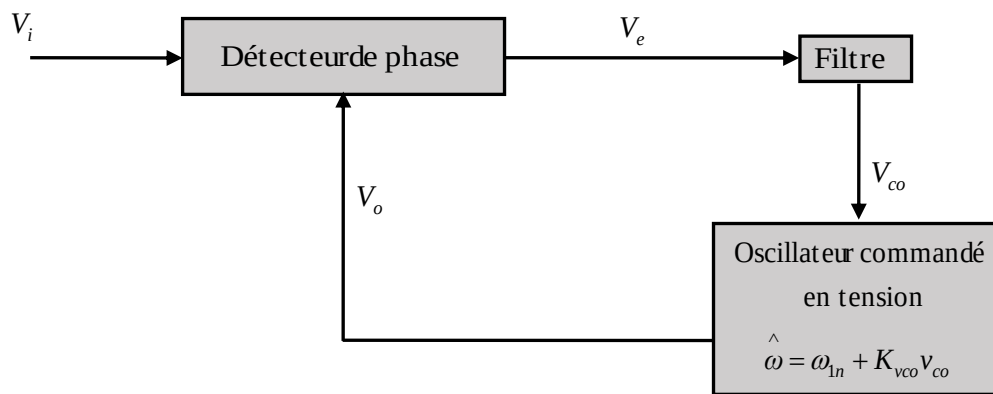


Fig.II.23. Schéma de Principe de Phase-locked-loop.

Le PLL consiste de synchroniser ses signaux de sortie avec des signaux d'entrée ou des signaux de référence donnés en termes de phase et fréquence grâce à une commande non linéaire en boucle fermée qui modifie automatiquement la fréquence d'un oscillateur commandé en fonction de la fréquence et de la phase du signal d'entrée de sorte que la sortie soit synchronisée en fréquence et en phase avec la référence ou le signal d'entrée [Sum- 15, p. 495] .

Cet algorithme présente un meilleur rejet d'harmonique et de perturbation par rapport au passage à zéro et à la transformation $\alpha\beta$ -dq, mais, lors des déséquilibres de réseau, cet algorithme nécessite d'autres améliorations [Mal- 14].

Il existe différentes structures de PLL pour les systèmes triphasés parmi aux [Sum- 15, p. 496]:

- PLL de repère de référence synchrone dq (dq PLL)
- PLL de repère de référence fixe (α, β PLL)
- PLL de repère de référence découplé (DSRF PLL).

Dans le cadre de ce travail, nous nous intéressons au premier type de PLL (PLL de repère de référence synchrone dq (dq PLL) figure.II.24.

Ce type de PLL utilise la transformation de Parc pour ramener les grandeurs du repère triphasé (a, b, c) sur les axes d'un repère diphasé tournant (d, q).

L'estimation de la fréquence ou le déphasage de la tension du réseau peut être considéré soit par la composante de l'axe direct ou la composante de l'axe en quadrature de la tension. Ainsi, dans ce travail, l'orientant suivant l'axe (d) est adopté. Puis, la composante V_q doit suivre le zéro à travers un contrôleur proportionnel intégral (PI).

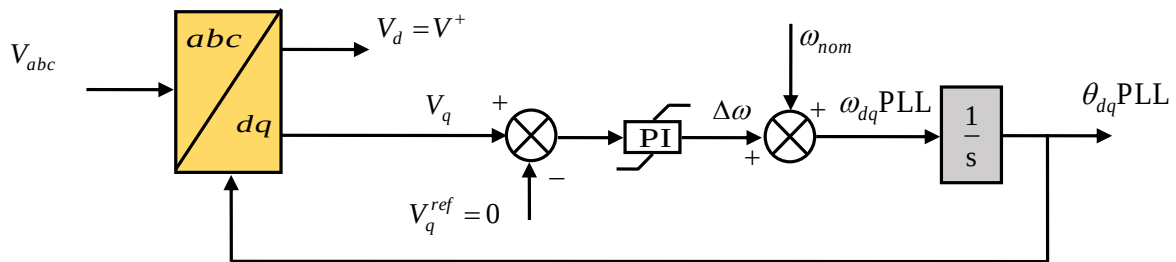


Fig.II.24. Structure de PLLdq.

La sortie du régulateur PI indique la fréquence angulaire qui est intégrée afin d'obtenir l'angle. Cet angle est utilisé pour la transformation vers le système diphasé. Le résultat est utilisé pour le nouveau calcul de l'erreur. Une valeur spécifique de la fréquence est ajoutée pour améliorer les performances de suivi global de la PLL [Sum- 15, p. 496].

II.5.5. Détection de l'îlotage (anti-îlotage)

D'après la norme IEEE 1547-2008, un «îlotage» ou marche en réseau séparé est défini comme une condition dans laquelle un générateur renouvelable continue à fournir l'énergie électrique à une partie du réseau électrique et ses charges locales qui sont en séparation du reste du réseau principal comme schématisait la figure. II.25 [Bif- 15].

L'opération des (GDs) sous le phénomène de l'îlotage peut représenter des risques sérieux pour le public et les personnels amenés à intervenir sur le réseau (maintenance), car les lignes restent sous tension. Il peut également endommager les charges locales, car la tension et la fréquence de la PCC peuvent dériver des valeurs nominales. Par conséquent, les règlements de réseau comme (IEEE 929-2000, IEEE 1547.1, VDE 0126.1.1 et IEC 62116) stipulent généralement aux systèmes de (GDs) connectés au réseau d'identifier le défaut de réseau et se déconnecter automatiquement dans un intervalle de temps fixe compris entre 0,1 à 2 s, selon la norme applicable et le type de défaut [Abu- 14, p. 190, Bif- 15].

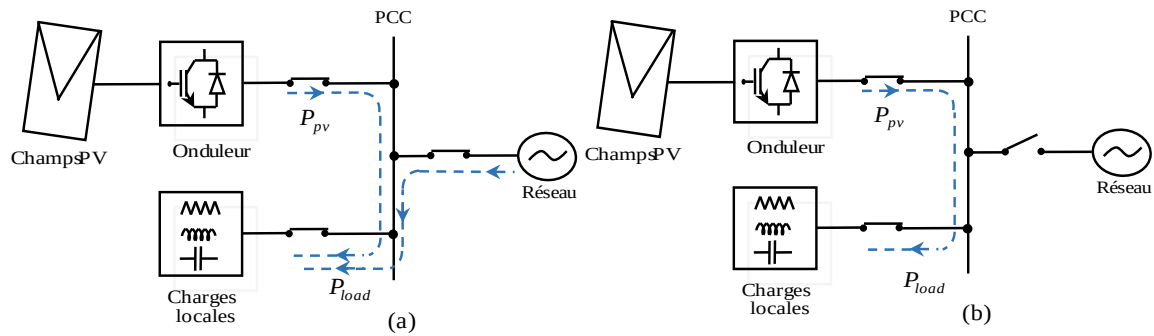


Fig.II.25. Générateurs distribués connectés au réseau avec des charges locales: (a) opération normale et (b) opération sous l'îlotage.

Il existe plusieurs méthodes de détection de l'îlotage qui peuvent être classées en deux grandes catégories: techniques locales (côté générateur distribué ou côté onduleur) et techniques reculées (côté réseau) comme le montre la figure.II.26.

II.5.5.1. Les techniques locales (côté GD)

Les techniques locales (coté GD) peuvent être aussi divisées en trois méthodes : passives, actives et hybrides).

➤ Les méthodes passives sont basées à la surveillance et la mesure des paramètres de réseau telles que (tension, courant, fréquence, etc.) et les comparer avec les valeurs seuils. L'îlotage est détecté lors les valeurs mesurées dépassent les valeurs de seuils. Les valeurs de seuils définissent la zone non détectée (ZND), dans laquelle l'îlotage n'est pas détecté. Ces techniques présentent l'avantage d'être simples et n'influent pas la qualité de l'énergie. Cependant, ces techniques ont un inconvénient majeur de posséder une très grande zone non détection (ZND). Les principales méthodes d'anti-îlotage passives sont : la détection à seuil de tension (under/overvoltage), détection à seuil de fréquence (under/overfrequency), détection d'harmoniques de tension et la détection du saut de vecteur [Bif- 15, Lag- 15].

➤ Les méthodes actives ont été développées pour réduire la ZND des méthodes passives. Elles détectent l'îlotage après l'injection de perturbations appropriées au système. Les techniques actives ont l'avantage de réduire considérablement la ZND. Cependant, ils peuvent dégrader la qualité de l'énergie électrique, ce qui peut même provoquer l'instabilité du système. Parmi les méthodes actives les plus populaires sont les suivantes: estimation de l'impédance; mode glissement de variation de fréquence Slip Mode frequency Shift (SMS); dérive de la fréquence active (AFD); changement de fréquence Sandia (SFS) [Abu- 14, p. 191, Lag- 15].

➤ Les méthodes hybrides utilisent la combinaison d'une méthode de détection active et d'une méthode passive. L'injection d'une perturbation au réseau fait uniquement lorsque le détecteur passif suspecte l'état d'îlotage [Bif- 15].

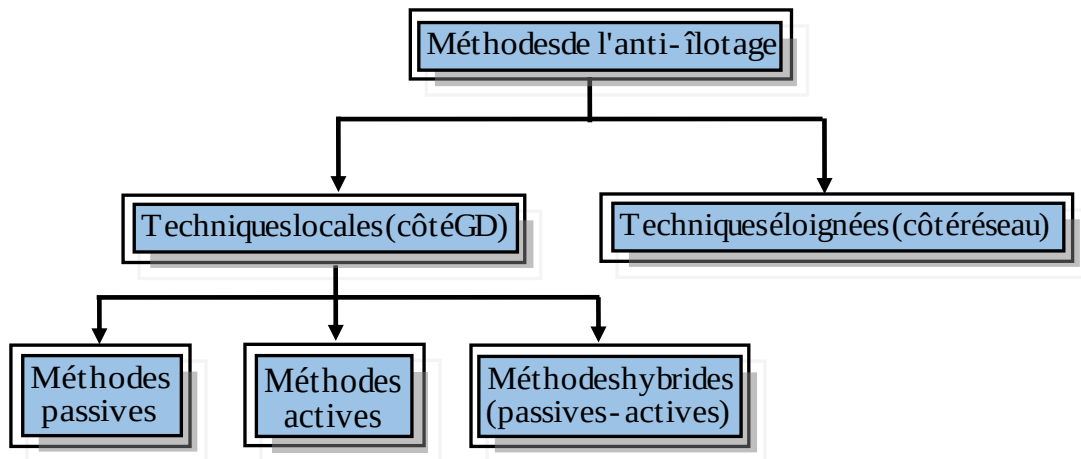


Fig.II.26. Méthodes de détection de l'îlotage pour les générateurs distribués connectés au réseau.

II.5.5.2. Les techniques reculées (côté réseau)

Les techniques éloignées (côté réseau) sont basées à la communication directe entre l'opérateur de réseau et le GD par le système SCADA (supervisory control and data acquisition) ou PLCC (power line carrier communication). Dans ces techniques, lorsque l'îlotage est détecté un signal est envoyé au convertisseur de GD pour le séparer au réseau électrique [Abu- 14, p. 192, Lag- 15].

Dans les systèmes PV connectés au réseau, lorsqu'un défaut survient, la tension de bus continue varie rapidement et présente des oscillations plus élevées en raison des séquences positives et négatives sous les perturbations du réseau [Mer- 17]. Donc, dans cette partie, une nouvelle technique d'anti îlotage basé sur le contrôle de la tension de bus continue est utilisée.

Le principe de cette méthode repose sur la mesure de la tension de bus continue et la compare avec la valeur de seuil. L'îlotage est détecté lorsque la valeur mesurée dépasse la valeur de seuil comme schématisé la figure.II.27.

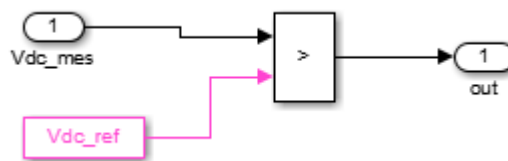


Fig.II.27. Principe de la technique de contrôle de la tension V_{dc} .

II.5.6. Résultats de simulations

Dans cette partie, un système PV de 1 MW de la configuration à onduleur multistrings connecté au réseau est simulé dans la plate-forme MATLAB / SIMULINK basée sur le modèle mathématique présenté dans les sections précédentes. Les résultats sont également présentés et discutés. Les paramètres du système sont présentés dans l'annexe A. La structure du schéma bloc du système PV de 1MW connecté au réseau électrique est représentée sur la figure.II.28.

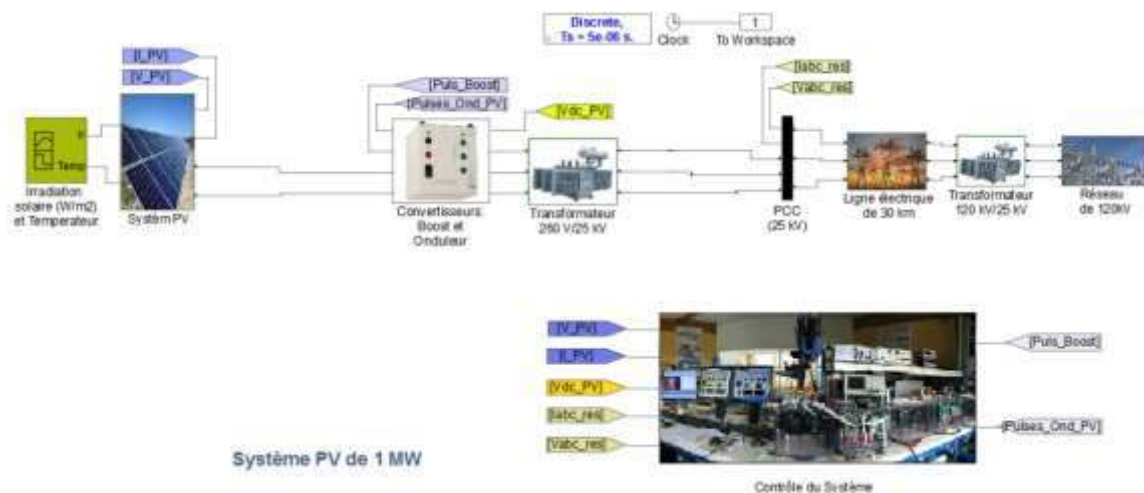


Fig.II.28. Schéma bloc de la structure du système PV connecté au réseau électrique en Simulink

Afin de vérifier, les performances du système étudiant, deux simulations ont été effectuées :

- Premièrement, le système est testé sous changement rapide de rayonnement solaire (mode 1).
- Deuxièmement, le système est testé sous condition de l'îlotage (mode 2).
- **Performances du système PV sous changement de rayonnement solaire (mode 1)**

Dans ce cas, les comportements du système photovoltaïque et les réponses de l'onduleur-PV sont testés sous un changement de rayonnement solaire présenté sur la figure.II.29. La température ambiante est maintenue à 25 °C pendant la période de simulation.

Dans ces conditions, les caractéristiques I-V et P-V de champs PV ont été variées comme indiqué sur la figure.II.30 (mode 1), la puissance maximale et la tension sont atteintes à l'irradiation solaire égale à $1 \text{ kw} / \text{m}^2$ aux périodes de ($t = 0 \text{ s}$ à 0.5 s et de 2 à 3 s), 1 MW , 270 V respectivement. À partir de ces résultats, on constate que lorsque le rayonnement solaire change, les caractéristiques V-I et V-P de générateur photovoltaïque changent et le point de puissance maximale varie également. En outre, L'algorithme de base peut suivre correctement le point d'énergie maximum sous les variations de rayonnement solaire et permettre également au générateur de générer toujours la puissance maximale. La tension de bus continue n'influe pas par le changement de l'irradiation solaire car le contrôle est maintenu à une valeur constante. La réponse de la tension et le courant de réseau sous changement de l'irradiation solaire est aussi présentée dans la figure.II.30 (mode 1), il est à noter que la tension de réseau n'affecte pas, car il est imposé par le réseau, tandis que le courant change lorsque l'irradiation change.

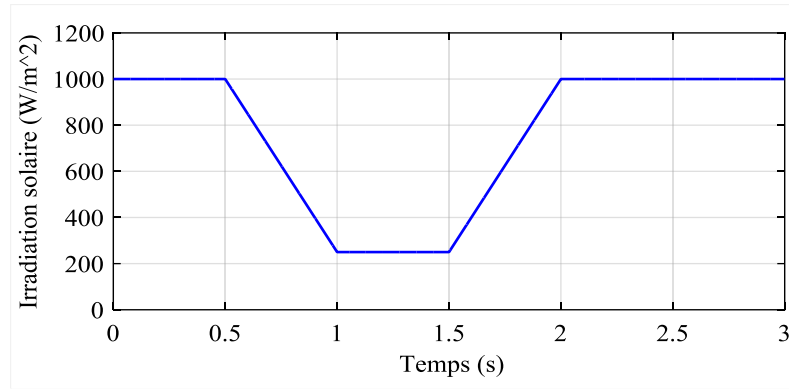


Fig.II.29. Profil de rayonnement solaire.

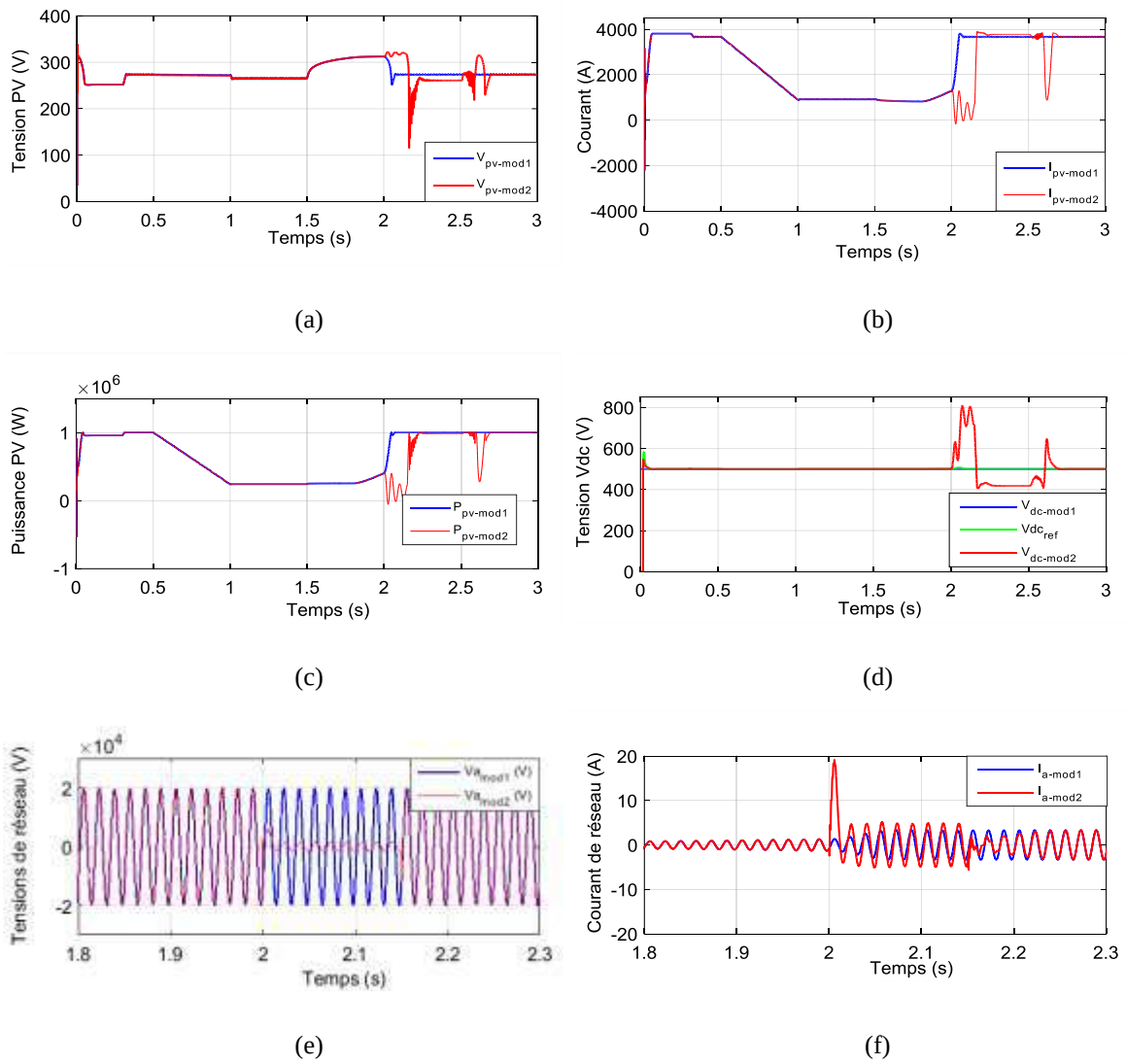


Fig.II.30. Comportement du système PV au changement de rayonnement solaire et sous condition de l'ilotage.

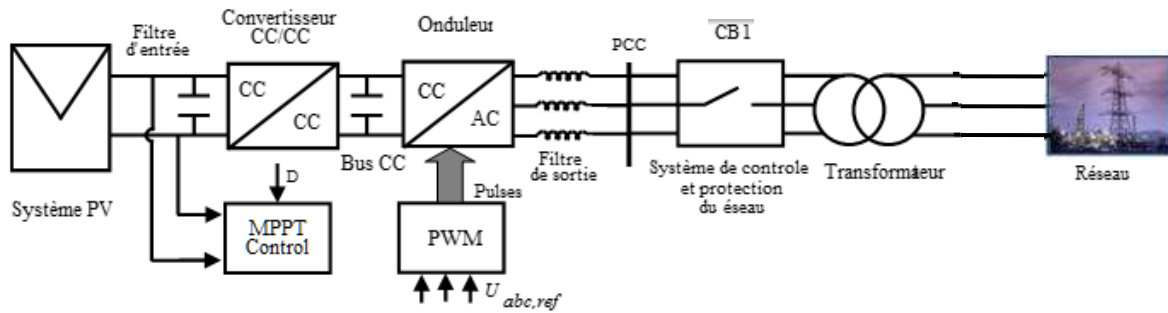


Fig.II.31. Système PV sous condition de l'îlotage

➤ Performances du système PV sous la condition de l'îlotage (mode 2)

Pour montrer les performances du système PV pendant l'îlotage de réseau, un îlotage intentionnel du réseau de la figure.II.31 est isolé du reste réseau électrique par l'ouverture du coupe-circuit (circuit breaker) (CB1) de $t = 2$ s à 2.15s.

Le comportement du système PV sous cette condition est présenté sur la figure.II.30 (mode 2 (couleur rouge)). Dans cette figure, il est noté que des pics et des oscillations considérables sont présentés au niveau de la tension, le courant et la puissance PV au moment de l'îlotage (figure.II.30.a,b,c-mode 2).

La tension du bus continu augmente rapidement et présente également des pics pendant l'îlotage comme le montre la (figure.II.30.d). Cette augmentation de la tension du bus continu n'est pas admissible et peut endommager l'onduleur. La tension de réseau pendant l'îlotage devient nulle (figure.II.30.e). Le courant de réseau présente un pic considérable au moment de l'îlotage.

Ces résultats montrent que le phénomène de l'îlotage provoque des risques sérieux pour le public et les personnels amenés à intervenir sur le réseau (maintenance), car les lignes restent sous tension. Il peut également endommager l'onduleur-PV et les charges locales.

➤ Simulation avec l'utilisation de la technique de l'anti-îlotage basé sur la surtension continue

Dans cette partie on va vérifier l'efficacité de la méthode de la surtension continue proposée pour détecter l'îlotage et de séparer le système PV du réseau électrique. Cette technique est aussi comparée avec la méthode de taux de changement de fréquence ou Rate of Change Of Frequency (ROCOF) couramment utilisé en raison de temps de détection plus court et de la ZND réduite [Bif-15]. Comme mentionné précédemment, l'îlotage du réseau de la figure.II.31 est fait par l'ouverture du coupe-circuit (disjoncteur) (CB1) de $t = 2$ s à 2.15s.

Cette séparation de réseau provoque une augmentation progressive de la tension de bus continue qui dépasse sa valeur nominale à plus de 800 V en moins de 200 ms. La valeur de seuil maximum de la tension continue est choisie par simulation ($V_{CC_sel} = 580$ V) elle atteinte vers

2.05s comme le montre la figure.II.32.a le dispositif de l'anti ilotage déclenche le disjoncteur et met en arrêt l'onduleur à $t = 2.01s$. La tension et le courant de phase de réseau s'annulent à $t = 2.02s$ (figure.II.32.b et c). La puissance transmettre au réseau s'annule pendant l'ilotage comme le montre le figure.II.32.d.

La figure.II.33 présente une comparaison en termes de temps entre les deux techniques de l'anti-ilotage c.-à-d. la technique de seuil de tension continue VCC et la technique de ROCOF. La valeur de seuil du dérivé de fréquence est définie égale à (11 H/s).

Cette figure montre que la détection de la variation de la tension continue VCC est plus facile à détecter que les variations de fréquence.

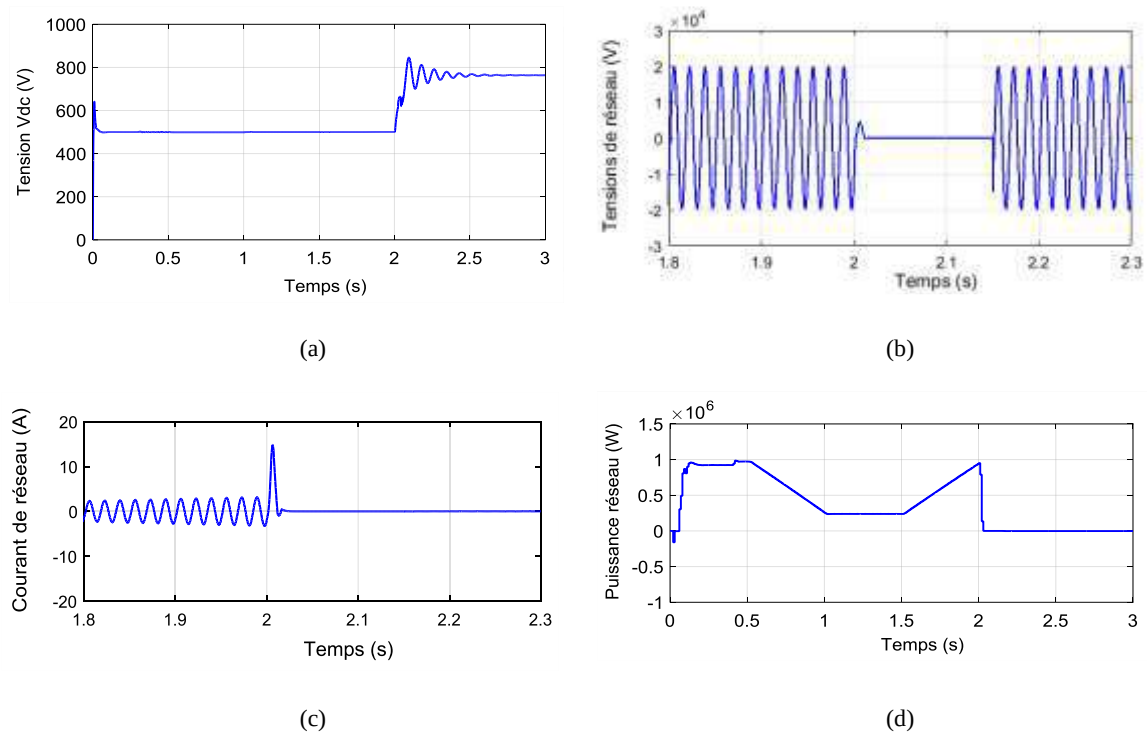
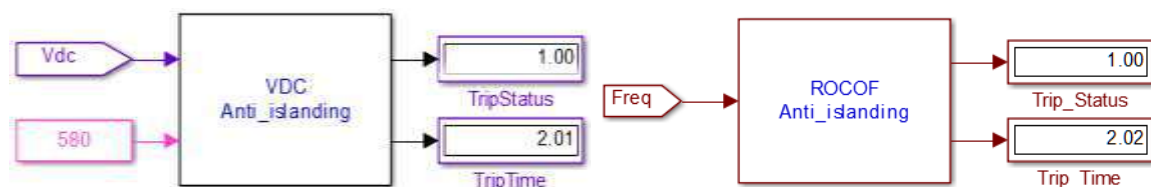


Fig.II.32. Vérification de la technique d'anti-ilotage de surtension continue VCC



(a) Temps de détection de l'ilotage pour la méthode du seuil de tension continue VCC

(b) Temps de détection de l'ilotage pour la méthode de ROCOF

Fig.II.33. Comparaison entre la méthode du seuil de tension continue VCC et la méthode de ROCOF en termes de temps pour la détection de l'ilotage

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, un état de l'art sur le système PV a été présenté. Les différents types et les différentes configurations ont été également présentés. Nous avons choisi la configuration à onduleur multistring connecté au réseau.

La modélisation détaillée de cette structure a été présentée afin de déterminer la puissance qu'il peut nous fournir pour des conditions climatiques données, puis les différentes stratégies de contrôle qui y compris la MPPT, le contrôle des tensions et le contrôle de réseau pour la de gestion de l'énergie ont été présentées qui ils sont nécessaires pour assurer les meilleures performances.

À la fin de ce chapitre, le système PV a été testé et simulé sous l'environnement MATLAB / SIMULINK. Deux simulations ont été effectuées : système photovoltaïque connecté au réseau sous variations de l'irradiation solaire et le système photovoltaïque sous le phénomène de l'îlotage afin de valider les techniques de commandes proposées et de vérifier les performances du système.

À partir des résultats obtenus, on constate que les comportements du système PV sont totalement dépendus aux conditions météorologiques. En effet, lorsque le rayonnement solaire varie, les comportements du système vont aussi varier. De plus, l'algorithme de base peut suivre correctement le point de puissance maximale sous les variations de rayonnement solaire et rendre le générateur PV toujours générer la puissance maximale. Nous avons vu également que le phénomène de l'îlotage provoque des risques sérieux pour le public et le personnel emmenés à intervenir sur le réseau, car les lignes restent sous tension. Il peut également endommager l'onduleur-PV et les charges locales. Par conséquent, une nouvelle technique a été proposée afin de détecter rapidement ce phénomène et de séparer le système PV du reste de réseau défectueux. Cette technique a été basée sur la surveillance de la tension du bus continu VCC qui est variée rapidement et présentée des oscillations plus élevées lorsqu'un défaut survient [Mer- 17]. Cette technique a été également comparée avec la méthode de taux de changement de fréquence ou (ROCOF) couramment utilisé en raison du temps de détection plus court et de la ZND réduite. Les résultats obtenus montrent que la détection de la variation de la tension continue VCC est plus facile à détecter que les variations de fréquence. Dans le prochain chapitre, la modélisation et le contrôle du système éolien à base de la machine asynchrone à double alimentation connectée au réseau seront présentés et simulés.

Modélisation et contrôle du système éolien

Résumé :

Ce chapitre sera consacré à la modélisation et au contrôle du système éolien complet qui est constitué de la partie mécanique (la turbine éolienne + multiplicateur) et de la partie électrique (générateur et réseau électrique). Nous présenterons tout d'abord un état de l'art sur le système éolien. Ensuite, la modélisation et le contrôle de la chaîne de conversion éolienne connectée au réseau électrique seront présentés. À la fin de ce chapitre, des simulations seront effectuées afin de valider les techniques de commandes développées.

III.1. Introduction

Le vent est une source d'énergie gratuite, propre et renouvelable sur notre planète. Il a servi l'humanité pendant des siècles à pomper de l'eau, broyer du grain et déplacer des navires. Avec la découverte de l'électricité et le développement de l'énergie électrique, l'énergie éolienne a trouvé de nouvelles applications dans la société humaine, sous la forme de fournir une énergie électrique propre et inépuisable dans un large éventail d'échelles et de capacités. De nos jours, la production d'énergie éolienne fonctionne à des variétés des tailles entre les petites échelles résidentielles et utilitaires.

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle du système éolien complet y compris la partie mécanique (la turbine éolienne et le multiplicateur) et la partie électrique (générateur et réseau). Dans un premier temps, des généralités du système éolien sera présenté. On décrit leur principe de fonctionnement et les différents types et les différentes configurations existantes. Puis, un comparatif sera établi entre ces configurations afin de choisir l'une d'elles pour notre étude. Il nous faudra ensuite développer un modèle détaillé de la configuration choisie afin de disposer un modèle suffisamment fiable pour effectuer une étude d'optimisation et de gestion d'énergie du système complet. Ensuite, les différentes stratégies de contrôle du système de production éolien complet seront présentées. Ces dernières comprennent le contrôle de la turbine et le contrôle du générateur. Pour le contrôle de la turbine, la MPPT pour la maximisation de la puissance extraite de vent et la limitation de la puissance mécanique en cas de survitesse de vent seront présentées. Dans le contrôle du générateur, la commande vectorielle avec l'orientation du flux statorique sera présentée afin de réguler séparément les puissances active et réactive. La synchronisation de système éolien avec le réseau et le contrôle des puissances active et réactive échangées avec le réseau seront aussi présentés. Toutefois, l'ensemble de contrôle de système doit suivre les consignes des commandes de la production d'énergie fournies par le gestionnaire de réseau (GR).

À la fin de ce chapitre, des simulations dans la plate-forme MATLAB / SIMULINK du système éolien connecté au réseau sous changements rapides du profile du vent et sous un défaut de creux de tension seront effectuées afin de valider les techniques des commandes développées et de vérifier les performances de système.

III.2. Généralités sur les systèmes éoliens

L'objectif de cette partie est de présenter un état de l'art sur l'énergie éolienne. D'abord, on va donner quelques notions sur le vent et la conversion électromécanique, ensuite, les différents types d'éoliennes.

III.2.1. Historique et définition

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire, puisque les rayonnements solaires absorbés dans l'atmosphère provoquent des différences de pression et de température. Par conséquent, les masses d'air se mettent en mouvement et accumulent de l'énergie cinétique. [Qua-05, p. 181]. L'histoire des moulins à vent remonte à plus de 2000 ans, ils ont été utilisés principalement pour le broyage des céréales et de pompage l'eau. Aujourd'hui, l'énergie cinétique de vent a été transformée en électricité à l'aide d'hélices et de générateurs [Lau-03, Sti-08, p. 11]. Cette énergie est propre, verte, renouvelable et abondante. Les éoliennes peuvent être installées dans la mer ou sur terre. L'installation mondiale de cette source d'énergie a atteint 433 GW à la fin de 2015 [Bio-16, Sti-08]. La figure.III.1 montre l'évolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours.

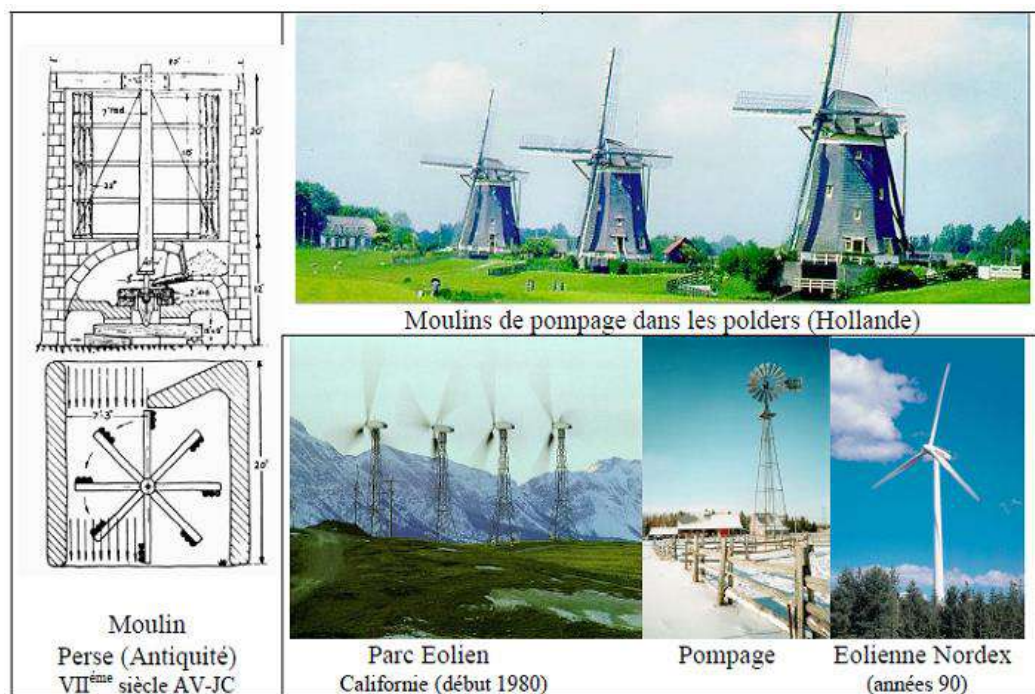


Fig.III.1. Évolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours.

III.2.2. Quelques notions sur le vent

Étant donné que la terre est ronde, les pôles et l'équateur extraits l'énergie du soleil. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles [Ben- 14.b]. Cette variation de la température induit à une différence de pression d'air qui provoque l'écoulement des gaz atmosphériques ou peut-être du vent à travers la région de la presse supérieure à celle de la pression réduite. Ces régions ont normalement des centaines de kilomètres de diamètre [Sum- 15, p. 249]. La direction des vents générés de cette façon est généralement grandement modifiée par la force de Coriolis résultant de la rotation de la Terre [Cro- 13]. La vitesse du vent varie selon les

zones géographiques et les saisons, elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers (offshore). Le vent est défini par sa direction et sa vitesse [Hic- 11] .

III.2.3. Gisement éolien en Algérie [Kas- 06]

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et climat très diversifié. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200Km et un relief montagneux, représenté par deux chaînes de l'atlas tellien et l'atlas saharien, entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

Le sud algérien est caractérisé par des vitesses du vent plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4m/s et qui dépassent la valeur de 6m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note, cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud. La figure.III.2 présente la carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol. Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne. En utilisant la même gamme de couleurs, les atlas des vents saisonniers de l'Algérie sont représentés en fig.III.2 et fig.III.3 (Été et Printemps, Hiver et Automne). On remarque, qu'en général, les périodes estivales et printanières sont plus ventées que le Reste de l'année.

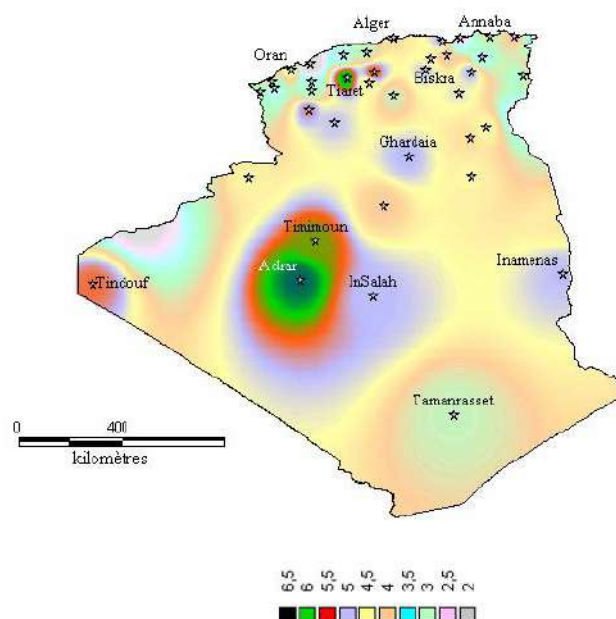
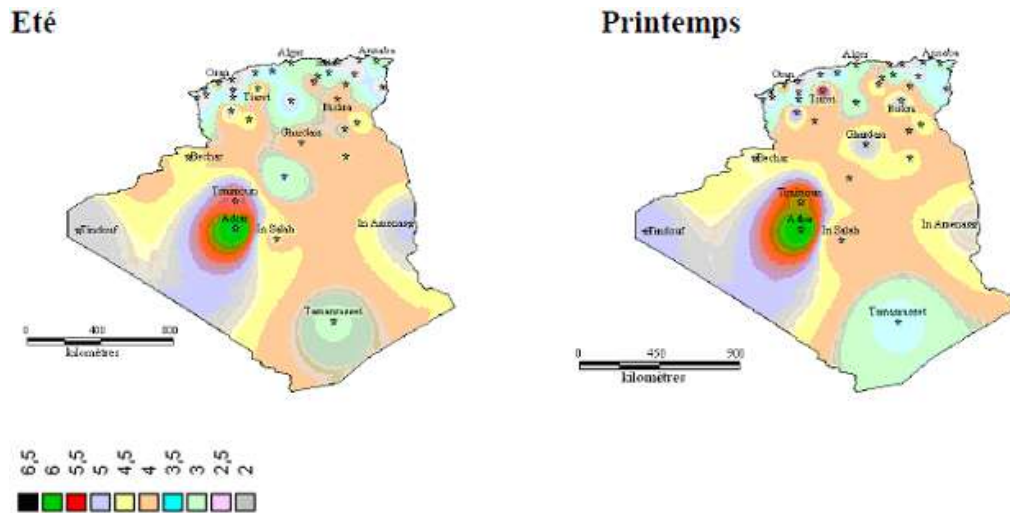


Fig.III.2. Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.



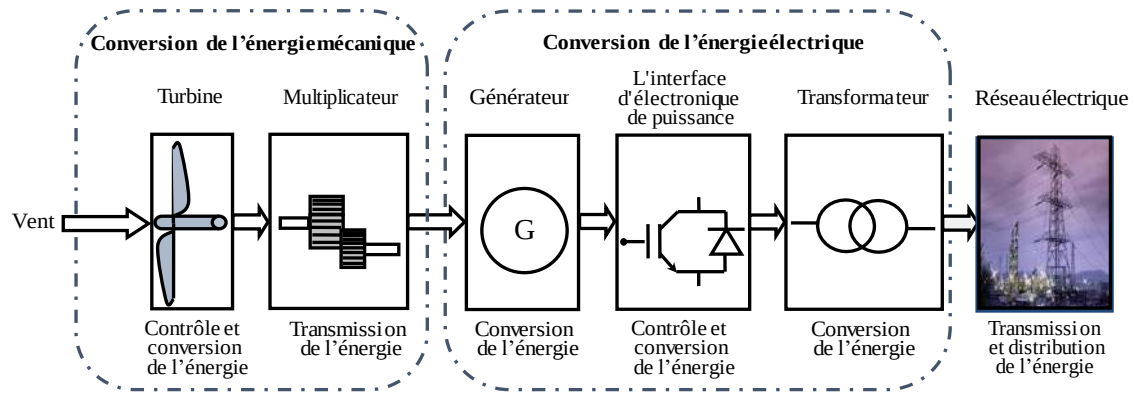


Fig.III.5. Chaîne de conversion éolienne.

De plus, l'utilisation de ces convertisseurs permet au générateur éolien d'avoir des avantages opérationnels tels que le contrôle de la puissance réactive et la correction du facteur de puissance, réduction des contraintes mécaniques du système d'entraînement et l'amélioration de la capacité de l'alimentation sans panne (FRT) [Cár- 13, Cha- 13, pp. 131-132].

La puissance de sortie est transmise au réseau via un transformateur élévateur. Le transformateur est généralement situé à proximité de l'éolienne pour éviter les courants élevés circulant dans les longs câbles basse tension [Abu- 14, p. 139, Gri- 12, pp. 28-1].

III.2.5. Différentes structures des systèmes éoliens

Selon la puissance à générer, la gamme de vitesses de vent considérée et les dimensions désirées, les éoliennes peuvent être classées en deux types de structure [Cro- 13].

- Les éoliennes à axe horizontal.
- Les éoliennes à axe vertical.

A. Éolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal ou HAWT (pour Horizontal Axis Wind Turbine) sont les plus répandus dans le marché de l'électricité éolien et représentent la technologie la plus dominante dans les applications à grande échelle [Sum- 15, p. 250].

Ces turbines sont appelées ainsi, car l'axe de rotation des pales de la turbine est en parallèle au sol comme montré la fig.III.6 [Cha- 13, p. 120, Cro- 13]. Les puissances typiques de ces types de l'éolienne varient de 500 kW à 7 MW.

Les éoliennes à axe horizontal sont caractérisées par un mât portant à son sommet une nacelle dont le rôle est de protéger les éléments de transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique c'est-à-dire (l'arbre de la turbine, Multiplicateur et le générateur).

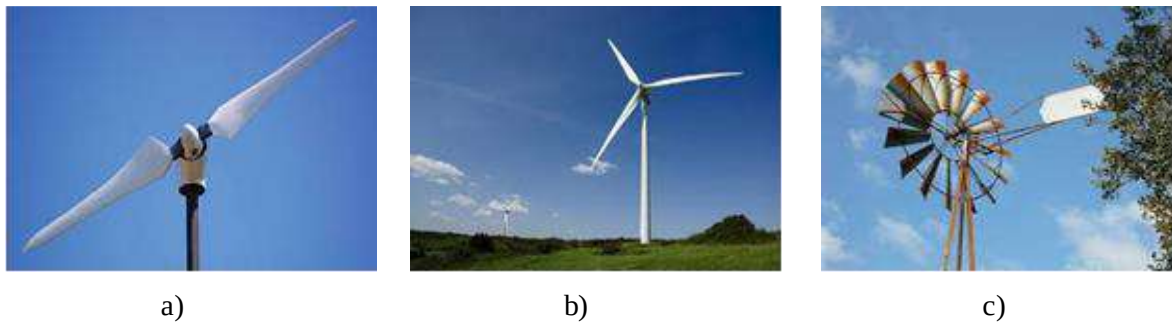


Fig.III.6. Éolienne à axe horizontal : a) bipale b) tripale c) multipale.

La turbine est caractérisée par son nombre de pales (bipales ou tripale ou multipale fig.III.5) fixes ou orientables afin de contrôler la vitesse de rotation [Bel- 10, p. 15]. Les turbines unies et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles engendrent 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. Les éoliennes de fortes puissances sont généralement des tripales [Bel- 10, p. 15, Cro- 13].

B. L'éolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ou (VAWT pour Vertical Axis Wind Turbine) sont caractérisées par une roue montée sur un axe qui entraîne directement une génératrice.

Ces turbines sont appelées ainsi, car l'axe de rotation des pales de la turbine est perpendiculaire au sol comme le montre la fig.III.7. Ce type d'éolienne peut utiliser deux principes: la traînée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

Il existe trois formes des éoliennes à axe vertical : l'éolien Savonius qui est caractérisé par des pales pleines (fig.III.7.a), l'éolienne de Darrieus qui a des pales ajourées (fig.III.7.b) et l'éolienne de Darrieus qui a des pales de type H sous forme de barres verticales ou hélicoïdales comme illustrées dans la (fig.III.7.c) [Cro- 13].

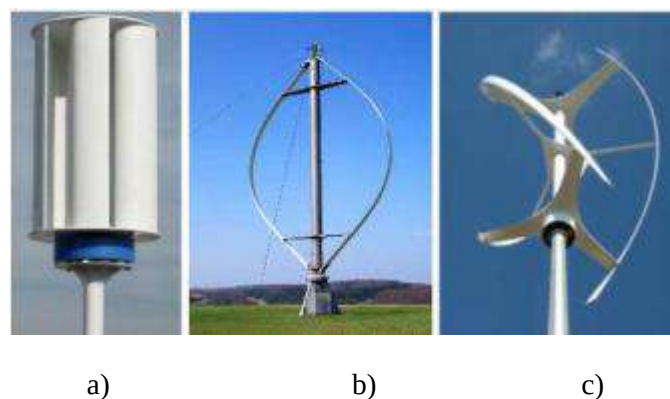


Fig.III.7. Éolienne à axe vertical : (a) turbine de type Savonius, (b) turbine de type Darrieus, (c) turbine de Darrieus hélicoïdale.

Ces types des éoliennes ont été développés, mais ne sont pas encore suffisamment utilisés dans les applications à grande échelle en raison de leur structure fragile [Cha- 13, p. 120, Cro- 13]. Néanmoins, elles ont pour avantage principal de pouvoir absorber les flux d'air dans n'importe quelle direction horizontale. Elles sont également réalisables à très petites dimensions et peu bruyantes, ce qui les rend beaucoup plus adaptées pour l'usage domestique [Cro- 13].

III.2.6. Différents types des systèmes éoliens

Le développement de système de conversion de l'énergie éolienne dans les quatre décennies a généré plusieurs ajustements de différents générateurs éoliens, qui utilisent une large gamme de turbines électriques [Sum- 15, p. 256]. Généralement, les configurations de systèmes éoliens existantes peuvent être classées en quatre différents types [Abu- 14, p. 140] . Les principales différences entre ces concepts sont les types de générateurs utilisés, les convertisseurs de l'électronique de puissance, la contrôlabilité de la vitesse et de la manière de limitation de la puissance mécanique [Abu- 14, p. 140].

III.2.6.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe dite aussi le concept 'danois' sont les technologies les plus anciennes des turbines éoliennes [Abu- 14, p. 140]. Ce type d'éolienne est constitué d'une génératrice asynchrone à cage d'écureuil (SCIG) connectée directement au réseau par l'intermédiaire d'un démarreur progressif (soft starter) comme le montre la figure.III.8. Ces éoliennes fonctionnent seulement dans une plage de vitesse limitée légèrement supérieure (entre, 0% – 1% plus élevée) que la vitesse synchrone [Gri- 12, pp. 28-3]. Le problème majeur de cette technologie est la nécessité de système de compensation d'énergie réactive consommée par la génératrice à induction.

