

Modélisation et Contrôle des Systèmes Éoliens-Solaire
Intégrés au Réseau VSC-HVDC

Par

Seghir BENHALIMA

THÈSE PRÉSENTÉE À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE
DOCTORAT EN GÉNIE
Ph.D.

MONTRÉAL, LE 27 JUIN 2019

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Seghir Benhalima, 2019



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Chandra Ambrish, directeur de thèse
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Alain April, président du jury
Département de génie logiciel et des TI à l'École de technologie supérieure

M. Al-Haddad Kamal, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Mamadou Lamine Doumbia, examinateur externe
Département de génie électrique et génie informatique à l'École d'ingénierie, Université du
Québec à Trois-Rivières

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 15 MAI 2019

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Le travail réalisé dans cette thèse s'est déroulé à l'école de technologie supérieure dans le cadre du programme de doctorat en génie électrique. Il a été effectué dans le Laboratoire GREPCI (Groupe de Recherche en Électronique de Puissance et Commande Industrielles).

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à mon directeur de recherche, le professeur Ambrish Chandra, pour son soutien et pour la confiance et l'intérêt qu'il a témoignés tout au long de la réalisation de cette thèse, pour ses conseils et sa disponibilité, son expertise technique, ses qualités humaines et pédagogiques et ses connaissances multidisciplinaires.

Je remercie monsieur Alain April, professeur au département de génie logiciel et des TI à l'École de technologie supérieure, Université du Québec, Canada pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse. Je tiens à adresser mes remerciements à monsieur Kamal AI Haddad professeur au département de génie électrique à l'École de technologie supérieure pour avoir accepté de juger ce travail. Ma gratitude va aussi à monsieur Mamadou Lamine Doumbia professeur au département de génie électrique et génie informatique à l'École d'ingénierie, Université du Québec à Trois-Rivières pour avoir accepté de juger ce travail en tant qu'examineur.

Un grand merci à mes amis et collègues du groupe GREPCI de l'ÉTS: Abdelhamid Hamadi, Miloud Rezkallah, Mounir Benadja, Souleyman Fadoul, Sanjeev Singh, Auguste Ndtoungou et merci beaucoup à des amis que je n'ai pas mentionnés ci-dessus. Merci à tous.

Enfin, je suis redevable à mes parents, à ma femme et à mes enfants. Un merci spécial à mes frères pour leur soutien depuis de nombreuses années.

Modélisation et Contrôle des Systèmes Éoliens–Solaire Intégrés au Réseau VSC-HVDC

Seghir BENHALIMA

RÉSUMÉ

Pour assurer, la forte demande mondiale en énergie électrique et le désir de préserver l'environnement ont pour effet que le monde se tourne vers les énergies renouvelables. Afin de bien utiliser cette énergie, nous devons utiliser des mécanismes efficaces pour produire et livrer l'énergie électrique aux consommateurs d'une manière fiable, efficace et durable.

En effet, plus le réseau électrique devient intelligent, plus il devient sensible aux différents défauts, à la variation climatique et aux harmoniques. Dans ces circonstances, des contributions dans cette thèse ont été menées dans le but de rendre la connexion de l'énergie renouvelable au réseau plus intelligent et sécuritaire. Cette thèse de recherche propose des stratégies de contrôle avancées et innovantes pour rendre l'intégration de l'énergie renouvelable au réseau haute tension AC et CC plus efficace et plus sûr tout en gérant automatiquement l'écoulement de puissance entre différentes sources et charges.

Dans ce contexte, et afin d'avoir une meilleure synchronisation entre les différents systèmes (Production/Transport/Synchronisation), cette recherche se focalise sur la maximisation de l'énergie produite. Dans cette thèse, des recommandations telles que les commandes avec estimateurs de filtre de Kalman et des régulateurs intelligents comme l'ANFIS intégrés dans les méthodes classiques et intelligentes sont introduites pour extraire le maximum de la puissance de l'éolienne et du système photovoltaïque. Ces commandes offrent de nombreux avantages, notamment un contrôle précis, un rendement élevé, une régulation meilleure de la tension du bus CC et l'atténuation des défauts.

Historiquement, les problèmes de défauts (AC et CC) ont fait l'objet de recherche, les différentes méthodes de correction seront citées dans la revue de littérature de cette thèse. Une analyse qualitative relative à ce phénomène a été rapportée (conception des hacheurs /l'ouverture des disjoncteurs AC /résistance branchée sur le rotor de la machine /SFCL). Ces méthodes sont actuellement mal adaptées pour corriger les défauts qui causent l'arrêt des éoliennes, la détérioration des convertisseurs et des générateurs ou la coupure totale de l'électricité. La contribution apportée par cette thèse, pour corriger les défauts est la modélisation des convertisseurs avec l'application des commandes basées sur l'intelligence artificielle afin de corriger les problèmes de la tension, améliorer la qualité de l'énergie et la stabilité du système.

Les centrales photovoltaïques reliées aux autres sources renouvelables posent certains problèmes lorsqu'elles sont intégrées au réseau électrique. L'un des principaux objectifs de

VIII

cette recherche est de développer une technique de contrôle intelligent robuste qui offre une fonctionnalité de régulation de tension et facilite l'écoulement de puissance vers le réseau.

L'algorithme de commande SRF développé à base de PI-anti-Windup est une contribution appliquée à l'onduleur VSC connecté au réseau, qui a comme résultat d'améliorer les puissances actives (P), réactive (Q) générées par le système hybride (PV-éolienne) et permet de réguler la tension du réseau AC incluant une régulation rapide de la tension du bus CC tout en minimisant la distorsion harmonique totale (THD). L'efficacité et