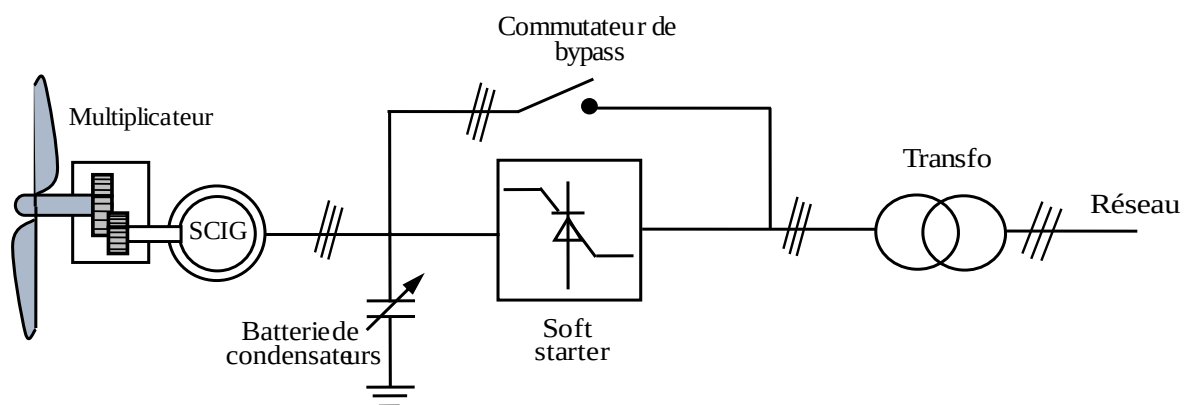


Fig.III.8. Éolienne à vitesse fixe connectée directement au réseau via démarreur progressif (soft starter).

De plus, en raison de la plage de vitesse limitée sur laquelle ces turbines fonctionnent, elles sont soumises à des pics de couple très importants qui peuvent endommager la partie mécanique de la turbine et créer des problèmes de stabilité de la tension dans le cas du réseau faible.

Par conséquent, des techniques de contrôle sont souvent utilisées afin de réguler la puissance mécanique à des vitesses de vent élevées [Cha- 13, p. 120].

III.2.6.2. Éoliennes à vitesse variable partielle avec résistance du rotor variable

Ce concept des éoliennes est connu également sous le nom OptiSlip (Vestas ^{TM1}). Il est apparu au milieu des années 1990 [Abu- 14, p. 141]. Généralement, un générateur d'induction à rotor bobiné (GARB) ou WRIG (Wound rotor induction generator) est utilisé dans ce type des éoliennes qui permet l'accès à la fois au stator et au rotor de la machine. Le stator de cette génératrice est connecté directement au réseau par un démarreur progressif ou (soft starter) similaire au type 1 tandis que le rotor est connecté à une résistance variable qui est réalisée par un convertisseur CA/CC et une résistance comme le montre la figure.III.9 [Cha- 13, p. 121]. L'avantage de ce type des éoliennes est que la vitesse de rotation peut être partiellement ajustée (typiquement jusqu'à 10%) en changeant dynamiquement la résistance du rotor. De plus, elle contribue à diminuer de contraintes mécaniques. Cependant, la perte de puissance constante qui se dissipe dans les résistances de rotor est un inconvénient majeur de ce type des éoliennes. Ainsi que le système de compensation de l'énergie réactive est toujours nécessaire [Abu- 14, p. 141, Cha- 13, p. 121].

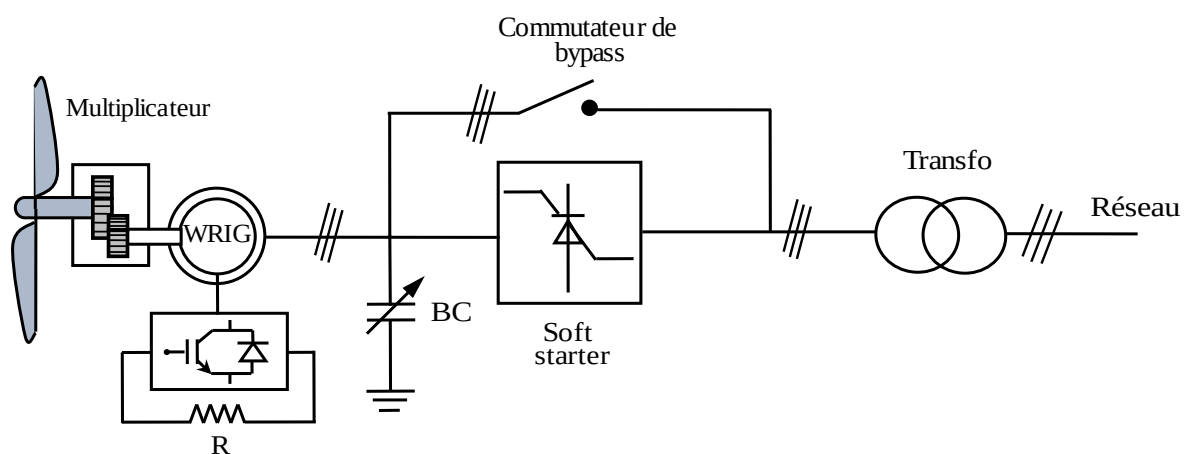


Fig.III.9. Configuration de l'éolienne à vitesse variable partielle.

III.2.6.3. Éoliennes à vitesse variable avec convertisseur de fréquence partielle

Ce type des éoliennes utilise une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) ou DFIG (Doubly fed induction generator). Il a été largement utilisé depuis le début du siècle [Abu- 14, p. 141, Cha- 13, p. 122]. Cette configuration occupe près de 50% des turbines éoliennes [Ben-17]. Ce concept élimine le problème des pertes de puissance du type précédent (type 2) par l'utilisation de convertisseur CA/CC/CA au circuit du rotor pour récupérer la puissance de glissement [Cha- 13, p. 122].

¹ Trademark (Symbole de marque) pour la compagnie Vestas.

Le schéma de cette configuration est montré sur la figure.III.10. Le stator de la GADA est connecté directement au réseau tandis que le rotor est connecté aussi au réseau par l'intermédiaire du convertisseur de l'électronique de puissance renversée (CA/CC/CA) qui est dimensionnée à 30% de la puissance nominale [Ben- 16]. L'utilisation des convertisseurs de puissance permet de régler la fréquence et le courant au rotor de manière flexible, par conséquent, la plage de vitesse variable peut être étendue à un niveau satisfaisant.

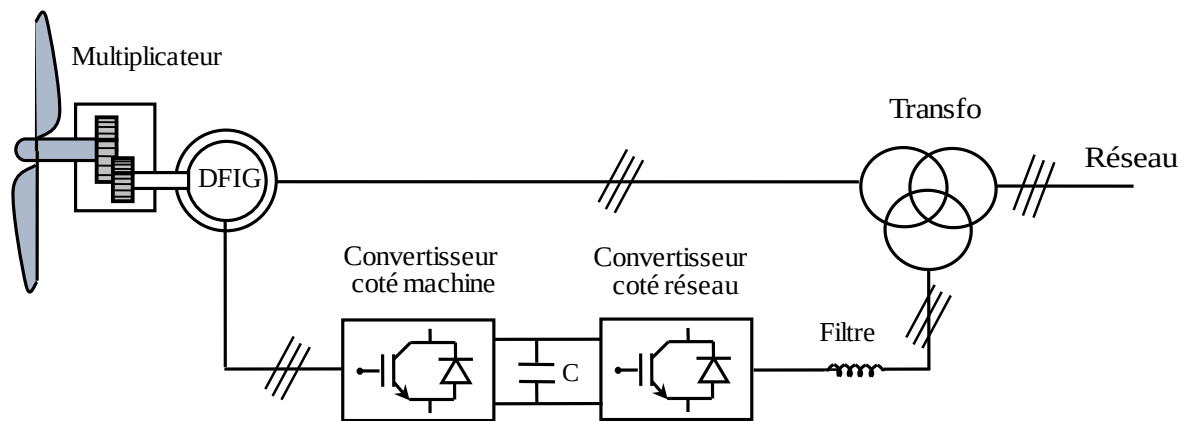


Fig.III.10. Configuration de l'éolienne à vitesse variable avec GADA.

Ainsi que les puissances active et réactive peuvent être contrôlées indépendamment, la puissance extraite de l'éolienne est maximisée, les contraintes mécaniques sont réduites et la qualité de l'énergie est améliorée. Cependant, l'inconvénient majeur de cette configuration est la grande sensibilité aux perturbations du réseau, particulièrement à la chute de tension [Abu- 14, p. 141, Ben-17, Cha- 13, p. 122].

III.2.6.4. Éoliennes à vitesse variable avec convertisseur de puissance à grande échelle

Un autre concept prometteur qui devient populaire pour les éoliennes nouvellement développées et installées est présenté dans la figure.III.11. Ce type des éoliennes n'est pas connecté directement au réseau.

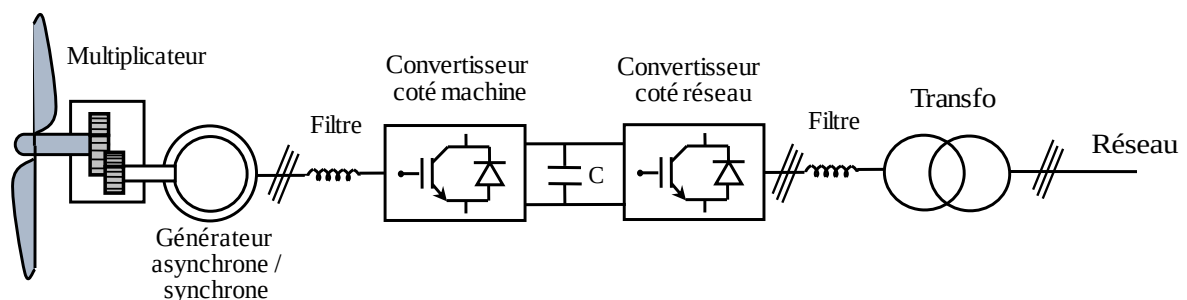


Fig.III.11. Configuration de l'éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à grande échelle.

Le convertisseur CA/CC/CA dos à dos est le seul passage de flux de puissance de l'éolienne au réseau. Par conséquent, il doit être dimensionné pour contrôler la puissance totale de sortie de l'éolienne [Cha- 13, p. 122]. Ces turbines éoliennes utilisent habituellement des générateurs synchrones à aimants permanents à grand nombre de pôles, mais l'utilisation de générateurs d'induction est également possible. La raison de l'utilisation de machines à grand nombre de pôles est qu'ils permettent l'élimination du multiplicateur de vitesses, ce qui augmente la fiabilité [Abu- 14, p. 142].

Bien que ces turbines soient relativement coûteuses, la croissance de la fiabilité et la simplicité du système de contrôle vis-à-vis des turbines à base de GADA sont des caractéristiques attractives pour les futures éoliennes, en particulier pour les installations offshore 'marines' où la maintenance est très coûteuse. La société allemande 'Enercon' fabrique des turbines basées sur cette technologie, comme la populaire 'E82', une turbine de 2 MW [Abu- 14, p. 141, Cha- 13, p. 122].

III.2.7. Comparaison des différents types des turbines éoliennes

La comparaison des différents types des éoliennes nous montre la contradiction entre le coût et la performance. Le tableau III.1 montre la comparaison entre les quatre types des éoliennes..

Tableau.III.1. Comparaison entre les quatre types des éoliennes

Système	Type 1	Type 2	Type 3	Type 4
Vitesse variable	Non	Non	Oui	Oui
Contrôle de la puissance active	Limité	Limité	Oui	Oui
Contrôle de la puissance réactive	Non	Non	Oui	Oui
Court-circuit (défaut actif)	Non	Non	Non/ Oui	Oui
Court-circuit de puissance	Contribuer	Contribuer	Contribuer	Limité
Contrôle de la bande passante	1-10 s	100 ms	1 ms	0.5-1 ms
Fonction standby (veille)	Non	Non	Oui +	Oui ++
Sensibilité au flicker	Oui	Oui	Non	Non
Besoins de démarreur progressif (Soft starter)	Oui	Oui	Non	Non
Capacité de laminage sur le réseau	Oui, partiellement	Oui, partiellement	Oui	Oui
Compensation de l'énergie réactive (C)	Oui	Oui	Non	Non
Opération de l'île	Non	Non	Oui/Non	Non
Investissement	++	++	+	0
Entretien	++	++	0	+

D'après ce tableau, on constate que, en raison de l'utilisation de convertisseurs d'électronique de puissance, les éoliennes de Type 3 et 4 peuvent obtenir un meilleur contrôle de puissance concernant la vitesse de rotation, la gestion de la bande passante et la puissance active et réactive fournie par rapport aux types 1 et 2. En outre, il est clair que l'intégration de la technologie des éoliennes de type 3 et 4 au réseau électrique permet d'obtenir plusieurs fonctions importantes; par conséquent, ils sont beaucoup plus adaptés pour être connectés au réseau.

Compte tenu du fait que le prix des dispositifs semi-conducteurs a diminué au cours des dernières décennies, les types 3 et 4 sont plus rentables par rapport aux premiers types 1 et 2. Ainsi, ils ont réussi à dominer le marché actuel [Abu- 14, p. 143, Cha- 13, p. 123]. Par conséquent, nous avons choisi le type 3 (éoliennes à vitesse variable avec à base de (GADA) pour notre étude. Dans les sections suivantes, nous étudierons cette structure en détail.

III.3. Modélisation du système éolien

De nos jours, les éoliennes à vitesse variable à base de générateurs asynchrones à double alimentation (GADA) sont les plus répandues dans le marché mondial de l'électricité. Elles occupent près de 50% de technologie éolienne en raison de leur efficacité de la production d'énergie, réduction des contraintes mécaniques et possibilité de contrôler indépendamment les puissances active et réactive [Cár- 13, Toh- 16].

La chaîne de conversion du système éolien à base de GADA de la figure.III.12 est composée d'une turbine éolienne, d'un multiplicateur de vitesse pour adapter la vitesse de la turbine à celle de la génératrice, d'une génératrice asynchrone à double alimentation, d'un bus continu CC avec un convertisseur dos-à-dos (CA / CC / CA), et d'un filtre triphasé de courant [Abu- 14, p. 138, Ghe- 11].

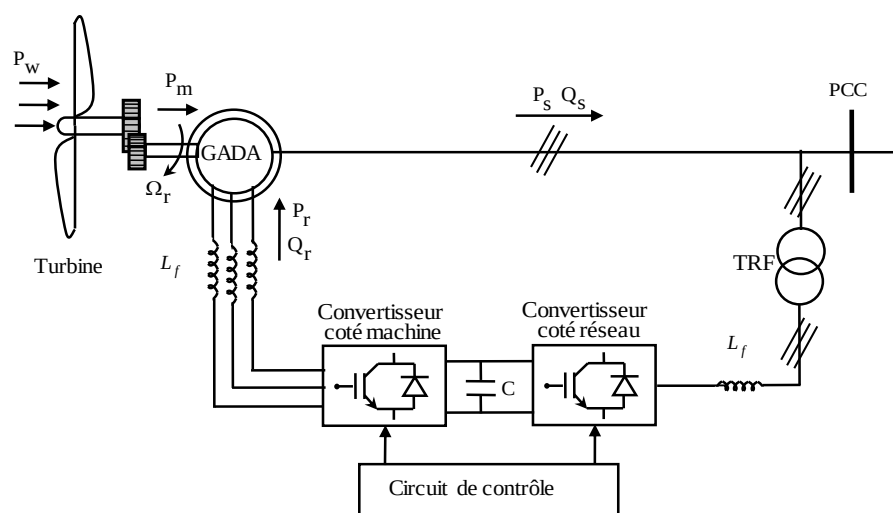


Fig.III.12. Chaîne de conversion de système éolien à base de GADA.

La GADA est entraînée par la turbine éolienne à une vitesse de rotation variable via un multiplicateur de vitesse. Le stator de la GADA est connecté directement au réseau tandis que le rotor est connecté aussi au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs statiques bidirectionnels mis en cascade à travers un bus continu CC ; les convertisseurs sont dimensionnés à 30% de la puissance nominale de la machine [Ben- 16, Cár- 13, Ghe- 11].

L'objectif de cette partie est de présenter des modèles dynamiques des sous-ensembles du système éolien qui comprend la modélisation et le contrôle de la turbine pour limitation de la puissance mécanique en cas de sur vitesse et pour la maximisation de la puissance transmise (Maximum Power Point Tracking MPPT), ainsi que le découplage de puissance active et réactive générée par la GADA.

III.3.1. Modélisation de la partie mécanique (turbine et multiplicateur)

Le but du système éolien, quel que soit sa technologie, reste le même : convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission (au niveau de la turbine), puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

Dans notre cas ce système est constitué mécaniquement de quatre organes :

- Trois pales (par fois deux dans les éoliennes de petite taille), orientable possédant des coefficients propres d'inertie, d'élasticité et de frottement par rapport à l'air et par rapport au support de la turbine ;
- Un arbre d'entraînement des pales avec sa propre inertie, sa propre élasticité et son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur ;
- Un multiplicateur de vitesse, de gain; G
- Un rotor de génératrice possédant une inertie J_e et un coefficient de frottement D_e .

La turbine se compose de plusieurs pales fixes ou orientables [Zou- 13]. 80% des fabricants fabriquent des turbines tripales pour des raisons de stabilité, de poids et de fluctuations mécaniques [Bel- 10].

A. Description de la turbine :

Le dispositif étudié ici, est une turbine éolienne comprend trois pales qui ont un profil aérodynamique identique à celui des ailes d'avion figure.III.13. Elles exploitent donc la différence de pression qui crée une force de portance pour mettre en rotation la turbine et ainsi extraire une partie de l'énergie cinétique du vent [Ten- 11].

Le modèle de la turbine permet de déterminer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse (incidente) du vent, de sa vitesse rotation et de la position de l'angle de calage des

pales. Il sera ainsi possible de déduire le couple appliqué par la turbine sur l'arbre du générateur. Il s'attache donc à décrire le coefficient de puissance de la turbine C_p .

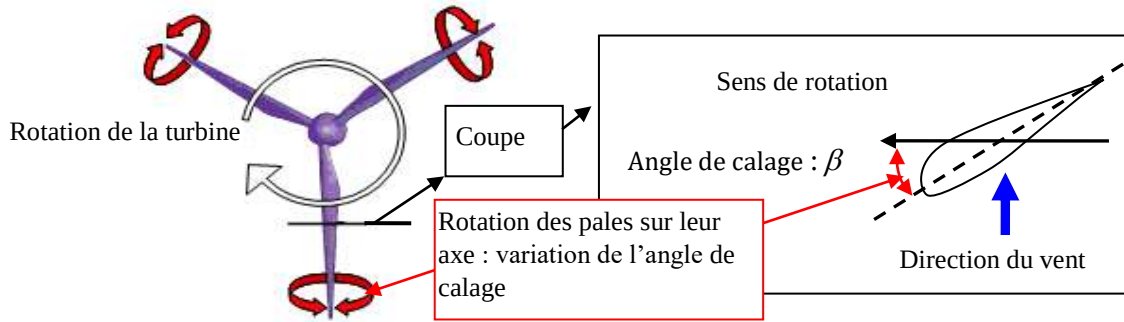


Fig.III.13. Profil aérodynamique d'une pale.

B. Modèle de la turbine

Considérons une turbine éolienne comprend des pales de longueur R entraînant la génératrice à travers d'un multiplicateur de vitesse de gain G (Fig.III.14).

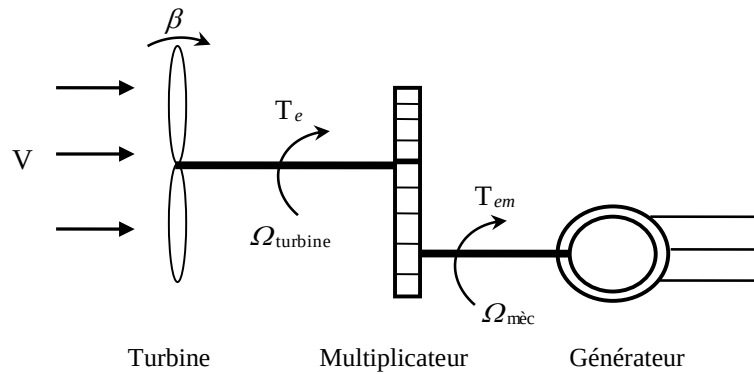


Fig.III.14. Schéma de la turbine éolienne.

La puissance du vent est donnée par [Sum- 15, p. 250]:

$$P_v = \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (\text{III.1})$$

La puissance aérodynamique P_{ae} captée par la turbine dans un endroit donné de surface S , perpendiculaire à la direction de la vitesse du vent peut s'écrire sous la forme [Sum- 15, p. 250] :

$$P_{ae} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{III.2})$$

Où ρ est la densité de l'air, C_p représente le coefficient de puissance, qui décrit la fraction du vent capturée par l'éolienne. Ce coefficient dépend de plusieurs facteurs tels que le rapport de vitesse ou "tip speed ratio" λ et de l'angle de calage des pales β [Cha- 13, pp. 117-118].

Le rapport de vitesse λ est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales (ou vitesse linéaire de la turbine) $\Omega_t \cdot R$ de rayon R et la vitesse du vent V qui est donnée par:

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

La valeur du coefficient de puissance C_p est déterminée par la limite de Betz qui ne passer pas au-delà d'une valeur théorique de 59,7%. Chaque type d'éolien est caractérisé par son propre coefficient de puissance $C_p(\lambda)$ [Cro- 13, Sum- 15, p. 250]. L'expression du coefficient de puissance pour une éolienne de 1.5 MW est définie par [Ghe- 11]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5 - 0,167 \cdot (\beta - 2) \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0,1)}{18,5 - 0,3 \cdot (\beta - 1)} \right] - 0,0018 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2) \quad (\text{III.4})$$

La figure.III.14 représente la variation de ce coefficient en fonction du rapport de vitesse λ et de l'angle de l'orientation des pales β qui a la forme d'une cloche. Il est noté dans cette figure qu'il existe une valeur de λ pour laquelle C_p est maximale. La puissance crête pour chaque vitesse du vent se produit au point où le C_p est maximisé [Ben- 14.a, Cro- 13] .

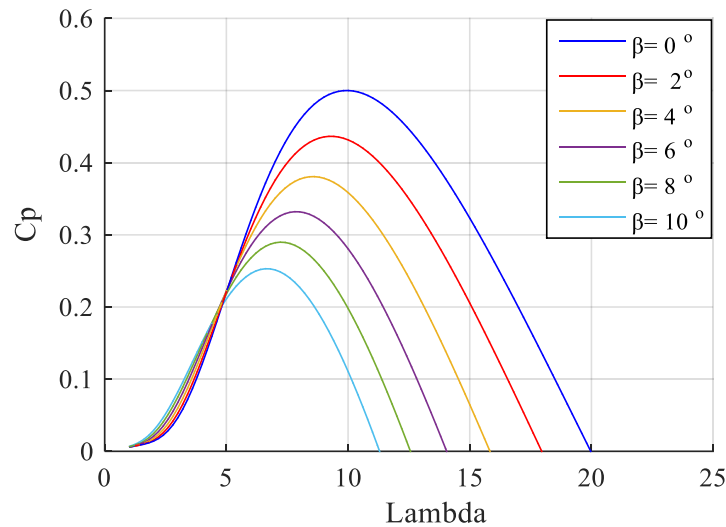


Fig.III.15. Variations du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport de vitesse λ et de l'angle de l'orientation des pales β .

Connaissant les caractéristiques de l'éolienne et le coefficient de puissance, la puissance mécanique disponible sur l'arbre de transmission peut être calculée selon la relation suivante :

$$P_{méc} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (\text{III.5})$$

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

$$T_{ae} = \frac{P_{méc}}{\Omega_t} = \frac{1}{2 \cdot \Omega_t} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (III.6)$$

On peut également définir un autre coefficient dit de couple C_t qui dépend de la vitesse du vent et de la vitesse spécifique de la turbine :

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} = C_p \cdot \frac{V}{R \cdot \Omega_t} \quad (III.7)$$

Alors, l'équation (III.6) devient :

$$T_{ae} = \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot \rho \cdot S \cdot R \cdot V^2 \quad (III.8)$$

C. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur de vitesse permet l'adaptation de vitesse et d'avoir une certaine élasticité entre ce qui se passe côté entré (source primaire fluctuante) et côté sortie (générateur et réseau). Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice. Cet élément définit aussi le couple du multiplicateur à partir du couple de la machine T_g .

$$T_g = \frac{T_{ae}}{G} \quad (III.9)$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega}{G} \quad (III.10)$$

Où: G est le gain du multiplicateur.

D. Équation dynamique de l'arbre de la génératrice

La masse de la turbine est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie $J_{turbine}$ qui 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 [Bha- 15.a].

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_g \quad (III.11)$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée sur cet axe. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total $T_{méc}$ appliqué au rotor :

$$J \frac{d\Omega_{méc}}{dt} = T_{méc} \quad (III.12)$$

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

$$T_{mec} = T_g - T_{em} - T_{vis} \quad (III.13)$$

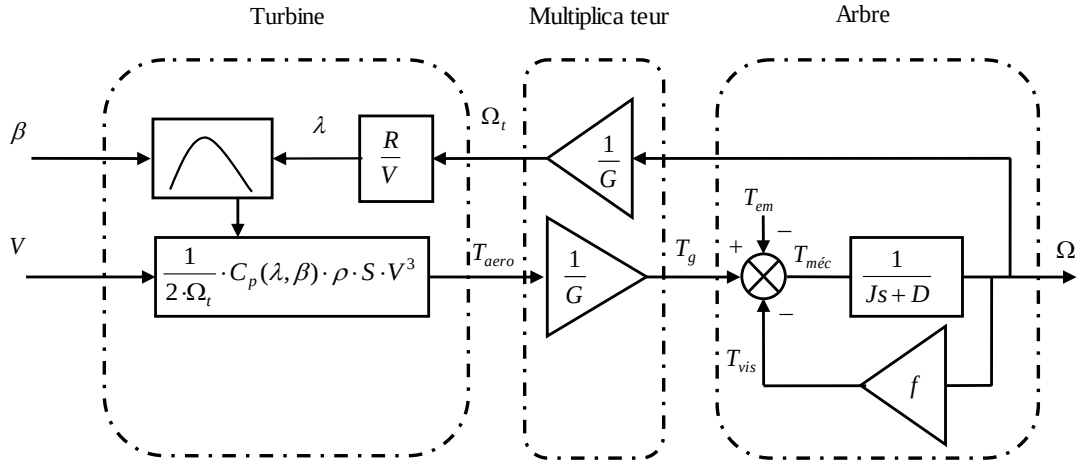


Fig.III.16. Schéma bloc du modèle de la turbine.

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

$$T_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (III.14)$$

Basant sur les équations présentées précédemment, la figure.III.15 peut définir un modèle physique de la turbine éolienne.

III.3.2. Modélisation de la partie électrique (génératrice asynchrone a doublé alimentation GADA)

Dans cette partie, nous sommes intéressés au système électrique de l'éolienne à savoir la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation(GADA). Nous allons développer un modèle de génératrice qui nous permettra de commander indépendamment les puissances actives et réactives.

La partie électrique du système éolien contient le Générateur asynchrone doublement alimenté, le Convertisseur côté rotor CCR, le convertisseur côté réseau CCRS, le Réseau, la boucle de commande des deux convertisseurs (de niveau 1) et la boucle de commande de niveau 2, donnant les consignes de commande à la boucle de commande de niveau 1 comme schématisé à la figure.III.12. Pour compléter les modèles précédents, le modèle du générateur électrique doit fournir la valeur du couple électromagnétique de la machine. Cette grandeur est une entrée du modèle du couplage mécanique.

A. Structure des machines asynchrones à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones à cage, le rotor contenant un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants.

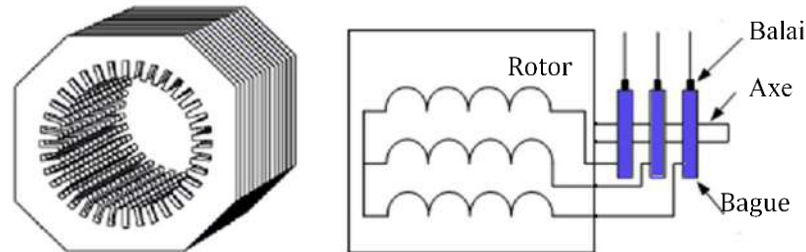


Fig.III.17. Structure du stator et des contacts rotoriques de la GADA.

Ce type de machine est utilisé comme génératrice dans la plupart des projets des centrales éoliennes, car il offre de grands avantages de fonctionnement [Abu- 14, p. 143, Cha- 13, p. 123]. On peut voir sur la figure.II.16 que les enroulements rotoriques sont connectés en étoiles et les trois phases sont reliées à un système de contacts glissants (balais, bagues) permettant d'avoir accès aux tensions et courants du rotor [Ben- 16, Gon-11, p. 24].

B. Présentation de la GADA

La génératrice asynchrone à double alimentation permet de fonctionner sur une large plage de vitesses de vent, et d'en tirer le maximum de puissance possible, pour chaque vitesse de vent. Son circuit statorique est connecté directement au réseau électrique. Le circuit rotorique aussi relié au réseau, mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance (Fig.III.12). Les convertisseurs sont bien évidemment commandés en MLI (PWM). Cette structure permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur : un contrôle du flux d'énergie et de la vitesse de la GADA du côté de la machine et un contrôle des puissances actives et réactives transitées du côté du réseau. Les avantages de cette cascade de convertisseurs sont les suivants :

- Le flux d'énergie entre le rotor et le réseau est bidirectionnel ; les limites de ce flux reposent sur la marge de variation de la vitesse de rotation. Celle-ci est imposée par les limites électriques et mécaniques du système.
- Le fonctionnement autour de la vitesse de synchronisme est adéquat.
- Il y a une faible distorsion des tensions et des courants rotoriques ainsi que les courants statoriques.
- Le contrôle du couple de la génératrice est indépendant de celui de la puissance réactive injectée par le rotor.

Cette structure de conversion offre un contrôle à quatre grandeurs, à savoir le flux et la vitesse de la génératrice et les flux des puissances transitées au réseau. Cette configuration permet une variation de 100% de la vitesse en utilisant des pales orientables. Les convertisseurs ne sont dimensionnés que pour seulement 25% à 30% de la puissance nominale de la génératrice donc les pertes dans le convertisseur sont peu importantes [Ben- 16, Gon-11, p. 24]. Cette structure est par conséquent la plus intéressante en termes de coût et de performances. Elle sera donc choisie comme structure de base pour la suite de nos travaux. Étant donné que la puissance rotorique transitée est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice pour la production en forte puissance. Une seconde raison est la possibilité de régler la tension au point de connexion de cette génératrice [Ben- 16].

C. Modes de fonctionnement de la GADA

➤ Fonctionnement en mode générateur hypo synchrone

La figure.II.18.(a) montre que la puissance est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est réabsorbée par le rotor. Nous avons dans ce cas, un fonctionnement en mode générateur en dessous de la vitesse de synchronisme (mode hypo synchrone) [Abu- 14, p. 275].

➤ Fonctionnement en mode générateur hyper synchrone

La figure.III.18.(b) montre que la puissance est fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. On a ainsi un fonctionnement générateur au-dessus de la vitesse de synchronisme (mode hyper synchrone) [Ela- 04].

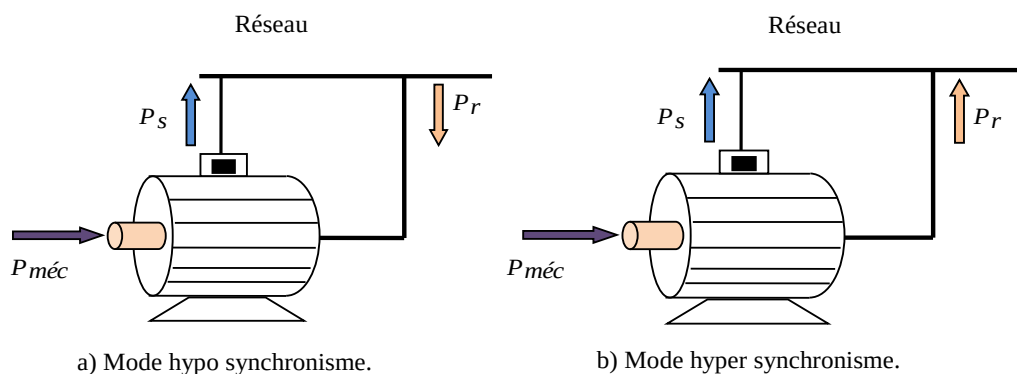


Fig.III.18. Modes de fonctionnement de la GADA.

III.3.2.1. Modélisation de la GADA

III.3.2.1.1. Hypothèses simplificatrices de la modélisation

À cause de la répartition des enroulements de la GADA et la géométrie propre complexe et afin de faciliter la modélisation de la GADA, on adopte les hypothèses simplificatrices avancées habituellement pour modéliser les machines électriques en vue de leur commande:

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encoche est négligeable ;
- La force magnétomotrice à une répartition spatiale sinusoïdale ;
- La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables;
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température et on néglige l'effet de peau (effet pelliculaire).

III.3.2.1.2. Modèle triphasé de la GADA

Le schéma triphasé de la GADA est représenté sur la figure. III.19 par ces six enroulements dans l'espace électrique. L'angle θ repère l'axe de la phase rotorique $\vec{R}_a$ de référence par rapport à l'axe fixe de la phase statorique $\vec{S}_a$ [Abu- 14, pp. 271-276] :

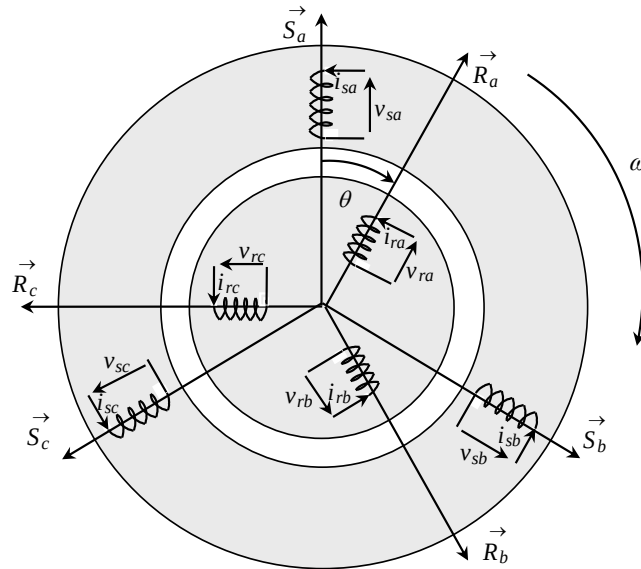


Fig.III.19. Représentation électrique des enroulements des enroulements de la MADA.

➤ Équations électriques réelles de la machine

Par application la loi de Faraday à la génératrice asynchrone, la loi des mailles s'exprime par la relation :

$$v = Ri + \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{III.15})$$

Prenant en compte les hypothèses simplificatrices citées précédemment, on peut exprimer le modèle de cette machine en se basant sur les relations suivantes :

Pour les phases statoriques :

$$\begin{cases} v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\phi_{as}}{dt} \\ v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\phi_{bs}}{dt} \\ v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\phi_{cs}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Pour les phases rotoriques :

$$\begin{cases} v_{ar} = R_s i_{ar} + \frac{d\phi_{ar}}{dt} \\ v_{br} = R_s i_{br} + \frac{d\phi_{br}}{dt} \\ v_{cr} = R_s i_{cr} + \frac{d\phi_{cr}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

Ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{III.18})$$

$$\begin{bmatrix} v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix} \quad (\text{III.19})$$

D'où les formes matricielles condensées :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] [I_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \\ [V_r] = [R_r] [I_r] + \frac{d}{dt} [\Phi_r] \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

Avec :

$$\begin{cases} [R_s] = R_s [ID]_{3,3} \\ [R_r] = R_r [ID]_{3,3} \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

Où :

$[ID]_{3,3}$: est la matrice identité d'ordre 3

➤ Équations magnétiques

Les flux statoriques et rotoriques en fonction des courants, des inductances propres et des inductances mutuelles, sont exprimés par les équations suivantes :

Les phases statoriques :

$$[\Phi_s] = [L_s][I_s] + [M_{sr}][I_r] \quad (\text{III.22})$$

Les phases rotoriques :

$$[\Phi_r] = [M_{rs}][I_s] + [L_r][I_r] \quad (\text{III.23})$$

Avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix}, [L_r] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \quad (\text{III.24})$$

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^{-1} = m_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III.25})$$

Où :

$[R_s], [R_r]$ sont les matrices des résistances statoriques et rotoriques ;

$[L_s], [L_r]$ sont les matrices des inductances propres statorique et rotoriques ;

$[M_{sr}], [M_{rs}]$ sont les matrices des inductances mutuelles entre le stator et le rotor ;

$[M_{ss}], [M_{rr}]$ sont les matrices des inductances mutuelles statorique-statorique et rotorique-rotorique.

l_s, l_r Respectivement, les inductances propres d'une phase statorique et d'une phase rotorique.

m_s, m_r Respectivement, les coefficients d'inductance mutuelle entre deux phases statoriques et l'inductance mutuelle entre deux phases rotoriques.

$m_{sr} = m_{rs}$ Valeur maximale des coefficients d'inductances mutuelles entre phases rotoriques et statorique.

En remplaçant les équations des flux magnétiques (III.22) et (III.23) dans (III.20), on obtient les expressions matricielles suivantes :

$$\begin{cases} [\dot{V}_s] = [R_s] \cdot [I_s] + [L_s] \cdot \frac{d}{dt} [I_s] + \frac{d}{dt} ([M_{sr}] \cdot [I_r]) \\ [\dot{V}_r] = [R_r] \cdot [I_r] + [L_r] \cdot \frac{d}{dt} [I_r] + \frac{d}{dt} ([M_{rs}] \cdot [I_s]) \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

➤ Le couple électromagnétique

L'équation du couple électromagnétique est donnée par l'expression suivante :

$$T_{em} = \frac{1}{2} \cdot [I]^T \cdot \left\{ \frac{d}{dt} [L] \right\} \cdot [I] \quad (\text{III.27})$$

Avec :

$$[L] = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{rs}] & [L_r] \end{bmatrix} \quad (\text{III.28})$$

Et :

$$[I] = \begin{bmatrix} I_{as} & I_{bs} & I_{cs} & I_{ar} & I_{br} & I_{cr} \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

Les matrices $[L_s]$ et $[L_r]$ ne contiennent que des termes constants lorsque l'angle θ varie, cela permet de simplifier l'expression du couple :

$$T_{em} = \frac{1}{2} \cdot [I_s]^T \cdot \left\{ \frac{d}{d\theta} [M_{sr}] \right\} \cdot [I_r] \quad (\text{III.30})$$

On peut également exprimer le couple électromagnétique en fonction du couple résistant T_r opposé, du moment d'inertie de toutes les parties tournantes et du coefficient de frottement visqueux f .

$$J \frac{d\Omega}{dt} + f \cdot \Omega = T_{em} - T_r \quad (\text{III.31})$$

Où :

J : Moment d'inertie de la partie tournante.

Ω : Vitesse angulaire de rotation.

f : Coefficient de frottement visqueux.

T_r : Couple résistant.

III.3.2.1.3. Modèle diphasé de la GADA

Le modèle de la GADA dans le référentiel (a, b, c) étant fort complexe, et abouti à des équations différentielles à coefficients variables. Le but des transformations matricielles utilisées en électrotechnique est de le simplifier. Cette simplification permet de réduire l'ordre du système et d'éliminer la dépendance de la position du rotor. C'est-à-dire, obtenir un modèle caractérisé par un système d'équations à coefficients constant.

Utilisant l'hypothèse des circuits magnétiquement couplés et en appliquant la transformée de Park (Annexe. A), le modèle mathématique de la GADA dans le repère référentiel de Park où les puissances sont conservées est représenté par les expressions suivantes [Abu- 14, p. 279, Nag- 15]:

Les équations de tensions statoriques et rotoriques :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega_s \phi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega_s \phi_{ds} \end{cases} \quad (\text{III.32})$$

$$\begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \phi_{dr} - \omega_r \phi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \phi_{qr} + \omega_r \phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.33})$$

Les flux statoriques et rotoriques sont définis par :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad (\text{III.34})$$

$$\begin{cases} \phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.35})$$

Avec R_s, R_r, L_s, L_r sont, respectivement, les résistances et les inductances statoriques et rotoriques de la GADA. M est l'inductance mutuelle. $V_{ds}, V_{qs}, i_{dr}, i_{qr}, \phi_{ds}, \phi_{qs}$ et ϕ_{dr}, ϕ_{qr} sont, respectivement, les composantes directes 'd' et quadrature 'q' des tensions statoriques et rotoriques, des courants et des flux.

ω_s, ω_r sont respectivement, la vitesse angulaire électrique du stator et du rotor, avec $\omega = p \cdot \Omega_g$, p est le nombre de paires de pôles.

L'expression de couple électromagnétique est donnée par:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{M}{L_s} (\phi_{qs} i_{dr} - \phi_{ds} i_{qr}) \quad (\text{III.36})$$

Les puissances actives et réactives statorique et rotoriques de la GADA sont exprimées par :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

III.3.3. Modélisation du système d'alimentation

L'intérêt majeur de l'utilisation de la GADA dans les éoliennes est la possibilité d'entraînement à vitesse variable, cela grâce à la chaîne coté rotor constitué des convertisseurs statiques bidirectionnels à MLI, mis en cascade à travers un bus continu CC (CA / CC / CA) [Abu- 14, p. 141, Ben-17, Cha- 13, p. 122].

A. Modélisation des convertisseurs de puissance

La structure des convertisseurs de puissance à modulation de largeur d'impulsion utilisés dans la GADA est présentée dans la figure.III.20. C'est une structure d'un convertisseur de l'électronique de puissance (DC-AC) entièrement contrôlable qui permet d'imposer à sa sortie des tensions d'amplitude et de fréquence réglables en agissant sur la commande des interrupteurs du convertisseur statique (GTO, transistors bipolaires, MOSFET, IGBT, etc.).

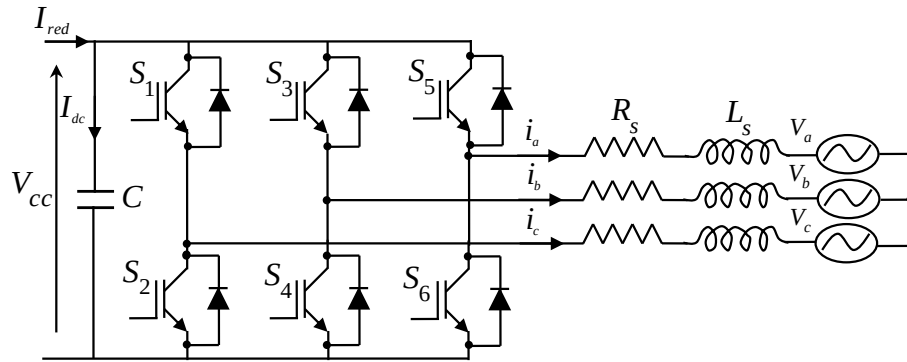


Fig.III.20. Schéma électrique de l'onduleur triphasé.

Le modèle mathématique de ce type de convertisseur utilisé dans la GADA est similaire à celui utilisé dans le système PV présenté précédemment (dans la chapitre II).

III.4. Contrôle du système éolien connecté au réseau

La structure générale de contrôle du système éolien entraîné par la génératrice asynchrone à double alimentation connecté au réseau y compris le contrôle de la turbine et le contrôle de la génératrice. Le contrôle de la turbine, y compris la maximisation de la puissance extraite de vent (MPPT), limitation de la puissance mécanique en cas de survitesse de vent. Tandis que le contrôle de la génératrice est basé sur le contrôle des convertisseurs d'électronique de puissance qui consiste de synchroniser l'onduleur avec le réseau, contrôle de la tension de bus continu, contrôle des puissances active et réactive et la surveillance du réseau qui inclut la détection de l'îlotage [Cha- 13, p. 117, Ela- 04]. Toutefois, l'ensemble de contrôle de système doit suivre les commandes de production d'énergie fournies par le gestionnaire de réseau de transport (GRT) [Abu- 14, p. 150].

III.4.1. Contrôle de la turbine

La figure.III.21 présente la caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne à grande vitesse. Elle se décompose en quatre zones de fonctionnement.

- **Zone (1) :** la zone de démarrage, la génératrice démarre lorsque sa vitesse mécanique dépasse certaines vitesses seuil Ω_{mec-in} .
- **Zone (2) :** Cette zone est appelée charge partielle (partial load). Dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V . Par conséquent, afin d'extraire le

maximum de la puissance, avec un contrôle qui vise à faire varier la vitesse de rotation de telle sorte qu'on reste au voisinage de λ_{opt} , en fixant l'angle de calage à une valeur minimale, par conséquent le coefficient de puissance à une valeur maximale.

➤ **Zone (3) :** La puissance délivrée par la génératrice atteint des valeurs très importantes jusqu'à 90% de la puissance nominale P_n . Cependant, un dispositif de régulation maintient la vitesse de rotation constante où la puissance P_{tur} fournie reste égale à P_n .

➤ **Zone (4) :** cette zone est appelée full load. Dans laquelle la puissance délivrée par la génératrice arrive à la puissance nominale P_n . Pour maintenir la puissance constante, un système d'orientation des pales (pitch control) est utilisé.

En dépassant la vitesse $\Omega_{mec-out}$, un système d'urgence de sûreté arrête la rotation et le transfert de l'énergie pour éviter une rupture mécanique.

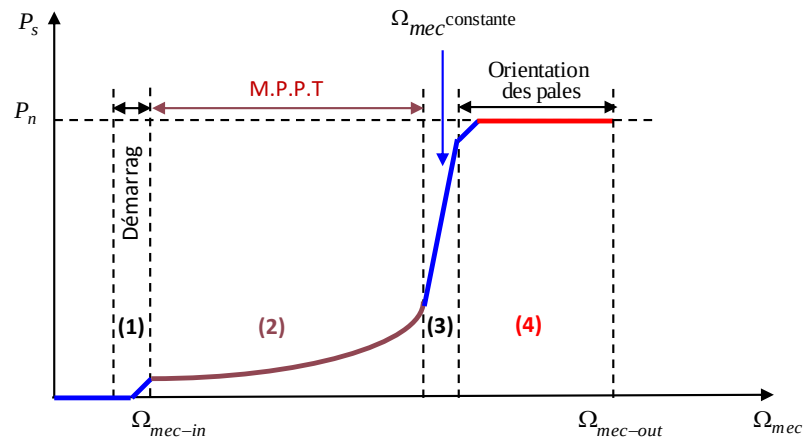


Fig.III.21. Caractéristique puissance vitesse d'une éolienne de grande puissance.

III.4.1.1. MPPT pour le système éolien

En raison de la nature intermittente des sources des énergies renouvelables qui totalement dépendent des conditions météorologiques, un suivi du point de puissance maximale (MPPT) est nécessaire dans les systèmes de production renouvelables pour extraire la puissance maximale quel que soit les conditions climatiques (irradiation solaire, température, vent ...), et de satisfaire la charge à alimenter et d'améliorer la fiabilité du système [Ben- 16, San- 14, Sum- 15]. Plusieurs méthodes de MPPT sont proposées dans littératures, par exemple, la méthode "Perturb and Observe" (P&O - Perturbation et Observation), conductance incrémentale [Sum- 15, p. 115]. Récemment, des méthodes de calcul plus avancées telles que le réseau de neurones artificiels (ANN), les essais particuliers (PSO), le contrôleur logique flou et l'algorithme évolutionnaire ont été proposées pour la MPPT [Kas- 13, p. 115, Sum- 15].

Ces méthodes sont plus adaptables à la manipulation de conditions anormales telles que l'ombrage partiel et l'inadéquation des modules et de changement de la vitesse du vent [Sal- 13].

La problématique des algorithmes MPPT pour les éoliennes est de trouver le point de fonctionnement de puissance maximale pour toute valeur de la vitesse du vent malgré les fluctuations de celle-ci, sans pour autant la mesurer. La première solution consiste à appliquer les mêmes algorithmes que pour les générateurs photovoltaïques, en utilisant la caractéristique puissance-vitesse de l'éolienne au lieu de puissance-tension ou tension-courant des panneaux. Cependant, l'éolienne a l'avantage d'être caractérisable de façon fiable par la fonction $C_p(\lambda)$ spécifique à sa turbine. C'est pourquoi la littérature fait couramment référence à des algorithmes MPPT cherchant à mener le point de fonctionnement au sommet de la cloche que forme cette fonction. Elle implique en effet que la caractéristique puissance-vitesse (fig.III.22) possède un maximum, pouvant être exprimé par [Cro- 13] :

$$P_{wind_{max}} = \frac{1}{2} \frac{C_{p_{max}} \cdot \rho \cdot S \cdot R^3}{\lambda_{m_{opt}}^3} \Omega_{m_{opt}}^3 \quad (III.38)$$

Pour cela, afin de pouvoir optimiser le point de fonctionnement en termes de puissance extraite, il y a lieu d'ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent [Lam- 12].

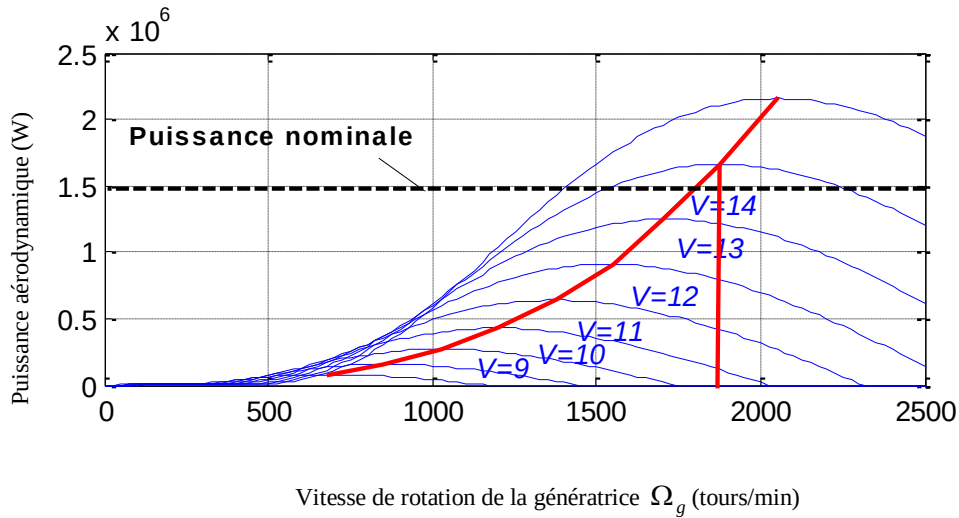


Fig.III.22. Courbe typique de puissance aérodynamique pour une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

D'après le schéma bloc du modèle de la turbine présenté dans la figure.III.16, on peut constater 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, de nature très fluctuante. Le couple électromagnétique nous permet de réaliser un contrôle de la vitesse de rotation afin de maintenir le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne à une valeur proche de sa valeur optimale $\lambda_{C_{p_{max}}}$.

Ce coefficient étant en fonction de la vitesse de la génératrice (ou encore du coefficient de puissance). En contrôlant ainsi la vitesse de rotation, nous optimisons la conversion énergétique, car le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale $C_{p_{\max}}$. Ce contrôle est réalisé pratiquement en conservant un angle de calage fixe qui ne peut être effectif que pour les faibles vitesses de vent (en général $< 12\text{m/s}$). En effet, pour les vitesses de vent importantes, la priorité est de limiter cette conversion énergétique.

Il est donc indispensable de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence, quelle que soit la vitesse du vent considérée comme une entrée perturbatrice.

Nous pouvons envisager deux types de stratégie, nous présenterons différentes techniques pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Nous utilisons une loi de contrôle de vitesse ou une loi de contrôle du couple.

Pour la loi de contrôle du couple, l'angle de calage reste fixe, on parle alors de contrôle indirect de la vitesse. Ce principe est connu sous la terminologie **Maximum PowerPoint Tracking** (MPPT). Tandis que la loi de contrôle de vitesse, basée sur l'action de l'angle de calage, permet de limiter cette puissance. Nous parlons alors d'un contrôle direct de la vitesse [Bel- 14, Ela- 04].

Pour la première stratégie qui ne correspond qu'à la zone (2) de la caractéristique de fonctionnement de l'éolienne, nous distinguons deux types de structures de commande :

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

Pour l'étude de ces stratégies de commande, on supposera que la génératrice et ses convertisseurs sont idéaux, quelle que soit la puissance mécanique transmise par la turbine. Le couple électromagnétique développé est donc à tout instant égal à sa valeur de référence imposée par la commande.

A. Commande de la vitesse de la turbine sans asservissement de la vitesse du vent

En réalité, les mesures du vent ne sont pas satisfaisantes et sont imprécises lors d'une sensible variation de ce dernier, vu que, la plupart des dispositifs de mesures se situent derrière le rotor de la turbine avec un diamètre de surface importante balayée par les pales. Parfois l'utilisation d'un seul dispositif (anémomètre) qui conduit à une mesure locale, donc non suffisante. Par conséquent, une lecture erronée de la vitesse dégrade la puissance captée.

En effet, il est préférable d'utiliser un contrôle qui ne nécessite pas une mesure de la vitesse du vent, autrement dit, sans asservissement de la vitesse [Bel- 14, Ela- 04].

Nous présenterons dans cette section la stratégie de commande MPPT sans mesure de vitesse du vent. Cette structure est basée sur l'hypothèse que la variation de la vitesse du vent est négligeable dans le régime permanent, donc la vitesse de rotation est fixe pendant cette durée. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, nous obtenons l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine :

$$J_t \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = T_g - T_{em} - f \cdot \Omega_{mec} = 0 \quad (III.39)$$

En négligeant l'effet du couple du frottement visqueux $f \cdot \Omega_{mec} = 0$, nous obtenons :

$$T_g = T_{em} \quad (III.40)$$

À la sortie du multiplicateur, avec une estimation du couple de la turbine, nous pouvons aisément déterminer le couple électromagnétique de référence:

$$T_{em}^* = \frac{\hat{T}_{ae}}{G} \quad (III.41)$$

Où $\hat{T}_{ae}$ est le couple aérodynamique estimé ;

Le couple aérodynamique estimé peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique en utilisant l'équation du couple aérodynamique présentée par (III.6) :

$$\hat{T}_{ae} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \cdot \frac{1}{\hat{\Omega}_t} \cdot \hat{V}^3 \quad (III.42)$$

Où :

$\hat{\Omega}_t$: La vitesse estimée de turbine ;

$\hat{V}$: La vitesse estimée du vent ;

La vitesse de la génératrice permet l'estimation de la vitesse de la turbine $\hat{\Omega}_t$ à partir de la relation suivante:

$$\hat{\Omega}_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (III.43)$$

En supposant l'angle d'orientation des pales β constant, la vitesse du vent peut être estimée comme suit :

$$\hat{V} = \frac{R \cdot \hat{\Omega}_t}{\lambda} \quad (III.44)$$

En regroupant ces quatre équations (III.43), (III.44), (III.45), (III.46), nous obtenons une relation globale de contrôle :

$$T_{em}^* = \frac{C_p}{\lambda_{Cp \max}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (III.45)$$

La représentation sous forme des schémas -blocs est montrée à la figure.III.23.

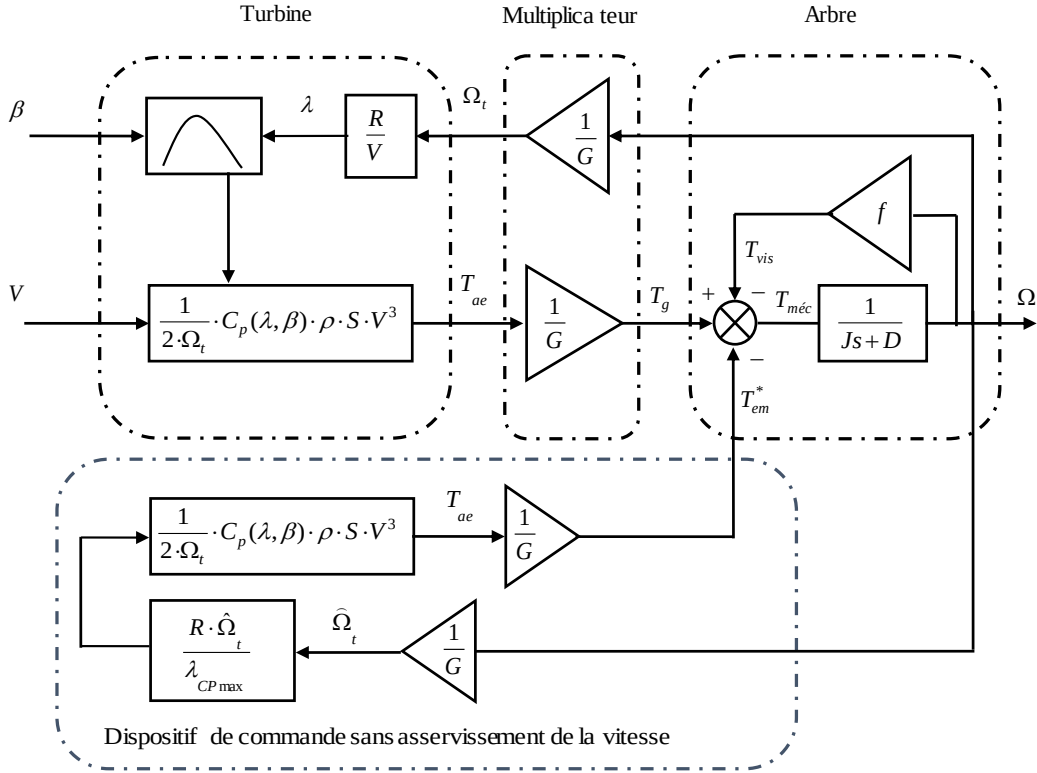


Fig.III.23. Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.

B. Commande avec asservissement de la vitesse du vent

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 mentionné dans la section (III.3.1.A), 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 régie que par l'action de deux couples, le couple issu du multiplicateur T_g et le couple électromagnétique T_{em} :

$$\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \frac{1}{J_t} (T_g - f \cdot \Omega_{mec} - T_{em}) \quad (III.46)$$

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 appliquer 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 T_{em}^* permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence Ω_{mec}^* est obtenu par une relation inverse indirecte :

$$T_{em}^* = R_{\Omega} (\Omega_{mec}^* - \Omega_{mec}) \quad (III.47)$$

R_{Ω} : Le correcteur de vitesse ;

Ω_{mec}^* : La vitesse mécanique de référence;

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

$$\Omega_{mec}^* = G \cdot \Omega_{turbine}^* \quad (III.48)$$

$\Omega_{turbine}^*$: La vitesse turbine de référence;

➤ Synthèse du correcteur de vitesse

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

- Asservir la vitesse aérodynamique à sa valeur de référence.
- Atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Par conséquent, un correcteur de type Proportionnel Intégrateur PI est choisi dont nous allons détailler sa conception. Admettons cependant que cela soit possible et supposons que le système asservi contient la perturbation T_m (couple mécanique) qui s'introduit dans le schéma de la figure.III.24 ci-dessous.

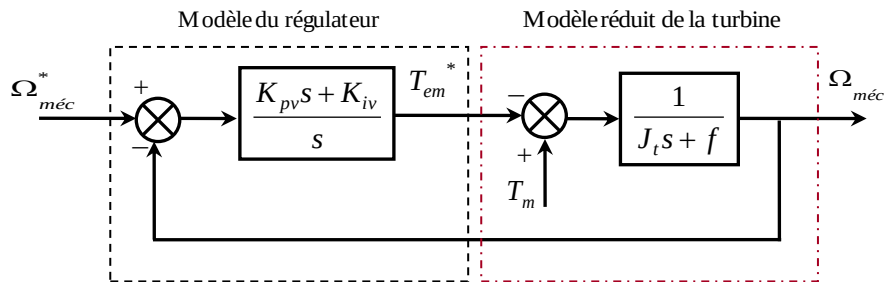


Fig.III.24. Schéma bloc du régulateur PI.

Nous pouvons écrire la fonction de transfert en boucle fermée sous la forme mathématique suivante :

$$\Omega_{mec} = H(s) \cdot \Omega_{mec}^* + G(s) \cdot T_m \quad (III.49)$$

Où $H(s)$ est la fonction de transfert de la référence sur la vitesse et $G(s)$ est la fonction de transfert de la perturbation :

$$H(s) = \frac{K_{pv} \cdot s + K_i}{J_t \cdot s^2 + (f + K_{pv})s + K_{iv}} \quad (\text{III.50})$$

$$G(s) = \frac{s}{J_t \cdot s^2 + (f + K_{pv})s + K_{iv}} \quad (\text{III.51})$$

Pour baisser l'effet de la perturbation T_m (du couple mécanique), nous avons intérêt à choisir une valeur élevée pour le gain K_{pv} . L'autre gain est choisi de manière à avoir une fonction de transfert du 2ème ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ξ , déterminés comme suit :

$$\begin{cases} \omega_{n,1} = \sqrt{\frac{K_{iv}}{J_t}} \\ \xi_1 = \frac{f + J_t + K_{pv}}{2 \cdot \omega_{n,1}} \end{cases} \quad (\text{III.52})$$

Donc:

$$\begin{cases} K_i = \omega_{n,1}^2 \cdot J_t \\ K_p = \frac{2 \cdot K_{iv} \cdot \xi}{\omega_{n,1}} - f - J_t \end{cases} \quad (\text{III.53})$$

Nous pouvons facilement déduire le schéma bloc de la figure.III.25 qui présente l'asservissement de la vitesse pour la maximisation de puissance extraite :

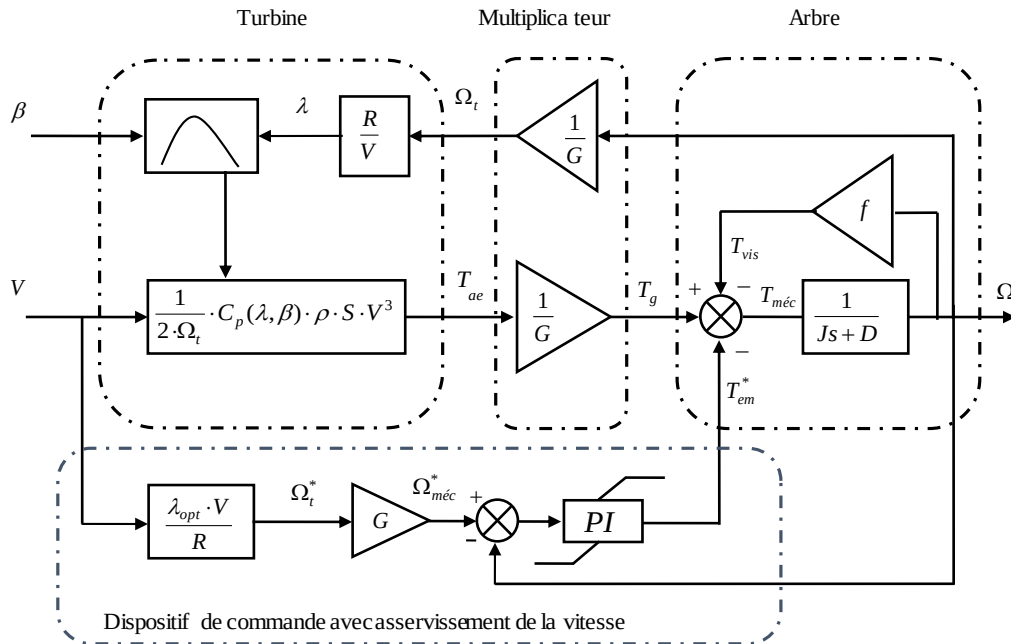


Fig.III.25. Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite avec asservissement de la vitesse.

C. Résultats de simulation

Les deux structures de la commande ont été simulées sous MATLAB/SIMULINK en considérant un profil du vent modélisé sous forme déterministe composée par une somme de plusieurs harmoniques comme le montre la figure.III.26.

La vitesse du vent est variable dans une période de (5s), entre une valeur maximale de ($V=12$ m/s) et une valeur minimale de ($V=2.2$ m/s), d'une façon aléatoire ce qui simule un vent réel.

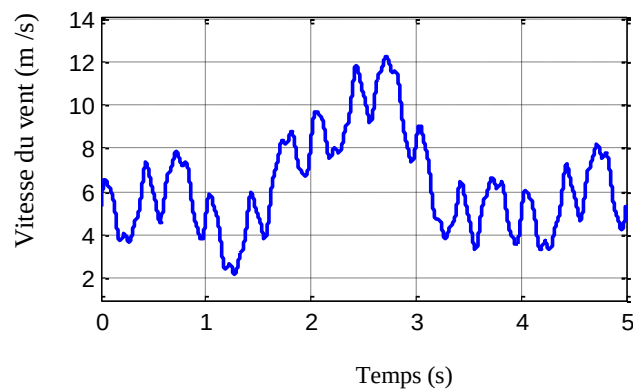


Fig.III.26. Profil de la vitesse de vent utilisé.

La figure.III.27. (a) montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine en fonction du temps, pour une vitesse du vent variable ; l'allure de la courbe prend toujours une forme croissante pendant le temps de démarrage. On constate que les variations de la vitesse de la génératrice sont adaptées aux variations de la vitesse du vent ce qui montre clairement la perturbation que crée le profil du vent sur la vitesse de rotation de la turbine. Ceci affecte la fréquence de la tension et du courant produit par la génératrice. La figure.III.27. (b) montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine en fonction du temps avec asservissement de la vitesse. On peut constater qu'en régime permanent, une petite erreur entre la vitesse mécanique et celle de référence est très claire.

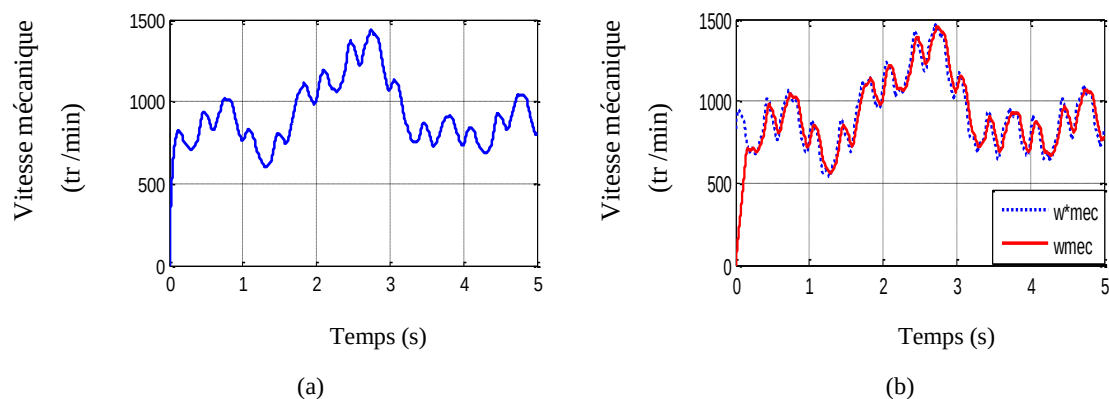


Fig.III.27. Résultats de simulation de la turbine pour extraire le maximum de puissance : (a) sans asservissement de la vitesse (b) avec asservissement de la vitesse.

III.4.1.2. Contrôle de la puissance mécanique de la turbine éolienne

Dans le passé, les dispositifs de l'exploitation de vent tels que les voiles ou les moulins à vent ont employé des commandes manuelles pour modifier la quantité d'énergie extraite du vent.

Actuellement, les éoliennes modernes utilisent des systèmes de commande automatisés tels que les commandes électroniques ou hydrauliques [Cha- 13, p. 117]. Les objectifs de ces contrôles et d'extraire la puissance maximale de vent et de protéger les parties mécaniques et électriques comprenant la turbine contre les contraintes imposées par les conditions de vent défavorables [Cha- 13, p. 117, Gri- 12, p. 535].

Selon le littérateur, on peut distinguer trois types de contrôle [Cha- 13, p. 118, Gri- 12, p. 535]:

- Contrôle par l'orientation des nacelles ou 'Yaw control'
- Contrôle par l'inclinaison des pales ou 'Pitch control'
- Contrôle par décrochage aérodynamique ou 'Stall control'.

Le contrôle par l'orientation des nacelles ou 'Yaw control' consiste de tourner le rotor de l'éolienne face à la direction du vent afin d'extraire le maximum de puissance. Le système de rotation de la nacelle est fait par le contrôleur électronique qui détecte la direction du vent grâce à une girouette [Cha- 13, p. 118, Ela- 04].

Pour le contrôle par décrochage aérodynamique ou 'Stall control', la modification des caractéristiques de la turbine dépend de la conception des pales. C.-à-d., la forme des pales conduits à augmenter les pertes de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent. L'inconvénient de ce système est que la courbe de puissance maximale n'est pas plate et diminue plus vite. La solution est de développer un système plus robuste et plus économique tel que la régulation active par décrochage aérodynamique ou 'stall actif'. Le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales. Ce système est souvent utilisé dans les éoliennes à grande puissance [Abu- 14, p. 139, Cha- 13, p. 118, Ger- 02].

Le contrôle par l'inclinaison des pales ou 'Pitch control', consiste à limiter la puissance mécanique générée par la turbine dans les cas où la vitesse du vent est forte, par modification de l'angle d'orientation des pales. Comme il a été mentionné précédemment, le coefficient de puissance C_p dépend de l'angle de calage des pales β . Par conséquent, la rotation des pales autour de leurs axes modifie l'angle d'orientation, en modifiant C_p donc en changeant la puissance extraite du vent. Ce système de régulation est souvent utilisé dans les turbines éoliennes à grande puissance typiquement de 0.5 MW et plus [Cha- 13, p. 118, Ger- 02].

Dans le cadre de cette thèse, le contrôle à calage variable ou 'Pitch control' est utilisé pour limiter la puissance mécanique. Le schéma bloc de contrôleur 'Pitch' est illustré dans la figure.III.28. Le régulateur à pas variable modifie l'angle de calage des pales à des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale, en modifiant l'angle d'attaque du vent par rapport aux pales pour déverser la puissance supplémentaire [Sum- 15, p. 326].

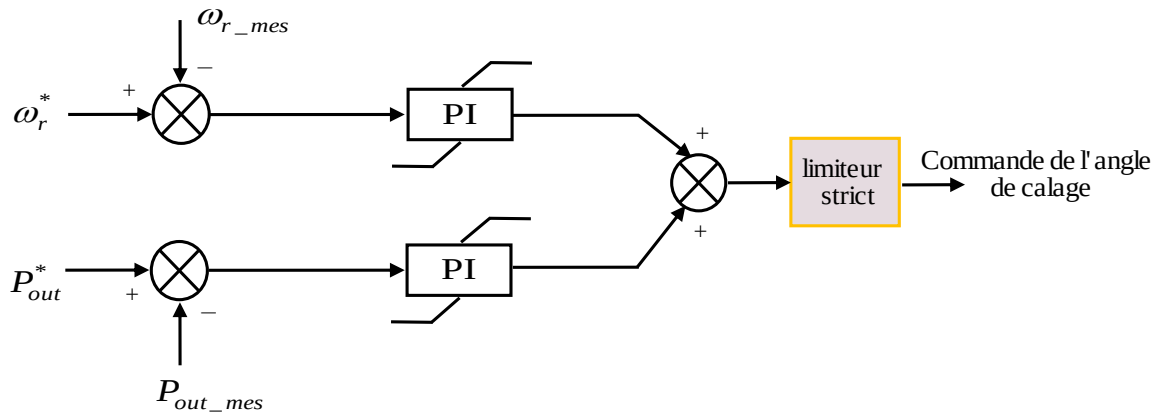


Fig.III.28. Schéma bloc de contrôleur à pas variable 'Pitch control'.

Ainsi, la puissance de sortie est maintenue à la valeur nominale même si la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale. La vitesse de référence est comparée avec la vitesse réelle ensuite l'erreur se passe par un régulateur PI. La puissance de référence et la puissance réelle sont également comparées et l'erreur se passe aussi par un régulateur PI. Les sorties des contrôleurs PI sont additionnées et limitées de façon à générer le signal d'angle de calage. Le signal d'angle de calage est actif uniquement lorsque la vitesse du vent est proche de la valeur nominale, sinon il est fixé à zéro [Cha- 13, pp. 141-142].

III.4.2. Contrôle de la partie électrique de l'éolien (la génératrice)

La GADA utilisée dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne est généralement connectée au réseau. Elle est rarement utilisée dans le système autonome [Cha- 13, p. 274]. Par conséquent, le contrôle de la GADA est une étape importante et inévitable afin d'assurer une production d'énergie propre et efficace. Le but du contrôle de la GADA est de maintenir les grandeurs du générateur (le couple, puissance active et réactive) et les grandeurs liées au convertisseur côté réseau (la puissance réactive et la tension du bus continu) proche de leurs valeurs optimales [Gon-11]. En raison de la structure de la GADA et l'utilisation des convertisseurs (CA/CC/CA), le contrôle peut être appliqué au niveau du convertisseur côté machine et au niveau du convertisseur côté réseau [Ben- 15, Lei- 14].

Plusieurs techniques de la commande ont été présentés et analysés dans la littérature, y compris la commande vectorielle avec orientation de tension du réseau, la commande vectorielle

avec orientation du flux statorique, la commande directe de la puissance (DPC) et la commande directe du couple (DTC) [Cha- 13, p. 274] .

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressés par la commande vectorielle avec orientation du flux statorique.

III.4.2.1. Commande vectorielle avec orientation du flux statorique de la GADA

Le contrôle avec orientation du flux est une approche très utilisée dans les machines électriques, afin d'obtenir un mode de fonctionnement recherché en positionnant d'une manière optimale le vecteur courant ou le vecteur flux résultant [Abu- 14, p. 280].

Cette technique de commande a été proposée par Blaschke en 1971 [Mez- 06]. Elle consiste à orienter le vecteur flux suivant l'un des deux axes du repère de Park afin de rendre le comportement de la machine asynchrone similaire à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée où le courant inducteur contrôle le flux et le courant d'induit contrôle le couple comme il est montré dans la figure.III.31 [Bag- 05].

Ce découplage permet d'obtenir une réponse très rapide du couple, une grande plage de commande de vitesse et une haute efficacité pour une grande plage de charge en régime permanent.

Il s'agit donc de placer le référentiel (d, q) de sorte que le flux soit aligné sur l'axe direct (d) . De ce fait, le flux est commandé par la composante directe du courant et le couple est commandé par l'autre composante [Ker- 17]. Par conséquent, en orientant l'un des deux flux de la génératrice, le modèle obtenu de la GADA se simplifie et la configuration de la commande qui en résulte l'est également. En vue de la commande vectorielle de cette génératrice, il convient de choisir un référentiel lié au champ tournant, lequel serait relatif à la fréquence [Ker- 13]. La commande vectorielle de cette génératrice est conçue en orientant le flux statorique dans le repère de Park suivant l'axe (d) . L'axe (d) du repère de Park serait, ainsi, synchronisé avec le flux statorique et sa composante suivant l'axe (q) soit constamment nulle, comme le montre la figure.III.32.

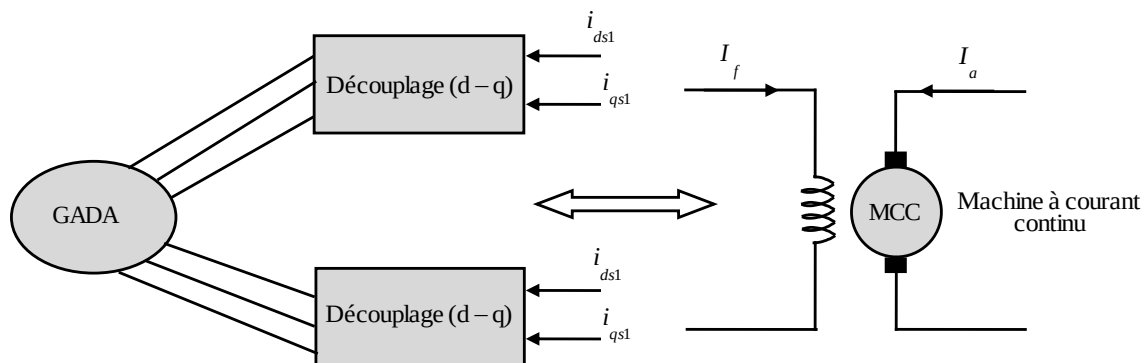


Fig.III.29. Équivalence entre la commande vectorielle d'une GADA et la commande d'une MCC.

Dans ce cas, on obtient le schéma suivant :

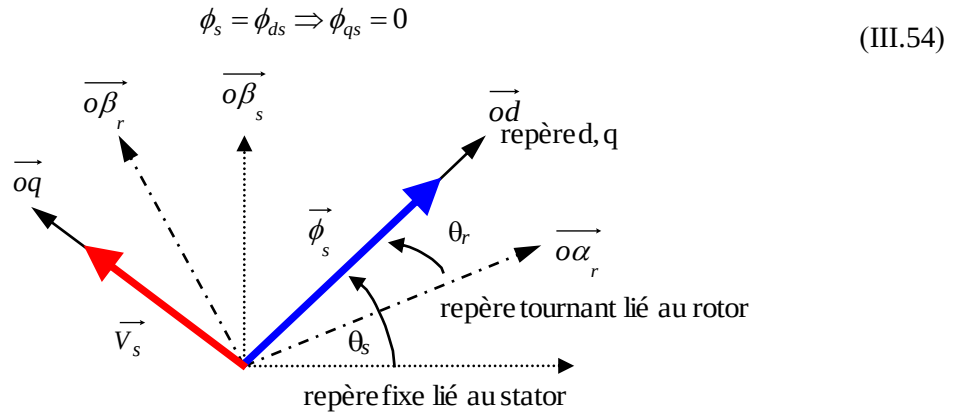


Fig.III.30. Orientation du flux statorique.

A. Contrôle de convertisseur côté machine CCM

La fonction principale du CCM est de contrôler indépendamment les puissances active et réactive du stator en grandeur et en direction afin de générer l'électricité à tension et à fréquence constantes [Ben-17, Jaz- 12]. Par conséquent, la commande vectorielle avec orientation du flux statorique est utilisée [Abu- 14, p. 280].

En utilisant la condition ci-dessus, la résistance du stator par phase est négligée et en supposant que le réseau électrique est stable. Par conséquent, une seule composante de tension V_s conduit à un flux constant du stator ϕ_s , de ce fait, les tensions peuvent être facilement déduites en tant que :

$$\begin{cases} v_{ds} = 0 \\ v_{qs} = \omega_s \phi_s = V_s \end{cases} \quad (III.55)$$

Par conséquent, en considérant la condition présentée par l'équation (III.56), les flux sont simplifiés comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ 0 = L_s i_{qs} + M i_{qr} \end{cases} \quad (III.56)$$

À partir de (III.58), les courants de stator peuvent être déduits:

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{\phi_{ds} - M i_{dr}}{L_s} \\ i_{qs} = -\frac{M}{L_s} i_{qr} \end{cases} \quad (III.57)$$

Les puissances statoriques active et réactive dans le repère dq , sont données par :

$$\begin{cases} P_s = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \\ Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.58})$$

Utilisant (III.57) et (III.59), les puissances statoriques active et réactive peuvent ensuite être exprimées uniquement en fonction des courants rotoriques comme suit :

$$\begin{cases} P_s = -V_s \frac{M}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = -V_s \frac{M}{L_s} \left(i_{dr} - \frac{\phi_s}{M} \right) \end{cases} \quad (\text{III.59})$$

Remplacement l'expression du flux (III.34) dans l'équation de la tension du rotor (III.33) et en utilisant la condition (III.56), les tensions rotoriques peuvent être exprimées en fonction des courants rotoriques par [Abu- 14, p. 280]:

$$\begin{cases} v_{dr} = \sigma L_r \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} - \sigma L_r g \omega_s i_{qr} + \frac{M}{L_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{di_{qr}}{dt} + \sigma L_r g \omega_s i_{dr} + g \frac{M}{L_s} V_s \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

Où V_s est l'amplitude de la tension statorique qui est supposée constante, $\omega_r = \omega_s - \omega = g \omega_s$ est la pulsation rotorique, g est le glissement et $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$ est le coefficient de dispersion.

Les tensions rotoriques peuvent être réécrites sous la forme :

$$\begin{cases} v_{dr} = \sigma L_r \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} + fem_d \\ v_{qr} = \sigma L_r \frac{di_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} + fem_q \end{cases} \quad (\text{III.61})$$

Avec fem_d et fem_q sont les termes de couplage entre les deux axes 'd et q':

$$\begin{cases} fem_d = -g \sigma L_r \omega_s i_{rq} + \frac{M}{L_s} \frac{d\phi_{sd}}{dt} \\ fem_q = g \sigma L_r \omega_s i_{rd} + g \frac{M}{L_s} V_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.62})$$

Utilisant (III.61) et (III.63), les expressions des puissances devient:

$$\begin{cases} P_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\sigma L_r \cdot s + R_r} \right) (v_{qr} - fem_q) \\ Q_s = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\sigma L_r \cdot s + R_r} \right) (v_{dr} - fem_d) + V_s \cdot \frac{\phi_s}{L_s} \end{cases} \quad (\text{III.63})$$

D'après le modèle des puissances (III.65), on peut établir le schéma bloc de la GADA (figure.III.33), où les deux puissances P_s et Q_s sont contrôlées par les composantes v_{dr} et v_{qr} .

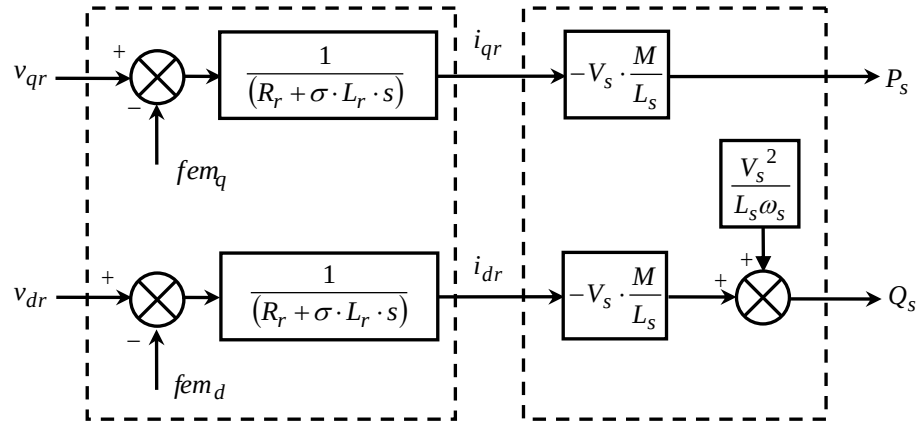


Fig.III.31. Schéma bloc de la GADA.

On remarque que les puissances et les tensions sont liées par des fonctions de transfert du premier ordre. De plus, du fait de la faible valeur du glissement g , il sera possible d'établir sans difficulté une commande vectorielle, car les influences des couplages resteront faibles et les axes d et q pourront donc être commandés séparément avec leurs propres régulateurs.

Ainsi, d'après la bibliographie, il apparaît deux solutions pour effectuer la commande en puissance de cette machine à savoir la méthode directe et la méthode indirecte [Boy- 06, Dek- 12].

Nous nous intéressons dans la suite de cette partie, à la deuxième méthode (méthode indirecte avec boucle de puissance).

B. Réglage indirect des puissances active et réactive avec boucle de la puissance

Cette technique consiste à reproduire, en sens inverse, le schéma bloc du système à réguler [Ker- 13]. On construit ainsi un schéma bloc permettant d'exprimer les tensions en fonction des puissances. On aboutit alors à un modèle qui correspond à celui de la machine, mais dans l'autre sens. La commande indirecte va donc contenir tous les éléments présents dans le schéma bloc de la GADA. On part donc de la puissance statorique en fonction des courants rotoriques et des expressions des tensions rotoriques en fonction des courants rotoriques [Boy- 06, Ker- 13]. La méthode indirecte avec boucle de puissance comporte deux boucles de régulation sur chaque axe, l'une contrôlant le courant et l'autre la puissance comme présentée la figure.III.32.

La puissance active statorique est contrôlée par la composante en quadrature du courant rotorique i_{qr} et la puissance réactive est régulée au moyen de la composante directe du courant rotorique i_{dr} .

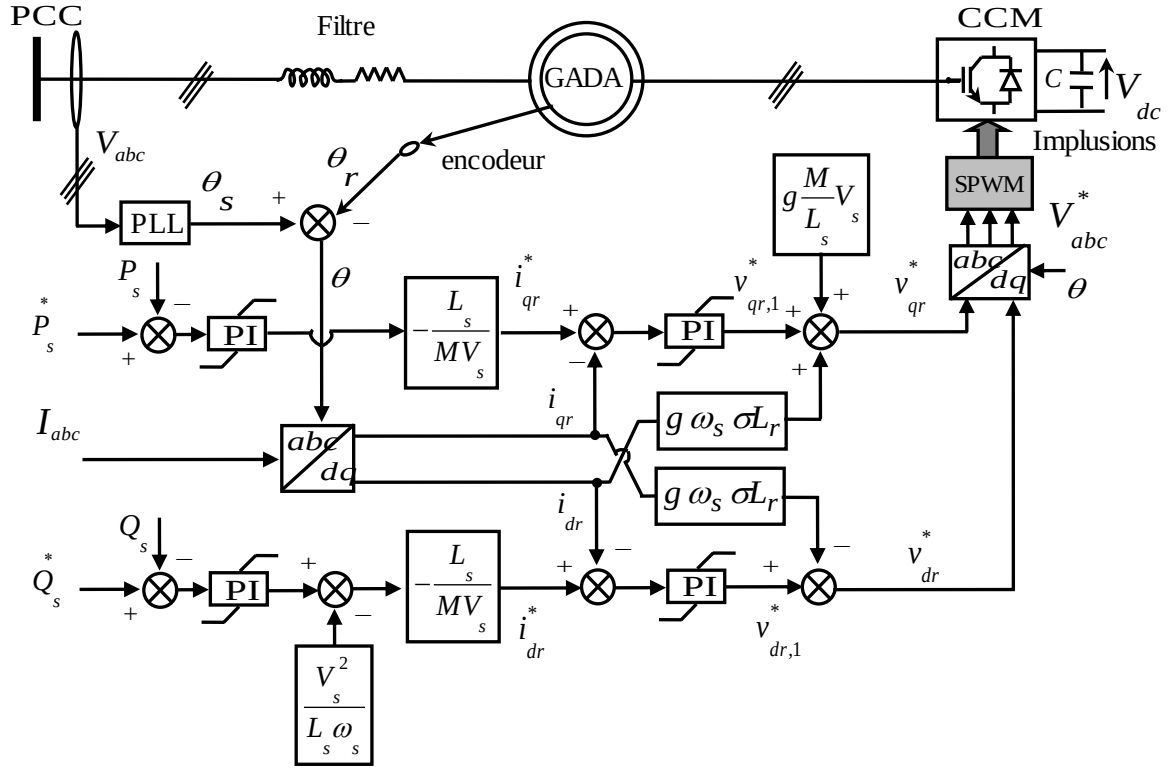


Fig.III.32. Schéma bloc de la commande vectorielle indirecte avec orientation du flux statorique du CCM.

Les puissances des références désirées P^* et Q^* déterminent les courants de références rotoriques i_{dr}^*, i_{qr}^* . Les tensions de sortie du régulateur de courant v_{dr}^*, v_{qr}^* sont converties en trois signaux de modulation qui sont utilisés pour générer le signal de commutation pour la modulation de largeur d'impulsion MLI afin de commander le CCM.

Les différentes transformations de Park au niveau du stator et du rotor nécessitent les angles θ_s et θ_r , qui peuvent être obtenus au moyen d'une boucle à verrouillage de phase conventionnelle appelée communément PLL. Cette PLL permet d'estimer la fréquence, la pulsation, la phase instantanée et l'amplitude du vecteur de la tension réseau.

C. Contrôle de convertisseur coté réseau (CCR)

La figure.III.33 montre le schéma de la commande globale du convertisseur côté réseau. La fonction principale du CCR est de réguler la tension du bus continu et la maintenir à une valeur constante. De plus, le CCR peut être utilisé pour contrôler la tension au PCC. Le contrôle de CCR est similaire à celui utilisé dans le CCM pour contrôler séparément les puissances active et réactive échangées avec le réseau. La synchronisation de l'onduleur avec le réseau est effectuée par la boucle à verrouillage de phase où (Phase Locked Loop (PLL)) [Ben-17, Nag- 15]. Ce schéma de commande est basé sur la régulation en courant. Le courant d'axe 'd' régule la tension de bus continue V_{dc} , tandis que le courant d'axe q contrôle la puissance réactive.

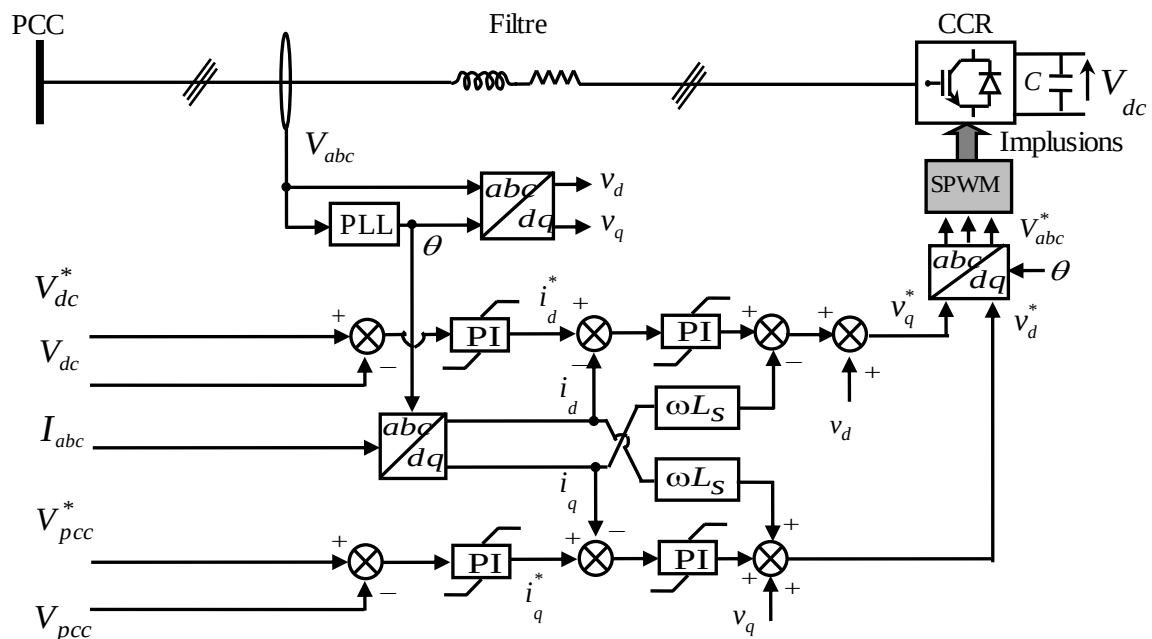


Fig.III.33. Schéma bloc du contrôle du CCR du système éolien.

III.4.3. Résultats de simulation

A. Résultats de simulation de la commande découplée indirecte des puissances active et réactive avec vitesse du vent constante

Pour évaluer et tester la technique de contrôle découplée indirecte des puissances active et réactive avec boucle de puissance par des régulateurs PI, une étude de simulation a été effectuée sous l'environnement MATLAB/ Simulink. La structure du schéma bloc du système éolien de 1.5 MW connecté au réseau électrique est représentée sur la figure.III.34.

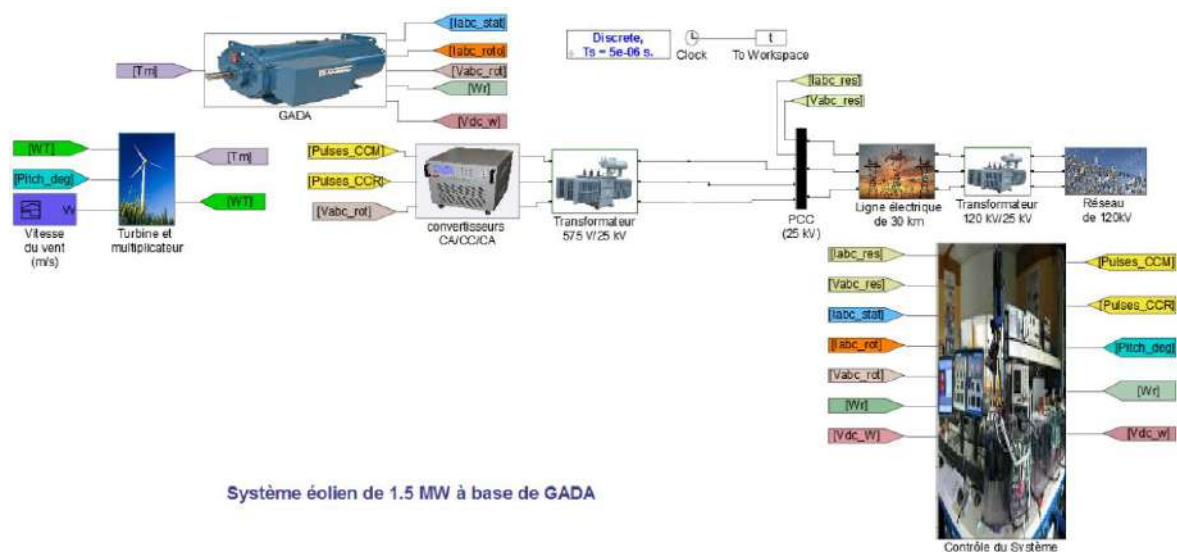


Fig.III.34. Schéma bloc de la structure du système éolien en Simulink.

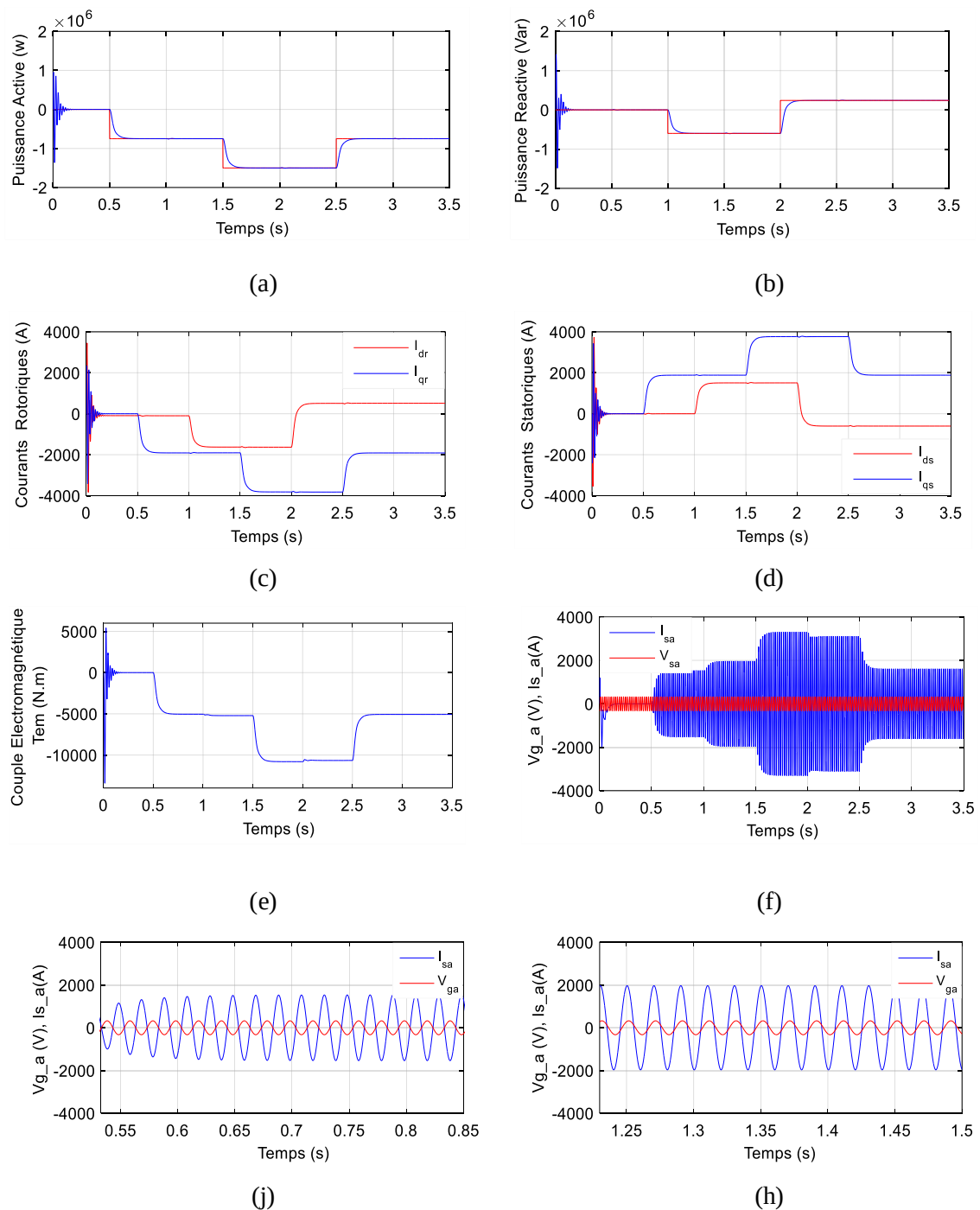


Fig.III.35. Résultats de simulation de la commande découplée indirecte des puissances active et réactive de la GADA avec régulateur PI (Test de suivi de consigne).

Dans ce cas, les gains des régulateurs PI sont calculés par la méthode d'imposition des pôles et ont été affinés après simulation. Les résultats présentés ici nous permettent d'évaluer les performances apportées par le système de réglage. D'après les résultats présentés dans la figure. III.35, on constate que les puissances active et réactive suivent correctement leurs valeurs de références (Fig. III.35.a et b) et il n'y a aucune erreur sur les puissances.

Le couplage entre les deux puissances est très faible et peu perceptible. Il ne devrait pas poser de problème pour la suite de l'exploitation du modèle de la machine. L'évolution des courants rotoriques de la GADA (Fig. III.35.c) illustre bien le fait que sa composante en quadrature contrôle la puissance active tandis que celle directe contrôle la puissance réactive. Le couple électromagnétique prend la forme de la puissance active (Fig. III.35.e). Ce constat est clair, car la puissance active et le couple sont liés par la vitesse de rotation.

Le courant de phase statorique et la tension de phase de réseau sont présentés dans la (fig. III. 35.f). On constate que pendant la période où Q_s^* est nulle, le courant statorique $I_{s,a}$ délivré par la GADA est en opposition de phase par rapport à la tension réseau $V_{a,g}$ (Fig.III.35.j), ce qui implique que la GADA n'injecte que de la puissance active au réseau. Lorsque la puissance réactive de référence passe de 0 à -0.6 MVAR, le courant statorique devient en avance de phase par rapport à la tension du réseau (Fig.III.35.h). Dans ce cas, la puissance réactive de la GADA est injectée au réseau en plus de celle active.

Ces résultats montrent que le système présente une dynamique satisfaisante et une erreur statique nulle. On observe aussi une dynamique qui réagit rapidement et sans dépassement.

B. Résultats de simulation de la commande découplée indirecte des puissances active et réactive avec vitesse du vent variable

Dans cette section, notre système éolien complet (turbine + génératrice) de 1.5 MW connecté au réseau a été simulé dans l'environnement MATLAB/ Simulink avec un profil du vent variable.

Les résultats sont également présentés et discutés. Les paramètres du système sont présentés dans l'annexe A2. Afin d'illustrer des fluctuations assez lentes de la vitesse du vent sur les grandeurs du réseau, un profil de la vitesse de vent présenté par une rampe de la vitesse est appliqué au système éolien comme indiquer la figure.III.36. Premièrement, la vitesse du vent est réglée à 8 m/s, puis à $t = 15$ s, la vitesse du vent augmente brusquement à 15 m/s.

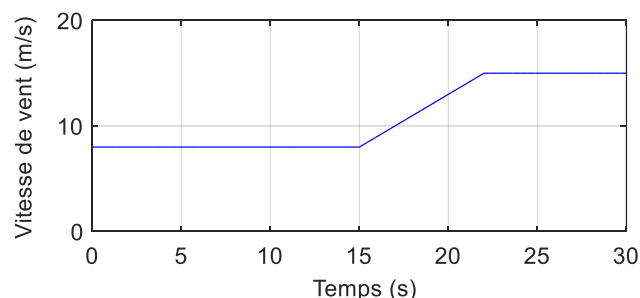


Fig.III.36. Profil de la vitesse du vent utilisé.

Les évolutions temporelles des tensions et des courants ainsi que les puissances du système éolien sont montrées sur la figure.III.37. On ne constate que la variation de la vitesse du vent affecte la vitesse mécanique de la MADA (fig.III.37.a) et par ailleurs le courant et les puissances fournis par cette machine.

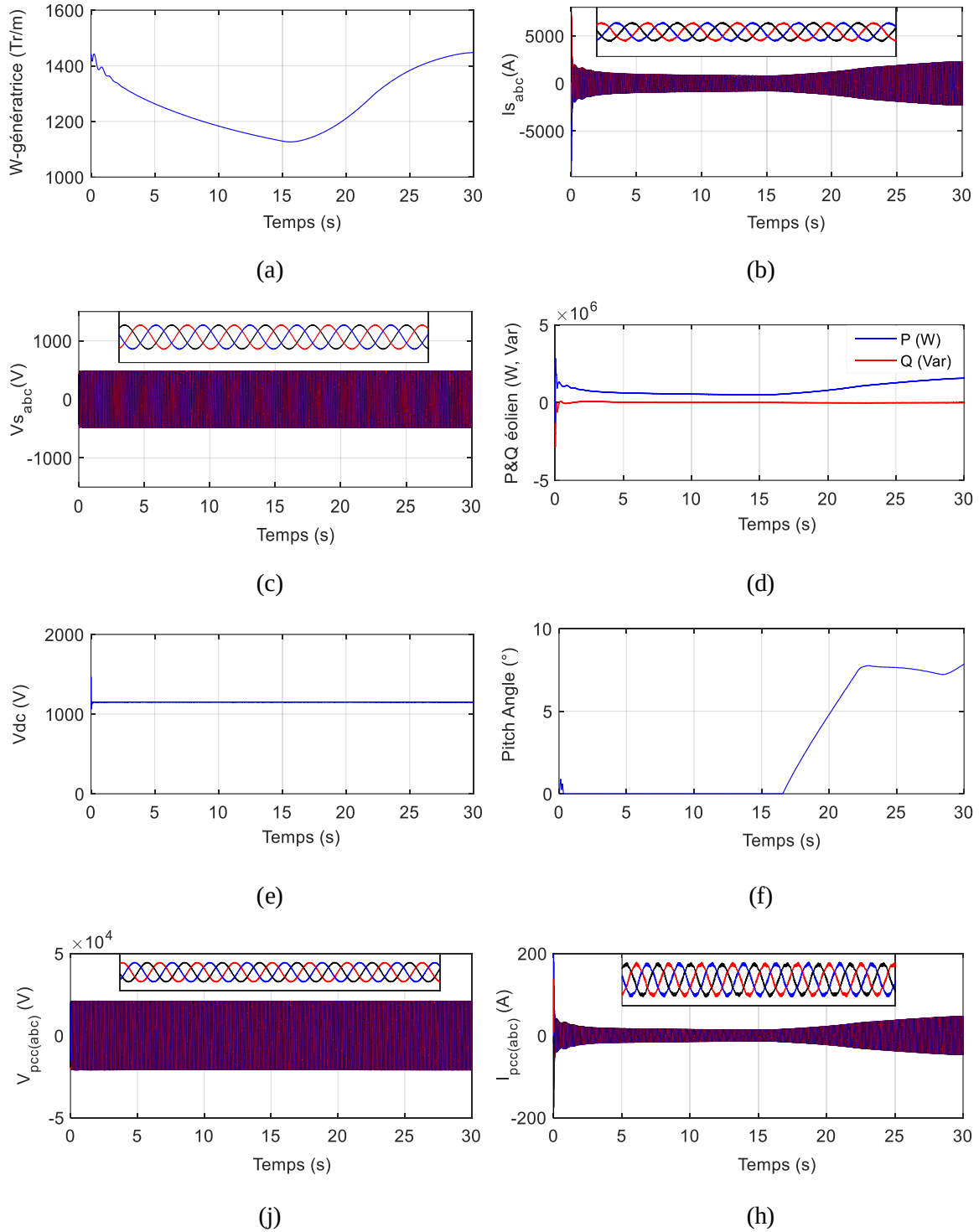


Fig.III.37. Réponses de l'éolienne au changement brusque de la vitesse du vent.

En effet, les courants statoriques ont subits une légère variation suite au changement du vent appliqué (fig.III.37.b), tandis que, aucune influence a été apparaître sur les tensions statoriques de la (fig.III.37.c). La puissance active générée a commencé d'augmenter pour atteindre sa valeur nominale (1.5 MW) approximativement à 14s (fig.III.37.d). La puissance réactive est réglée à la valeur zéro afin d'obtenir un coefficient de puissance unitaire (fig.III.37.d). L'angle du calage des pales de la turbine est initialement nul et lorsque la vitesse de la turbine excède la vitesse nominale (1440 tr/min), elle varie de 0 ° à 8° pour limiter la puissance mécanique (fig.III.37.f).

Les tensions et les courants de réseau sont présentés sur la figure (III.37.j et h), respectivement; il est noté que le changement de la vitesse de vent n'a aucune influence sur la tension de PCC, car elle est imposée par le réseau; tandis que le courant a subi par légère variation suite au changement du vent appliqué.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation et le contrôle du système éolien connecté au réseau ont été présentés en détail. Nous avons commencé ce chapitre par un état de l'art sur les systèmes éoliens. Les différents types et les différentes configurations existantes ont été décrits. Nous avons choisi la configuration du système éolien à vitesse variable à base de (GADA) pour notre étude.

La modélisation détaillée de cette configuration a été présentée afin de disposer d'un modèle suffisamment fiable pour la gestion d'énergie du système complet. Les différentes stratégies de contrôle du système de production éolien qui y compris le contrôle de la partie mécanique et le contrôle de la partie électrique ont été également présentées.

Pour le contrôle de la partie mécanique, nous avons présentés les différentes techniques existantes pour la maximisation de la puissance extraite du vent. Nous avons choisi la technique de contrôle du couple électromagnétique généré. Cet algorithme a été validé par des simulations, qui ont montré leurs avantages et leurs inconvénients. Les différentes techniques pour contrôler la puissance aérodynamique captée par la turbine et ainsi de limiter cette puissance en cas de survitesse de vent ont été présentées. Le contrôle à calage variable ou 'Pitch control' a été choisi et utilisé pour le contrôle de la puissance mécanique de notre turbine.

Le contrôle de la GADA a été également présenté afin de maintenir les grandeurs de cette génératrice (le couple, puissance active et réactive) et les grandeurs liées au convertisseur côté réseau (la puissance réactive et la tension du bus continu) proche de leurs valeurs optimales. La synchronisation de système éolien avec le réseau a été aussi présentée et la méthode de la boucle à verrouillage de phase (PLL) a été utilisée.

À la fin de ce chapitre, des simulations du système éolien complet sous l'environnement MATLAB / SIMULINK ont été effectuées. Le système a été testé sous changements de la vitesse du vent afin de valider les techniques de commande proposés et de vérifier les performances de

système. Les résultats obtenus montrent que les comportements de système sont totalement dépendants aux conditions climatiques (vitesse de vent). En effet, lorsque les conditions météorologiques changent les comportements du système vont aussi varier. En outre, le système de limitation de la puissance mécanique de la turbine fonctionne correctement lorsque la vitesse de la turbine excède la vitesse nominale.

Dans le prochain chapitre, nous allons nous intéresser à l'hybridation des deux systèmes (système PV et le système éolien) afin de former un système hybride de type éolien-PV connecté au réseau.

Système hybride éolien-photovoltaïque connecté au réseau électrique

Résumé :

Ce chapitre sera consacré à l'hybridation des sources renouvelables, éolienne et photovoltaïque pour former un système hybride PV/éolien connecté au réseau. Les différentes structures de ce type de système seront présentées. La connexion du système au réseau électrique sera également présentée. L'influence des énergies renouvelables sur le réseau électrique ainsi que les différentes normes et exigences du réseau pour les systèmes PV et éoliennes modernes seront présentées. À la fin de ce chapitre, le système hybride éolien- photovoltaïque sera testé sous différentes conditions (changement de la vitesse du vent et de l'ensoleillement solaire) et sous un défaut de creux de tension afin de valider les techniques de commande proposés.

IV.1. Introduction

Après avoir présenté la modélisation et le contrôle des éléments constituent le système hybride dans les chapitres précédents, ce chapitre sera consacré à l'association de ces éléments système PV et système éolien au sein d'un même système afin d'optimiser la production et pour la gestion de l'énergie électrique. On parle donc dans ce cas de système hybride multi-sources éolien-PV connecté au réseau électrique. Nous présenterons tout d'abord, les différentes structures de ce type de système afin de choisir une architecture adéquate pour notre étude puis l'intégration de ce type de système au réseau électrique qui permettra d'évaluer les transits de puissance selon l'état de charge d'un réseau électrique et selon les conditions climatiques.

Les différentes conditions de connexion des générateurs décentralisés plus particulièrement l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne au réseau électrique seront également présentées afin d'assurer la stabilité de ce réseau. L'impact des énergies renouvelables sur le réseau électrique ainsi que l'impact de ce dernier sur le système hybride éolien-photovoltaïque seront aussi décrits dans ce chapitre.

Des simulations sous l'environnement MATLAB / SIMULINK de système hybride éolien-photovoltaïque connecté au réseau seront présentées à la fin de ce chapitre. Le système hybride sera testé sous changement des conditions climatiques, (la vitesse du vent et de l'ensoleillement solaires) et sous un défaut de creux de tension afin de valider les techniques de commande proposés et de vérifier les comportements du système sous ces conditions.

IV.2. Système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque

Le système hybride de type éolien et PV consiste à combiner les deux sources énergétiques, éolien et PV au sein d'un seul système pour but d'augmenter l'efficacité et d'assurer la continuité de service [Bha- 15.b, Rek- 12, p. 230].

IV.3. Différentes architectures de système hybride éolien-photovoltaïque

Il existe plusieurs façons d'intégrer les différentes sources d'énergie renouvelables comme le photovoltaïque et l'éolien pour former un système d'énergie hybride. Parmi eux, on peut citer les structures les plus fréquentées: Architecture DC bus, architecture AC Bus et architecture mixte DC/AC bus [Har- 13, p. 13, Rek- 14, p. 163]:

IV.3.1. Architecture de bus commun CC

Dans cette configuration, toutes les sources d'énergie sont connectées au bus continu CC et à travers ce bus sont connectés au réseau électrique ou à la charge alternative par l'intermédiaire d'un onduleur CC/CA figure.IV.1. Les sources de tension continue sont connectées sur un bus CC à travers des convertisseurs électroniques CC/CC afin d'adapter la tension de sortie avec la tension de bus continu, tandis que la sortie des sources de tension alternative est convertie tout d'abord en

tension continue à travers un redresseur avant d'être ajoutée au bus continu principal DC [Aly- 05, Cro- 13, Kan- 14].

L'onduleur CC/CA convertit la puissance CC reçu en puissance alternative CA, à la tension et fréquence souhaitée afin de satisfaire la demande de la charge utilisée [Aly- 05, Rek- 14, p. 163]. Cette configuration est convenable pour les micro-réseaux et les charges continues en raison de leurs avantages comme la simplicité d'opération, la flexibilité pour le pilotage de chaque source et la satisfaction de la demande de la charge sans interruption [Cro-13, Kan-14, Rek-14, p. 163]. Cependant, le rendement de cette structure est relativement faible, car la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur [Sto- 11, p. 9].

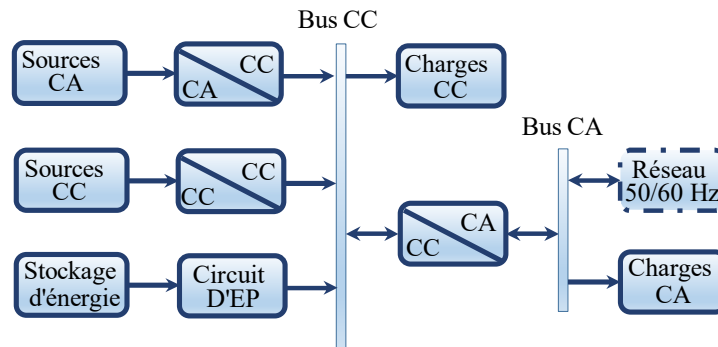


Fig.IV.1. Système hybride à structure de bus commun CC

IV.3.2. Architecture de bus commun CA

La configuration CA peut être classée en couplage de fréquence d'alimentation en courant alternatif (FACA) (power frequency AC, PFAC) et en couplage en haute fréquence en courant alternatif (HFCA) (high frequency AC ; HFAC) [Haruni, 2013]. Dans le couplage en fréquence d'alimentation AC (PFAC) figure.IV.2.(a), différentes sources d'énergie sont connectées au bus alternatif CA à travers des convertisseurs électroniques (CA/CA et/ou CC/CA) ; et via ce bus sont connectées le réseau ou les charges alternatives.

Dans cette configuration, une inductance de couplage entre les convertisseurs d'électroniques de puissance et le bus CA est recommandée afin d'assurer la gestion des flux de puissance désirée [Bad- 15, Cai- 06]. Cette structure est souvent utilisée dans les gros réseaux de transport de la puissance sous forme alternative [Cro- 13, p. 32].

Le couplage en haute fréquence CA (HFCA) est montré dans la figure.IV.2.(b), dans cette structure toutes les sources sont intégrées au bus CA de haute fréquence dans laquelle les charges en HFCA sont localisées [Cai- 06].

Le couplage HFCA peut aussi comprendre un bus PFAC par l'intermédiaire des convertisseurs AC/AC et/ou CA/CC [Haruni, 2013].

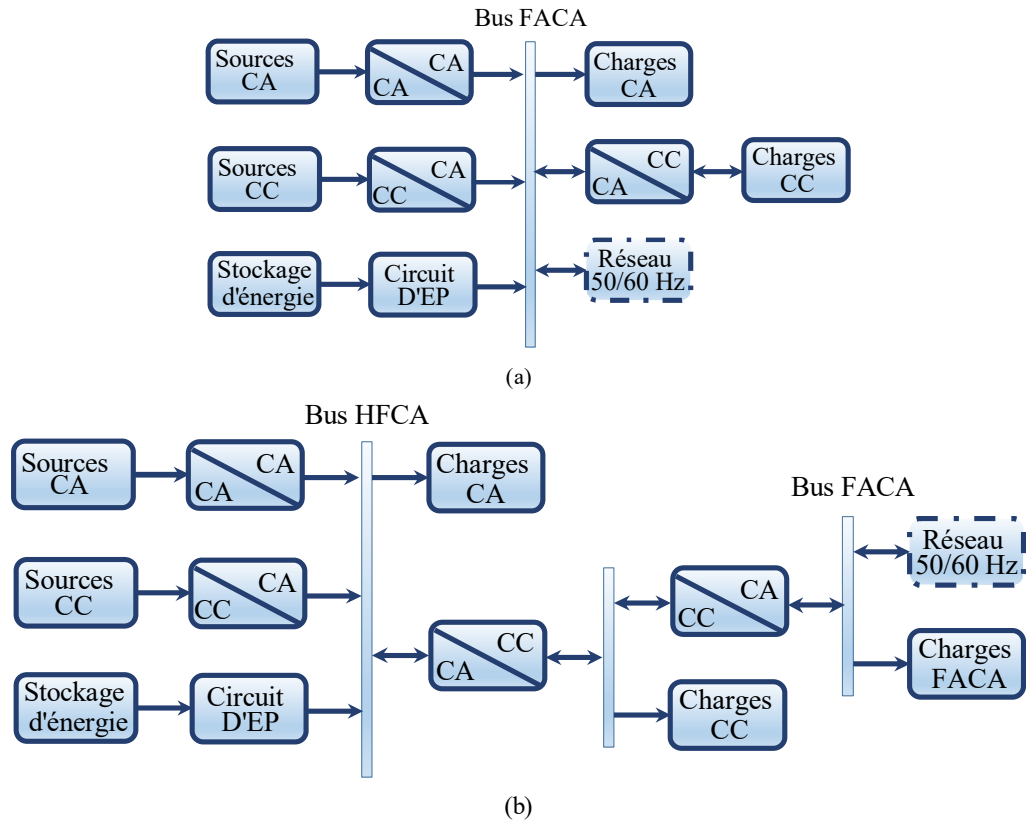


Fig.IV.2. Système hybride à structure CA-bus : (a) : couplage en fréquence d'alimentation CA (FACA) ; (b) : couplage en haute fréquence CA (HFCA)

Ce couplage est utilisé souvent dans les applications comportant des charges HFAC (par exemple 400 Hz) tels que les avions, les navires, sous-marins et dans les applications spatiales [Bad- 15, Cai- 06, Har- 13].

Cette configuration offre des avantages supérieurs que la structure CC parmi elles [Cai- 06, Rek- 12]:

- L'amélioration de l'efficacité totale de système,
- Prêt pour le raccordement au réseau électrique,
- Chaque convertisseur peut être synchronisé avec le générateur, de sorte qu'il fournisse la charge indépendamment et simultanément avec d'autres convertisseurs. Ceci permet d'obtenir la flexibilité pour les sources d'énergie qui ont alimenté la demande de la charge,
- La facilité d'obtenir des tensions à différents niveaux,
- L'échelle économique est bien établie.

Par conséquent, nous nous intéresserons à la configuration de de fréquence d'alimentation AC (PFAC) figure.IV.2. (a) dans la suite de cette thèse.

IV.3.3. Architecture mixte de bus CC/CA

Dans cette configuration, différentes sources d'énergie sont connectées au bus CC ou au bus CA du système hybride comme le montre la figure.IV.3.

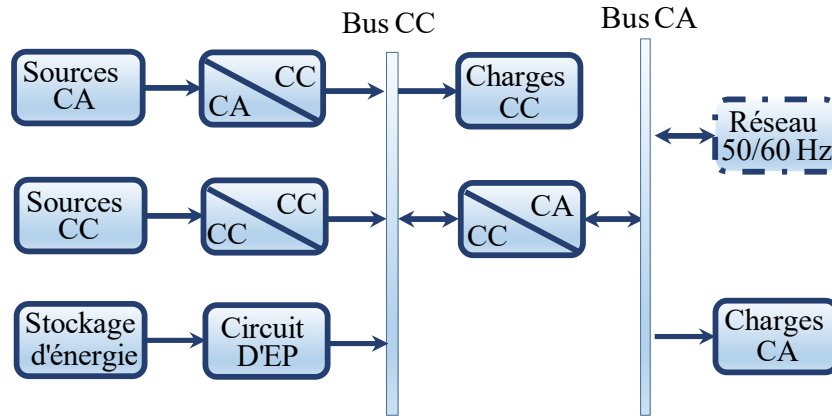


Fig.IV.3. Système hybride à structure mixte DC/AC

Cette configuration permet de connecter chaque source ou chaque charge au bus qui lui correspond, puis l'échanger la puissance entre les bus par l'intermédiaire de convertisseurs réversibles DC/AC [Cro- 13, Har- 13, Rek- 12].

Ce type de couplage, permet d'augmenter l'efficacité et d'améliorer les performances de système et réduire le coût, mais le contrôle et la gestion de l'énergie peut être plus compliquée que les structures précédentes (structure CC et structure CA) [Cro- 13, Har- 13, Rek- 12].

Cette solution est recommandée pour les systèmes distribués ou des sites isolés [Cro- 13].

IV.4. Intégration du système hybride éolien-photovoltaïque au réseau électrique

Une fois que l'énergie électrique produite par le système hybride éolien-photovoltaïque, il s'agit ensuite de la transmettre vers le réseau électrique.

Cependant, il y a des conditions et des normes de raccordement qui doivent respectées avant de connecter les générateurs distribués comme le système hybride éolien-photovoltaïque aux réseaux électriques.

Dans la suite de cette partie, les différentes normes et conditions de connexion des générateurs décentralisés plus particulièrement l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne aux réseaux électriques seront présentées.

IV.4.1. Normes et exigences du réseau pour les systèmes PV et éoliens modernes

Dans le passé, les gestionnaires des réseaux électriques ne comportaient pas de règles pour la connexion des générateurs renouvelables décentralisés (GDs) comme les éoliennes et les systèmes

solaires PV au réseau électrique, car leur niveau de pénétration était insignifiant par rapport aux systèmes de productions conventionnelles utilisant les combustibles fossiles [Gon- 11, p. 35].

Cependant, la situation a changé au cours des dernières années que le niveau de pénétration des (ERs) au réseau dans nombreux pays de monde a augmenté considérablement, où la production d'électricité à partir de sources renouvelables devient comparable à celui des systèmes de productions classiques.

Les gestionnaires de réseaux électriques sont alors obligés de se conformer aux spécifications de la concession des réseaux électriques qui leur sont applicables afin d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation de l'énergie et de garantir la stabilité des réseaux électriques [Jah- 14.a, p. 151, Mal- 14]. Par conséquent, de nombreux gestionnaires et régulateurs de réseau électrique à travers le monde ont récemment imposé des règles qui sollicitent aux productions des ERs d'avoir des capacités opérationnelles similaires à celles des installations conventionnelles du point de vue réseau électrique [Abu- 14, pp. 59-60]. Ces exigences sont principalement correspondantes aux pays ayant une pénétration significative des ERs et elles sont variées d'un pays à l'autre selon le type de réseau [Abu- 14, pp. 59-60, Jah- 14.a, p. 155].

Tableau.IV.1. Principales exigences de réseau [Jah- 14.a, p. 157]

Titre de code	GRT/Régulateur	Pays	Date de proposition
FERC ordre No. 661-A, Interconnexion pour l'énergie éolienne	Commission fédérale de la régulation de l'énergie (FERC)	USA	Décembre 2005
Règle technique de la connexion de ferme éolienne au réseau	Institut de recherche de l'énergie électrique de la Chine (CEPRI)	La Chine	Décembre 2005
Règles de connexion au réseau- haute tension	Energie on (E.on)	Allemand	Aout, 2003
Données à inclure dans la demande d'accès au réseau de transmission pour les centrales de production photovoltaïques	Red eléctrica d'España (REE)	Espagne	Novembre 2007
Code de transmission, répartition, développement et la sécurité du réseau	Terna	Italie	Décembre 2006
Code de réseau de l'Inde	Commission de la régulation de l'électricité centrale	Inde	Avril 2006
Réglementaire TF 3.2.5, éoliennes connectées aux réseaux avec des tensions supérieures à 100 kV	Elkraft/Eltra	Danemark	Décembre 2006
Code EirGrid WFPS1	EirGrid	Irlande	Octobre 2009
Code de réseau	Réseau de transport national (NGET)	Royaume-Uni (R-U.)	Septembre 2010
Exigences techniques des installations éoliennes	Gestionnaire de réseau d'Alberta	Canada	Novembre 2004
Règles de réseau national	Commission de marché de l'énergie de l'Australie	Australie	Septembre 2010

Le tableau.IV.1 donne les principaux codes de réseau électrique proposés par les différents GRT dans les principaux pays participants aux énergies renouvelables. Ces codes sont régulièrement renouvelés [Ben-17]. La conception des règles et leurs applications sont imposées par la taille de l'installation des ER. Les exigences de connexion aux réseaux électriques peuvent être classées en deux grandes catégories: les exigences statiques et les exigences dynamiques [Ben-17, Jah- 14.a, p. 155].

IV.4.1.1. Exigences statiques

Les critères des réseaux électriques sont principalement mis au point sur les exigences statiques. Ces normes sont conçues pour traiter des problèmes liés au point de connexion commun (PCC) des ER tel que le contrôle de la tension, la détection de l'îlotage, la régulation des puissances active et réactive, la correction de facteur de puissance et les exigences de fréquence [Ben-17, Jah- 14.a, p. 155].

IV.4.1.1.1. Régulation de la tension et de la puissance réactive

La régulation de la tension dans un système électrique dépend du flux de la puissance réactive ainsi que de la capacité de court-circuit et de l'impédance du réseau [Ben- 16, Jah- 14.a, p. 155].

Avec un fonctionnement dans une large gamme de facteurs de puissance, les unités de production d'énergies conventionnelles généralement fournissent une puissance réactive pour supporter la tension du système [Ben- 16]. Les régulateurs de tension sur leurs systèmes d'excitation assurent principalement la fonction de contrôle de la tension. Cependant, l'absence de cette compétence conduit à des problèmes au niveau de la tension telle que la chute de tension et des oscillations excessives [Ben- 16]. De plus, un autre paramètre important qui influe sur la tension au PCC qui est l'opération de changement de prises des transformateurs en charge [Abb-14].

Le temps de réponse du changeur de prises, la période de la première étape et toutes les étapes subséquentes influent la tension de PCC de ER connecté au réseau [Jah- 14.a, p. 157].

En général, il existe trois modes communs de contrôle de la puissance réactive pour les ER connectés au réseau:

- Mode de puissance réactive fixe : Comme spécifié par GRT, le flux de puissance réactive à un certain point de référence est maintenu.
- Mode de facteur de puissance fixe: Dans ce mode, le rapport entre la puissance active et la puissance réactive est maintenu. Ce mode est répandu dans les petits générateurs connectés aux réseaux de distribution.
- Mode de réglage de la tension de référence: L'amplitude de la tension au PCC dans ce mode est régulée par l'injection de la puissance réactive nécessaire.

Certaines sources des énergies renouvelables ont la capacité de générer la puissance réactive comme le cas de système éolien à base des générateurs asynchrone à double alimentation (GADAs). Grâce au développement des convertisseurs de l'électronique de puissance, cette technologie peut produire l'énergie réactive dans le mode capacitive et inductive selon l'énergie active de sortie.

Le réglage de tension peut aussi se faire en insérant des dispositifs de compensation de l'énergie réactive comme les SVC (Static Var Compensato) ou les STATCOM (Static Compensator) dans le réseau électrique ou en les débranchant suivant le cas : chute de tension ou élévation de tension. Par conséquent, l'énergie réactive du système peut être améliorée [Ben-17]. Ces dispositifs sont utiles pour les centrales qui ne peuvent pas contrôler la tension de réseau comme le cas de système photovoltaïque où l'onduleur PV doit répondre à toute condition inhabituelle dans un certain temps (dépendent du niveau de tension) [Mal- 14]. Par conséquent, il y a une plage de fonctionnement de tension électrique pour les systèmes ER connectés au réseau défini par les GR comme (IEC 61727, IEEE 1547 et VDE-AR-N4105) afin d'éviter le phénomène d'ilotage comme illustré par le tableau.IV.2 [Abu- 14, pp. 59-60, Jah- 14.a, p. 158, Luk- 14, Mal- 14].

Tableau.IV.2. Plage de fonctionnement de tension alternative pour les systèmes a ER connectés au réseau électrique [Mal- 14, Sum- 15, p. 477].

Tension	Maximum du temps pour couper l'injection de l'énergie
$V < 50 \% V_{nom}$	0.1 s
$50 \% V_{nom} \leq V < 80 \% V_{nom}$	2.0 s
$85 \% V_{nom} \leq V < 110 \% V_{nom}$	Opération continue
$110 \% V_{nom} \leq V < 135 \% V_{nom}$	2.0 s
$135 \% V_{nom} \leq V$	0.05 s

V_{nom} est la valeur efficace de la tension nominale du réseau au PCC.

La capacité des centrales électriques renouvelables de fournir l'énergie réactive au PCC est définie par la régulation du facteur de puissance. La capacité de l'énergie réactive et l'exigence du facteur de puissance sont plus ou moins similaires dans les codes des réseaux électriques. Le tableau.IV.3 présente ces exigences.

IV.4.1.1.2. Régulation de la fréquence

La fréquence du réseau joue un rôle important dans la stabilité de réseau électrique [Jah- 14.a, p. 160]. En effet, la variation de cette grandeur en dehors d'une plage définie, peut engendrer des problèmes graves et des dégâts matériels (côté production, transport, distribution et clients) et/ou à la mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble du réseau (blackout).

Tableau.IV.3. Exigences du facteur de puissance/ Puissance réactive du réseau

Pays ou région	Exigences du facteur de puissance
USA	0.95 avancé à 0.95 retardé
Chine	0.97 retardé à 0.97 avancé
Allemand	0.95 retardé à 0.95 avancé pour la capacité de puissance active nominale <100 MW et pour capacité de puissance active >100, le facteur de puissance dépend à la tension
Espagne	0.98 avancé à 0.98 retardé sans pénalité
Italie	0.95 retardé à 0.95 avancé
Inde	0.95 avancé à 0.95 retardé
Danemark	De $Q/P_{\text{rat}} = 0$ à $Q/P_{\text{rat}} = 0.1$ à plein production; et de $Q/P_{\text{rat}} = -0.1$ à $Q/P_{\text{rat}} = 0$ en aucune production
Irlande	De pleine production : de 0.95 retardé à 0.95 avancé; et pour la capacité de puissance active de 100% production à 50% de production : 32.6MVAR par installation de 100 MW ; et de 0.95 retardé à 0.95 avancé pour une production de 50% à une production inutilisée
Royaume-Uni (R.-U.)	0.95 retardé à 0.95 avancé
Canada	0.90 retardé à 0.95 avancé
Australie	0.93 retardé à 0.93 avancé

Le tableau.IV.4 présente la fréquence de fonctionnement des ER dans les principaux pays industriels [Abu- 14, p. 152, Jah- 14.a, p. 162, Mal- 14].

Tableau.IV.4. Exigence de fréquence dans les principaux pays industriels

Pays ou région	Exigences de la fréquence
USA	Non spécifié
Chine	Gamme d'opération continue entre 49.5 – 50.5 Hz, pas plus de 2 min pour 50.5 -51.0 Hz et pas plus de 10 min pour 48.0- 49.5 Hz
Allemand	Gamme d'opérations continues entre 47.5 – 51.5 Hz
Espagne	Gamme d'opérations continues entre 49.5 – 50.5 Hz
Italie	Gamme d'opérations continues entre 47.5 – 51 Hz
Inde	Gamme d'opérations continues entre 49.5 – 50.5 Hz
Danemark	30 min pour 50.5 – 52.0 Hz et 49.5 – 47.5 Hz
Irlande	60 min pour 50.5 – 52.0 Hz et 49.5 – 47.5 Hz
Royaume-Uni (R.-U.)	Gamme d'opérations continues entre 47.5 – 52 Hz, 20 s pour <47.5 Hz
Canada	Se référer à l'exigence du western electricity coordinating council (WECC)
Australie	Gamme d'opérations continues entre 47.0 – 52.0 Hz

L'instabilité de fréquence résulte généralement de déséquilibre entre la production et la consommation ; des défaillances mécaniques des générateurs, changements brusques de charge ou la perte de ligne dans le système de transmission [Jah- 14.a, p. 160]. Par conséquent, les GRT mettent des règles pour les ER connectés au réseau afin d'assurer le bon fonctionnement du système.

IV.4.1.1.3. Qualité de l'énergie

Le réseau électrique doit fonctionner en état stable et doit être capable de fournir l'électricité en bonne qualité aux consommateurs [Jah- 14.a, p. 161]. Les harmoniques et le flicker au PCC sont les deux principales perturbations de la qualité de l'énergie, qui doivent être prises en compte lors de l'exploitation des énergies renouvelables. Les harmoniques de courant produisent des distorsions de tension, des distorsions de courant et influe sur le fonctionnement du réseau électrique. Par conséquent, l'atténuation des harmoniques joue un rôle essentiel dans les systèmes des ER connectés aux réseaux électriques [Jah- 14.a, p. 162, Mal- 14].

Les sources qui contribuent à l'injection d'harmoniques au réseau sont [Ell- 12]:

- L'utilisation des nouvelles technologies de générateurs de l'électricité: Les modernes convertisseurs statiques utilisés dans les systèmes éoliens et photovoltaïques injectent plus d'harmoniques.
- Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive comme les SVC et les STATCOMs injectent aussi des harmoniques au réseau.
- Le système de collection des câbles spécialement dans les éoliens marins, les câbles longs sous-marins AC ont des caractéristiques de fréquences qui peuvent engendrer des résonances critiques avec le réseau [Ell- 12].
- Le réseau électrique lui-même: l'impédance de réseau n'est pas statique; il est plutôt en fonction de l'état des commutations et du niveau des charges dans le réseau.
- Les charges non linéaires.

Tableau.IV.5. Limites de distorsion des harmoniques

Harmonique impaire d'ordre h	THD des harmoniques impaires	THD des harmoniques paires
THD	5%	25% de la limite de l'harmonique impaire
3 ^{ème} – 9 ^{ème}	< 4.0%	25% de la limite de l'harmonique impaire
11 ^{ème} – 15 ^{ème}	< 2.0%	25% de la limite de l'harmonique impaire
17 ^{ème} – 21 ^{ème}	< 1.5%	25% de la limite de l'harmonique impaire
23 ^{ème} – 33 ^{ème}	< 0.6%	25% de la limite de l'harmonique impaire
>33 ^{ème}	< 0.3%	25% de la limite de l'harmonique impaire

Ainsi, pour éviter les effets négatifs des harmoniques au réseau électrique et pour assurer une bonne qualité d'énergie, les GRs établissent des codes du réseau comme le standard IEEE 1547 qui a été introduit en 1981 et révisé en 2003 et les standards IEC 61727, IEC 61000-x-x et EN 50160 qui traitent ces problèmes [Abu- 14, pp. 59-60, Jah- 14.a, p. 162, Luk- 14, Mal- 14].

Selon ces codes, les limites des harmoniques (Total Harmonic Distortion (THD)) admissibles que le convertisseur peut injecter au réseau sont données dans le tableau.IV.5 [Luk- 14, Mal- 14].

IV.4.1.1.4. Injection de courant continu

Afin d'empêcher la saturation des transformateurs de distribution, les GR sont introduits des standards comme IEC61727 and IEEE 929 qui définissent la quantité maximale de courant continu admissible à injecter au réseau [Luk- 14, Mal- 14]. Le tableau.IV.6 présente les limites maximales de la tension continue injectée au réseau pour les systèmes ER dans les pays industriels.

Tableau.IV.6. Plage de fonctionnement de tension au PCC des ER connectés au réseau [Jah- 14.a, pp. 159-160, Luk- 14, Mal- 14].

Pays ou région		Exigences de la tension
USA		$\pm 10 \%$
Chine		-3 à +7 %
Allemand		Pour 220 kV: -13 à +12 % et pour 400 kV: -8 à +10 %
Espagne		132 kV: $\pm 10 \%$
Italie		—
Inde		Pour 400 kV: -10 à +5 % ; 220 kV: -9 à +11 % et pour 110 kV : -12.5 à +10 %
Danemark		Pour 150 kV: -3 à +13 %
Irlande		Pour 220 kV: -9 à +12 %
Royaume-Uni (R.-U.)		Pour 132 et 275 kV: $\pm 10 \%$ et pour 400 kV: -10 à +5 %
Canada		Fournir par GRT
Australie		$\pm 10 \%$

IV.4.1.2. Exigences dynamiques

Les exigences dynamiques du réseau traitent les problèmes liés au comportement des GDs pendant et après ou lors des défauts [Ben-17, Jah- 14.a, p. 163].

IV.4.1.2.1. Capacités du maintien de la production lors de défaillances (LVRT) et (HVRT)

LVRT (Low Voltage Ride Through Capability) et HVRT (High Voltage Ride Through Capability LVRT) sont des termes anglais qui sont les exigences les plus difficiles des standards dynamiques.

Ces normes demandent des GDs de poursuivre leurs fonctionnements sans interruption selon des profils des tensions et des temps donnés sous différentes conditions de défauts afin de contribuer à la récupération de la tension de réseau [Ben-17, Cár- 13, Jah- 14.a, p. 163].

Les tableaux.IV.7 et IV.8 présentent les critères de ces exigences dans les pays industriels.

Tableau.IV.7. Critères de LVRT dans les pays industriels

Pays ou région	Technologie adressée	Pendant défaut		Élimination du défaut	
		$V_{\min}$ (p.u)	$T_{\max}$ (s)	$V_{\min}$ (p.u)	$T_{\max}$ (s)
USA	Fermes éoliennes	0.15	0.625	0.9	3
Chine	Fermes éoliennes	0.2	0.625	0.9	3
Allemand	Fermes éoliennes	0.0	0.15	0.9	1.5
Espagne	Fermes éoliennes	0.2	0.15	0.85	1
Italie	Fermes éoliennes	0.2	0.5	0.75	0.8
Inde	Fermes éoliennes	0.15	0.16	0.9	3
Danemark	Fermes éoliennes	0.25	0.15	0.75	1
Irlande	Fermes éoliennes	0.15	0.625	0.9	3
Royaume-Uni (R.-U.)	Marine, géothermique, vague, éolienne, solaire ;(énergies des vagues, éoliennes et solaire sont référés comme des sources intermittentes)	0.15	0.14	0.8	1.2
Canada	Fermes éoliennes	0.0	0.15	0.75	2
Australie	Toutes les technologies	0.0	0.4	0.7	2

Tableau.IV.8. Critères de HVRT dans les pays industriels

Pays ou région	Pendant l'état houle	
	$V_{\max}$ (p.u)	$T_{\max}$ (s)
USA (WECC)	1.2	1
Allemand	1.2	0.1
Espagne	1.3	0.25
Danemark	1.2	0.2
Australie	1.3	0.07

IV.4.1.2.2. Répétition des défauts

Récemment, un attribut de perturbation a été inclus dans les codes de réseau Danois où TSO exige aux parcs éoliens de continuer leurs opérations indépendamment à la répétition rapide des défauts. Selon ce code Danois, les parcs éoliens doivent avoir la capacité de supporter ces trois séquences [Jah- 14.a, pp. 166-167]:

- Minimum de défaut monophasé de deux phases à la terre durant 2 min;
- Minimum de défaut de court-circuit de deux phases durant 2 min;
- Minimum de défaut de court-circuit de trois phases durant 2 min;

La raison de ce développement délibéré des codes de réseau PV est que la génération photovoltaïque s'est développée d'une manière différente, en commençant par de très petites unités sur les toits connectés au réseau local de distribution secondaire. Par conséquent, au lieu de TSO, les gestionnaires de réseau de distribution ont été les premiers à adopter des normes pour accueillir

la génération de PV basée sur l'onduleur. En particulier, IEEE Std. 1547-2003 [Jah- 14.a, pp. 166-167], a été la norme établie régissant la connexion des ressources distribuées, y compris les installations photovoltaïques ayant une capacité totale de 10 MVA ou moins aux secondaires aux USA. L'ordonnance 66-A de la Commission fédérale de la régulation de l'énergie (FERC) était la première règle ayant une incidence directe sur l'interconnexion de grands installations des énergies renouvelables dans le réseau de transport [Jah- 14.a, pp. 166-167].

IV.4.2. Influence des énergies renouvelables sur le réseau électrique

L'influence des énergies renouvelables sur les réseaux électriques dépend d'un certain nombre de facteurs tels que la technologie de l'installation, les caractéristiques et les capacités d'interconnexion et le niveau de pénétration au réseau [Gon- 11, p. 480, Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14]. Les caractéristiques de différents défis des ER sur les réseaux électriques peuvent être résumées comme suit:

IV.4.2.1. L'incertitude et la variabilité des ressources

Contrairement aux ressources conventionnelles non renouvelables, la production d'énergie solaire PV, et l'éolienne et certaines sources renouvelables fluctuent en fonction de la disponibilité des ressources primaires (éclairage solaire, vitesse du vent, etc..) qui ne peut pas être stockée en pratique.

Ces ressources sont variables dans leur nature et par conséquent, la production des ER varie en fonction de leur disponibilité. Ainsi, la production des ER devient variable et moins prévisible que des sources conventionnelles [Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14].

Les caractéristiques intermittentes et aléatoires des ER ont des difficultés à atteindre un équilibre énergétique fiable, car ils affectent de façon défavorable la balance de puissance réelle du système et causent des problèmes sévères de fréquence de réseau dans certaines circonstances [Jah- 14.a, She- 09, Tha- 12]. Ces problèmes peuvent être graves lorsqu'une grande échelle des ER est connectée à des réseaux faibles. Les harmoniques des courants produisent des distorsions de tension et des distorsions de courant qui pourraient mettre l'ensemble du réseau hors tension (blackout), si elles ne sont pas adéquatement contrôlées [Abu- 14, p. 59, Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14].

IV.4.2.2. Localisation des centrales électriques

Généralement, les systèmes de production des énergies renouvelables sont situés dans des zones rurales inaccessibles et éloignées où les ressources primaires sont disponibles en grandes quantités et par conséquent, des lignes de transmission de grande distance sont nécessaires pour fournir l'énergie aux charges [Jah- 14.a, pp. 153-154].

Comme le cas des installations photovoltaïques à grande échelle, il peut être mentionné qu'une énorme superficie est nécessaire pour exploiter suffisamment la puissance de l'irradiation solaire. Similaires cas s'appliquent également à l'intégration de grande échelle de systèmes éoliens. Dans les centrales éoliennes offshore 'marines' avec de longs câbles AC sous-marins, les courants de charge élevés nécessitent l'injection d'une grande quantité de puissance apparente. En plus, la variation rapide et importante de la puissance du vent entraîne des changements rapides dans les tensions du système. Ce phénomène peut finalement conduire à des problèmes d'instabilité de tension qui mette en danger la sécurité et la stabilité du réseau électrique [Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14, Sum- 15, p. 391].

IV.4.2.3. Technologies de production d'énergie et l'état du système

De nouvelles technologies sont souvent nécessaires dans chaque source d'ER comme le cas dans les générateurs éoliens (les générateurs à double alimentation, etc.), nécessitant une évaluation spéciale de leurs capacités de régulation de la tension et de la fréquence, les émissions harmoniques et la coordination de la protection [Ell- 12, Jah- 14.a, pp. 153-154].

En effet, l'intégration à grande échelle de systèmes des énergies renouvelables comme le solaire PV et l'éolien aux réseaux électriques particulièrement à des réseaux faibles entraîne l'insuffisance des capacités d'équilibrage et d'expédition. En plus, il amènera de nouveaux enjeux dans la gestion et la planification du réseau électrique [Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14, Tha- 12]. Par conséquent, il est devenu nécessaire d'étudier les défis potentiels d'intégration des ER aux réseaux électriques et de trouver des solutions efficaces et innovantes afin d'assurer la stabilité, la fiabilité et le fonctionnement optimal du système électrique [Jah- 14.a, pp. 153-154, Jay- 09].

IV.4.3. Influence de réseau électrique sur les énergies renouvelables

Malgré tous les avantages de la connexion des systèmes des énergies renouvelables aux réseaux électriques tel que l'élimination des batteries de stockage .etc., il y a un inconvénient majeur lors du fonctionnement ; c'est la grande sensibilité aux perturbations du réseau, en particulier aux creux de tension [Jah- 14.a, pp. 152-153, Nag- 15, Toh- 16].

Étant donné que les systèmes de production renouvelables comme le système hybride sont souvent situés dans des zones rurales et éloignées et ils sont reliés au réseau par des longues lignes aériennes facilement sujettes de nombreux défauts [Cár- 13, Cas- 10].

Les défauts dans le réseau électrique, même très loin aux générateurs décentralisés (GDs) peuvent avoir comme conséquence des perturbations de courte durée sur la tension, dites creux de tensions, qui peuvent mener à la déconnexion des systèmes de générateurs décentralisés [Gon-11, p. 50].

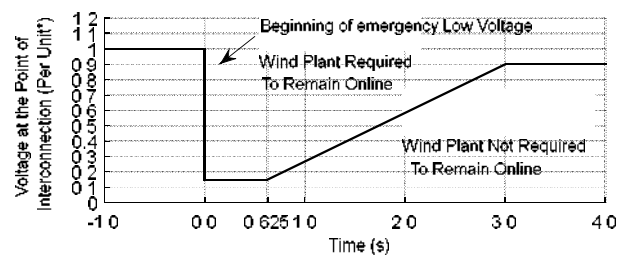
Au cours des dernières décennies, la déconnexion des (GDs) était autorisés en cas de défauts du réseau pour les protéger contre les surintensités importantes et d'éviter les opérations sous le phénomène de l'îlotage. Cependant, avec la pénétration de haut niveau des GDs sur le réseau, la déconnexion ne peut pas être tolérée, car ce phénomène peut finalement conduire à des problèmes d'instabilité de la tension et mettre en danger la sécurité du système d'alimentation [Gon-11, pp. 39-46, Jah- 14.a, pp. 154-155].

IV.4.3.1. Creux de tension

Un creux de tension est une chute soudaine d'une ou plusieurs phases de tension nominale du réseau (entre 10% et 90%), qui dure d'une demi-période à 1 minute.

Les creux de tension représentent les plus principaux problèmes de la qualité des réseaux et leurs impacts dépendent de ses caractéristiques. Ainsi, pour certaines diapositives, une coupure de quelques minutes est sans effet tandis que pour des longues périodes, des effets mesurables se produisent. Par conséquent, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les gestionnaires de systèmes de distribution (GRD) ont récemment imposé des règles du réseau qui demandent aux (GDs) d'avoir un fonctionnement similaire aux centrales électriques classiques afin de garantir la stabilité du réseau [Jah- 14.a, p. 151, Mal- 14]. Parmi ces règles, la capacité du maintien de la production lors de défaillances ou FRT (fault ride through) est l'exigence la plus difficile à satisfaire. Cette exigence demande aux GDs de poursuivre leurs fonctionnements sans interruption selon des profils des tensions et des temps donnés sous une tension de réseau de faible amplitude (LVRT) [Ben-17, Cár- 13, Jah- 14.a, p. 163].

Un profil de chute de tension en fonction du temps sur le réseau est présenté à la figure.IV.4. Les GDs devraient rester connectés au réseau et de délivrer l'énergie réactive pour une durée spécifique si la tension du réseau reste dans la zone située au-dessus de la ligne continue; et lorsque la valeur efficace de la tension du réseau passe sous cette limite, les GDs peuvent être déconnectées. La courbe de LVRT montrée à la figure.IV.4 est semblable à celle proposée par les GRT. Cependant, les caractéristiques de cette courbe dépendent du type de défaut et peuvent varier d'un pays à un autre [Ben-17, Jah- 14.a, p. 164].



*Per Unit= Ratio of Actual to Nominal Voltage

Fig.IV.4. Exigence de LVRT pour les systèmes éoliens [Jah- 14.a, p. 164].

La figure.IV.5 montre le courant réactif demandé à délivrer au réseau par l'éolien lors des creux de tension

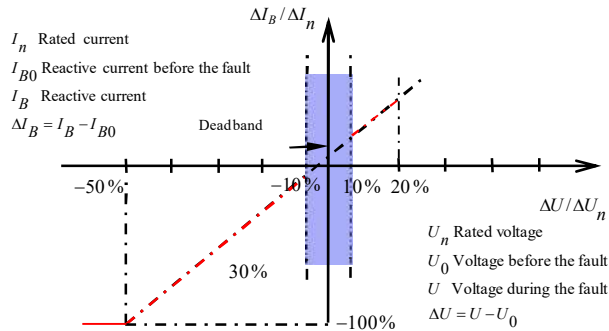


Fig.IV.5. Courant réactif nécessaire pour l'éolien pendant les creux de tension.

IV.4.3.2. Origine des creux de tension

Les creux de tension sont principalement causés par des surintensités de courte durée traversant le système d'alimentation [Gon-11, p. 48].

Les principales contributions aux surintensités sont les défauts du système d'alimentation électrique, le démarrage des moteurs et l'activation du transformateur. Les défauts de réseau sont la cause la plus fréquente de creux de tension, en particulier le court-circuit monophasé.

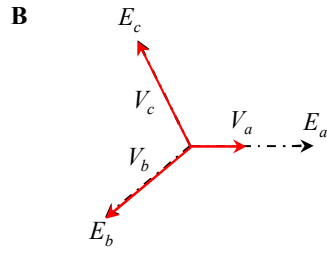
On peut distinguer deux types de creux de tension selon la nature de défaut : creux de tension symétriques dans le cas de défaut sur les trois phases et creux asymétrique dans le cas des défauts d'une phase à la terre, deux phases à la terre et deux phases connectées [Ghe- 11, Gon-11, p. 48].

IV.4.3.3. Classification des creux de tension

Les creux de tension peuvent être classé en sept classes de (A à G) en fonction du type de défaut, de l'emplacement et de la connexion des instruments de mesure dans le réseau [Gon-11, pp. 51-52, Pen- 10]. Le tableau.VI.9 montre ces classes avec la représentation vectorielle de la tension ; les impédances de séquence positive, séquence négative et de séquence nulle sont considérées comme égales.

Tableau.IV.9. Classification des creux de tension

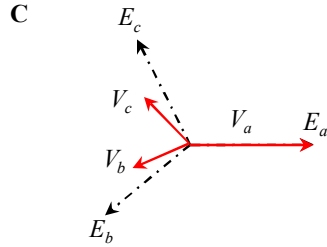
Type	Phaseurs	Tension	Description
A		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Trois phases en défaut: Creux de tension symétriques dans les trois phases.



$$\begin{aligned} V_a &= V \\ V_b &= -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\ V_c &= -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE \end{aligned}$$

Une phase à la terre:

provoque une chute de la tension de ligne alors que les deux autres tensions restent inchangées.

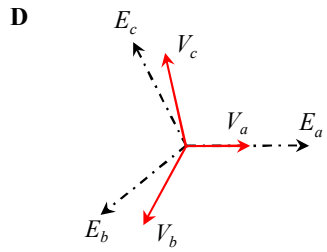


$$\begin{aligned} V_a &= E \\ V_b &= -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c &= -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{aligned}$$

Défaut phase-phase:

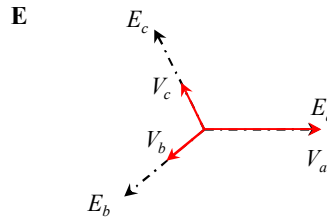
provoque le déplacement de deux phases tandis que la troisième phase ne change pas du tout.

Ou de type B après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).



$$\begin{aligned} V_a &= V \\ V_b &= -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE \\ V_c &= -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE \end{aligned}$$

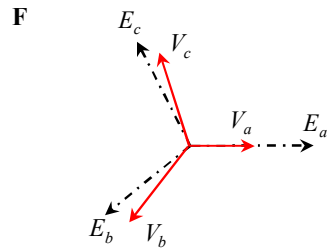
Type C après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) ou de Type B après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).



$$\begin{aligned} V_a &= E \\ V_b &= -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c &= -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{aligned}$$

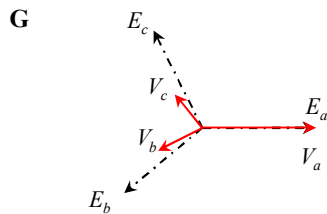
Deux phases à la terre :

Provoque un creux de tension sur deux phases tandis que la troisième n'est pas affectée.



$$\begin{aligned} V_a &= V \\ V_b &= -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{3}jE - \frac{\sqrt{3}}{6}jV \\ V_c &= -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{3}jE + \frac{\sqrt{3}}{6}jV \end{aligned}$$

Type E après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).



$$\begin{aligned} V_a &= \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V \\ V_b &= -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV \\ V_c &= -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV \end{aligned}$$

Type E après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).

IV.4.3.4. Performances du système hybride éolien-PV pendant les creux de tension

Dues à la grande sensibilité de la MADA à la perturbation de réseau, l'étude présentée dans cette section est plus concentrée sur le système éolien que le système solaire PV et elle s'adresse uniquement aux creux de tension symétriques.

IV.4.3.4.1. Performances de la MADA sous les creux de tension

L'un des principaux avantages de la MADA est qu'elle fonctionne à une vitesse variable grâce à l'utilisation des convertisseurs de puissance de petite taille qui sont dimensionnés à 30% de la puissance nominale ce qui la rend plus attrayante.

Cependant, l'inconvénient majeur de cette machine est la grande sensibilité aux perturbations du réseau, particulièrement à la chute de tension.

Un creux de tension peut provoquer des surintensités et des surtensions dans les enroulements du rotor. De plus, lorsqu'un creux de tension se produit dans le réseau, le flux statorique de la MADA est divisé en deux composantes: un flux de l'état stable et un flux naturel. La principale différence entre ces flux est que le flux de l'état stable tourne de manière synchrone à la fréquence de glissement ($\omega_r = s\omega_s$) tandis que le flux naturel tourne plus rapidement dans la direction opposée à la vitesse du rotor. Il induit une force électromotrice (FEM) élevée dans le circuit du rotor en raison du couplage magnétique entre le stator et le rotor. Si aucune contre-mesure n'était prise, cela va certainement endommager le convertisseur [Nag- 15, Toh- 16].

Afin de comprendre le comportement de la MADA dans cette circonstance, un modèle dynamique des enroulements du rotor de la MADA est établi [Abu- 14, p. 313, Nag- 15, Toh- 16].

La tension du rotor est ensuite écrite comme suit:

$$\overline{v}_r = \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \overline{\varphi}_s + (R_r + \sigma L_r) \frac{d}{dt} \overline{i}_r$$

Où $\overline{v}_r$ et $\overline{i}_r$ sont la tension et le courant du rotor, respectivement. $\overline{\varphi}_s$ est le flux statorique. L_s est L_r sont les inductances statorique et rotorique, L_m est l'inductance de magnétisation. σ est le coefficient de dispersion, il est donné par:

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$$

La force électromotrice induite dans le rotor par le flux naturel peut s'exprimer par:

$$\overline{e}_r = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \frac{d}{dt} \varphi_0 e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_m t}$$

Où φ_0 est le flux naturel. τ_s est la constante de temps.

À partir de cette expression, on peut voir que l’FEM induite pendant le creux de tension est proportionnelle au flux naturel. En outre, l'amplitude de cette force au début de la défaillance peut être 3 à 5 fois supérieure à celle du fonctionnement en régime permanent ce qui entraîne une surintensité dans l'enroulement du rotor qui peut saturer le convertisseur côté rotor et ensuite une perte de contrôle de courant [Abu- 14, p. 313, Nag- 15, Toh- 16].

IV.5. Connexion de systèmes hybrides aux réseaux électriques

La connexion des systèmes de productions renouvelables aux réseaux électriques peuvent être effectué en deux niveaux selon leur capacité de productions [Jah- 14.a, p. 128, Sum- 15, p. 477] :

Raccordement au niveau des réseaux électriques de transport de haute tension

Raccordement au niveau des réseaux électriques de distribution

IV.5.1. Raccordement des systèmes de productions renouvelables aux réseaux électriques de haute tension

Si la puissance installée est supérieure ou égale 50 MW (production à grand échelle), le raccordement s’effectue alors au niveau de réseau public de transport (domaine de HT, tension supérieur ou égal à 63 kV) [Sum- 15, p. 477] ,

IV.5.1.1. Réseaux électriques de transport

Le rôle principal de ce type de réseau est de transporter l'énergie électrique sur des grandes distances et d’assurer une exploitation économique et sûre des moyens de production.

Les réseaux de transport sont à haute et très haute tension typiquement (de 63 kV à 400 kV) pour minimiser les pertes. Pour des raisons de sécurité du fonctionnement, ces réseaux sont caractérisés par ses structures maillées. Cela est fait aussi afin d’empêcher une congestion forte sur une seule branche du réseau [Kan- 14, Ket- 14].

Les réseaux de transport alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers le réseau de répartition (63kV à 150kV) et des postes de transformation HT/MT [Cou- 08] .

IV.5.2. Raccordement des systèmes de productions renouvelables aux réseaux électriques de distribution

Si la puissance installée est inférieure ou égale à 12 MW (production décentralisé), le raccordement s’effectue alors au niveau de réseau public de distribution (tension inférieur ou égal à 50 kV (HTA)) [Jah- 14.a, p. 128, Sum- 15, p. 472],

IV.5.2.1. Réseaux électriques de distribution

Le rôle des réseaux de distribution est de fournir l'énergie électrique aux consommateurs et sous-stations locales.

Leur tension est inférieure à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux: le réseau moyenne tension (MT), qui sert comme interface avec le réseau de transport et le réseau basse tension (BT).

Le réseau BT est le dernier élément de la chaîne d'alimentation. Il est relié au réseau MT à travers des postes de transformation HTA/BT. La tension du réseau BT est de (230V/400V) dans la plupart des pays de monde [Kan- 14, Ket- 14] . Le tableau.IV.10 donne un résumé des caractéristiques des différents réseaux électriques.

Tableau.IV.10. Caractéristiques des différents types des réseaux électriques

Appellation normalisée	Plage de tension	Type de réseau concerné	Puissance
Très basse tension (TBT)	$U_n \leq 50 \text{ V}$		
BTA	$50 \text{ V} < U_n \leq 500 \text{ V}$		$S \leq 18 \text{ kVA}$
Basse tension (BT)		230 V, 400 V	
BTB	$500 \text{ V} < U_n \leq 1000 \text{ V}$		$S \leq 250 \text{ kVA}$
HTA ou MT	$1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	10 kV, 20 kV, 30 kV	$P \leq 12 \text{ MW}$
HTA ou MT		63 kV, 90 kV 150 kV, 225 kV, 450 kV	$50 \text{ MW} \leq P < 250 \text{ MW}$
HTB	$50 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$		

Étant donné que la puissance de notre système hybride (PV/ éolien) est inférieure à 12 MW, donc le raccordement s'effectue au niveau de réseau de distribution de moyenne tension (30 kV).

IV.5.3. Raccordement de système hybride PV-éolien au réseau de distribution moyenne tension

L'architecture de réseau de distribution étudiée correspond à une partie extraite d'un réseau moyenne tension en zone rurale similaire à celle utilisée en [Sum- 15, p. 486] comme le montre la figure.IV.6.

L'architecture et les paramètres de réseau de distribution doivent prendre en compte plusieurs aspects importants comme : la consommation des différentes charges, la puissance de court-circuit de générateur source et la chute de tension due aux impédances de lignes [Ela- 04].

Le réseau ci-dessus se compose des éléments suivants:

- 1 source d'alimentation de 120 kV ;
- 2 centrales décentralisé éolienne et photovoltaïque de 2.5 MW constituent notre système hybride (PV/éolien) ;
- 2 jeux de barres ;
- Transformateurs

- lignes électriques de transport de 30 Km de type II
- Charges

Le système éolien sera représenté par une éolienne de 1.5 MW avec une inertie de 1000kg.m² et trois pales chacune de longueur de 70m. Cette éolienne est connectée au bus alternatif de 25 KV par l'intermédiaire du transformateur élévateur (575V/25kV ; 1.75 MVA) situé à 30km du transformateur du réseau HT (120kV/25kV ; 47 MVA).

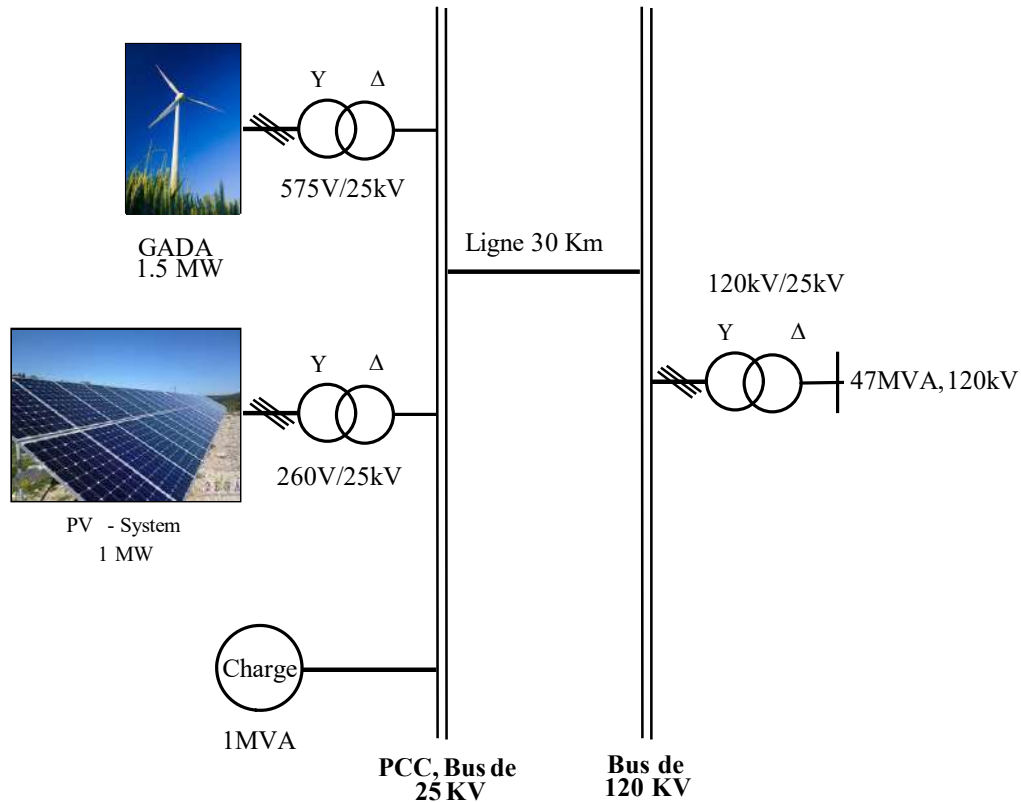


Fig.IV.6. Raccordement du système hybride éolien-PV dans le réseau de distribution moyenne tension

Le système solaire photovoltaïque d'une puissance de 1 MW est constitué de 3300 modules PV de type (S.P.R-305-WHT) [Gup- 14]. Ces modules sont connectés en série et en parallèle afin d'obtenir la tension et le courant désiré. La centrale est connectée au bus alternatif de 25 KV par l'intermédiaire de l'onduleur central et d'un transformateur élévateur 260V/25 kV de 1MVA situé à 30km du transformateur du réseau HT.

Une charge équivalente de puissance nominale de 1 MW avec un facteur de puissance de ($\cos \phi = 0.9$) est située au même bus de connexion de système hybride (PV /éolien).

La puissance de court-circuit de ce réseau vaut 2500 MVA et est calculée en considérant les trois courants de court-circuit au terminal 120kV. La source de 120 kV est modélisée par un circuit

équivalent de Thévenin déterminé par les amplitudes et les modules des trois courants triphasés de court-circuit [Ela- 04].

Les paramètres de cette éolienne sont donnés dans l'annexe A.

Le réseau étudié est simulé à l'aide de l'outil Sim Power System (SPS) de Matlab Simulink

IV.5.4. Schéma global de connexion de système hybride PV/éolien au réseau de distribution moyenne tension

La figure.IV.7 présente le schéma synoptique de la configuration de bus alternatif commun CA de système hybride éolien photovoltaïque connecté au réseau de distribution moyenne tension.

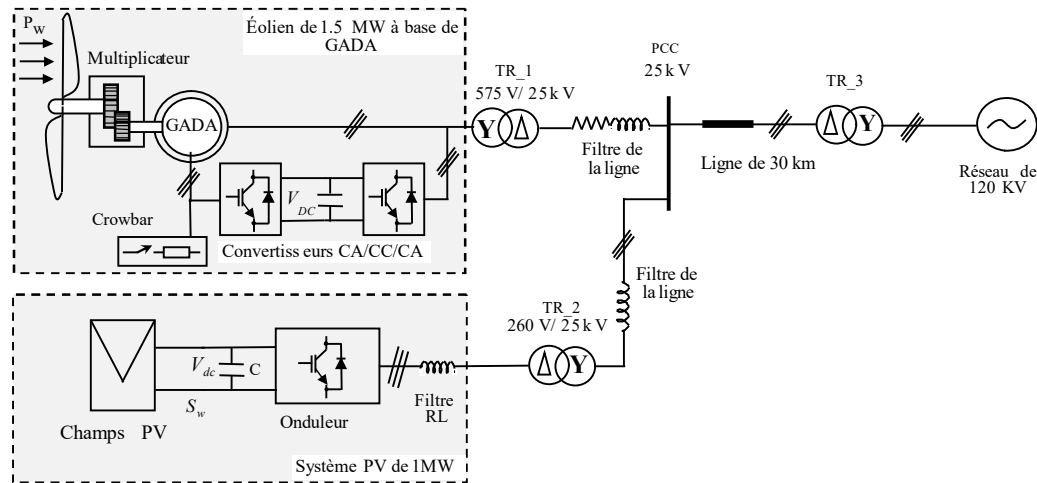


Fig.IV.7. Structure de système hybride étudié.

Le schéma global du système hybride éolien-photovoltaïque et réseau électrique de moyenne tension sous l'environnement MATLAB est présenté sur la figure.IV.8.

IV.6. Résultats de simulation

Dans cette section, le système hybride éolien-photovoltaïque connecté au réseau est testé et simulé dans l'environnement Matlab/ Simulink. Les résultats sont présentés et discutés. Les paramètres du système sont présentés dans l'annexe B.

Afin de vérifier et valider notre modèle développé et son système de contrôle, le système hybride photovoltaïque éolien est testé sous changements brusques des conditions climatiques (irradiation solaire et la vitesse du vent) et pendant des perturbations de réseau.

Afin de vérifier et valider notre modèle développé et son système de contrôle, le système hybride photovoltaïque éolien est testé sous changements brusques des conditions climatiques (irradiation solaire et la vitesse du vent) et pendant des perturbations de réseau.

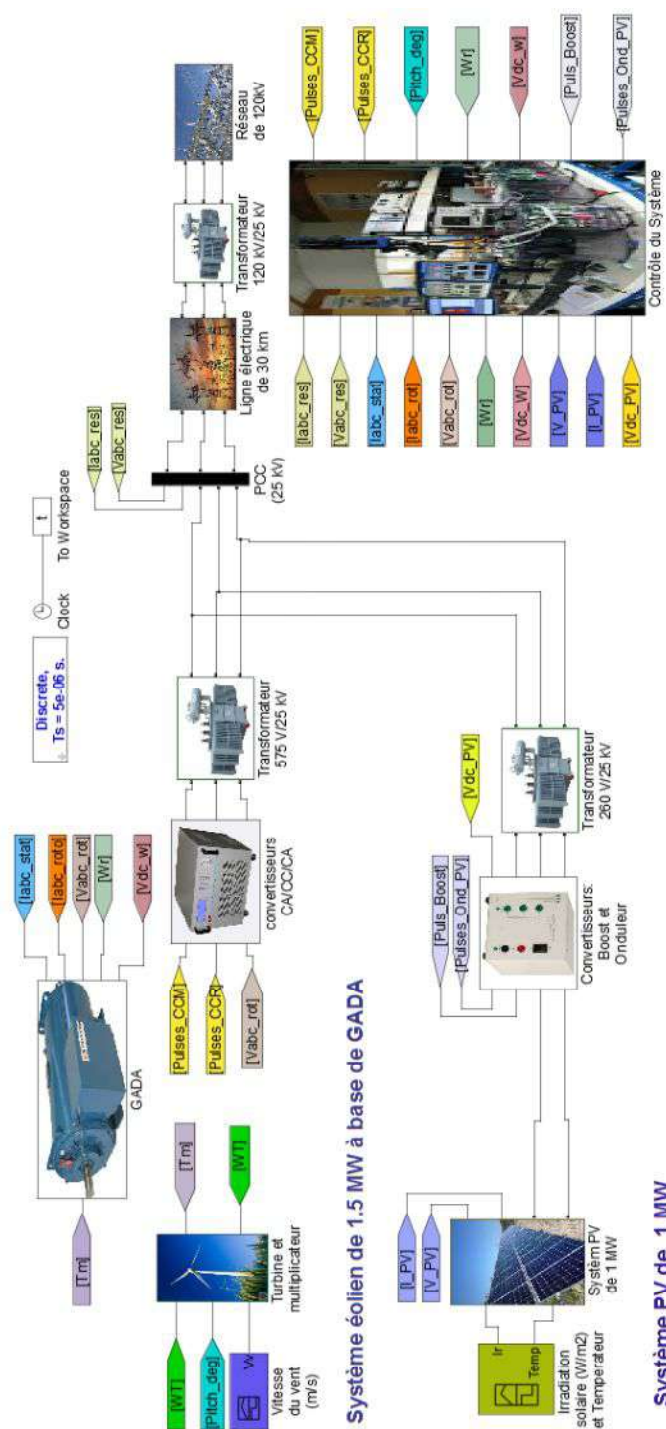


Fig.IV.8. Schéma bloc en Simulink du modèle de système hybride éolien /PV connecté au réseau MT.

IV.6.1. Performances du système sous changements brusques des conditions climatiques

Dans cette étude, les comportements du système hybride photovoltaïque/éolien sont testés sous changements brusques des conditions climatiques (irradiation solaire et vitesse du vent). La température ambiante des panneaux PV est maintenue constante à 25 °C.

Afin d'illustrer les fluctuations assez lentes de la vitesse du vent et de l'ensoleillement solaires sur les grandeurs du système, nous avons appliqué à l'entrée de système hybride deux profils des conditions climatiques présentés par des rampes : l'un pour l'irradiation solaire et l'autre pour la vitesse de vent comme schématisé par la (figure.IV.9. a et b), respectivement. Dans le profil de l'irradiation solaire (figure.IV.9. a), initialement l'ensoleillement est réglé à 1 kW/m² puis à l'instant de $t = 1.5$ s le niveau de l'irradiation diminue à 250 W/m² et à $t = 3$ s il augmente à 800 W/m². Pour le profil de la vitesse du vent (figure.IV.9. b), initialement la vitesse est réglée à 8 m/s, puis à $t = 2.5$ s, elle augmente brusquement à 15 m/s.

Les évolutions temporelles des tensions et des courants ainsi que les puissances actives et réactives du système hybride sont affichés à la figure.IV.10.

On constate que les variations de la vitesse de vent et de l'ensoleillement solaire provoquent des changements au niveau des courants et de la puissance de système hybride. En effet, lorsque la vitesse de vent et l'ensoleillement varient, la puissance active totale aussi varie (fig.IV.10.a). Cela montre que les techniques de contrôle MPPT fonctionnent correctement et le suivie des points maximaux sous les fluctuations des conditions climatiques et réalisé de sorte que le système toujours extraire la puissance maximale. La puissance active transmise au secondaire du transformateur est la somme de celle générée par les deux systèmes (éolien et PV). Elle atteint approximativement 2.5 MW. Les puissances réactives du système (Q_{pv} , Q_{win} et Q_{hyb}) sont présentées dans la figure.IV.10.b. Il à noter que les puissances réactives ne sont pas changées par les variations des conditions climatiques et elles sont maintenues à la valeur zéro afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire. La tension et le courant de réseau sont présentés sur la figure.IV.10.c et d, respectivement. Il à constater que le changement de la vitesse de vent n'a aucune influence sur la tension de PCC, car elle est imposée par le réseau ; alors que, le courant subit des variations suite au changement des conditions climatiques appliqués.

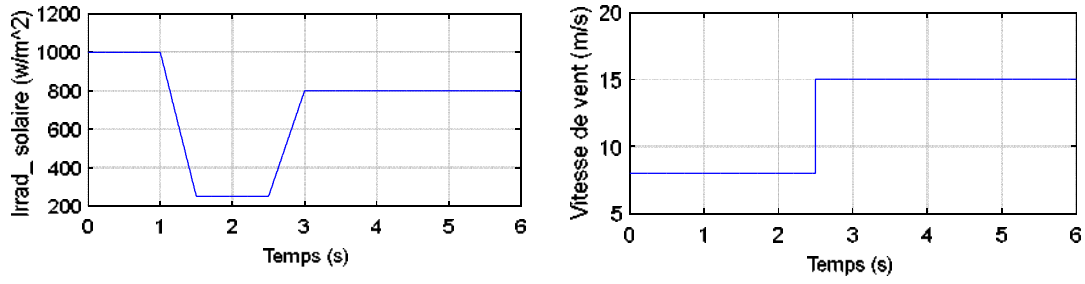


Fig.IV.9. Profiles utilisés à l'entrée de système hybride éolien-PV.

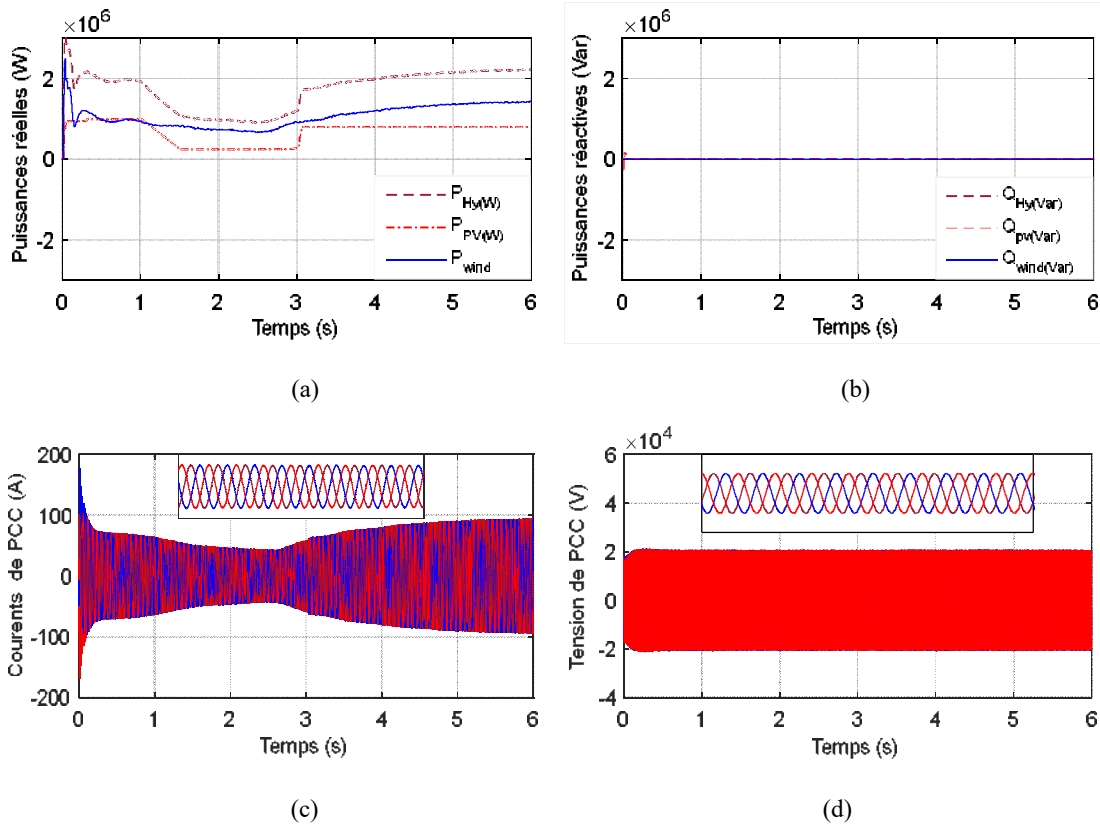


Fig.IV.10. Réponses de point de connexion commune du système hybride éolien-PV.

Les réponses de système PV et de système éolien sont aussi présentées sur la figure.IV.11.

Les résultats présentés montrent que les comportements de système sont totalement dépendants des conditions climatiques.

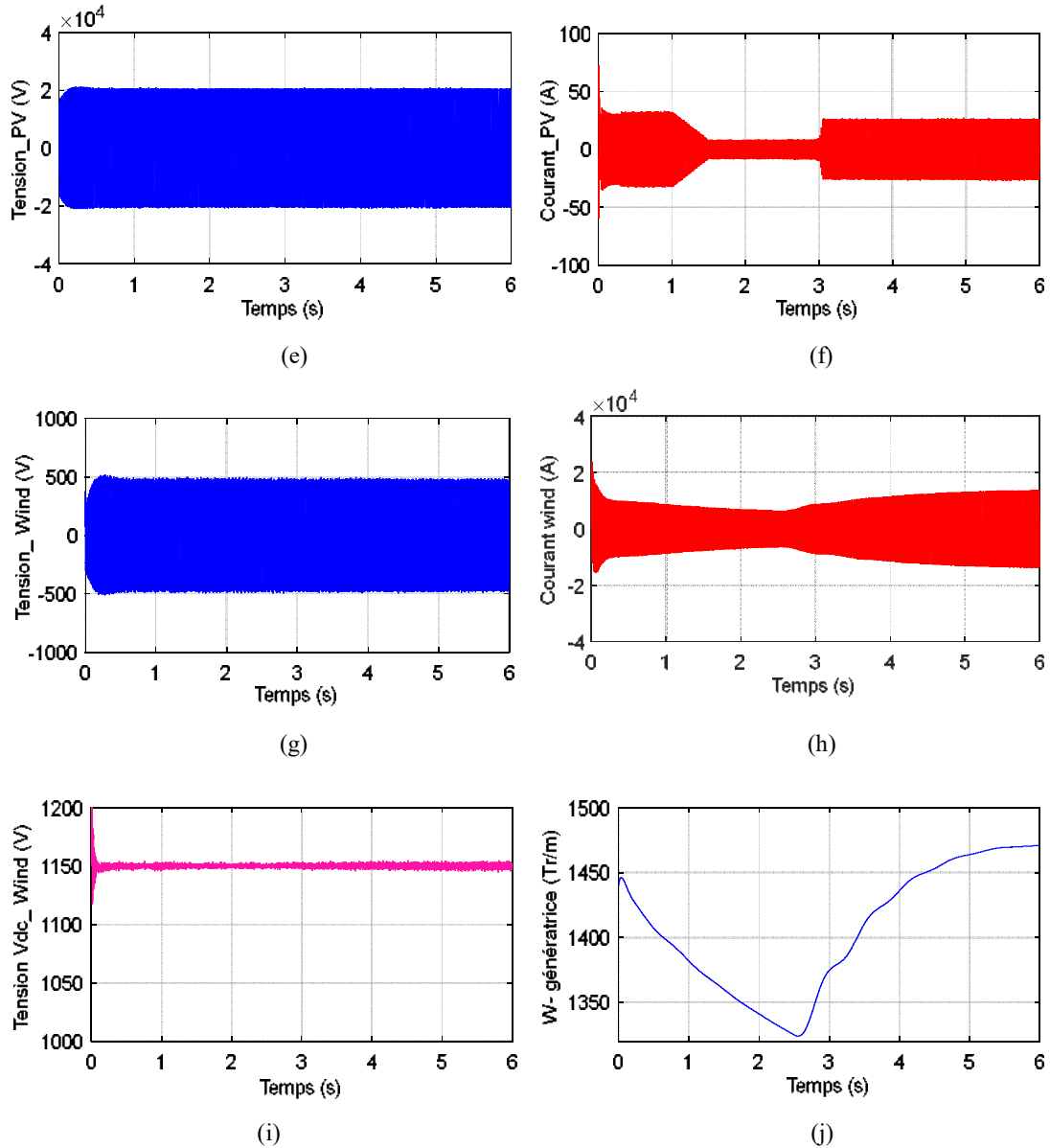


Fig.IV.11. Réponses de système PV et de système éolien suite aux changements brusques des conditions climatiques.

IV.6.2. Performances du système hybride éolien-PV pendant les creux de tension

Afin d'étudier l'influence des creux de tension sur notre système hybride éolien-PV de 2.5 MW, un creux de tension triphasée symétrique de 25% et de période de 500 ms à l'instant de $t = 0.5$ s est appliqué au réseau. L'ensoleillement solaire et de la vitesse du vent sont considérés comme constants pendant le creux de tension, car la durée du défaut est petite devant ces fluctuations. Dans cette section, toutes les grandeurs physiques sont exprimées en Per-Unit (PU).

Les réponses dynamiques de système hybride pendant ce défaut sont présentées sur la figure.IV.12.

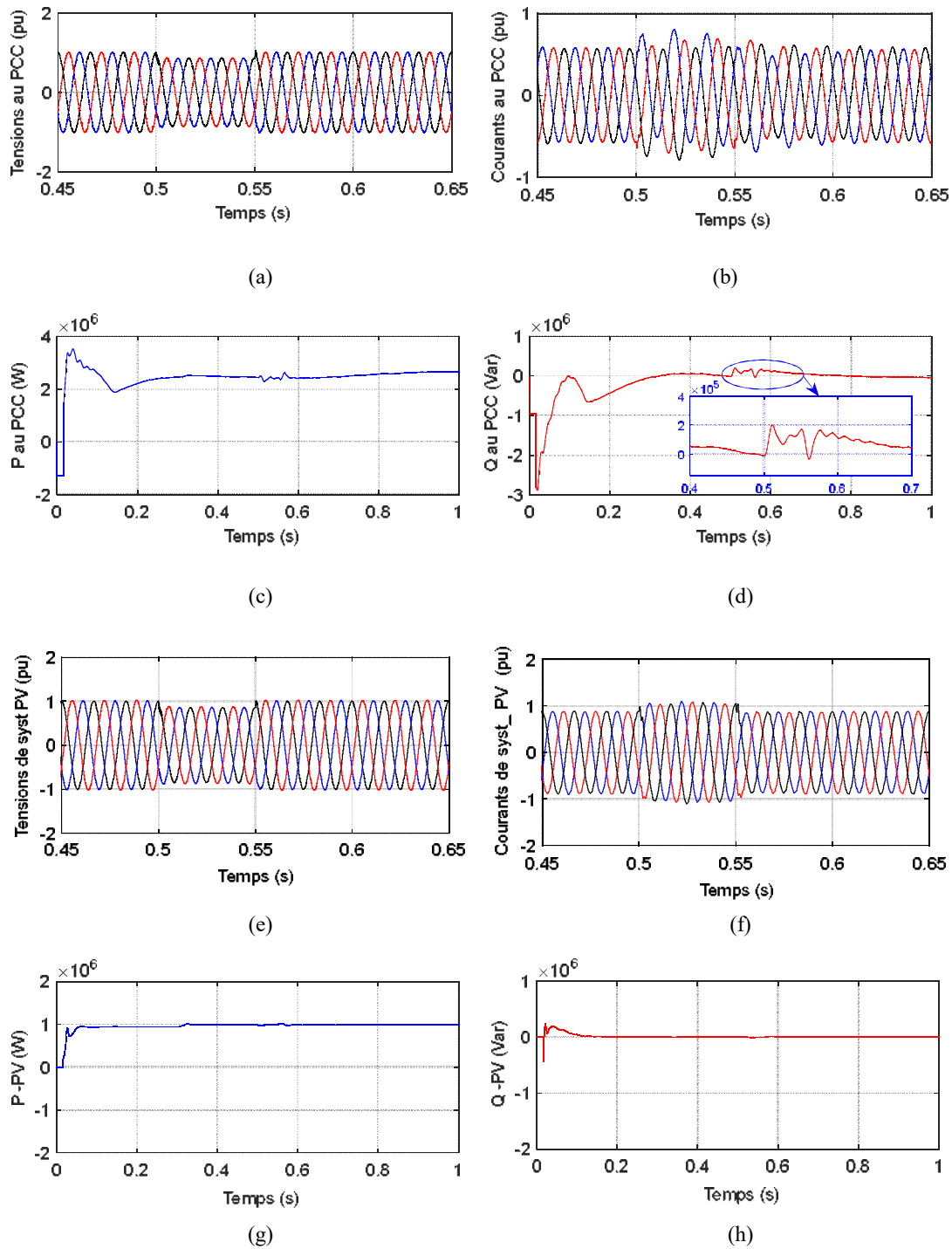


Fig.IV.12. Réponses de PCC du système hybride et du système PV pendant la chute de la tension du réseau.

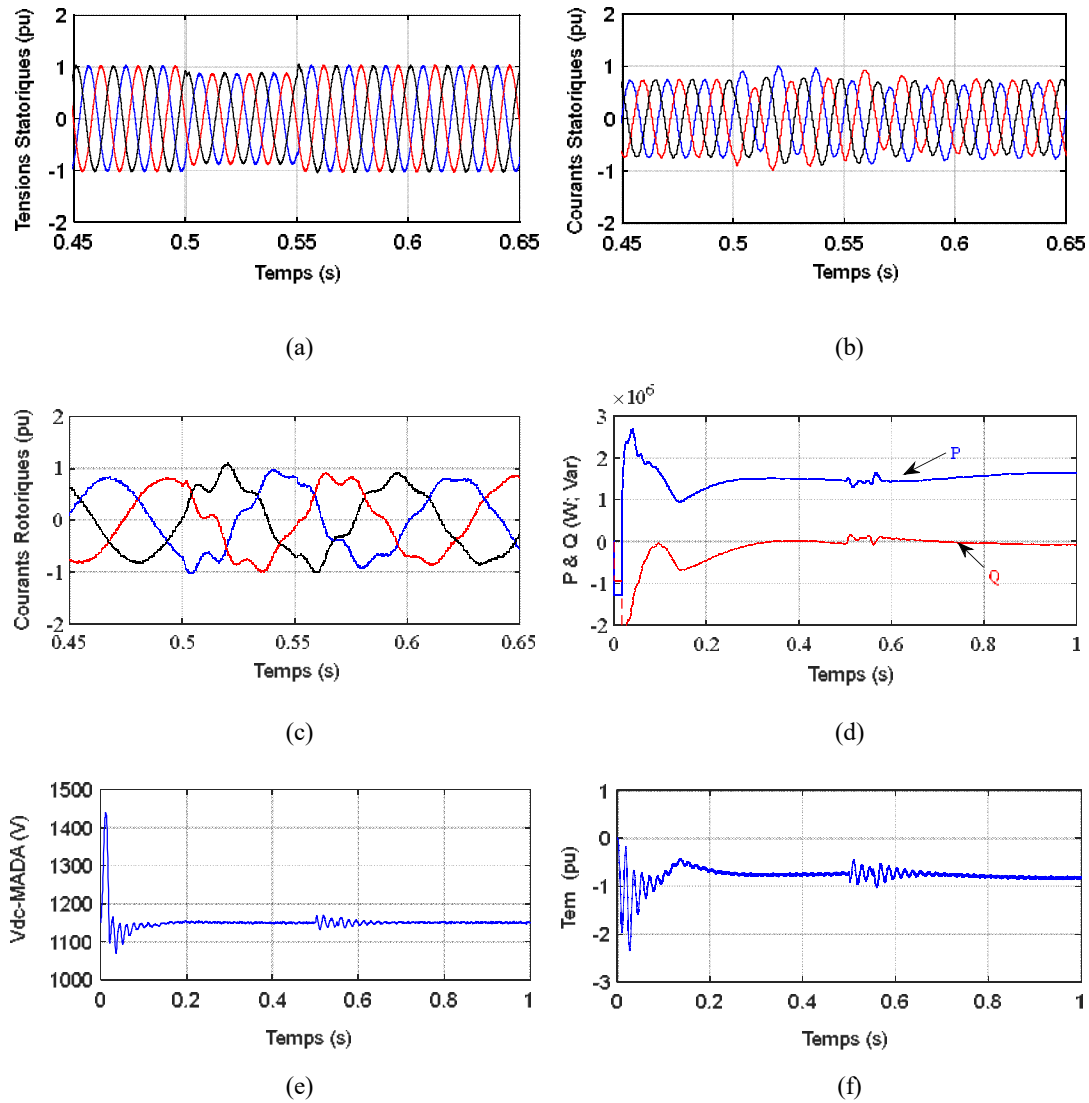


Fig.IV.13. Réponses de système éolien pendant la chute de la tension du réseau.

Il à noter que le creux de tension provoque des oscillations importantes au niveau des courants, des tensions et de la puissance au PCC (figure.IV.12. a-d).

La puissance active générée est la somme de celle générée par les deux systèmes, éolien et PV. Pendant le défaut, cette puissance diminue jusqu'à l'instant de la récupération de la tension du réseau (fig.IV.12.c). Le système hybride absorbe près de 0.2 MVAR de la puissance réactive durant la chute de tension afin de supporter la tension (fig.IV.12.d).

Le défaut affecte aussi les grandeurs de système PV comme le montre la figure.IV.12 (e-h). Ces figures montrent que des oscillations importantes sont présentées dans l'ensemble du système PV. Cela peut sérieusement détériorer l'onduleur et les charges locales. De plus, il est dangereux pour le personnel et résulte des problèmes de qualité de l'énergie.

Les comportements du système éolien sont aussi présentés sur la (fig.IV.13.a-f), on remarque que les tensions statoriques de la GADA diminuent au-dessous de leurs valeurs nominales (fig.IV.13.a), et des oscillations considérables sont présentées au niveau des courants de stator (fig.IV.13.b), et de rotor (fig.IV.13.c), qui peuvent endommager le convertisseur et ensuite une perte de contrôle de la machine. De plus, la puissance active générée à l'instant de défaut diminue rapidement près de zéro jusqu'à l'instant de la récupération de la tension du réseau (fig.IV.13.d). La puissance réactive pendant le défaut commence à augmenter légèrement afin de supporter la tension du réseau (fig.IV.13.d). La tension au bus continu de la GADA est également affectée par le creux de tension (fig.IV.13.e) dû au couplage magnétique entre les enroulements de stator et du rotor. En outre, des oscillations élevées sont observées dans le couple électromagnétique en raison de défaut (fig.IV.13.f) qui peut conduire à la réduction de la durée de vie des parties mécaniques du système éolien si aucune contre-mesure n'est prise.

À partir de ces résultats, on peut conclure que le creux de tension affecte la stabilité de l'ensemble du système. Le système hybride doit être déconnecté de réseau afin d'éviter les opérations sous le phénomène de l'ilotage. Cependant, ce comportement ne sert pas des codes récents de réseau qui demandent au DGs de rester connectées au réseau pendant les perturbations pour améliorer la capacité de LVRT [Jah- 14.a, pp. 152-153, Nag- 15, Toh- 16]. Par conséquent, ce type de défaut doit être détecté et évité.

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, la combinaison des sources renouvelables éolienne et PV ont été présentés afin de constituer un système hybride à base des sources renouvelables connectées au réseau. Les différentes architectures de ce type de système hybride ont été également présentées afin de faire un choix pour notre système. Nous avons conclu que chaque configuration a sa propre application. Par exemple, si la majorité des sources d'énergie produisent une puissance continue et s'il y a une charge à courant continu importante, le couplage en CC est préférable. Aussi si la majorité des sources d'énergie produisent une puissance alternative et s'il y a une charge à courant alternatif importante, le couplage en CA est préférable. Si la puissance générée est une combinaison de courant alternatif et courant continu, alors le couplage mixte est la meilleure solution. Suite aux arguments apportés, nous décidons de centrer notre étude sur l'architecture de bus commun CA où le système PV et le système éolien sont connectés au réseau via un bus alternatif commun CA.

La connexion du système hybride éolien-PV au réseau électrique nous a permis d'évaluer les transits de puissance selon les conditions climatiques et selon l'état du réseau. Les différentes exigences du réseau pour l'intégration des générateurs décentralisés ont été présentées dans ce chapitre afin d'assurer les meilleures conditions de fonctionnement du système hybride et de garantir aussi la stabilité du réseau.

À la fin de ce chapitre, des simulations sous MATLAB / SIMULINK du système hybride éolien- photovoltaïque connecté au réseau ont été effectuées. Le système hybride a été testé sous changement des conditions climatiques, la vitesse du vent et l'ensoleillement solaires et sous un défaut de creux de tension afin de valider les techniques de commande proposés et de vérifier les comportements du système sous ces conditions.

Les résultats obtenus montrent que les comportements du système sont totalement dépendants aux conditions climatiques. En effet, lorsque les conditions météorologiques changent les comportements du système vont aussi être variés.

Nous avons vu aussi que le creux de tension affecte la stabilité de l'ensemble du système et plus particulièrement la stabilité du système éolien entraîné par la GADA. Dans ce cas, le système hybride éolien-PV ne peut pas supporter ces conditions et doit être déconnecté du réseau. Cependant, ce comportement ne sert pas des codes récents du réseau qui demande aux générateurs décentralisés de rester connectés au réseau pendant les perturbations afin de contribuer à la récupération de la tension du réseau et améliorer la capacité de LVRT. Par conséquent, des solutions matériels et logiciels sont proposées afin d'achever ces objectives. Ces solutions seront présentés dans les prochains chapitres pour but d'améliorer les performances dynamiques du notre système hybride connecté au réseau électrique en présence de ce type de défaut.

Solutions pour améliorer les performances dynamiques du système hybride éolien-photovoltaïque

Résumé :

Ce chapitre présentera un état de l'art sur les différentes techniques et solutions logicielles et matérielles pour améliorer la stabilité et d'augmenter l'efficacité de LVRT des générateurs décentralisés et plus particulièrement le système hybride éolien /PV pendant le défaut de creux de tension. Nous présenterons tout d'abord les différentes contraintes sur le réseau électrique. Ensuite, nous présenterons certaines techniques utilisées pour améliorer l'efficacité de LVRT des GDs. Nous nous concentrerons davantage sur le système FACTS et D-FACTS.

V.1. Introduction

Après avoir discuté les différentes issues de connexion des systèmes hybrides au réseau électrique et l'impact de défaut de creux de tension sur la stabilité du système complet et plus particulièrement sur le générateur éolien à vitesse variable dans le chapitre précédent, il est nécessaire de trouver des solutions efficaces et innovantes afin d'assurer la stabilité et le bon fonctionnement du système et donc améliorer l'efficacité de LVRT. Par conséquent, de nombreuses solutions et recherches approfondies ont été étudiées et présentées dans la littérature.

Le but de ce chapitre est de présenter un état de l'art sur les différentes techniques et solutions logicielles et matériels pour améliorer la stabilité et d'augmenter l'efficacité de LVRT des générateurs décentralisés et plus particulièrement sur le système hybride éolien /PV.

V.2. Contraintes sur le réseau

Tout réseau électrique est exposé à des contraintes d'ordres externes ou internes qui limitent la puissance qu'il peut transiter. Ces contraintes, résultantes des lois fondamentales de l'électricité, font qu'avec l'augmentation de la charge, elles perturbent la stabilité du réseau et augmentent les pertes de puissance, et en conséquence des chutes de tension importantes. Ceci agit directement sur le bon fonctionnement des différentes charges connectées à ce réseau.

Les contraintes qui subissent un réseau électrique sont:

- Les limites thermiques de ses composants (ligne, appareils de protection et de coupure ...etc.) ;
- Les chutes de tension ;
- Les limites de la stabilité ;
- Les limites de la capacité de transfert des lignes.

L'intégration à grande échelle des générateurs décentralisés de nature variable comme l'éolien et le solaire PV contribuent à ces contraintes. Par conséquent, les gestionnaires du réseau de transport (GRT) et les Gestionnaires du Réseau de distribution (GRD) ont établi des exigences et des normes d'interconnexion au réseau pour garantir le bon fonctionnement de l'ensemble du système électrique et d'assurer une interconnexion sécurisée et fiable au réseau électrique. Les GDs doivent se conformer avec ces exigences [Aba- 11, pp. 39-46, Jah- 14.a, p. 155].

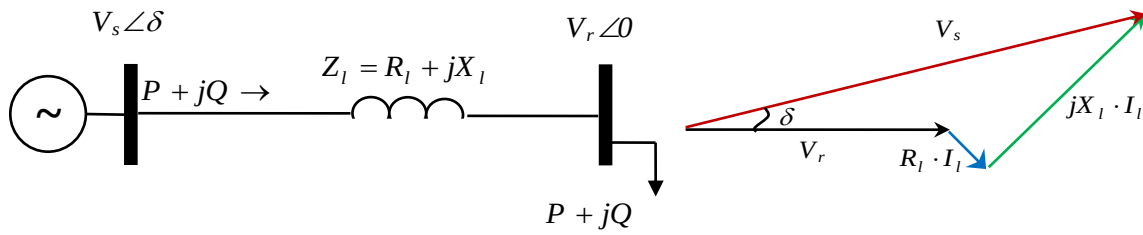
Parmi ces exigences, la capacité du maintien de la production lors des défaillances (FRT) est l'exigence la plus difficile à satisfaire. Cette exigence demande aux GDs de poursuivre leurs fonctionnements sans interruption selon des profils des tensions et des temps donnés sous une tension de réseau de faible amplitude (LVRT). De ce fait, les GDs connectés au réseau de distribution doivent être capables de contrôler le facteur de puissance dans le PCC de l'installation

entre 0.95 inductif et 0.95 capacitif afin de contribuer au maintien de la tension [Ben- 17, Jah- 14.a, p. 163].

V.2.1. Transit de puissance par une ligne électrique

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ [Sen- 09].

Considérant la figure.V.1.a qui représente une ligne électrique alimentant une charge $(P + jQ)$ en admettant que la résistance de la ligne soit très faible donc: $Z_l = jX_l$



(a) Schéma monophasé d'une ligne de transport.

(b) Diagramme des tensions.

Fig.V.1. Ligne électrique alimente une charge.

En prenant la tension aux bornes de la charge comme référence des phases, figure (V.1. b), et en négligeant la résistance R_l . La puissance demandée par la charge est donnée par les équations qui suivent:

$$\overline{S}_r = P + jQ = \overline{V}_r \overline{I}_r^* \quad (V.1)$$

Avec :

$$\overline{I}_r = \frac{\overline{V}_s - \overline{V}_r}{\overline{Z}_l} \quad (V.2)$$

$$P = \frac{V_s V_r}{X_l} \sin(\delta) \quad (V.3)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (V.4)$$

La relation entre la tension au jeu de barre de charge et le courant de charge I est décrite par la droite de la figure.V.2 appelée ligne de charge du système qui est définie par l'équation d'une droite qui passe par V_s et de pente $-Z_s$:

$$\overline{V}_s - \overline{V}_r = \overline{Z}_s \overline{I} \Rightarrow \overline{V}_r = -\overline{Z}_s \overline{I} + \overline{V}_s \quad (V.5)$$

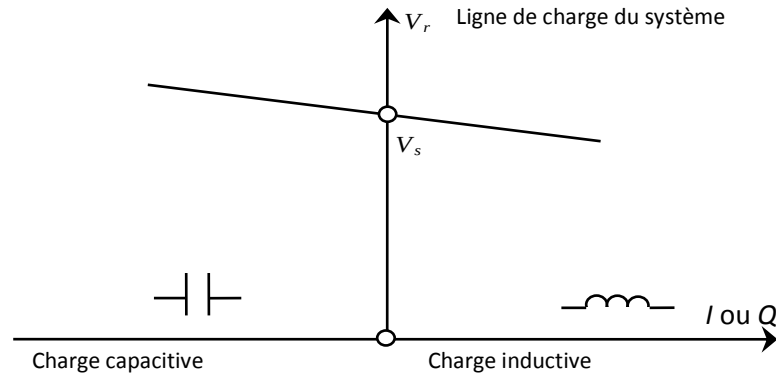
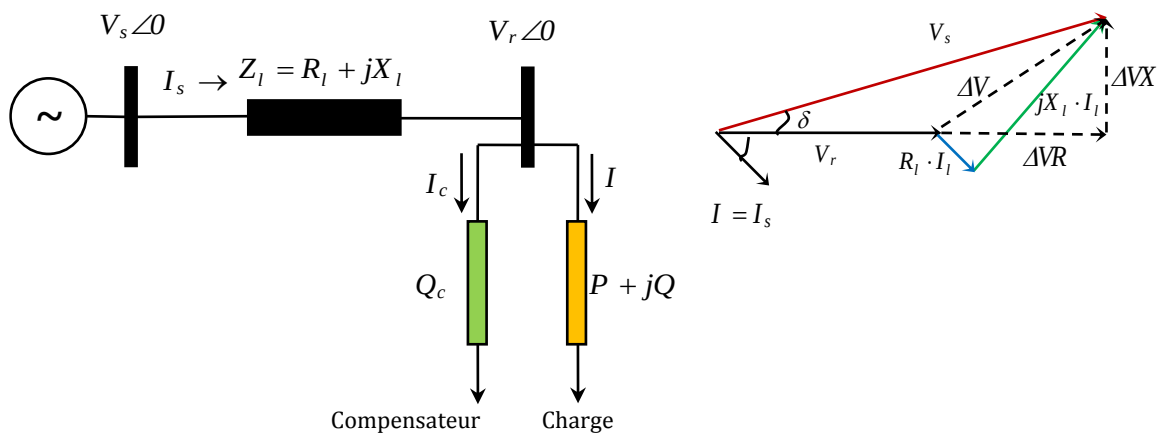


Fig.V.2. Ligne de charge du système.

V.2.2. Chute de tension et compensation réactive

En considérant la ligne électrique de la figure.V.3.a, et sans tenir en compte le compensateur, la représentation du diagramme des tensions est donnée sur la figure V.3.b. Lorsque la charge appelle un courant I à partir de la source V_s , la tension V_r chute au-dessous de la valeur V_s .



(a) Circuit équivalent d'une ligne avec charge et compensateur. (b) Diagramme des tensions sans compensation.

Fig.V.3. Ligne électrique avec compensateur.

La chute de tension ΔV à partir du schéma équivalent et du diagramme des tensions de la figure V.3.b est donnée par la formulation qui suit:

$$\bar{V} = \bar{V}_s - \bar{V}_r = \bar{Z}_s \bar{I} \quad (\text{V.6})$$

Avec $\bar{I}$ le courant de charge, il est donné en fonction des puissances P et Q de la charge par l'équation :

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_r} \quad (\text{V.7})$$

En tenant la tension $\overline{V_r}$ comme référence des phases donc $\overline{V_r} = V_r + j0$, on peut écrire alors:

$$\overline{\Delta V} = (R_l + jX_l) \left(\frac{P - jQ}{V_r} \right) = \frac{R_l P + X_l Q}{V_r} + j \frac{X_l P - R_l Q}{V_r} = \Delta VR + j\Delta VX \quad (V.8)$$

La chute de tension possède donc deux composantes ΔVR en phase avec la tension V_r et une composante ΔVX en quadrature avec V_r . D'après l'équation (V.8) la chute ΔV dépend des puissances active et réactive de la charge.

En connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle avec la charge, il sera possible de maintenir la tension V_r égale en module à la tension V_s . La puissance réactive totale connectée au jeu de barre de charge sera remplacée par $Q_s = Q + Q_\delta$, où Q_δ est la puissance réactive injectée par le compensateur, qui sera ajustée pour faire tourner le vecteur ΔV jusqu'à ce que la tension V_r sera égale à la tension V_s comme montre la figure.V.4.

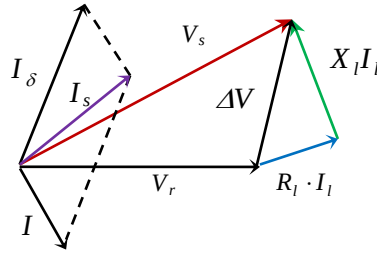


Fig.V.4. Diagramme des tensions pour une ligne compensée (tension constante)

V.3. Différentes solutions pour améliorer l'efficacité de LVRT des générateurs décentralisés (GDs)

Plusieurs solutions et des recherches approfondies sont adoptées au fur et à mesure que la technologie se développe afin de relever ces défis et pour but d'améliorer la capacité de LVRT de GDs. Ces solutions sont divisées en deux parties principales: les techniques actives en améliorant les stratégies de contrôle et les techniques passives avec des dispositifs de protection matérielle supplémentaires [Cár- 13, Jah- 14.a, p. 155]. Les derniers travaux pour l'amélioration de LVRT de GDs utilisant les deux techniques actives et passives ont été présentés et détaillés dans la littérature [Gaz- 15, Hos- 14, Nag- 15, Toh- 16].

Dans la suite de cette partie, nous présenterons certaines techniques utilisées pour améliorer l'efficacité de LVRT des GDs et nous nous concentrerons davantage sur le système FACTS et D-FACTS.

Parmi les techniques actives utilisées pour améliorer l'efficacité de LVRT des GDs, la méthode de courant de démagnétisation et la stratégie de double contrôle basées sur la commande

vectorielle pour le système éolien à base de GADA ont été proposés dans [Gon- 11]. [Rog- 04] a proposé un contrôleur logique flou pour le convertisseur de rotor de la GADA afin d'améliorer le comportement dynamique sous les perturbations du réseau. Une méthode de contrôle robuste basé sur les modes glissants d'un système photovoltaïque (PV) à grande échelle connectée au réseau a été proposé pour améliorer la performance de LVRT [Gaz- 15].

Plusieurs techniques passives qui utilisent les dispositifs matériels pour le système éolien et le système PV sont exposées dans la littérature:

L'utilisation de résistance virtuelle dans le système éolien à base de GADA est présentée dans [Hus- 11].

L'utilisation de système de protection par des circuits actifs de limitation de tension (CROWBAR) a été présentée dans [Ghe- 11, Toh- 13].

L'utilisation des dispositifs FACTS (Flexible Alternatif Curent Transmission System) [Abu- 14, p. 422, Kal- 09, Luo- 12, Qia- 08].

V.3.1. Système de protection par des circuits actifs de limitation de tension (CROWBAR) pour le système éolien

Le système CROWBAR est un dispositif d'électronique de puissance. Il est utilisé pour protéger le convertisseur côté rotor de la GADA contre les surintensités et les surtensions provoquées par le défaut de creux de tension [Cha- 13, p. 132].

Le CROWBAR est connecté aux bornes de rotor de la GADA comme représenté sur la figure. V.5. Il est souvent équipé de ce type de machines.

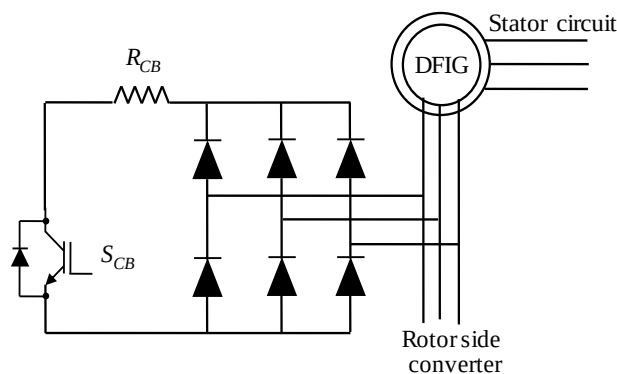


Fig.V.5. Circuit de crowbar

Comme le montre la figure.V.5, le crowbar est constitué d'un pont à diodes triphasé, un dispositif de commutation tel que GTO ou IGBT en série avec une résistance. Son principe de fonctionnement repose à diriger le courant du rotor vers le circuit du crowbar par l'activation de l'interrupteur S_{CB} lorsque le défaut est détecté. Le convertisseur du rotor pendant cette situation est désactivé [Cár- 13, Cha- 13, p. 132].

La résistance de crowbar doit être choisie attentivement pour éviter la surtension sur les bornes du convertisseur et pour limiter le courant du rotor, car la performance de ce dispositif est totalement dépendante à la valeur des résistances de dissipation.

Il a été mentionné dans [Abu- 14, p. 316] que si une faible valeur de résistance est choisie, le courant pendant le défaut sera très important et la tension du rotor devient faible. Les éléments de crowbar devraient alors être surdimensionnés et le couple électromagnétique présentera des pics élevés. Au contraire, si une forte valeur de résistance est choisie cela va conduire à réduire le courant du rotor, mais en même temps, le crowbar ne tire pas suffisamment la tension du rotor et le courant va circuler dans le convertisseur via ses diodes de roue libre, même s'ils sont inactifs. La tension du bus continue va également augmenter. Par conséquent, la résistance de crowbar doit être suffisamment faible afin d'empêcher des surtensions sur le convertisseur. En revanche, elle doit être suffisamment élevée afin de limiter le courant du rotor [Abu- 14, p. 316, Gon- 11, p. 484]

Afin de protéger correctement le convertisseur du rotor, la tension aux bornes du rotor doit être inférieure à la valeur suivante [Abu- 14, p. 316]:

$$\hat{V}_r < \frac{V_{bus}}{\sqrt{3}} u \quad (V.9)$$

Avec $\hat{V}_r$ est la valeur maximale de la tension du rotor. V_{bus} est la tension du bus continue et u est le rapport de transformation.

V.3.2. Compensateurs d'énergie réactive dans les réseaux électriques

V.3.2.1. Principe

Les systèmes des énergies renouvelables connectés aux réseaux électriques ont pour but de véhiculer une quantité de la puissance jusqu'aux consommations en courant alternatif. De plus, la répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation ou dans le PCC des GDs peut contribuer à maintenir la tension constante sur le réseau. De ce fait, on trouve deux catégories de solutions : des moyens statiques de compensation de puissance réactive (bancs de condensateurs, bancs de bobines) et des moyens dynamiques de compensation de puissance réactive (alternateurs, systèmes FACTS) [Jah- 14.a, p. 100]. Ces deux principes de compensations sont expliqués dans cette section, ainsi que plusieurs types de compensation par des moyens classiques.

V.3.2.2. Principe de compensation parallèle

Par le contrôle du flux de puissance réactive dans la ligne électrique, ces compensateurs parallèles (shunt) appelés aussi compensateurs de puissance réactive permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau [Ben- 16, Kal- 09, p. 48].

V.3.2.3. Principe de compensation série

La puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction en série avec la ligne électrique d'un banc de condensateurs d'impédance X_c . Fictivement l'impédance de la ligne électrique est donc réduite de X_l à $(X_l - X_c)$ et le transit de puissance est donc augmenté [Kal- 09, p. 113].

V.3.3. Type de compensation d'énergie réactive

En général, pour le réglage à mettre en œuvre face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance et aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau électrique, on peut distinguer deux types de compensation d'énergie réactive : les compensateurs classiques et les compensateurs avancés ou les systèmes FACTS.

Les moyens classiques de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont :

- Les condensateurs et inductances fixes,
- Les compensateurs synchrones,
- Les transformateurs à prises variables (en charge ou à vide).

V.3.3.1. Condensateurs et inductances fixes

Les batteries de condensateurs installées en dérivation peuvent atteindre quelques MVar fractionnables par gradins de 2 à 4 MVar, peuvent atteindre 10 MVar. Elles sont utilisées pour l'amélioration du facteur de puissance au niveau des charges inductives. Par contre, ce type de solution peut avoir quelques inconvénients, qui peuvent être cités comme suit :

- La puissance réactive produite est réduite lorsque la tension est réduite $Q = C\omega V^2$ alors qu'elle devrait s'accroître,
- Les surtensions et les surintensités à l'enclenchement lors de la connexion de ces batteries.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par les disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et augmente la vitesse de réponse), contrôlés par des relais var-métrique qui mesurent l'erreur entre ces valeurs de consigne et de puissance fournie. Ainsi, les batteries de condensateurs peuvent être branchées en série avec les conducteurs d'une ligne électrique afin de réduire sa réactance.

Ce type de compensation réduit l'angle de transport et agit donc aussi sur le transit de puissance active et accroît la limite de puissance transmise et la stabilité du réseau [Ker- 17].

Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par des lignes électriques longues à très haute tension ou de moyennes tensions à faible charge. Elles sont

généralement raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 MVar (via un transformateur à trois enroulements) à 400 MVar en raccordement direct sur des lignes de très haute tension [Ker- 17].

V.3.3.2. Compensateur synchrone

Généralement, la machine synchrone est parmi les groupes de production de source de tension ou de consommation de l'énergie réactive. Cette machine est un compensateur synchrone, notamment conçue pour la production ou l'absorption de la puissance réactive en ajustant sur son excitation. En surexcitation, elle fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Vu l'éloignement électrique entre les groupes de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges, mais peuvent faire face à la demande en réactif du réseau. La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximal et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension. Ces limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. En outre, des valeurs typiques vont de 20 à 60 MVar en fourniture et de 10 à 30 MVar en absorption. Généralement, ils sont branchés au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est important tant en investissement qu'en maintenance [Kal- 09].

V.3.3.3. Transformateurs avec prises réglables en charge

Un transformateur à réglage en charge modifie le rapport de transformation en augmentant ou en diminuant le nombre de spires de l'enroulement de haute tension. Ainsi, il faut prendre en compte d'éviter l'interruption du courant et la mise des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15\%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [Kal- 09, pp. 95-96, Ker- 17]. Dans notre cas, nous orientons nos travaux dans le contexte du problème de la sécurité en tension dans un système hybride éolien/PV (en termes d'instabilité) qui reste mal maîtrisé. Dans ce contexte, l'utilisation des systèmes FACTS face à ce problème se structure particulièrement autour de l'augmentation de la stabilité de tension dans le fonctionnement normal et la contingence (perte d'une ligne, d'un transformateur, d'un groupe producteur, etc.).

En effet, les FACTS permettent:

- D'éviter du transport d'énergie réactive en la fournissant là où elle est demandée,

- D'augmenter des puissances maximales transmissibles et donc les transferts de puissance active,
- De contrôler les flux de puissance pour la surcharge des lignes électriques et le risque de déclenchement en cascade.

On peut noter que ces trois dernières propositions sont liées. Pour cela, des modèles de FACTS appropriés à ces études sont indispensables.

V.3.4. Dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS sont définis par la norme IEEE comme (Flexible Alternatif Current Transmission System) ou Systèmes de transmission à courant alternatif. Ils sont des dispositifs intégrant des contrôleurs statiques à base d'électronique de puissance pour améliorer la capacité de contrôle et de transit de puissance [Abu- 14, p. 28].

Au fil des années, les dispositifs FACTS ont été utilisés conventionnellement dans la transmission et la distribution pour résoudre les problèmes de contrôle à l'état stable dans le système d'alimentation, tel que la régulation de la tension, l'optimisation du chargement de puissance dans les lignes de transmission et l'amélioration de la capacité de transfert des lignes. Cependant, les nouveaux développements et technologies dans les semi-conducteurs de puissance et les topologies de convertisseurs ont conduit à l'utilisation des contrôleurs FACTS pour résoudre les problèmes de stabilité dynamique des systèmes d'alimentation, en plus des tâches de stabilité statique et de contrôle de flux de puissance [Abu- 14, p. 29, Kal- 09, p. 3]. De plus, l'utilisation de nouvelles technologies des semi-conducteurs permet d'améliorer la rapidité des commutations et la commodité de l'élaboration des signaux de commande à appliquer au niveau de la base de ces éléments [Ker- 17].

Dans ce même contexte, le développement récent des dispositifs à base d'électronique de puissance a fait surgir un nouveau concept appliqué dans le réseau de distribution intitulé D-FACTS (Distribution Flexible Alternatif Current Transmission System) [Jah- 14.a, p. 100]. Ce système D-FACTS peut garantir la sûreté du réseau de distribution, le bon fonctionnement des installations éoliennes raccordées au réseau de distribution, la réduction des pertes en lignes et rendent nécessaire de garder la tension à chaque point de connexion entre le parc éolien et le réseau électrique dans une plage admissible [Ker- 17].

Ces possibilités sont dérivés par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (V.4) qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie électrique dans une ligne électrique telle que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension et angle de charge [Kal- 09, p. 45].

Les dispositifs FACTS peuvent être aussi classifiés en trois catégories, selon le mode d'insertion au réseau :

- Les compensateurs parallèles,
- Les compensateurs séries ou compensateur d'impédance,
- Les compensateurs hybrides (série – parallèle),

Les principaux systèmes FACTS sont cités comme suit :

- Les compensateurs parallèles à base de thyristors,
- Les compensateurs parallèles à base de transistors,
- Les compensateurs séries à base de thyristors,
- Les compensateurs séries à base de transistor,
- Les compensateurs hybrides (série et parallèle) à base de thyristors,
- Les compensateurs hybrides (série et parallèle) à base de transistor.

Les possibilités du contrôle grâce à l'application des systèmes FACTS dans les réseaux électriques sont résumées dans la figure.V.6.

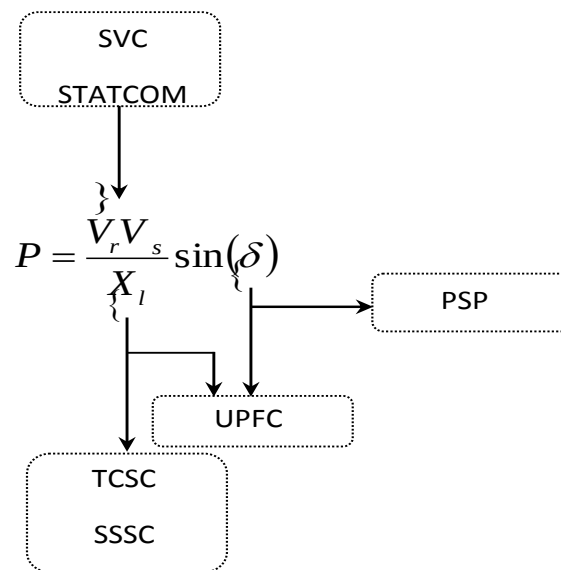


Fig.V.6. Schéma représentant l'application du système FACTS.

V.3.4.1. Compensateurs shunts à base de thyristors

V.3.4.1.1. Réactances Commandées par Thyristor (RTC)

Un circuit RCT ou TCR (Thyristor Controlled Reactor) est composé d'une impédance mise en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure.V7. La valeur de l'impédance est constamment changée par l'amorçage des thyristors.

Un dispositif TCR ne dispose pas de source de puissance réactive. Pour cela, ce dispositif n'est pas suffisant pour compenser la puissance réactive dans un réseau. Habituellement, un TCR est branché avec des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive et le TCR contrôle cette source de puissance. La valeur de l'inductance, dans le TCR, est continuellement changée par l'amorçage de ces thyristors.

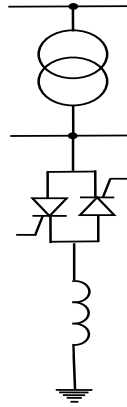


Fig.V.7. Structure du TCR.

V.3.4.1.2. Condensateurs Commandés par (CCT)

Le circuit de CCT ou TSC (Thyristor Thyristor Switcher Capacitor) est composé d'un condensateur placé en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure. V.8. Pour un TSC, les thyristors fonctionnent en pleine conduction.

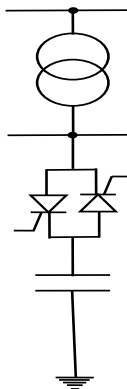


Fig.V.8. Structure du TSC

V.3.4.1.3. Compensateur statique d'énergie réactive

Le compensateur statique d'énergie réactive (SVC) Static Var Compensator, plus connu sous le nom du compensateur hybride d'énergie réactive, car c'est une association des dispositifs TCR, TSC, banc de condensateur d'une capacité fixe et des filtres [Kal- 09]. Notamment, le SVC représenté schématiquement sur la figure.V.9 est constitué de deux thyristors de commutation, TSC et TCR. Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui

peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour équilibrer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut électrique. Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves à thyristor.

Un SVC qui est supposé idéal ne comprend pas de composant résistif, donc il ne consomme pas d'énergie active du réseau. Sa puissance réactive est en fonction de la tension au jeu de barre de connexion et de sa susceptance.

La caractéristique statique est donnée sur la figure.V.10. Trois zones de fonctionnement sont distinctes [Kal- 09, Lar- 10] :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau,
- Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison de TCR et de TSC,
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

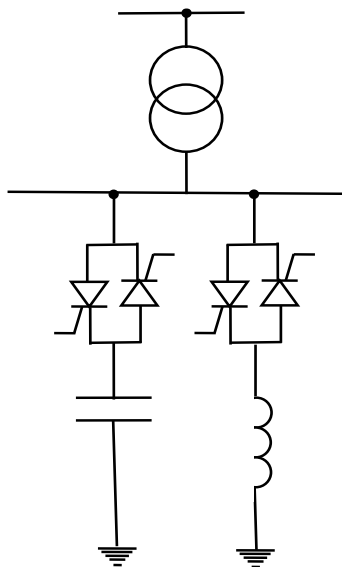


Fig.V.9. Structure du SVC

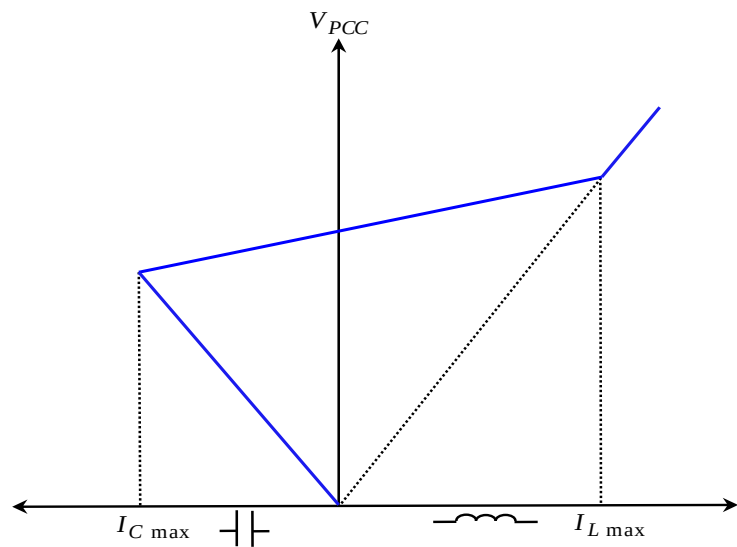


Fig.V.10. Caractéristique du SVC

V.3.4.1.4. Résistance de freinage contrôlée par Thyristor (RFCT) ou Thyristor Control Breaking Resistor (TCBR)

Ce type de compensateur connecté en parallèle avec un SVC, comme le montre la figure.V.11. est utilisé pour le renforcement de la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

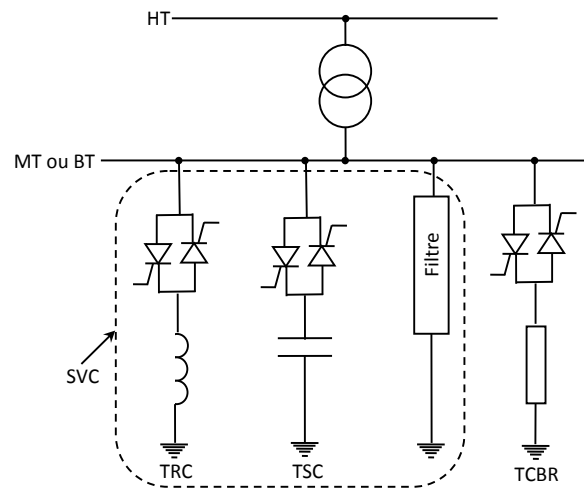


Fig.V.11. Structure du SVC et du TCBR.

V.3.4.1.5. Compensateurs parallèles à base de transistor

Ce dispositif est un compensateur shunt à base d'un onduleur composé par des transistors de type IGBT. Ce système est appelé Static Synchronous Compensator (STATCOM) également connu sous le nom de SVC avancé, qui est analogue à un compensateur synchrone et comme c'est un système électrique il n'a pas d'inertie mécanique présentant alors de meilleures caractéristiques telles que sa dynamique rapide, son faible coût d'installation et sa maintenance devant les compensateurs synchrones [Kal- 09, p. 43, Luo- 12].

Le STATCOM a pour rôle d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour se faire, l'onduleur est connecté parallèlement au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage. En comparant aux SVCs, les STATCOMs engendrent moins d'harmoniques, sont plus rapides, plus petits et ils ont un comportement amélioré en basse tension [Ben- 17, Ker- 17, Lar- 10]. Ce convertisseur de tension est alimenté par des batteries de condensateur comme le représente la figure.V.12.

Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui peut entraîner des résonances avec les éléments inductifs. La figure.V.13 montre la caractéristique statique du STATCOM, d'après cette figure, on remarque que ce dispositif à l'avantage de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension du PCC diminue.

Ce type de FACTS présente d'autres avantages :

- La bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle
- L'étendue de la plage d'opération est plus large qu'un SVC classique,
- Les performances dynamiques sont plus élevées qu'avec un SVC classique,

- La bonne réponse à faible tension : le STATOM est capable de fournir son courant nominal même lorsque la tension est presque nulle car il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau,
- Le contrôle optimal de la tension : les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système,
- La flexibilité opérationnelle maximale est obtenue par la disponibilité de cabines mobile,
- La structure modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissance.

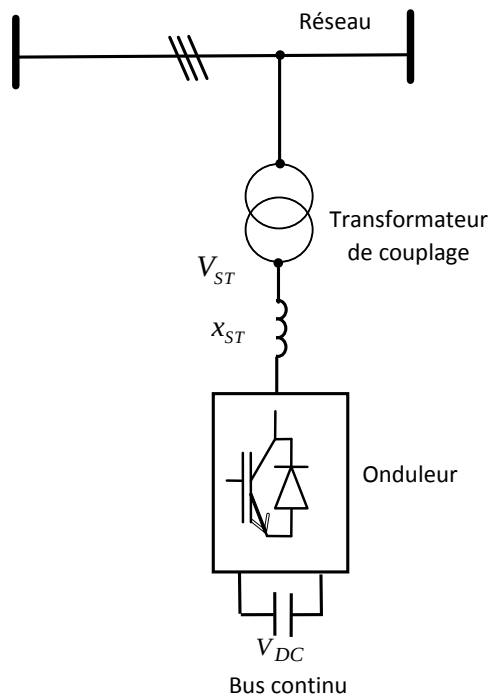


Fig.V.12. Structure du STATCOM.

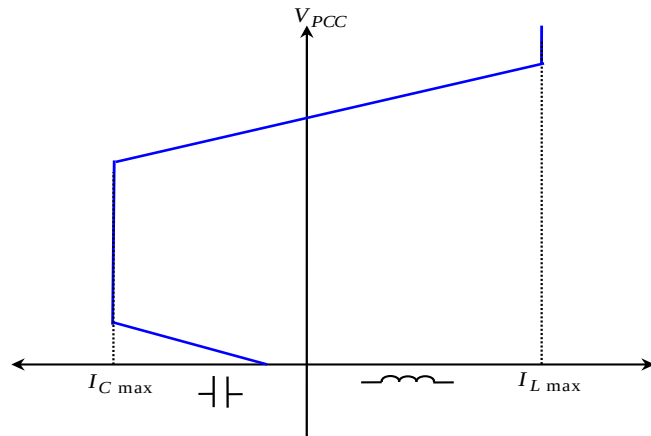


Fig.V.13. Caractéristique statique d'un STATCOM.

V.3.4.2. Compensateurs séries à base de thyristors

Les compensateurs séries à base de thyristors les plus connus sont :

V.3.4.2.1. Condensateur Série à Thyristor (CST)

Le CST ou TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) est constitué par une capacité en parallèle avec un gradateur à thyristor (valve 'bypass') comme l'illustre la figure.V.14. La capacité entre en série avec la ligne lorsque ce gradateur est bloqué, et court-circuité quand ce gradateur est en pleine conduction. La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

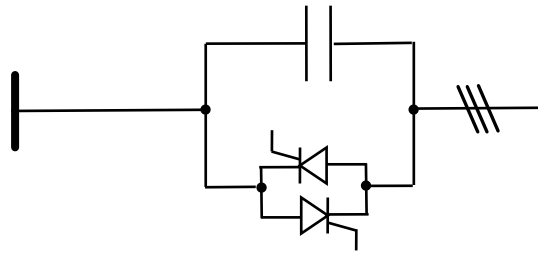


Fig.V.14. Structure du TSSC.

V.3.4.2.2. Réactances Série Commandées par Thyristor (RSCT)

Le RSTC ou TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor) est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [Kal- 09, Lar- 10]. La figure.V.15 montre la structure du TCSR.

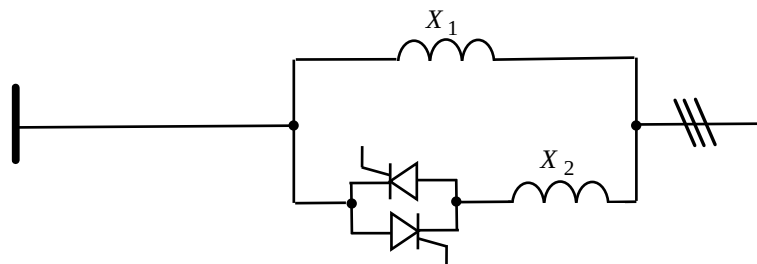


Fig.V.15. Structure du TCSR.

V.3.4.2.3. Condensateur Série Commandées par Thyristor (CSCT)

Le CSCT ou (TCSC) Thyristor Controlled Series Capacitor constitué d'une inductance en série avec un gradateur et l'ensemble en parallèle avec une capacité comme le montre la figure.V.16. Le TCSC placé en série dans une ligne de transport électrique pour permettre de contrôler le flux de puissance et d'accroître la capacité de transfert des lignes électriques en agissant sur la réactance X_{TCSC} qui varie selon l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α donné par la formule (V.10).

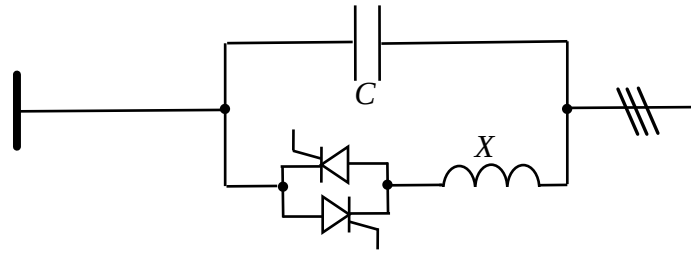


Fig.V.16. Structure du TCSC.

La réactance d'un TCSC est donnée par la relation suivante :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{L\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \quad (V.10)$$

V.3.4.2.4. Compensateurs séries à base de transistor

Le compensateur série à base de transistor le plus connu est sous l'appellation Static Synchronous Series Compensator (SSSC). C'est un onduleur à source de tension placé en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur de couplage, ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille de FACTS. Il est composé d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique [Kal- 09]. La figure.V.17 illustre le branchement d'un SSSC avec le réseau électrique.

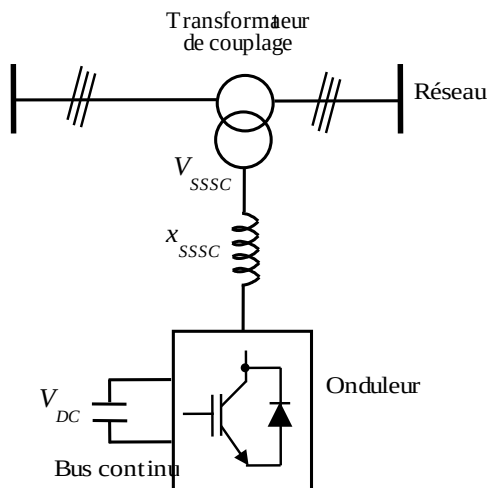


Fig.V.17. Structure du SSSC.

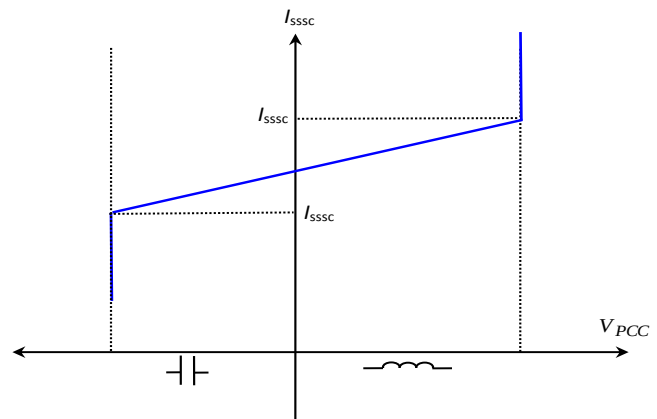


Fig.V.18. Caractéristique statique du SSSC.

Ce type de FACTS est capable d'échanger de la puissance réactive et de la puissance active (en insérant un système de stockage d'énergie), avec le réseau. La tension injectée à la fréquence du réseau peut être commandée en amplitude et en phase, quand il s'agit de la compensation seulement réactive, seule l'amplitude de la tension est contrôlable, car le vecteur de tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne, dans ce cas la tension injectée en série peut faire avancer

ou retarder le courant de la ligne de 90 degrés. Cela explique que le SSSC peut être contrôlé en douceur par une valeur de courant quelconque en avance ou en retard de phase à l'intérieur de la plage de fonctionnement [Abu- 14, p. 422]. Le fait que le SSSC puisse créer autant de tensions capacitatives qu'inductives sur une ligne ceci accroît le domaine d'application de ce dispositif.

La caractéristique statique d'un SSSC (compensateur synchrone statique série) est montrée par la figure.V.18. Un des avantages de ce compensateur est qu'il n'insère pas de condensateur en série sur la ligne électrique, il ne peut donc en aucun cas provoquer de résonance subsynchrone. De plus, son encombrement est réduit par rapport à un condensateur série de types avancés. Par contre, sa commande est plus complexe que celle d'un TCS [Kal- 09].

V.3.4.3. Compensateurs hybrides (série–parallèle) à base de thyristors

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors sous l'appellation Static Phase Shifter (SPS), ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés par une action mécanique. Ce compensateur est composé de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne électrique et l'autre en parallèle, la principale structure de ce dispositif est montrée sur la figure.V.19.

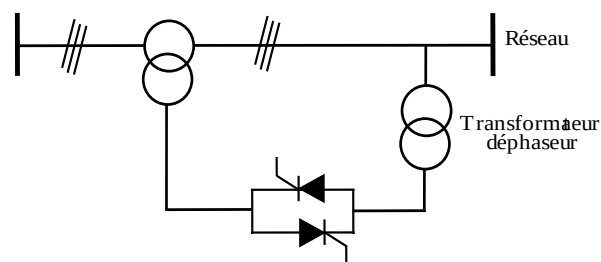


Fig.V.19. Structure du SPS.

Cet équipement varie l'angle de charge de la tension aux extrémités de la ligne électrique ; son principe est basé sur l'injection d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne électrique à déphaser. Ce dispositif permet aussi un contrôle rapide du flux de la puissance active.

V.3.4.3.1. Compensateurs hybrides à base de transistor

Le compensateur hybride à base de transistor appelé Unified Power Flow Controller (UPFC) est constitué de deux onduleurs de tension qui partagent le même condensateur dans leurs côtés continus et possédant un système de commande unifié, la figure.V.20 donne son schéma de principe[Kal- 09]. La spécificité de ce compensateur est de pouvoir contrôler simultanément les puissances active et réactive, les tensions aux extrémités de la ligne électrique. Ces possibilités sont acquises par l'échange d'énergie entre les deux onduleurs : la puissance active demandée par l'onduleur série est amenée du réseau par l'onduleur parallèle à travers la partie continue (DC) pour la conduire au jeu de barre.

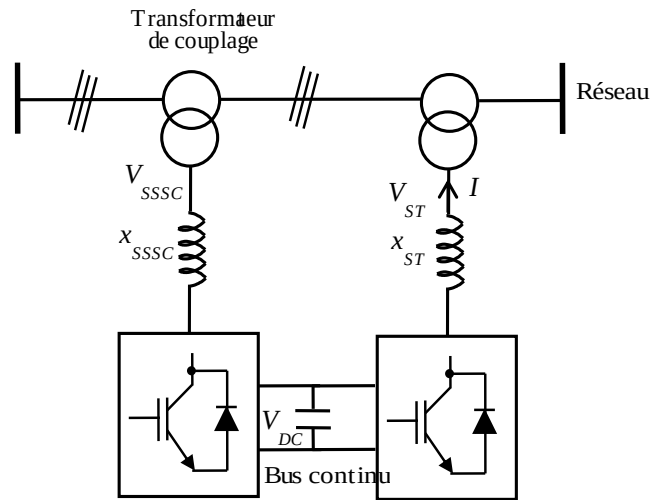


Fig.V.20. Structure de l'UPFC.

La tension de sortie de l'onduleur série est ajoutée à la tension de l'autre jeu de barre pour soutenir la tension de ce jeu de barre. De ce fait, l'amplitude de la tension injectée permet une régulation de la tension et la phase déterminant le mode de contrôle du flux de puissance [Abu- 14, p. 422].

Finalement, l'intérêt capital des systèmes FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes électriques sous les conditions normales.

V.3.5. Systèmes FACTS dans un réseau électrique de distribution

Dans le réseau de distribution, les systèmes de compensation sont appelés D-FACTS. Ces systèmes ont pour but de [Jah- 14.a, p. 100, Kal- 09, Ker- 17, Lar- 10] :

- Le maintien de la tension à des niveaux acceptables dans le PCC du système hybride éolien/PV connecté à un réseau de distribution,
- La protection contre les charges polluantes (usine avec un four à arc qui crée des creux de tension),
- La protection des charges prioritaires (hôpital, banque et...) au reste du réseau, nécessitant une grande qualité et stabilité de la tension (charges électroniques où industries de hautes technologies).

Ces dispositifs sont les mêmes systèmes FACTS qui sont utilisés pour, la correction du facteur de puissance et la régulation de la tension, le filtrage et l'équilibrage de la charge. Les filtres actifs, qui ont pour rôle d'éliminer les courants harmoniques, peuvent être connectés en séries où en parallèle.

Les systèmes D-FACTS, dans les réseaux de distribution, jouent un rôle important dans le contrôle des transits de puissance et le maintien de bonnes conditions d'exploitation. Le concept D-FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. Ainsi, la technologie de ces systèmes assure une rapidité et une fiabilité supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. L'intérêt de ces dispositifs est non seulement de pouvoir contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques, mais aussi d'augmenter la qualité et la capacité réelle de la distribution de l'énergie électrique jusqu'à leur limite thermique maximale tout en maintenant, voire en améliorant la stabilité des réseaux électriques de distribution.

Cependant, les dispositifs D-FACTS shunts sont les plus utilisés en raison d'une plus grande facilité de maintien de la tension et la stabilité des parcs éoliens connectés aux réseaux électriques, qui sont les suivants :

➤ **D-STATCOM** : c'est un dispositif qui est connecté en parallèle et qui a la même structure que le STATCOM présenté dans la figure.V.12. Ce dispositif peut assurer la compensation de la charge, la correction du facteur de puissance, le contrôle de la tension, le filtrage des harmoniques, etc. Cependant, on doit noter qu'il y a une différence substantielle dans les caractéristiques de fonctionnement d'un STATCOM et d'un D-STATCOM. Le STATCOM est construit pour injecter à l'ensemble des trois tensions quasi sinusoïdales équilibrées qui sont déphasé d'un angle de 120 degrés, par contre le D-STATCOM, est souvent connecté dans un réseau de distribution. Parfois, ce dispositif doit injecter un courant déséquilibré et avec distorsions harmoniques pour éliminer le déséquilibre ou les déformations dans le courant de charge ou la tension d'alimentation.

➤ **Dynamic Voltage Restorer (DVR)** : c'est un dispositif qui est connecté en série et qui a la même structure que le SSSC présenté dans la figure.V.17, le but principal de ce dispositif est de protéger les charges sensibles contre le phénomène de chute de tension et la surtension.

➤ **Unified Power Quality Conditioner (UPQC)** : il a la même structure que l'UPFC présentée dans la figure.V.20. En outre, c'est un dispositif très souple qui peut injecter des courants en parallèle et les tensions en série simultanément dans un mode de contrôle double. Donc il peut réaliser les fonctions de la compensation de charge et la commande de la tension en même temps. Comme dans le cas du D-STATCOM ou du DVR. Cependant, l'UPQC doit également injecter des tensions et des courants non équilibrés et déformés et par conséquent ses caractéristiques de fonctionnement sont différentes que celle de l'UPFC.

V.3.6. Systèmes FACTS dans un réseau électrique Algérien

En 2002, un total de trois systèmes FACTSs parallèles de type SVC (Static Var Compensator) a été introduit dans le réseau national : un FACTS parallèle dans la sous-station de Naama et deux à Béchar. Les trois SVC ont la même dimension équivalente à -10/+40Mvar comme le montre la

figure.V.21. L'une des plates-formes de ces trois SVC en Algérie est montrée sur la figure.V.22. Ces systèmes FACTSs parallèles sont connectés dans le réseau qui est constitué d'une ligne aérienne de 500km sous une tension de 220kV. Cette ligne aérienne de transport est construite pour but d'alimenter la zone éloignée dans la partie ouest et sud-ouest de l'Algérie et ces systèmes FACTSs parallèles sont connectés dans cette ligne pour le maintien de la tension à un niveau stable dans le réseau électrique sous diverses conditions d'exploitation [Ker- 17].



Fig.V.21. Systèmes FACTSs en Algérie : un SVC à Naama et deux SVCs à Béchar [Ker- 17].



Fig.V.22. Photo montrant l'une des Plates-formes de ces trois SVCs en Algérie [Ker- 17].

V.3.7. Utilisation de l'onduleur PV comme un D-STACOM

Les solutions logicielles proposées dans littérateurs pour le réglage de la tension au PCC des systèmes de GDs face au défaut dans le réseau électrique était robuste, mais n'était pas assez

satisfaisante, car elle ne devrait pas intervenir à la correction de la tension dans le PCC selon la norme IEEE P1547.

De plus, l'utilisation de circuit actif de limitation de tension (CROWBAR) dans le système éolien à base de la GADA protégée le convertisseur côté rotor contre les surintensités. Tandis que, une déconnexion prématurée du CROWBAR lorsque le flux naturel est encore trop élevé peut entraîner la saturation du convertisseur, puis la perte de contrôle de la machine [Abu- 14, p. 314, Rob- 13]. Ainsi, le temps d'activation du CROWBAR est un compromis entre la sécurité et la satisfaisant des exigences du réseau.

Les systèmes FACTS ou D-FACTS sont plus efficaces et performants dans le contrôle des transits de puissance et dans le maintien de conditions d'exploitation sûres les réseaux électriques, mais en même temps ils sont très coûteux et, finalement, conduisent à augmenter le coût total de système. De ce fait, il faut résoudre le problème et ne pas chercher à fonctionner avec le problème.

Étant donné que l'élément clé de STATCOM est l'onduleur DC/AC, qui a une structure similaire de l'onduleur utilisé dans les systèmes de conversion d'énergie renouvelable connectés au réseau tels que l'onduleur éolien et l'onduleur PV. Ainsi, il est possible d'utiliser ces onduleurs comme un STATCOM ou un D-STATCOM pour la régulation de la tension au PCC de notre système hybride PV éolien, par l'ajoute une boucle de commande externe qui commande la tension et la puissance réactive échangée entre le système hybride et le réseau. Puisque l'onduleur PV pendant la nuit où il n'y a pas de soleil ne fonctionne pas, alors il peut le contrôler et dimensionner pour fonctionner comme un D-STATCOM.

Donc l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM pour la régulation de la tension de PCC et par conséquent améliorer la capacité de LVRT est le but du chapitre suivant.

V.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentés un état de l'art sur les différentes techniques et solutions logicielles et matériels pour améliorer la stabilité et d'augmenter l'efficacité de LVRT des générateurs décentralisés et plus particulièrement sur le système hybride éolien /PV pendant le défaut de réseau électrique.

Ces solutions se divisent en deux catégories principales: les techniques actives en améliorant les stratégies de contrôle et les techniques passives avec des dispositifs de protection matérielle supplémentaires. Il est démontré que les techniques actives ou logicielles sont plus robustes, mais ne sont pas assez satisfaisant, car elle ne devrait pas intervenir à la correction de la tension dans le PCC.

Les techniques passives telles que les compensateurs classiques et la nouvelle famille de système FACTS de type parallèle, séries ainsi que les compensateurs hybrides ont été discutés dans

ce chapitre. L'application de ces éléments dépend du problème à résoudre et leur contribution dans un réseau électrique. Les dispositifs FACTS et D-FACTS, sont une alternative très appropriée du point de vue technique, économique et environnemental, car ils peuvent participer à s'affranchir des contraintes du réseau électrique. En effet, ces dispositifs FACTS et D-FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que: l'amélioration des performances dynamiques des systèmes de GDs connectés au réseau électrique, le renforcement du contrôle de la tension et la stabilité du réseau, l'amélioration de la capacité de transmission de puissance des lignes électriques. Cependant, ces dispositifs sont très coûteux et conduisent à augmenter le coût total du système. D'autre part, il y a une possibilité de modifier les onduleurs utilisés dans les GDs pour fonctionner comme un dispositif FACTS ou D-FACTS comme présentés dans [Ben- 16, Var- 15] afin de réguler la tension de PCC et par conséquent améliorer la capacité de LVRT.

Dans le prochain chapitre, nous allons nous intéresser à l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM de type shunt avec un contrôle coordonné du dispositif crowbar afin d'assurer une stabilité et d'améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV/éolien durant un défaut de creux de tension.

Application des systèmes D-FACTS parallèles dans un système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution

Résumé :

Ce chapitre sera consacré à l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM de type shunt avec un contrôle combiné du dispositif crowbar afin d'assurer la stabilité et d'améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV-éolien durant un défaut des creux de tensions. Tout d'abord, nous allons présenter le modèle mathématique du D-STATCOM et ses modes de fonctionnement avec sa commande. Une nouvelle commande de l'onduleur PV afin de fonctionner comme un D-STATCOM sera aussi présentée. Puis des simulations détaillées seront effectuées afin de confirmer l'efficacité de l'onduleur PV pour le contrôle de la tension au PCC.

VI.1. Introduction

Nous avons vu dans les chapitres précédents que le défaut des creux de tensions a une grande influence sur la stabilité de notre système hybride éolien-PV et sur le réseau électrique. Nous avons vu aussi qu'il y a des solutions logiciels et matériels proposés dans les littérateurs afin d'assurer la stabilité et d'augmenter la fiabilité et la capacité de LVRT des GDs comme le cas de notre système hybride éolien PV. Il à noter que les solutions actives ou logicielles sont plus robustes, mais ne sont pas assez satisfaisantes, car elle ne devrait pas intervenir à la correction de la tension dans le PCC.

Les techniques passives telles que le crowbar qui est souvent équipé avec l'éolien à base de la GADA sont capables de protéger le convertisseur coté rotor contre les surintensités, mais en même temps elles aggravent les creux de tensions et transforment la GADA à une machine à induction conventionnelle qui n'est pas capable de fournir l'énergie réactive requise en raison de la faible capacité nominale de ses convertisseurs de puissance. Par conséquent, la capacité de LVRT ne peut pas être satisfaite [Ben- 15, Nag- 15, Toh- 16]. Cela montre que le système a encore besoin d'autres dispositifs qui génèrent de la puissance réactive pour supporter la tension de réseau. Le chapitre précédent nous, a permis de percevoir que la compensation d'énergie réactive peut être réalisée par plusieurs manières classiques et modernes, mais la plupart des moyens modernes tels que les D-FACTS sont certainement plus efficaces dans l'application aux systèmes de GDs tel que le système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution. Ils sont aussi très efficaces en présence de charges et leur réponse est pratiquement instantanée. Cependant, ces systèmes sont caractérisés par leurs couts très élevés.

D'autre part, il y a une possibilité de modifier les onduleurs utilisés dans les GDs pour fonctionner comme un des dispositifs FACTS ou D-FACTS comme présentés dans [Ben- 16, Var- 15] afin de réguler la tension de PCC des GDs connectés au réseau et par conséquent, améliorer la capacité de LVRT.

Dans ce chapitre, l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM de type shunt avec un contrôle combiné au dispositif crowbar sera présentée et discutée afin d'assurer la stabilité et d'améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV-éolien durant un défaut des creux de tensions.

VI.2. Modélisation et commande du D-STATCOM

Le D-STATCOM est un compensateur statique shunt de la famille D-FACTS. Il est utilisé dans les réseaux de distribution pour la régulation de la tension et pour la compensation de l'énergie réactive [Kal- 09, p. 43, Ker- 17, Luo- 12].

Les principaux composants du D-STATCOM sont les suivantes ; le onduleur de source de tension (VSC) généralement basé sur des semi-conducteurs de puissance auto-commutation tels que IGBT ou GTO, le condensateur du bus CC, le transformateur de couplage et un circuit de commande. La figure. VI.1 présente un schéma de principe d'un D-STATCOM.

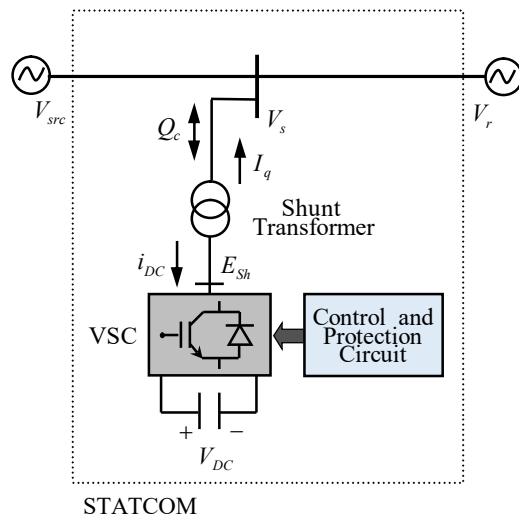


Fig.VI.1. Schéma de principe d'un D-STATCOM

Où V_{src} est la tension de la source, V_r est la tension du réseau, E_{sh} est la tension du D-STATCOM, x_{sh} est la réactance shunt du transformateur de couplage, i_{dc} est le courant continu, i_q est le courant réactif injecté par le D-STATCOM.

Le principe de fonctionnement du D-STATCOM basé sur l'injection de courant réactif sinusoïdal d'amplitude variable au système à réguler par une réactance x_{sh} .

Les expressions des puissances actives et réactives injectées par le D-STATCOM sont données par [Jah- 14.b, p. 49]:

$$P_{sh} = \frac{V_r E_{sh} \sin \delta}{x_{sh}} \quad (VI.1)$$

$$Q_{sh} = \frac{V_r (V_r - E_{sh} \cos \delta)}{x_{sh}} \quad (VI.2)$$

Où δ est l'angle de déphasage entre les tensions E_{sh} et V_r .

L'amplitude et la direction de ce courant dépendent de la grandeur de la tension D-STATCOM qui est en phase avec la tension de ligne.

Le principe de fonctionnement du D-STATCOM peut être résumé comme suit :

- Lorsque la tension de réseau V_r est supérieure à celle de la tension du D-STATCOM E_{sh} , le courant injecté par le D-STATCOM est retardé de 90° de la tension de réseau comme indiqué la figure.VI.2.a, et le D-STATCOM agit comme inducteur (mode inductif). La puissance réactive est ensuite absorbée par le D-STATCOM.
- Tandis que, si la tension du réseau V_r est inférieure à la tension du D-STATCOM E_{sh} , le courant injecté par le D-STATCOM est avancé par 90° de la tension de réseau comme indiqué à la figure.VI.2.b, et le D-STATCOM fonctionne comme un condensateur (mode capacitif). La puissance réactive est alors injectée au réseau.

- Si l'amplitude de la tension de réseau V_r est égale à celle de la tension de sortie du convertisseur E_{sh} , l'échange de puissance réactive est nul, et le D-STATCOM est dans un état d'équilibre [Ben- 17, Kal- 09, p. 53, Ker- 17].

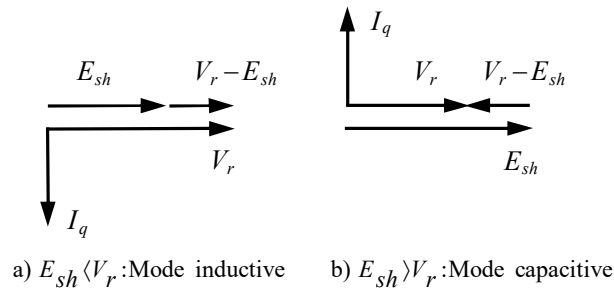


Fig.VI.2. Modes de fonctionnement du D-STATCOM

VI.2.1. Structure du D-STATCOM

La figure.VI.3 montre la structure triphasée d'un D-STATCOM. Elle est similaire à celle d'un onduleur de tension utilisé dans les GDs [Mol- 08, Pet- 97].

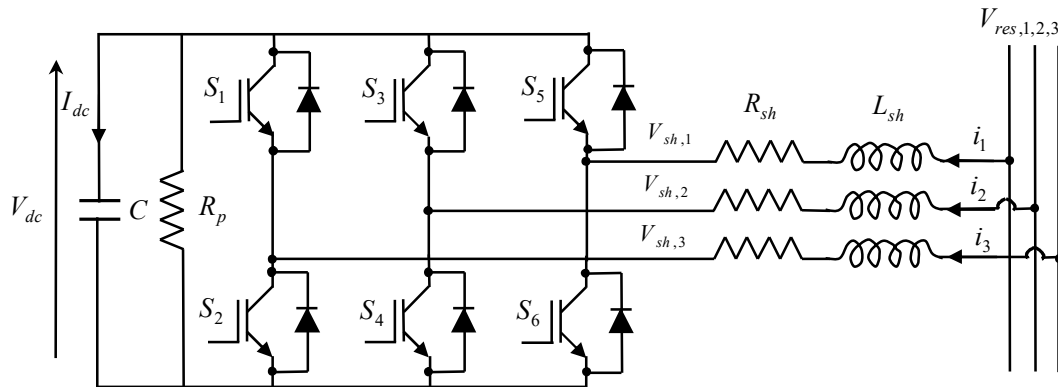


Fig.VI.3. Circuit équivalent simplifié d'un D-STATCOM

Dans cette structure, l'inductance série L_{sh} représente l'inductance des fuites du transformateur de couplage ; la résistance R_{sh} représente les pertes en conduction du transformateur et de l'onduleur. C est la capacité du bus continu. La résistance R_p en parallèle, représente les pertes par commutation de l'onduleur, et aussi les pertes dues au condensateur.

Dans toute la suite de ce chapitre, on supposera que les tensions du réseau $V_{res,1}$, $V_{res,2}$ et $V_{res,3}$ sont triphasées équilibrées sinusoïdales et que la pulsation ω est constante. Les tensions simples de sortie de l'onduleur sont notées $V_{sh,1}$, $V_{sh,2}$ et $V_{sh,3}$. V_{dc} est la tension bus continu.

VI.2.2. Modélisation du D-STATCOM

D'après le circuit équivalent de la figure.VI.3, le modèle du D-STATCOM dans le repère triphasé est donné par les expressions suivantes :

Pour le côté alternatif

$$\begin{cases} L_{sh} \frac{di_1}{dt} = -R_{sh}i_1 + (V_{res,1} - V_{sh,1}) \\ L_{sh} \frac{di_2}{dt} = -R_{sh}i_2 + (V_{res,2} - V_{sh,2}) \\ L_{sh} \frac{di_3}{dt} = -R_{sh}i_3 + (V_{res,3} - V_{sh,3}) \end{cases} \quad (VI.3)$$

Avec $V_{res,i} = V_{res} \sin(\omega t - (i-1) \cdot \frac{2\pi}{3})$, $i=1,2,3$

Par représentation au système d'état, l'expression (VI.3) devient :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_{sh}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_s}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_s}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{res,1} - V_{sh,1} \\ V_{res,2} - V_{sh,2} \\ V_{res,3} - V_{sh,3} \end{bmatrix} \quad (VI.4)$$

Pour le côté continu

La tension au bus continu est donnée par :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{I_{dc}}{C} - \frac{V_{dc}}{R_p C} \quad (VI.5)$$

Où V_{dc} et i_{dc} sont, respectivement, la tension et le courant dans le condensateur C .

Utilisant la transformation de Park, le modèle du D-STATCOM dans le repère diphasé de Park est donné par [Abd- 12, Tia- 12] :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} & -\omega \\ \omega & -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} v_{res,q} - v_{sh,q} \\ v_{res,d} - v_{sh,d} \end{bmatrix} \quad (VI.6)$$

Pour les grandeurs continus, la tension et le courant sont donnés par :

$$V_{dc} = \frac{1}{C} \int i_{dc} dt \quad (VI.7)$$

$$i_{dc} = m(i_q \sin(\delta) + i_d \cos(\delta)) \quad (VI.8)$$

Où m est le rapport de conversion.

À partir de ces grandeurs définies dans le repère (d,q), les expressions temporelles des puissances active P et réactive Q échangées entre le réseau et le D-ST ATCOM peuvent être définis par l'expression suivante :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_{res,d}I_d + V_{res,q}I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_{res,d}I_q - V_{res,q}I_d) \end{cases} \quad (VI.9)$$

Dans le cas particulier du D-STATCOM, on cherchera à compenser l'énergie réactive du réseau de distribution. Il est donc nécessaire de réaliser un découplage entre les grandeurs actives et réactives du D-STATCOM.

VI.2.3. Commande du D-STATCOM

En choisissant orientant des vecteurs tensions de réseau dans le repère de Park suivant l'axe d comme montre la figure.VI.4, le découplage entre les grandeurs actives et réactives est obtenu.

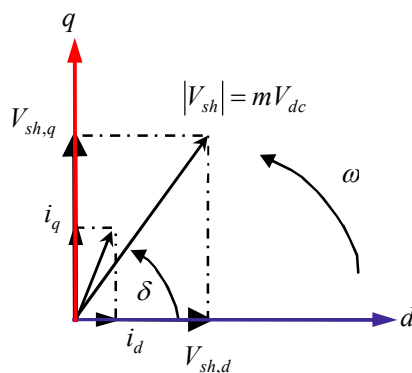


Fig.VI.4. Diagramme vectoriel de tensions et de courants du D-STATCOM

Toutes les grandeurs sont alors référencées par rapport à la première phase de la tension au nœud de connexion du D-STATCOM.

De ce fait, les tensions peuvent être facilement déduites en tant que :

$$\begin{cases} V_{res,d} = V_{res,d} \\ V_{res,q} = 0 \end{cases} \quad (VI.10)$$

L'expression des puissances active et réactive s'écrit alors:

$$\begin{cases} P_{ST} = v_{res,d} i_d \\ Q_{ST} = v_{res,d} i_q \end{cases} \quad (VI.11)$$

Il à noter que la puissance active est une image de $V_{res,d}$ et i_d , la puissance réactive est une image de $V_{res,d}$ et i_q .

Aussi, à partir de la figure.VI.4 on peut déduire le rapport m et l'angle de déphasage δ , qui illustre les vecteurs des tensions et des courants dans le référentiel de Park. À partir de cette figure, on peut avoir le rapport de conversion m comme suit:

$$m = \frac{\sqrt{V_{sh,q}^2 + V_{sh,d}^2}}{V_{dc}} \quad (VI.12)$$

L'angle de phase est :

$$\delta = \tan^{-1} \left(\frac{V_{sh,q}}{V_{sh,d}} \right) \quad (VI.13)$$

Pour que les vecteurs des tensions du D-STATCOM $V_{sh,d}$ et $V_{sh,q}$ données par l'équation (VI.6) soient indépendamment contrôlables l'une de l'autre, il faut que la tension du côté continu soit convenablement grande [Ker- 17], ce qui entraîne un très faible angle de déphasage entre les tensions du D-STATCOM et celles du réseau de distribution, avec un indice de modulation approximativement égal à un.

VI.3. Commande de l'onduleur PV pour un fonctionnement D-STATCOM

Pour que l'onduleur PV fonctionne comme un D-STATCOM (PV-D-STATCOM), une technique de commande a été proposée, comme le montre la figure.VI.5. Cette stratégie du contrôle consiste en deux boucles du contrôle en cascade. La première boucle est utilisée pour réguler la tension de bus continu V_{dc} et la maintenir à une valeur constante, alors que la seconde boucle contrôle la puissance réactive échangée entre le PV-D-STATCOM onduleur PV et le réseau, et par conséquent, contrôler la tension au PCC.

Dans les conditions normales, la valeur de référence de la puissance réactive est définie par zéro pour maintenir le facteur de puissance unitaire. Cependant, en cas de défaut l'interrupteur S_w change de l'état 1 à l'état 2 afin de régler la tension au PCC.

Les sorties des régulateurs de ces boucles externes sont les courants de références pour les régulateurs des courants. Les sorties des régulateurs des courants consistent à imposer l'amplitude et la phase de tensions du PV-D-STATCOM en générant des signaux de commutation de l'onduleur en utilisant de la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) [Per- 16].

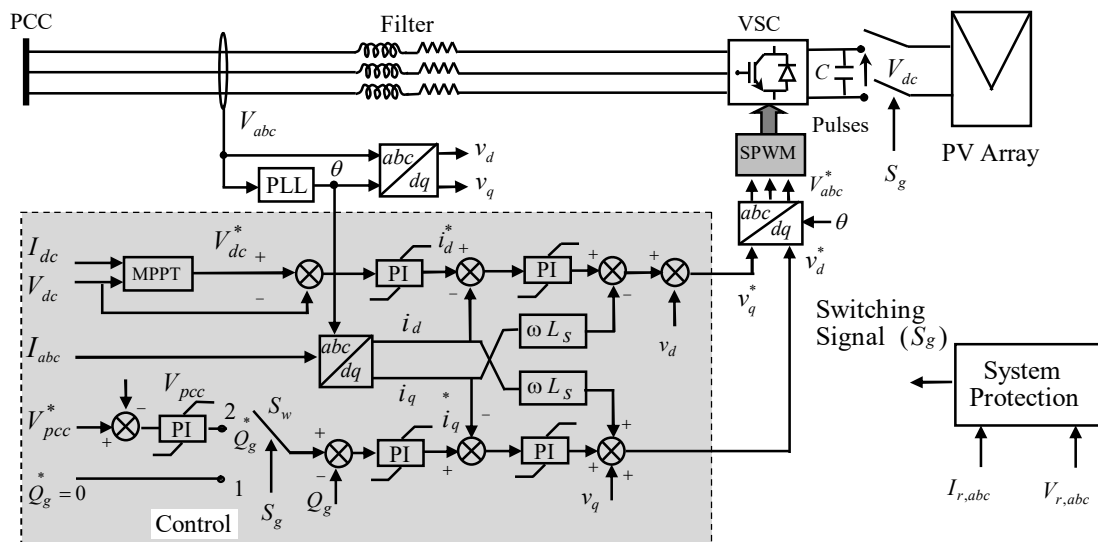


Fig.VI.5. Schéma bloc du contrôle de l'onduleur PV

La boucle verrouillée de phase (PLL) est utilisée pour la synchronisation de la composante de la tension de séquence positive de PV-D-STATCOM avec la tension primaire du réseau électrique de distribution.

VI.3.1. Structure du système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution avec utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM (PV- D-STATCOM)

La figure.VI.6 présente un système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution avec utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM. Ce système est constitué d'une éolienne à base d'une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) de 1,5 MW de puissance, avec une inertie totale de 1000 kg.m^2 et trois pales chacune de longueur de 70m. Cette éolienne est connectée au bus alternatif de 25 KV par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur (575V/25kV ; 1.75 MVA) situé à 30km du transformateur du réseau HT (120kV/25kV ; 47 MVA).

Le système solaire photovoltaïque de puissance de 2 MW fonctionne comme un D-STATCOM, il se compose de 6600 modules PV de type (S.P.R-305-WHT) [Gup- 14]. Ces modules sont connectés en série et en parallèle afin d'obtenir la tension et le courant désirés. La centrale est connectée au bus alternatif de 25 KV par l'intermédiaire de l'onduleur central et un transformateur élévateur (260V/25 kV ; 1MVA) situé à 30km du transformateur du réseau HT.

La puissance de court-circuit de ce réseau vaut 2500 MVA et est calculée en considérant les trois courants de court-circuit au terminal 120kV. La source de 120 kV est modélisée par un circuit équivalent de Thévenin déterminé par les amplitudes et les modules des trois courants triphasés de court-circuit [Ela- 04]. Les paramètres du système sont donnés dans l'annexe C.

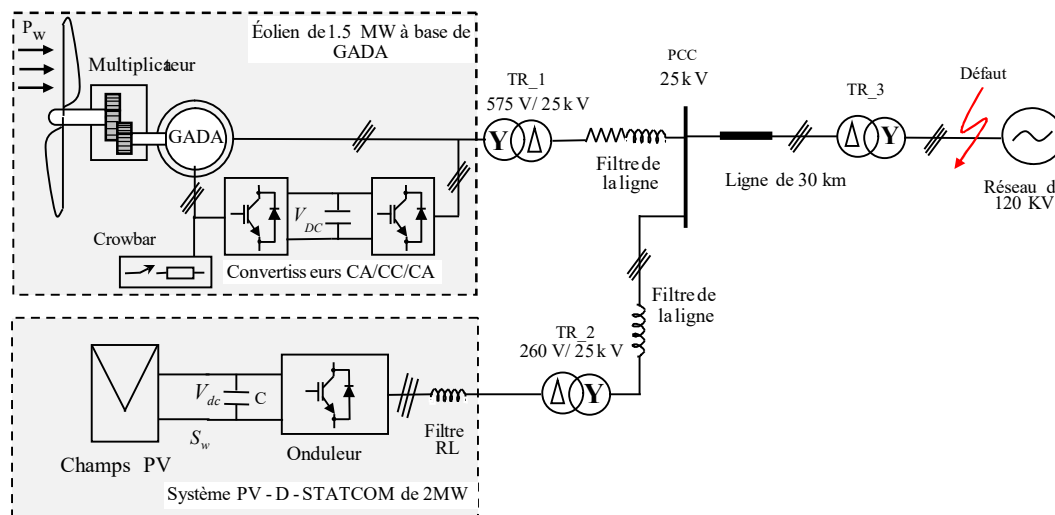


Fig.VI.6. Structure du système hybride éolien-PV étudié connecté au réseau de distribution avec utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM.

VI.3.2. Contrôle combiné du crowbar et du PV-D-STATCOM

Comme mentionner précédemment et afin d'éviter l'endommagement de l'onduleur côté rotor de la GADA et pour assurer la stabilité et améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV-éolien, un contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM a été proposé.

Cette technique est basée sur la surveillance de déséquilibre des tensions et des courants du rotor de la GADA par l'utilisant de l'approche de composantes symétriques.

Étant donné que le type de défaut étudié est symétrique; de sorte que l'algorithme proposé est basé sur les composants de séquence négative et positive. L'idée derrière l'utilisation des composantes de séquence positive et négative dans l'algorithme du contrôle est de distinguer le défaut ; car le système dans l'état équilibré ne présente pas de composantes de séquence négative. En plus, les composantes négatives ne sont pas claires dans le cas de défaut symétrique. Par conséquent, la composante de la tension de séquence positive est ajoutée à l'algorithme du contrôle proposé.

Les expressions de la composante de la séquence négative des courants rotoriques et de la séquence positive des tensions rotoriques de la GADA sont définies par :

$$\bar{I}_{r2} = \frac{1}{3}(\bar{I}_{ra} + a^2 \bar{I}_{rb} + a \bar{I}_{rc}) \quad (VI.14)$$

$$\bar{V}_{r1} = \frac{1}{3}(\bar{V}_{ra} + a \bar{V}_{rb} + a^2 \bar{V}_{rc}) \quad (VI.15)$$

Où $\bar{I}_{r2}$, $\bar{V}_{r1}$ sont la composante de la séquence négative des courants et la composante de la séquence positive de la tension du rotor; respectivement. $\bar{I}_{ra}$, $\bar{I}_{rb}$, $\bar{I}_{rc}$ et $\bar{V}_{ra}$, $\bar{V}_{rb}$, $\bar{V}_{rc}$ sont les courants et les tensions triphasés du rotor, respectivement.

L'organigramme de l'algorithme proposé pour le contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM est présenté sur la figure.VI.7.

Dans les conditions normales (état équilibre), l'interrupteur S_w est placé dans la position 1 ($Q_{ref}=0$) pour maintenir le facteur de puissance unitaire. Cependant, en cas de défaut, l'algorithme commence à sélectionner la séquence négative maximale du courant du rotor puis la comparer avec sa valeur de seuil. Si elle est trouvée grande ou égale, elle passera à l'étape suivante qui est le calcul de la tension de séquence positive. Sinon, cela signifie qu'aucun défaut n'est pas détecté.

Ensuite, la valeur maximale du courant de séquence négatif est comparée à sa valeur de seuil. Si elle est trouvée supérieure à la valeur de seuil et que l'amplitude de la séquence positive minimale de la tension est inférieure à la valeur de seuil, le défaut sera détecté et les panneaux photovoltaïques seront déconnectés du reste du système PV. Dans le même temps, le crowbar est activé et les courants rotoriques importants s'écoulent dans sa résistance. Simultanément, l'interrupteur S_w est passé de la position 1 ($Q_{ref}=0$) à la position 2 (régulation de la tension de PCC).

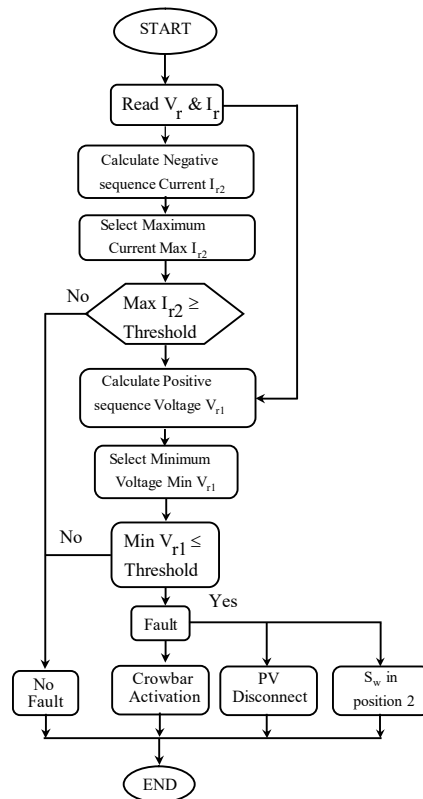


Fig.VI.7. Organigramme de l'algorithme de commande proposé.

VI.4. Résultats de simulation

Dans cette section, le système hybride PV-éolien connecté à un réseau de distribution présenté dans la figure.VI.1 avec un contrôle combiné entre le dispositif crowbar et l'onduleur PV comme un D-STATCOM est testé et simulé dans l'environnement Matlab/ Simulink afin de montrer l'efficacité de PV-D-STATCOM sur le contrôle de la tension au PCC pour assurer la stabilité de notre système et par conséquent améliorer la capacité de LVRT pendant les creux de tension. Les résultats sont présentés et discutés. Les paramètres du système sont présentés dans l'annexe B.

La structure du schéma bloc du système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution avec utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM est représenté sur la figure.VI.8.

Afin de vérifier l'efficacité du contrôle proposé pendant les creux de tensions, deux tests de simulation ont été effectués.

- **Premièrement**, l'utilisation du système de protection crowbar dans le système éolien durant le défaut des creux de tensions afin de limiter les surintensités au niveau de circuit de rotor de la GADA.
- **Deuxièmement**, l'utilisation du contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM pour contrôler la tension au PCC et d'assurer la stabilité de notre système hybride PV-éolien et par conséquent améliorer la capacité de LVRT pendant les creux de tension.

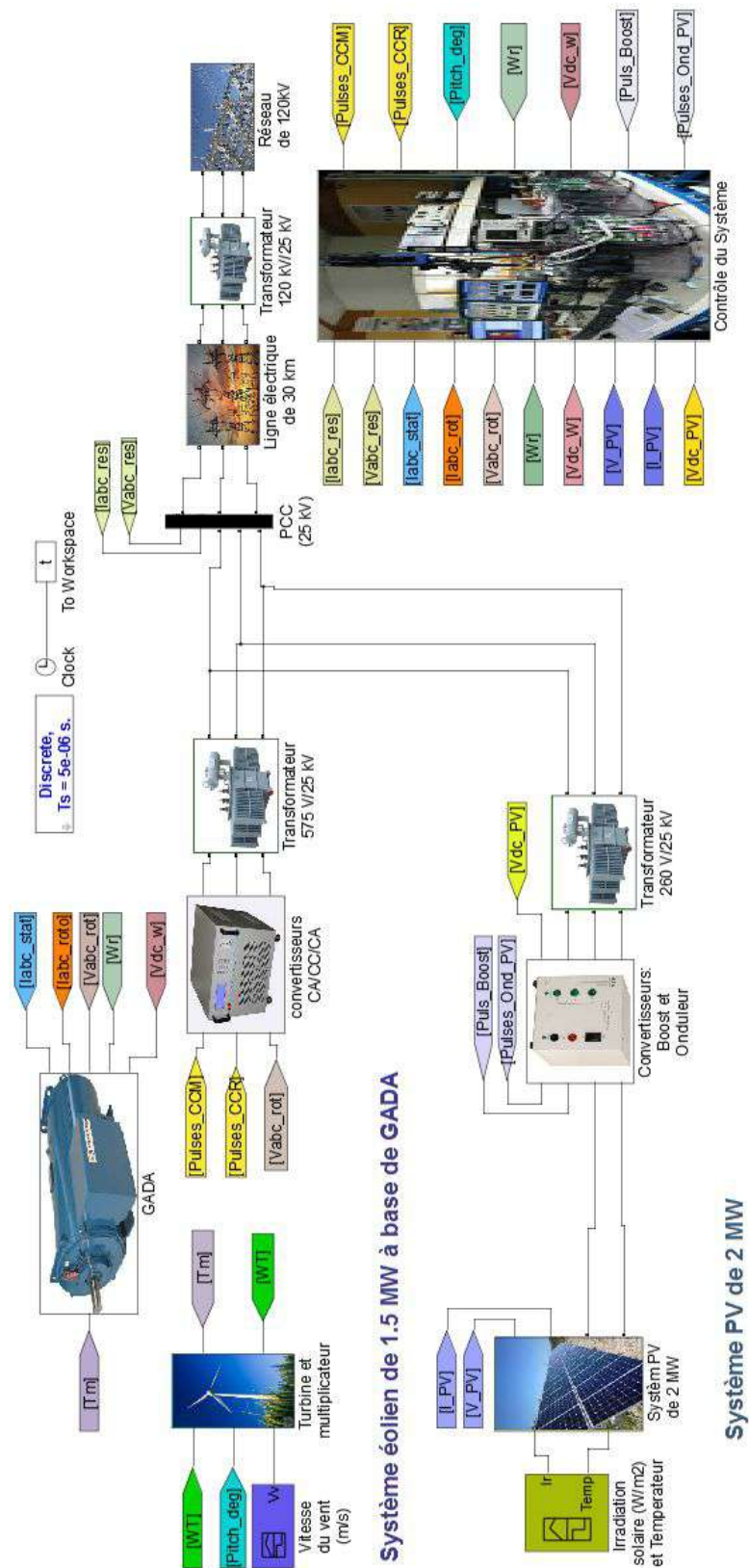


Fig.VI.8. Schéma bloc de la structure proposée du système étudié en Simulink.

VI.4.1. Résultats de simulation avec utilisation du système de protection 'crowbar'

Dans ce scénario, les comportements du système hybride éolien-PV connecté au réseau de distribution avec utilisation du système de protection crowbar dans le circuit de rotor de la GADA afin de limiter les surintensités rotoriques et de protéger le convertisseur côté machine à la présence de défaut des creux de tensions ont été présentés.

Les creux de tensions appliquée au réseau électrique est d'amplitude de -25% de la tension nominale à l'instant de $t = 0.5$ s et de période de 500 ms.

L'ensoleillement et la température ambiante du système PV sont maintenus dans les conditions d'essai standard (STC), c'est-à-dire ($S = 1 \text{ kW} / \text{m}^2$ et $T = 25^\circ \text{C}$), la vitesse du vent est considéré comme constantes (15 m/s) pendant les creux de tensions, car la durée du défaut est négligeable devant les périodes de fluctuations du vent. Dans cette section, toutes les grandeurs physiques sont en Per-Unit (PU).

Les réponses dynamiques du système hybride pendant cette situation sont présentées sur la figure.VI.9, VI.10, VI.11. Les fluctuations présentées dans les résultats de $t = 0$ s à $t = 0.1$ s, sont dues aux conditions initiales. Le crowbar est activé lorsque le courant du rotor dépasse sa valeur nominale. La résistance de Crowbar utilisée ici est égale à 120Ω .

Comme on peut le voir dans ces résultats et en raison de la connexion de crowbar, les courants du stator de la GADA diminuent et présentes des fluctuations importantes (Fig.VI.9.b). Les courants du rotor sont limités (Fig.VI.9.c). La tension du bus continu présente une légère variation puis se stabilise à sa valeur nominale, des oscillations sont présentées pendant la connexion de crowbar à cause du couplage magnétique entre le stator et le rotor (Fig.VI.9.d). Les puissances active et réactives du système éolien à l'instant de défaut et pendant la connexion de crowbar sont présentés dans la figure (VI.9.e), la puissance active générée diminue rapidement près de zéro jusqu'à l'instant de la récupération de la tension du réseau, la puissance réactive pendant le défaut diminue aussi, cela signifie que la GADA génère de l'énergie réactive pour supporter la tension du réseau approximativement de 0.5 Mvar, cependant, cette quantité de l'énergie réactive n'est pas satisfaisante pour réguler la tension au PCC à cause de la taille réduite des convertisseurs de la GADA.

Le couple électromagnétique diminue durant les creux de tensions et pendant la connexion de crowbar (Fig.VI.9.f) et atteint sa valeur nominale lorsque le défaut s'efface.

Les grandeurs du système PV sont amontrées dans la (fig.VI.10.a-d). Durant les creux de tensions et pendant la connexion de crowbar, les grandeurs du système PV sont aussi influé et des oscillations considérables sont présentés. Les réponses au PCC sont présentées dans la figure VI.11. a-d). Les tensions au PCC pendant cette situation diminuent d'environ -25% (Fig.VI.11.a). Les courants présentent des oscillations importantes durant cette situation (Fig.VI.11.b). La puissance active totale générée pendant la connexion de crowbar est aussi affectée (Fig.VI.11.c).

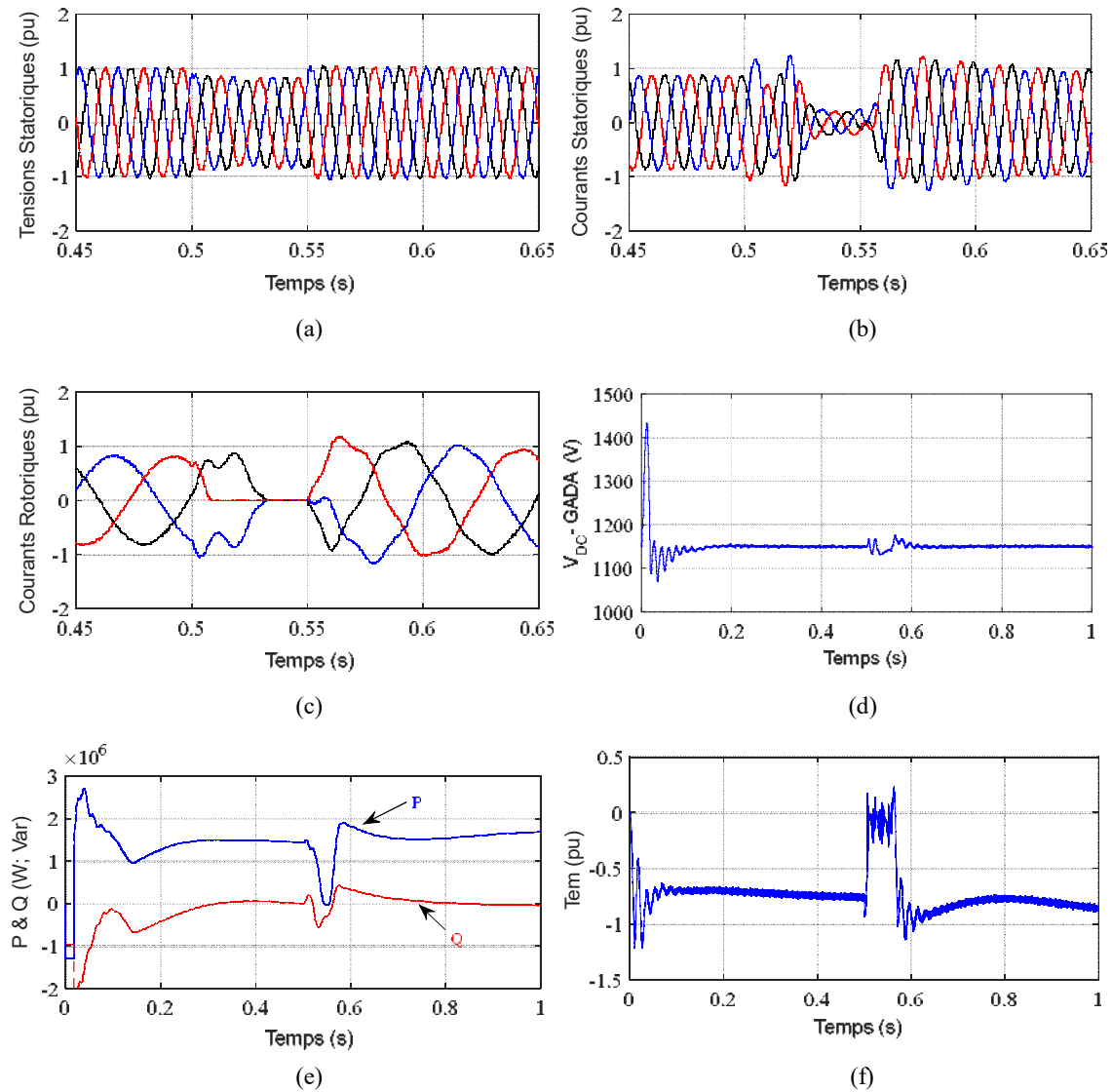


Fig.VI.9. Performances du système éolien avec l'utilisation du système de la protection (crowbar)

La puissance réactive au PCC est absorbée par le système hybride éolien-PV afin de contribuer à la régulation de la tension au PCC (Fig.VI.11.d).

Les résultats mentionnés ci-dessus montrent que lorsque le crowbar est connecté, la GADA n'est pas entièrement contrôlée et elle fonctionne comme une machine à induction conventionnelle. La puissance réactive requise ne peut être fournie en raison de la faible capacité nominale du convertisseur de puissance typiquement de 25% à 30% de la puissance totale. Ce comportement aggrave le défaut des creux de tensions et affecte la stabilité de notre système hybride éolien-PV. Par conséquent, la capacité LVRT ne peut pas être satisfaite. Cela montre que le système a encore besoin d'autres dispositifs qui génèrent de la puissance réactive pour supporter la tension de réseau.

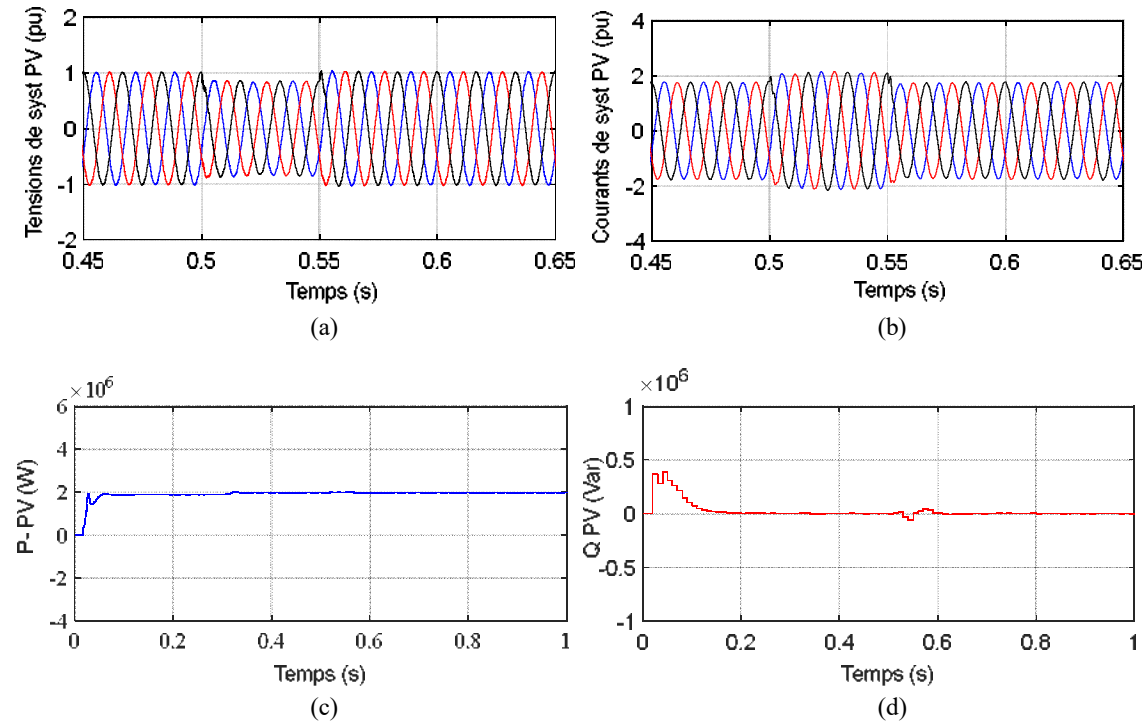


Fig.VI.10. Performances du système PV pendant l'utilisation du crowbar au système éolien

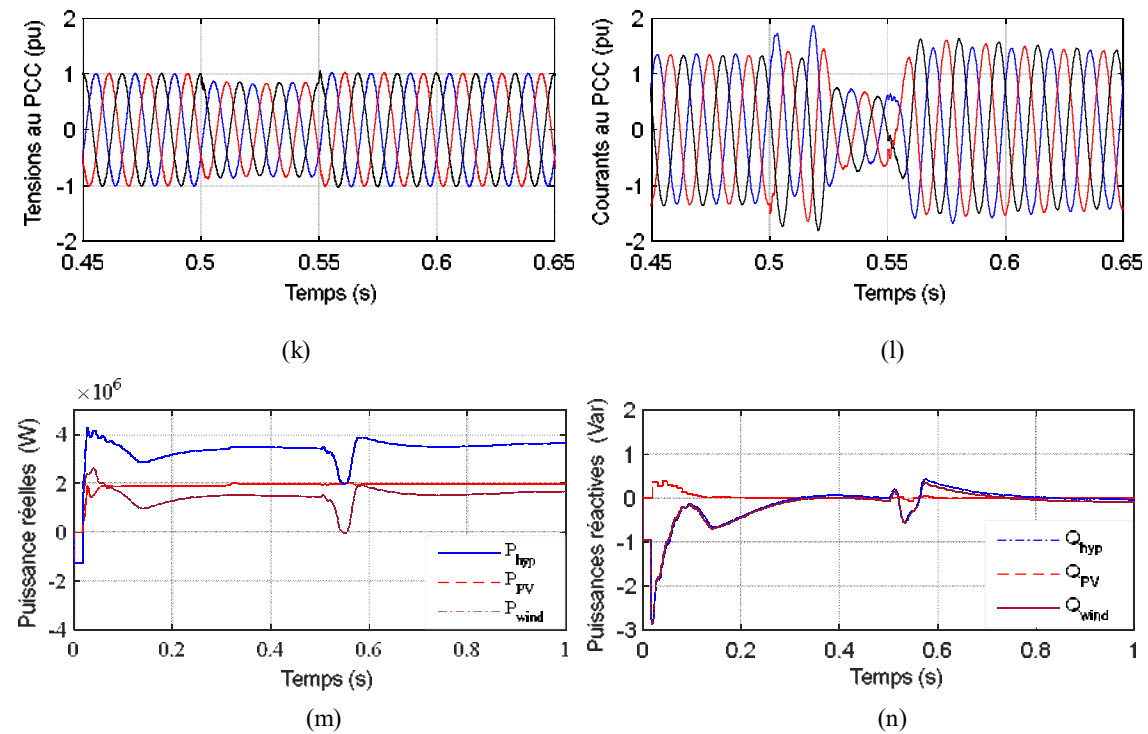


Fig.VI.11. Performances du système hybride éolien-PV au PCC pendant avec l'utilisation du système de la protection (crowbar) au système éolien

VI.4.2. Résultats de simulation avec utilisation du contrôle combiné

Dans cette partie, nous allons utiliser le contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM pour contrôler la tension au PCC et d'assurer la stabilité de notre système hybride PV-éolien et par conséquent améliorer la capacité de LVRT pendant des creux de tensions. La coordination du contrôle se fait lorsque le défaut est détecté. En même temps, le crowbar est activé et les courants rotoriques importants s'écoulent dans sa résistance. Simultanément, le contrôle dans l'onduleur PV change de ($Q_{ref}=0$) pour maintenir le facteur de puissance unitaire à la régulation de la tension de PCC comme discuté précédemment dans la section VI.5. Les résultats de ce test sont présentés dans la figure.VI.12.

Il à noter que pendant l'état d'équilibre de ($t=0$ à $t=0.5$), le système est stable et la tension au PCC est maintenue constante à 1 pu. Le contrôle de l'onduleur PV est réglé au mode ($Q_{ref}=0$) et il n'absorbe ni ne fournit de la puissance réactive au réseau. Tandis que pendant le défaut et lorsque le crowbar est activé à $t = 0.5$ s, l'onduleur PV change son mode du contrôle de ($Q_{ref}=0$) à la régulation de la tension de PCC pour générer l'énergie réactive afin de maintenir la tension au PCC à 1 pu. La puissance réactive produite pendant cette situation est de 6 MVAR (Q passe de 0 MVAR à -6 MVAR) (fig.VI.12.a). La tension terminale au PCC est compensée et reprend son état d'équilibre (fig.VI.12.b). L'inversion de la puissance réactive est très rapide, d'environ un cycle, comme on l'observe sur le courant PV-D-STATCOM (fig.VI.12.c).

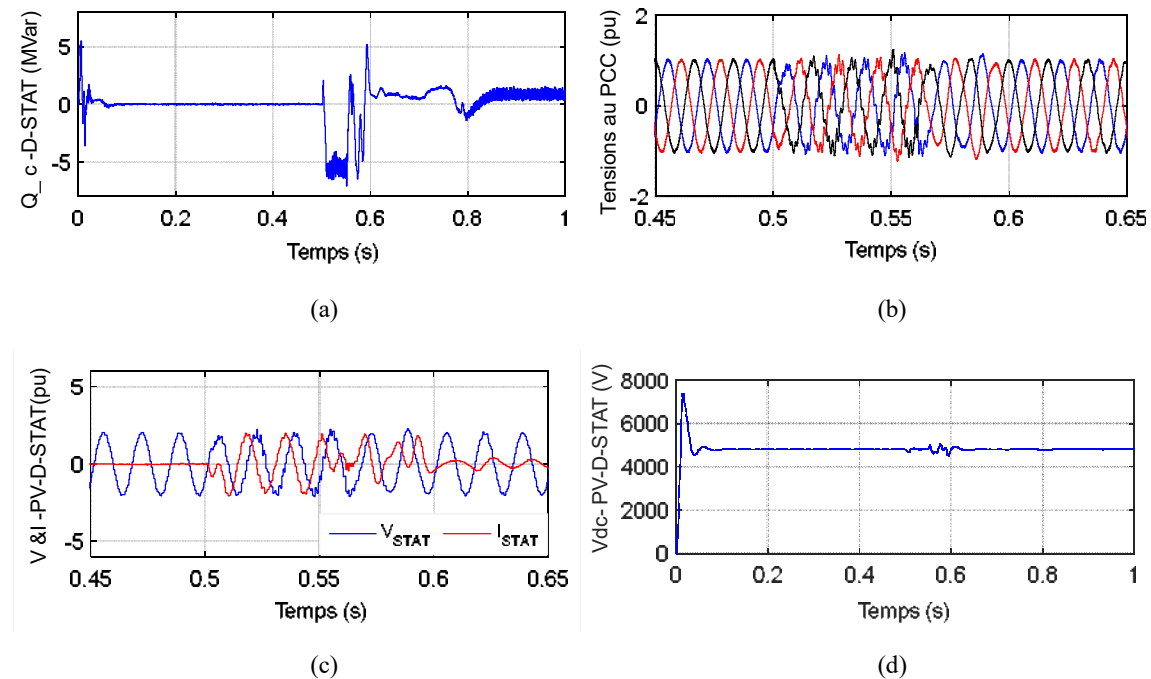


Fig.VI.12. Résultats de simulation au PCC avec l'utilisation du contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM

La tension continue aux bornes de condensateur de l'onduleur PV est présentée dans la figure (fig.VI.12.d), elle est maintenue à sa valeur nominale (4400 Vdc) avec des petites fluctuations. Les réponses du système éolien et du système PV sont présentées dans la figure.VI.13 de (a-h). La tension statorique de la GADA est compensée et maintenue constante (fig.VI.13.a).

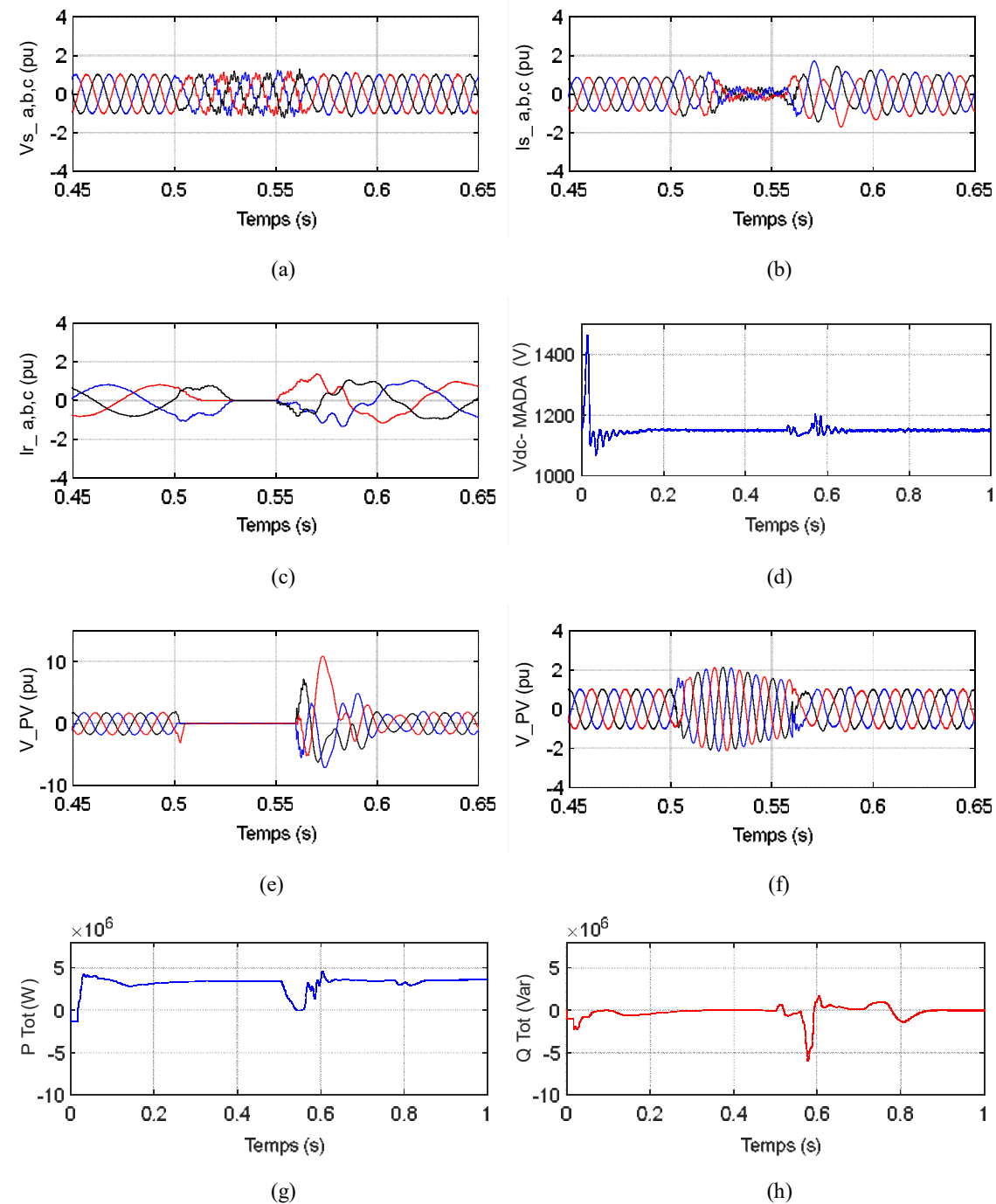


Fig.VI.13. Résultats de simulation avec l'utilisation du contrôle combiné entre le crowbar et le PV-D-STATCOM

Les courants statoriques et rotoriques de la GADA ont diminué à cause de la connexion de crowbar (fig.VI.13.b et c). La tension de bus continu de la GADA est présentée dans la figure.VI.13.d, des petites fluctuations sont observées pendant l'activation de PV-D-STATCOM.

La tension et le courant du système PV durant cette situation sont présentés dans la fig.VI.13.e et la fig.VI.13.f respectivement, il à noter que les tensions du système PV augmentent et les courants s'annulent pendant l'activation du PV-D-STATCOM en raison de la déconnexion des panneaux PV de l'onduleur. Les puissances active et réactive du système hybride transmettent au réseau sont présentés dans la figure.VI.13.g et figure.VI.13.h, respectivement. Il à noter e que la puissance réelle est la somme de celles générées par les deux systèmes (éolien et PV), approximativement de 3.5 MW pendant la période de 0s à 0.5 s alors que durant le défaut elle diminue jusqu'à le défaut s'efface. La puissance réactive est maintenue constante durant l'état équilibre ($t=0$ à $t=0.5$) tandis que durant l'activation de PV-D-SATATCOM, le système produit jusqu'à 5.5 MVar pour contribuer à la récupération de la tension de réseau.

VI.5. Conclusion

Nous avons vu dans les chapitres précédents que le défaut de creux de tension affecte la stabilité de l'ensemble de notre système hybride PV-éolien et le réseau électrique. Dans ces conditions, le système hybride ne peut pas supporter le défaut et doit être déconnecté de réseau afin d'éviter les opérations sous le phénomène d'ilotage. Cependant, ce comportement ne sert pas aux codes récents du réseau qui demandent aux GDs de rester connectés au réseau pendant les perturbations [Jah- 14.a, pp. 153-154, Mal- 14]. Par conséquent, des solutions logicielles et matérielles sont présentées. Parmi les solutions logicielles, le système crowbar est souvent équipé avec l'éolien à base de la GADA, qui est capable de protéger le convertisseur coté rotor contre les surintensités, mais en même temps, il aggrave les creux de tensions et converti la GADA en machine à induction conventionnelle qui n'est pas capable de fournir l'énergie réactive requise en raison de la faible capacité nominale de ses convertisseurs de puissance comme nous l'avons montré dans les résultats de simulation. Par conséquent, la capacité LVRT ne peut pas être satisfaite [Ben- 15, Nag- 15, Toh- 16].

Nous apercevrons aussi que le défaut des creux de tensions au réseau dépend strictement de la contribution en puissance réactive du réseau.

De ce fait, un choix adéquat d'un compensateur d'énergie réactive de type D-FACTS parallèle permet de stabiliser la tension au PCC, soit en injectant ou en absorbant de la puissance réactive au PCC. Dans ce chapitre, l'utilisation de l'onduleur PV comme un D-STATCOM de type parallèle avec un contrôle combiné au dispositif crowbar a été présentée et discutée afin d'assurer la stabilité et d'améliorer la capacité de LVRT de notre système hybride PV-éolien raccordé au réseau de distribution durant un défaut des creux de tensions et pendant l'activation de crowbar.

Dans un premier temps, nous avons présenté le modèle mathématique du D-STATCOM et ses modes de fonctionnement avec sa commande. Une nouvelle commande de l'onduleur PV afin de

fonctionner comme un D-STATCOM est aussi présenté. Elle consiste à ajouter une seconde boucle du contrôle de la puissance réactive échangée entre l'onduleur PV et le réseau afin de contrôler la tension au PCC. Des simulations détaillées sont effectuées afin de confirmer l'efficacité de l'onduleur PV de contrôler la tension au PCC pour assurer la stabilité de notre système hybride éolien-PV durant le défaut.

Nous avons clairement montré que l'onduleur PV prouve son fonctionnement comme un D-STATCOM en fournissant une puissance réactive suffisante qui permet de stabiliser rapidement la tension au PCC à une valeur relativement constante pendant le défaut des creux de tensions qui affectent le réseau de distribution électrique. Le système hybride peut continuer son fonctionnement sans déconnecter au réseau et par conséquent la capacité de LVRT est améliorée sans utilisation des dispositifs supplémentaires coûteux tels que le SVC ou le STATCOM. En outre, cette nouvelle idée d'utiliser le PV-D-STATCOM conduira à encourager l'intégration potentielle des GDs dans le réseau à l'avenir.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre général de la gestion et la conversion d'énergie électrique, notamment celle de ressources renouvelables. Ce thème de recherche représente un apport dans une filière en cours de construction dans le domaine d'énergie renouvelable tel que le système hybride éolien-photovoltaïque. Cette thèse constitue une contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) relié au réseau électrique de distribution par l'équipe de valorisation et conversion des énergies renouvelables au sein du laboratoire de génie électrotechnique à l'université de Saida.

Dans les dernières années, la pénétration des énergies renouvelables aux réseaux électriques augmente considérablement dans nombreux pays de monde où la production d'électricité à partir de sources renouvelables devient comparable à celle des systèmes de productions classiques. Cependant, les sources renouvelables sont caractérisées par leur nature aléatoire et intermittente, qui est souvent à l'origine de sérieux problèmes liés à la stabilité du réseau électrique. Par conséquent, notre contribution consiste à améliorer l'intégration de la production d'énergie renouvelable et les performances dynamiques du système hybride éolien-PV dans le réseau électrique de distribution, tout en proposant des solutions pour l'utilisation et l'application de l'onduleur PV comme un D-STATCOM.

Après avoir rappelé les concepts fondamentaux de la conversion de l'énergie éolienne et celle de l'énergie photovoltaïque et les différentes structures du système d'énergie hybride, des modèles détaillées de structures choisies ont été présentées afin de déterminer les puissances qu'ils peuvent nous fournir pour des conditions climatiques données. Les différentes stratégies de contrôle qui y compris la MPPT, le contrôle des tensions et le contrôle de réseau pour la de gestion de l'énergie puis les différentes exigences du réseau pour l'intégration des sources des énergies renouvelables aux réseaux électriques ont été aussi présentées pour assurer les meilleures performances et garantir aussi la stabilité du réseau électrique.

Ensuite, l'ensemble du système a été testé et simulé dans l'environnement MATLAB / SIMULINK sous différentes conditions ; sous changement des conditions climatiques, la vitesse du vent et l'ensoleillement solaires et sous un défaut de creux de tension afin de valider les techniques de commande proposés et de vérifier les comportements du système sous ces conditions.

Conclusion générale

Les résultats obtenus nous ont permis de formuler les conclusions suivantes :

- Les comportements du système sont totalement dépendants aux conditions climatiques. En effet, lorsque les conditions météorologiques changent les comportements du système vont aussi être variés.
- Le phénomène de l'îlotage provoque des risques sérieux pour le public et le personnel emmenés à intervenir sur le réseau, car les lignes restent sous tension. Il peut également endommager l'onduleur-PV et les charges locales. Par conséquent, une nouvelle technique a été proposée afin de détecter rapidement ce phénomène et de séparer le système PV du reste de réseau défectueux. Cette technique a été basée sur la surveillance de la tension du bus continu V_{cc} qui est variée rapidement et présentée des oscillations plus élevées lorsqu'un défaut survient [Mer- 17]. Les résultats obtenus montrent que la détection de la variation de la tension continue V_{cc} est plus facile à détecter que les variations de fréquence.
- Nous avons vu aussi que le défaut de creux de tension affecte la stabilité de l'ensemble du système et plus particulièrement la stabilité du système éolien entraîné par la GADA. Dans ce cas, le système hybride éolien-PV ne peut pas supporter ces conditions et doit être déconnecté du réseau. Cependant, ce comportement ne sert pas des codes récents du réseau qui demande aux générateurs renouvelables de rester connecté au réseau pendant les perturbations afin de contribuer à la récupération de la tension du réseau et améliorer la capacité de LVRT. Par conséquent, des solutions matériels et logiciels sont proposées afin d'achever ces objectives.
- Ces solutions sont divisées en deux parties principales: les techniques actives en améliorant les stratégies de contrôle et les techniques passives avec des dispositifs de protection matérielle supplémentaires. Dans cette thèse, nous nous sommes focalisés sur l'utilisation de solutions matérielles comme le système de protection CROWBAR qui souvent équipé avec l'éolien à base de la GADA et les systèmes D-FACTS.
- Nous avons démontré que le système de protection CROWBAR est capable de protéger le convertisseur coté rotor de la GADA contre les surintensités, mais en même temps, il aggrave le creux de tensions et converti la GADA en machine à induction conventionnelle qui n'est pas capable de fournir l'énergie réactive requise en raison de la faible capacité nominale de ses convertisseurs de puissance et par conséquent, la capacité LVRT ne peut pas être satisfaite.
- Nous pouvons aussi affirmer que l'onduleur PV prouve son fonctionnement comme un D-STATCOM en fournissant une puissance réactive suffisante qui permet de stabiliser rapidement la tension au PCC à une valeur relativement constante pendant le creux de tension. Le système hybride alors peut alors continuer son fonctionnement sans se déconnecter au réseau électrique et

Conclusion générale

par conséquent la capacité de LVRT est améliorée sans l'utilisation des dispositifs supplémentaires coûteux tels que SVC ou STATCOM.

TRAVAUX FUTURS :

Dans cette thèse, nous avons abordé un sujet très intéressant qui pour but facilite l'intégration de la production d'énergies renouvelables et d'améliorer les performances dynamiques du système hybride éolien-PV dans le réseau électrique de distribution.

Afin de perfectionner davantage les résultats obtenus durant ce travail de thèse, nous préconisons pour les travaux futurs d'investiguer différentes voies de recherche telles que :

- L'utilisation d'autres algorithmes pour la maximisation de puissance tels que les algorithmes génétiques, réseau de neurones. etc.,
- L'utilisation d'autres structures de convertisseur de puissance permettant d'augmenter la densité de puissance, notamment pour les centrales éoliennes et photovoltaïques de grande échelle. Parallèlement, elle visera l'amélioration du rendement.
- Étude des harmoniques des convertisseurs d'électronique de puissance.
- La régulation de la tension au PCC dans la commande de la GADA et dans l'onduleur PV peut être testée avec d'autres régulateurs que les boucles PI afin d'améliorer la qualité de réponse du système face aux variations climatiques ou paramétriques,
- L'utilisation d'autres solutions actives avec des algorithmes de commandes avancées afin d'augmenter la capacité LVRT et améliorer la qualité de puissance injectée au réseau,
- La gestion d'une manière intelligente du système hybride éolien-PV.
- La réalisation d'un prototype expérimental au laboratoire de recherche "Génie Électrotechnique".

- [Abb- 14] ABB. (2014). *Generator protection and control REG630 IEC - Power generator protection and control (Numerical relays)*, ABB
- [Abd - 12] Abdou, A., Abu-Siada, A., & Pota, H., "Application of STATCOM to improve the LVRT of DFIG during RSC fire-through fault," In *Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian Universities*, 2012, pp. 1-6.
- [Abu- 14] Abu-Rub, H., Malinowski, M., & Al-Haddad, K., *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*: John Wiley & Sons, 2014.
- [Aly- 05] Aly, A.E.-M.M.M., & El-Aal, A., "Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system," Ph.D thesis, University, Diss, Kassel- Germany 2005.
- [Azmi- 13] Azmi, S.A., Adam, G.P., Ahmed, K.H., Finney, S.J., & Williams, B.W., "Grid interfacing of multimegawatt photovoltaic inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 2770-2784, 2013.
- [Bad- 15] Badwawi, R.A., Abusara, M., & Mallick, T., "A review of hybrid solar PV and wind energy system," *Smart Science*, vol. 3, pp. 127-138, 2015.
- [Bag- 05] Baghli, L., "Modélisation et commande de la machine asynchrone," *IUFM de Lorraine-UHP*, vol. 20, 2005.
- [Bel- 11] Belatel, M., Benchikh, F., Simohamed, Z., Ferhat, F., & Aissous, F., "Technologie du couplage d'un système hybride de type photovoltaïque-éolien avec la pile à combustible pour la production de l'électricité verte," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 14, pp. 145-162, 2011.
- [Bel- 14] Belgacem, K., "Optimisation des performances des systèmes énergétiques dans la production d'énergie éolienne à vitesse variable," Thèse de doctorat, UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, 2014.
- [Ben- 14.a] Benyahia, K., Boumediene, L., Mezouar, Belgacem, K., "Design of Robust Controller of a Doubly-fed Induction Generator for Wind Energy Conversion System with different controllers.," presented at the The 3 nd International Seminar on New and Renewable Energies Ghardaïa – Algeria, 2014.
- [Ben- 14.b] Mohamed, B., "Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension," Thèse de doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen-Algérie, 2014.
- [Ben- 15] Benyahia, K., Boumediene, L., Mezouar, A., Moussaoui, M., & Lagueb, M., "Dynamic performance enhancement of Doubly fed induction generator-based wind farm using photovoltaic solar farm as STATCOM," In *4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE), 2015* 2015, pp. 1-5.

- [Ben- 16]** Benyahia, K., Boumediene, L., & Mezouar, A., "Transient Stability Enhancement of Wind Farms using Photovoltaic Solar Plant as STATCOM," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology (RJASET)*, vol. 13, pp. 375-385, 2016.
- [Ben- 17]** Benyahia, K., Boumediene, L., & Mezouar, A., "Reliability and performance improvement of double-fed induction generator-based wind energy conversion system," *International Journal of Modelling, Identification and Control (IJMIC)*, vol. 28, pp. 370-382, 2017.
- [Ber- 09]** Bernal, A., L, J., & Dufo-Lopez, R., "Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2111-2118, 2009.
- [Bha-16]** Bhatti, A.R., Salam, Z., Aziz, M.J.B.A., & Yee, K.P., "A critical review of electric vehicle charging using solar photovoltaic," *International Journal of Energy Research*, vol. 40, pp. 439-461, 2016 2016.
- [Bha- 15.a]** Bhandari, B., Poudel, S.R., Lee, K.-T., & Ahn, S.-H., "Mathematical modeling of hybrid renewable energy system: A review on small hydro-solar-wind power generation," *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, vol. 1, pp. 157-173, 2014.
- [Bha- 15.b]** Bhandari, B., Lee, K.-T., Lee, G.-Y., Cho, Y.-M., & Ahn, S.-H., "Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review," *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, vol. 2, pp. 99-112, 2015.
- [Bif- 15]** Bifaretti, S., Lidozzi, A., Solero, L., & Crescimbeni, F., "Anti-islanding detector based on a robust PLL," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, pp. 398-405, 2015.
- [Bio- 16]** Biofuels, D., & Lane, J., "Renewables 2016 Global Status Report is published," *Bio fuels Digest*, pp. 2016-06, 2016.
- [Ble- 10]** Brice, B., "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, Université de Bretagne occidentale-Brest-France, 2010.
- [Bou- 17]** Bouchaib, S., "De nouvelles technologies Smart pour un déploiement à grande échelle du renouvelable - Portail Algerien des ENERGIES RENOUVELABLES," 2017.
- [Boy- 06]** Boyette, A., "Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne," Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I- France, 2006.

- [Cai- 06] Caisheng, W., "Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems," Montana State University-Bozeman, College of Engineering, 2006.
- [Cár- 13] Roberto, C., Peña, R., Alepuz, S., & Asher, G., "Overview of Control Systems for the Operation of DFIGs in Wind Energy Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 2776-2798, 2013.
- [Cas- 10] Castilla, M., Miret, J., Sosa, J.L., Matas, J., & de Vicuña, L.G., "Grid-fault control scheme for three-phase photovoltaic inverters with adjustable power quality characteristics," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 2930-2940, 2010.
- [Cha- 13] Chakraborty, S., Simões, M.G., & Kramer, W.E., *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems A Sourcebook of Topologies, Control and Integration*. London: Springer-Verlag London, 2013.
- [Chr- 12] Christophe, B., Frédéric, P., Christophe, M., & Nicolas, G., *Simulation of Power Converters Using Matlab-Simulink*: InTechopen, 2012.
- [Cou- 08] Courtecuisse, V., "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," Arts et Métiers ParisTech, 2008.
- [Cro- 13] Croci, L., "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs," Thèse de doctorat, Université de Poitiers, 2013.
- [Dek- 12] Dekhane, A., Lekhchine, S., Bahi, T., Ghoudelbourg, S., & Merabet, H., "DFIG modeling and control in a wind energy conversion system," In *Renewable Energies and Vehicular Technology (REVET), 2012 First International Conference on*, 2012, pp. 287-292.
- [Ela- 04] El Aïmani, S., "Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension," Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille- France, 2004.
- [Ell- 12] El Itani, S., & Joós, G., *Advanced wind generator controls: meeting the evolving grid interconnection requirements*: INTECH Open Access Publisher, 2012.
- [Gaz- 15] Gazi, M.S.I., & Ahmed, A.D., "LVRT capability improvement of a grid-connected PV park by robust sliding mode control," In *2015 American Control Conference (ACC)*, 2015, pp. 1002-1009.
- [Ger- 02] Gergaud, O., "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.

- [Ghe- 11] Ghennam, T., "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, Ecole Centrale de Lille; Ecole Militaire polytechnique- Alger, 2011.
- [Gho- 16] Ghoudelbourk, S., Dib, D., Omeiri, A., & Azar, A.T., "MPPT control in wind energy conversion systems and the application of fractional control ($PI\alpha$) in pitch wind turbine," *International Journal of Modelling, Identification and Control*, vol. 26, pp. 140-151, 2016.
- [Gon- 11] Gonzalo, A., Lopez, J., Rodríguez, M., Marroyo, L., & Iwanski, G., *Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation*: John Wiley & Sons, 2011.
- [Gri- 12] Grigsby, L.L., *Electric power generation, transmission, and distribution*: CRC press, 2012.
- [Gup- 14] Gupta, A., Chanana, S., & Thakur, T., "THD reduction with reactive power compensation for fuzzy logic DVR based solar PV grid connected system," *Frontiers in Energy*, vol. 8, pp. 464-479, 2014 2014.
- [Har- 13] Haruni, A.M.O., "A stand-alone hybrid power system with energy storage," PhD thesis, University of Tasmania, 2013.
- [Hic- 11] Hicham, "electronique: Introduction au systèmes éoliens," in *electronique* vol. 2017, ed, 2011.
- [Hos- 14] Md Kamal, H., & Mohd. Hasan, A., "Low voltage ride through capability enhancement of grid connected PV system by SDBR," In *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014, pp. 1-5.
- [Hus- 11] Hu, S., Lin, X., Kang, Y., & Zou, X., "An improved low-voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator during grid faults," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 3653-3665, 2011.
- [Ire- 15] IRE. (2015). *IRENA (2015), Africa 2030: Roadmap for a Renewable Energy Future*. IRENA, Abu Dhabi.
- [Jah- 14.a] Hossain, J., & Mahmud, A., *Large scale renewable power generation: advances in technologies for generation, transmission and storage*: Springer Singapore, 2014.
- [Jah- 14.b] Hossain, J., & Pota, H.R. (2014). *Robust control for grid voltage stability: high penetration of renewable energy*.
- [Jay- 09] Jayam, A.P., & Chowdhury, B.H., "Improving the dynamic performance of wind farms with STATCOM," In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1-8.

- [Jaz- 12] Jazaeri, M., & Hadaeghi, A., "Rotor Current Mitigation in DFIG Unit via Embedded Controller Adjustment Using Genetic Algorithm," *International Review on Modeling and Simulations (I. RE. MO. S)*, vol. 5, pp. 179-184, 2012.
- [Kad- 11] Kadri, R., Gaubert, J.-P., & Champenois, G., "An improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 66-75, 2011.
- [Kal- 09] Sen, K.K., & Sen, M.L., *Introduction to FACTS controllers: theory, modeling, and applications* vol. 54. Piscataway, N.J.: IEEE Press, John Wiley & Sons, 2009.
- [Kan- 14] Kanchev, H., "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain," Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [Kas- 06] Nachida, K.M., "Evaluation du Gisement Energétique Eolien-Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie," Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2006.
- [Kas- 13] Ishaque, K., & Salam, Z., "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 475-488, Mar-2013.
- [Ker- 13] Kerrouche, K., Mezouar, A., & Belgacem, K., "Decoupled control of doubly fed induction generator by vector control for wind energy conversion system," *Energy procedia*, vol. 42, pp. 239-248, 2013.
- [Ker- 17] Kamel, D.E.K., "Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé aux réseaux électriques," Thèse de doctorat, Electrotechnique, Université de Tahar Moulay de Saida, 2017.
- [Ket- 14] KETFI, N., "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée," Thèse de doctorat, Université de Batna 2, 2014.
- [Lag- 15] Laghari, J., Mokhlis, H., Karimi, M., Bakar, A., & Mohamad, H., "An islanding detection strategy for distribution network connected with hybrid DG resources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 662-676, 2015.
- [Lam- 12] Lamchich, M.T., & Lachguer, N., *Matlab simulink as simulation tool for wind generation systems based on doubly fed induction machines*: INTECH Open Access Publisher, 2012.
- [Lar- 10] LARBI, B., "Placement des dispositifs «D-FACTS» et contrôle des tensions dans un réseau de distribution," Doctorat, Electrotechnique, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf_Algérie 2010.

- [Lei- 14] Lei, T., "Doubly-fed induction generator wind turbine modelling, control and reliability," Doctorat, Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, 2014.
- [Luk- 14] Luke, S., & Santos-Martin, D., "Review of distributed generation interconnection standards," In *EEA Conference & Exhibition*, 2014, pp. 18-20.06.
- [Luo- 12] Luo, A., Xu, Q., Ma, F., & Chen, Y., "Overview of power quality analysis and control technology for the smart grid," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, pp. 1-9, 2016.
- [Mah- 12] Mahmud, M.A., Pota, H.R., & Hossain, M.J., "Dynamic Stability of Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System Using Zero Dynamic Design Approach," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, pp. 564-571, 2012/10// 2012.
- [Mal- 14] Malek, H., "Control of Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Fractional Order Operators," Thèse de doctorat Utah State University- États-Unis, 2014.
- [Mas- 17] Mas, "Les capacités de production d'énergies renouvelables en Afrique du Nord et au Moyen-Orient doubleront jusqu'à 3,3 gigawatts d'ici 2015 | Massolia News," 2017.
- [Mer- 17] Merabet, A., Labib, L., Ghias, A.M., Ghenai, C., & Salameh, T., "Robust Feedback Linearizing Control With Sliding Mode Compensation for a Grid-Connected Photovoltaic Inverter System Under Unbalanced Grid Voltages," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 7, pp. 828-838, 2017.
- [Mez- 06] MEZOUAR, A., "Décomposition et réduction de modèles des procédés électromécaniques : application à la commande des machines asynchrones," Thèse de doctorat Electrotechnique DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES_Algérie, 2006.
- [Moa- 11] Moacyr AG, D.B., Sampaio, L.P., Luigi, G., e Melo, G.A., & Canesin, C.A., "Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications," In *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2011 2011, pp. 99-104.
- [Mol- 08] Molinas, M., Suul, J.A., & Undeland, T., "Low voltage ride through of wind farms with cage generators: STATCOM versus SVC," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp. 1104-1117, 2008.
- [Nag- 15] Saad, N.H., Sattar, A.A., & Mansour, A.E.-A.M., "Low voltage ride through of doubly-fed induction generator connected to the grid using sliding mode control strategy," *Renewable Energy*, vol. 80, pp. 583-594, 2015 2015.
- [Pat- 05] Patel, M.R., *Wind and solar power systems: design, analysis and operation*: CRC press, 2005.
- [Pen- 10] Peng, L., "Reconfiguration du dispositif de commande d'une éolienne en cas de creux de tension," Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.

- [Per- 16] Periyaaazhagar, D., & Irusapparajan, G., "Comparative study on three phase cascaded inverter for various bipolar PWM techniques," *International Journal of Modelling, Identification and Control*, vol. 25, pp. 261-272, 2016.
- [Pet- 09] Petibon, S., "Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.
- [Pet- 97] Patrice, P., "Modélisation et Commande de structures FACTS:(Flexible Alternative CUITent Transmission System) Application au STATCOM (STATIC COMPensator)," Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 1997.
- [Qia- 08] Qiao, W., & Harley, R.G., "Effect of grid-connected DFIG wind turbines on power system transient stability," In *Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008, pp. 1-7.
- [Qua- 05] Quaschnig, V., *Understanding renewable energy systems*. London; Sterling, VA: Earthscan, 2005.
- [Rek- 12] Rekioua, D., & Matagne, E., *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*: Springer Science & Business Media, 2012.
- [Rek- 14] Rekioua, D., "Wind Power Electric Systems," *Green Energy and Technology, London Springer*, 2014.
- [Rin- 14] Rinkesh, "Advantages and Disadvantages of Renewable Energy," in *Conserve Energy Future*, ed, 2014.
- [Rog -04] Rogério G, d.A., Lopes, J.P., & Barreiros, J., "Improving power system dynamic behavior through doubly fed induction machines controlled by static converter using fuzzy control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1942-1950, 2004.
- [Sal- 13] Salam, Z., Ahmed, J., & Merugu, B.S., "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review," *Applied Energy*, vol. 107, pp. 135-148, Jul-2013.
- [San- 14] Sankarganesh, R., & Thangavel, S., "Performance Analysis of Various DC-DC Converters with Optimum Controllers for PV Applications," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 8, pp. 929-941, 2014.
- [She- 09] Sheikh, M.R.I., Muyeen, S.M., Takahashi, R., Murata, T., Tamura, J., & PowerTech, I.B., "Minimization of fluctuations of output power and terminal voltage of wind generator by using STATCOM/SMES," pp. 1-6, 2009.
- [Sin- 10] Singo, A.T., "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Thèse de doctorat, Nancy 1- France, 2010.

- [Sti- 08] Stiebler, M., *Wind energy systems for electric power generation*: Springer Science & Business Media, 2008.
- [Sto- 11] Stoyanov, L., "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables," Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli- France, 2011.
- [Sum- 15] Sumathi, S., Ashok Kumar, L., & Surekha, P., *Solar PV and wind energy conversion systems : an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques*. London: Springer International Publishing, 2015.
- [Ten- 11] Teninge, A., Roye, D., & Bacha, S., "Grid Integration of Wind Turbine Systems and their Ancillary Services Participation," *Electrical Distribution Networks*, pp. 273-314, 2011.
- [Teo- 11] Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P., *Grid converters for photovoltaic and wind power systems* vol. 29: John Wiley & Sons, 2011.
- [Tha- 12] Thang, D.M., "Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles," Thèse de doctorat, Université Lille 1, 2012.
- [Tia- 12] Tian, G., Wang, S., & Liu, G., "Design and realization of STATCOM for power quality improvement of wind turbine with squirrel-cage induction generator," In *7th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC)*, 2012 2012, pp. 1985-1989.
- [Toh- 13] Tohidi, S., Oraee, H., Zolghadri, M.R., Shao, S., & Tavner, P., "Analysis and enhancement of low-voltage ride-through capability of brushless doubly fed induction generator," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1146-1155, 2013.
- [Toh- 16] Tohidi, S., & Behnam, M.-i., "A comprehensive review of low voltage ride through of doubly fed induction wind generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 412-419, 2016.
- [Twi- 06] Twidell, J., & Weir, A.D., *Renewable energy resources*. London; New York: Taylor & Francis, 2006.
- [Twi- 15] Twidell, J., & Weir, T., *Renewable energy resources*: Routledge, 2015.
- [Var- 15] Varma, R.K., Rahman, S.A., & Vanderheide, T., "New control of PV solar farm as STATCOM (PV-STATCOM) for increasing grid power transmission limits during night and day," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 30, pp. 755-763, 2015.
- [Wan- 13] Wang, Z., Zou, Z., & Zheng, Y., "Design and control of a photovoltaic energy and SMES hybrid system with current-source grid inverter," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, pp. 5701505-5701505, 2013.

- [Xia- 14] Xiaonan, L., Guerrero, J.M., Sun, K., Vasquez, J.C., Teodorescu, R., & Huang, L., "Hierarchical control of parallel AC-DC converter interfaces for hybrid microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 683-692, 2014.
- [Zou- 13] Zou , Y., Malik, E., & Yilmaz, S., "Simulation comparisons and implementation of induction generator wind power systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 2864-2873, 2013.

Annexe A :**A.1. Transformations fondamentales dans les systèmes triphasés**

Pour simplifier le processus de conception de commande d'un système triphasé connecté au réseau, deux transformations fondamentales sont utilisées pour réduire les dimensions du modèle mathématique du système et découpler les équations différentielles. Ces transformations sont [Cro- 13, Mal- 14]:

- Transformation de Park d'axes ($\alpha\beta$),
- Transformation de Park d'axes (dq).

Dans notre travail, nous nous intéressons aux transformations qui s'appliquent aux grandeurs triphasées et nous portons une attention particulière à la transformation orthogonale de Park.

A.1.1. Transformation de Park

Le but de la transformation de Park est de réduire les dimensions de la représentation de l'espace d'état des systèmes triphasés. Elle permet de ramener les variables du repère triphasé (a, b, c) sur les axes d'un repère diphasé tournant (d, q, 0) comme il est montré dans la fig. II.10. La transformation de Park se fait par le produit matriciel suivant [Mal- 14, Mez- 06]:

$$[X_{dqo}] = [P(\psi)] \cdot [X_{abc}] \quad (\text{II.1})$$

et

$$[X_{abc}] = [P(\psi)]^{-1} [X_{dqo}] \quad (\text{II.2})$$

Avec

$$[P(\psi)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & \cos(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\psi - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\psi) & -\sin(\psi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

La matrice de changement de bases $[P(\psi)]$ étant orthonormée, le calcul de sa matrice inverse est très simple :

$$[P(\psi)]^{-1} = \text{transposé}[P(\psi)] = [P(\psi)]^t \quad (\text{II.4})$$

$$[P(\psi)]^{-1} = [P(\psi)]^t = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\psi) & -\sin(\psi) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\psi - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\psi - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\psi - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

et

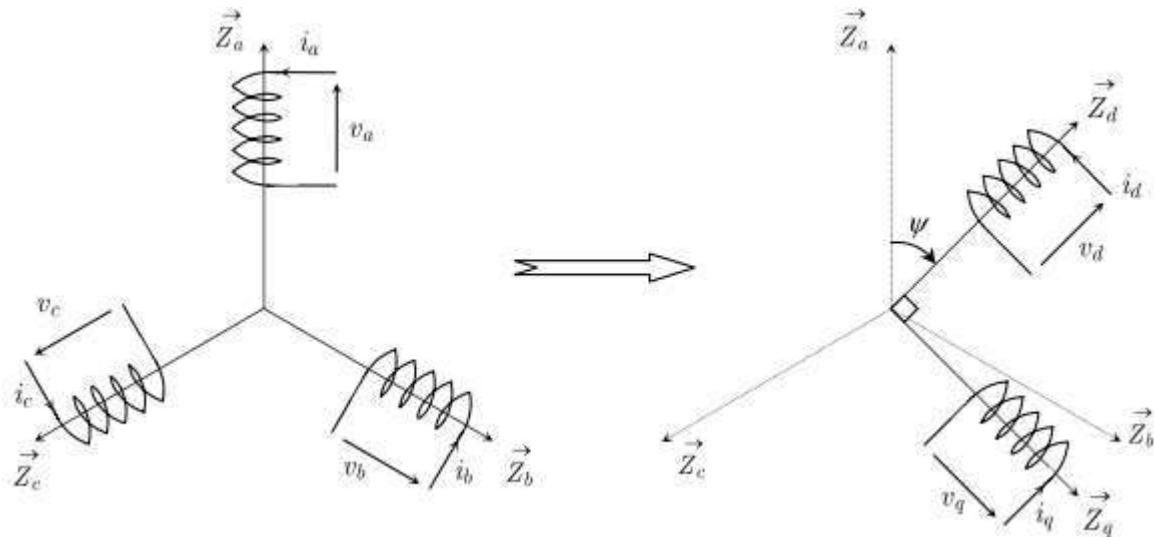


Fig.A.1. Transformation de Park pour un système énergétique triphasé.

Note : Le changement de variables peut être appliqué aux variables de n'importe quelle forme et de n'importe quelle séquence temporelle. Cependant, la transformation donnée ci-dessus convient mieux avec une séquence (a, b, c). Il est important de noter que la variable x_0 n'est pas associée au système de référence choisi, mais est plutôt reliée arithmétiquement aux variables (a, b, c) indépendamment au déplacement angulaire de ψ .

A.2. Grandeurs nominales et paramètres du système PV de 1 MW

Les simulations sont réalisées avec un système PV de 1 MW connectée au réseau électrique. Les paramètres de ce système PV sont décrits comme suit :

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	1MW
Nombre de Modules en série et en parallèle	3300

A.2.1. Paramètres électriques d'un module PV (S.P.R-305-WHT) utilisé [Gup- 14]

Grandeur	Variable	Valeur
Puissance nominale dans les conditions standards (STC)	Pmp	305 W
Tension de circuit ouvert	Voc	64.2 V
Tension maximal	Vmp	54.7 V
Courant maximal	Imp	5.58 A
Courant de court circuit	Isc	5.96 A
Nombre des cellules par module	Ns	96

A.2.2. Paramètres de l'onduleur PV

Puissance nominale	1MW
Fréquence nominale	50 Hz
Tension nominale de bus continu	500 V
Capacitance de bus continu	0.24 F
Impédance du filtre (R_f et L_f)	0.02 Ω , 250 e-5 H
Gains de régulateur de courant (k_p , k_i)	[3 – 20]
Gains de régulateur de de tension Vdc (k_p , k_i)	[7 – 800]

A.3. Grandeurs nominales et paramètres du système éolien de 1.5 MW

Les simulations sont réalisées avec un système éolien de 1.5 MW connectée au réseau électrique. Les paramètres de ce système éolien sont décrits comme suit :

A.3.1. Paramètres de la turbine éolienne :

Grandeur	Valeur
Moment d'inertie totale de l'ensemble (turbine-pales)	$J_t = 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
Coefficient de frottement	$f = 0.0024 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}$
Rapport du multiplicateur	$G = 90$
Rayon de la turbine	$R = 35,25 \text{ m}$
Vitesse nominale du vent	$V = 15 \text{ m/s}$

A.3.2. Grandeurs nominales et paramètres de la génératrice asynchrone à double alimentation

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	1.5 MW
Nombre de paires de pôles	$p = 2$
Vitesse nominale	$N_n = 1420 \text{ tr / m}$
Tension nominale	575 V / 50 Hz
Résistance statorique	$R_s = 0.023 \text{ p.u}$
Résistance rotorique	$R_r = 0.016 \text{ p.u}$
Inductance de fuite statorique	$L_s = 0.18 \text{ p.u}$
Inductance de fuite rotorique	$L_r = 0.16 \text{ p.u}$
Inductance de magnétisation	2.9 p.u
Inductance statorique	$L_s = L_s + M$
Inductance rotorique	$L_r = L_r + M$

A.3.3. Synthèse des correcteurs pour le contrôle de la GADA

a) Correcteurs des puissances

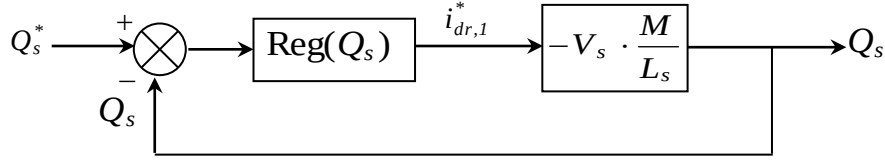


Fig.A.2. Boucle de régulation de la puissance Q_s .

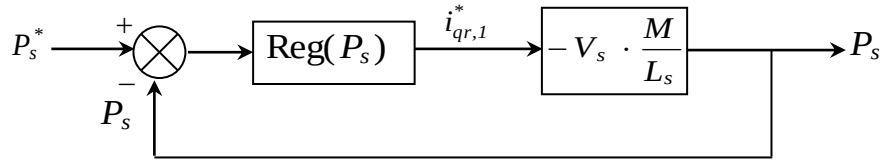


Fig.A.3. Boucle de régulation de la puissance P_s après découplage.

D'après les figures (A.2) et (A.3), les fonctions de transfert $\frac{P_s}{i_{qr}}$ et $\frac{Q_s}{i_{dr}}$ sont données par :

$$H(s) = \frac{A}{1 + T \cdot s} \quad (1)$$

Avec :

$$\begin{cases} A = -V_s \cdot \frac{M}{L_s} \\ T = 0 \end{cases} \quad (2)$$

La boucle de régulation des puissances P_s et Q_s est représentée par la figure (A.4).

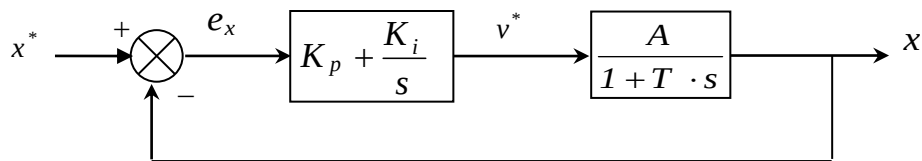


Fig.A.4. Schéma bloc de régulation de la grandeur x .

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$\frac{x}{x^*} = \frac{\frac{A}{T} (K_p \cdot s + K_i)}{s^2 + s \left(\frac{1 + A \cdot K_p}{T} \right) + \frac{A \cdot K_i}{T}} \quad (3)$$

Le dimensionnement du correcteur est fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation (3) est du deuxième ordre, nous imposons deux pôles à partie réelle négative.

Pour lequel de dénominateur des fonctions de transfert correspondantes est de la forme :

$$D(s) = s^2 + 2\xi\omega_0 s + \omega_0^2 \quad (4)$$

Ainsi, nous obtenons les paramètres du correcteur, en fonction de l'amortissement ξ et la pulsation propre ω_0 .

$$\begin{cases} K_p = (2 \cdot T \cdot \xi \cdot \omega_0 - 1) / A \\ K_i = T \cdot \omega_0^2 / A \end{cases} \quad (5)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$\frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{\left(1 + \frac{K_p}{K_i} \cdot s\right)}{1 + s \left(\frac{K_p}{K_i} + \frac{1}{AK_i}\right)} \quad (6)$$

Un premier choix consiste à choisir $K_p = 0$.

Donc, la fonction du transfert, ci-dessus, devient

$$\frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{1}{1 + \frac{1}{AK_i}s} \quad (7)$$

Le dimensionnement du correcteur est fait à l'aide du principe d'imposition des pôles. Comme le polynôme caractéristique de l'équation (6) est du premier ordre, nous imposons une constante du temps τ tel que :

$$\frac{P_s}{P_s^*} = \frac{Q_s}{Q_s^*} = \frac{1}{1 + \tau s} \quad (8)$$

Ainsi, nous obtenons les paramètres du correcteur :

$$\begin{cases} K_p = 0 \\ K_i = \frac{1}{A \cdot \tau} \end{cases} \quad (9)$$

Par substitution de l'équation (2) dans (5), nous obtenons les paramètres suivants du correcteur PI :

- **Paramètres du correcteur de la puissance statorique active P_s**

	τ	K_{p,P_s}	K_{i,P_s}
Correcteur PI	0.0001	392.4495	25.4810

- **Paramètres du correcteur de la puissance statorique réactive Q_s**

	τ	K_{p,Q_s}	K_{i,Q_s}
Correcteur PI	0.0001	392.4495	25.4810

b) Correcteurs des courants :

Ce sont les mêmes calculs que la section précédente.

- **Paramètres du correcteur du courant d'axe direct i_{dr}**

	$K_{p,id}$	$K_{i,id}$
Correcteur PI	0.0331	3.7576

- **Paramètres du correcteur du courant d'axe quadrature i_{qr}**

	$K_{p,iq}$	$K_{i,iq}$
Correcteur PI	0.0331	3.7576

Annexe B

B.1. Grandeurs nominales et paramètres du système hybride éolien/PV

Les simulations sont réalisées avec un système hybride éolien/PV de 3,5 MW connectée au réseau électrique. Les paramètres de ce système sont décrits comme suit :

B.2. Paramètres de réseau de distribution (chapitres 3-4 et 6)

B.2.1. Définitions :

On considère une source R, L, E ayant ces paramètres suivants :

$S_{cc_{source}}$: Puissance apparente de court-circuit 250 MVA

$U_{n_{source}}$: Tension nominale 120 kV

La valeur du courant de court-circuit est donnée par : $I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U_n}$

Les valeurs de R et de L sont calculées à l'aide du triangle des puissances.

D'où :

$$R_{source} = \frac{S_{cc}}{3I_{cc}^2} \cdot \cos(\varphi) ; L_{source} = \frac{S_{cc}}{3I_{cc}^2 \omega_{res}} \cdot \sin(\varphi) \text{ avec } \varphi \text{ le déphasage entre tension et courant}$$

B.2.2. Les paramètres :

Les paramètres du réseau HTA du chapitre 3,4 et 6 sont regroupés dans le tableau B1. Ce tableau regroupe uniquement la source RLE triphasée, le transformateur et les paramètres généraux des lignes.

Eléments de réseau	Grandeur	Valeur
Source RLE triphasée	Puissance apparente de court-circuit $S_{cc_{source}}$	2500MVA
	Tension nominale $U_{n_{source}}$	120 kV
	Courant de court-circuit de la source	12 kA
	Résistance de la source	$R_{source} = 0.5760 \Omega$
	Inductance de la source	$L_{source} = 0.0156 \text{ H}$
Transformateur 1	Puissance nominale du transformateur	$S_{n_{transfo1}} = 47 \text{ MVA}$
	Tension efficace phase à phase au primaire du transformateur	$U_{eff_{primaire-transfo1}} = 120 \text{ kV}$
	Tension efficace phase à phase au secondaire du transformateur	$U_{eff_{secondaire-transfo1}} = 25 \text{ kV}$
	Résistance magnétique du transformateur	$R_{m-T1} = 500 \text{ p.u}$
	Réactance magnétique du transformateur	$X_{m-T1} = 500 \text{ p.u}$
	Résistance au primaire du transformateur	$R_{1-T1} = 0.0027 \text{ p.u}$
	Réactance au primaire du transformateur	$X_{1-T1} = 0.08 \text{ p.u}$
	Résistance au secondaire du transformateur	$R_{2-T1} = 0.0027 \text{ p.u}$
	Réactance au secondaire au transformateur	$X_{2-T1} = 0.08 \text{ p.u}$
Charges	Puissance apparente de la charge en D en (VA)	$S_{chargebusD} = 1e06$

Facteur de puissance de la charge enD (sans unité)	$f_{pchargebusD} = 0.9$
--	-------------------------

B.3. Paramètres de l'onduleur PV utilisé comme STATCOM

Grandeur	Valeur
Puissance apparente nominale	6 MVA
Tension nominale	25 kV
Puissance réactive nominale	6 MVar
Tension de bus continu Vdc	4800 V
Capacité de bus continu C	0.2F
Gains de régulateur de tension au PCC [kp, ki]	[1.1- 5000]
Gains de régulateur de courant au PCC [kp, ki]	[1.6- 400]
Gains de régulateur de tension de bus continu [kp, ki]	[0.002- 0.3]

Production Scientifique

Publications Internationales

- [PI-1] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar. (2017) 'Reliability and performance improvement of double-fed induction generator-based wind energy conversion system', Int. J. Modelling, Identification and Control, Vol. 28, No. 4, pp.370–382.
- [PI-2] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar, 2016. *Transient Stability Enhancement of Wind Farms using Photovoltaic Solar Plant as STATCOM*. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 13(5): 375-385.
- DOI: 10.19026/rjaset.13.2955
- URL:
<http://www.maxwellsci.com/jp/mspabstract.php?jid=RJASET&doi=rjaset.13.2955>

Conférences Internationales

- [CI-1] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar, M. Moussaoui, Mohamed. Lagueb, « *Dynamic performance enhancement of doubly fed induction generator-based wind farm using photovoltaic solar farm as STATCOM* », Presented in the 4th International Conference of the IEEE on Electrical Engineering (ICEE 2015), December 13- 15, 2015, Boumedes, Algeria.
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=7416707&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel7%2F7405754%2F7416597%2F07416707.pdf%3Farnumber%3D7416707>
- [CI-2] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar, M. Moussaoui, Mohamed. Lagueb, « *Efficiency and performance of mixed wind farm using photovoltaic solar farm as STATCOM* », Presented in the 3th International Renewable and Sustainable Energy Conference of the IEEE, (IRSEC'15), December 10- 13, 2015, Marrakech - Ouarzazate, Morocco.
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7455092&newsearch=true&queryText=Efficiency%20and%20performance%20of%20mixed%20wind%20farm%20using%20photovoltaic%20solar%20farm%20as%20STATCOM>
- [CI-3] M. Moussaoui, A. Mezouar, L. Boumediene, **Kh. Benyahia**, Mohamed. Lagueb, « *Analytical Study Of grid connected DFIG Based Wind turbine Under Grid Fault Conditions* », Presented in the 7th International Conference on Modelling, Identification and Control of the IEEE (ICMIC'15), December 18-20, 2015), Sousse – Tunisia. Paper ID: 94
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7409492&newsearch=true&qu>

eryText=Analytical%20Study%20Of%20grid%20connected%20DFIG%20Based%20Wind%20turbine%20Under%20Grid%20Fault%20Conditions

- [CI-4] M. Moussaoui, A. Mezouar, L. Boumediene, **Kh. Benyahia**, Mohamed. Lagueb, « *Control of Doubly Fed Induction Generator Based Wind turbine by Two Deferent Classical Controllers Under Grid Fault Conditions* », Presented in the 2nd International Conference on Power Electronics and their Applications, (ICPEA'15), March 29- 30, 2015, Djelfa, Algeria. , paper ID: 95. <http://www.univ-djelfa.dz/icpea>.
- [CI-5] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar, M. Moussaoui, Mohamed. Lagueb, « *A Robust control of Doubly-fed Induction Generator Using in Wind Energy Conversion System*», Presented in the International Conference of Renewable Energy, (CIER'14), December 19- 21, 2014, Monastir – Tunisia. paper ID: 77, http://ipco-co.com/PET_Journal/CIER-2014_Papers/77.pdf
- [CI-6] M. Moussaoui, A. Mezouar, L. Boumediene, **Kh. Benyahia**, Mohamed. Lagueb, « *Modeling and control of Doubly-fed Induction Generator for Wind Energy Conversion System Using two different controllers*», Presented in the International Conference of Renewable Energy, (CIER'14), December 19- 21, 2014, Monastir – Tunisia. Paper ID.92. http://ipco-co.com/PET_Journal/CIER-2014_Papers/92.pdf
- [CI-7] **Kh. Benyahia**, L. Boumediene, A. Mezouar, M. Moussaoui, Mohamed. Lagueb, « , *Design of Robust Controller of a Doubly-fed Induction Generator for Wind Energy Conversion System with different controllers*», Presented in the 3th International Conference on new and Renewable Energies Research, (SIENR'14), October 13- 14, 2014, Ghardaïa, Algeria.

الملخص: في السنوات الأخيرة الماضية، شهدت نسبة مساهمة الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة في الشبكة الكهربائية ارتفاعا كبيرا في جميع أنحاء العالم. فقد بلغ إجمالي تغلغل كهرباء الطاقات المتجددة 1 849 جيغاواط في نهاية عام 2015. وتمثل الطاقة المنتجة بواسطة توربينات الرياح والطاقة الكهروضوئية الشمسية حوالي 433 جيغاواط و 227 جيغاواط، من قدرة الطاقة المتجددة المضافة حديثا في جميع أنحاء العالم، على التوالي. ومن الواضح أن الطاقات المتجددة سوف تحل محل مولدات الطاقة التقليدية في العقود المقبلة.

لكن عند وصل كمية كبيرة من هذه المصادر بالشبكات الكهربائية وخاصة بالشبكات الضعيفة، يمكن أن تخلق مشاكل في جودة الطاقة وفي إستقرار الشبكة الكهربائية إذا لم تتخذ تدابير مضادة. لذلك، هناك حاجة إلى مراقبة مناسبة وأجهزة إضافية لتعويض الطاقة لتفادي هذه المشاكل.

الهدف من هذه الأطروحة هو دراسة استخدام معوض متزامن ثابت (STATCOM) مع نظام هجين لتوليد الطاقة الكهربائية بالطاقات المتجددة (توربينات الرياح والطاقة الشمسية الكهروضوئية) المتصل بالشبكة الكهربائية من أجل تحقيق إستقرار الجهد بعد اضطرابات جانبية للشبكة كمشكل قصر الدائرة ثلاثي الأطوار. وتركز الاستراتيجية على معايير وشروط الشبكة الأساسية للحفاظ على التوتر المناسب عند نقطة اقتران المشترك من خلال تنظيم الجهد.

الكلمات المفتاحية: الطاقات المتجددة; طاقة الرياح; الطاقة الشمسية الكهروضوئية; مولد لاتزامني مزدوج التغذية; تحويل الطاقة; ضبط الطاقة; إنتاج الطاقة الكهربائية; الشبكة الكهربائية; إنخفاض التوتر; القدرة على مواصلة إنتاج الطاقة أثناء إنخفاض التوتر; جهاز الحماية (CROWBAR); إستقرار الشبكة الكهربائية.

Abstract: In the last few years, the shares of renewable power generations into the power grid have been increasing rapidly around the world. The total energy penetration from renewable energies was estimated 1 849 GW in the end of 2015.

Wind power generation and Photovoltaic solar energy accounted 433 GW and 227 GW for almost newly added renewable energies capacity in the globe, respectively. It is clear that renewable energies will be displace conventional power generation in the coming decades. Although, the connection of a large scale of these sources to the grid, especially to a weak grid, could create power quality and stability issues if no countermeasures are taken. Therefore, an appropriate control and additional compensating devices are required to mitigate these problems.

The aim of this dissertation is to investigate the use of a Static Synchronous Compensator (STATCOM) along with hybrid system (PV-Wind) connected to the grid for the purpose of stabilizing the grid voltage after grid-side disturbances such as a three phase short circuit fault. The strategy focuses on a fundamental grid codes requirement to maintain proper voltages at the point of common coupling by regulating voltage. The DC voltage at individual wind turbine (WT) inverters is also stabilized to facilitate continuous operation of hybrid system during disturbances.

Key words: Renewable energy ; Wind energy ; photovoltaic energy; wind generator ; double fed induction generator ; energy conversion ; power regulation; system performance; electric power

production ; electrical grid; voltage dip; LVRT; FACTS devices; protection system CROWBAR; grid stability.

Résumé:

Au cours des dernières années, la contribution des énergies renouvelables dans le réseau électrique ont augmenté rapidement dans le monde. La pénétration totale d'énergie à partir des sources renouvelables est sans précédent en 2015, plus de 1 849 GW a été ajoutée selon les estimations.

L'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque apparaîtraient clairement en bonne place. L'installation mondiale de ces deux types d'énergie a atteint environ 433 GW de l'éolienne et 227 GW de l'énergie solaire photovoltaïque. Il est clair que les énergies renouvelables seront remplacer les sources conventionnelle d'énergie dans les prochaines décennies. Cependant, l'interconnexion à grande échelle de ces systèmes aux réseaux électriques particulièrement à un réseau faible, pourrait créer de nombreux problèmes techniques tels que: la modification du transit de puissance, la variation de la tension, la perte de la stabilité du réseau, l'impact sur la sélectivité du plan de protection et le déséquilibre de courant et de tension. Par conséquent, des contrôles appropriés et des dispositifs de compensation sont nécessaires pour éviter ces problèmes.

Dans ce contexte et afin de contribuer au service système et à la gestion du réseau, ce travail de recherche porte sur l'utilisation des compensateurs statiques synchrones (STATCOM) permettant un apport de puissance réactive nécessaire au maintien de la tension au point de connexion commun d'un système hybride (éolien- PV) et du réseau pour but d'assurer des meilleurs performances du système tel que la continuité de service, la stabilité et la qualité d'énergie. La stratégie met l'accent sur les nouvelles normes exigées par les gestionnaires des réseaux électriques comme l'exigence de rester en connexion en cas de variation de tension ou en cas de défaut 'ride-through fault'. La tension de bus continu est également stabilisée pour faciliter le fonctionnement continu du système hybride lors de perturbations.

Mots clés : Energies renouvelables; énergie éolienne; énergie photovoltaïque ; générateur asynchrone à double alimentation ; régulation des puissances ; optimisation ; production de l'énergie électrique; réseau électrique ; chute des tensions ; LVRT ; dispositifs FACTS ; système de protection Crowbar ; stabilité du réseau électrique.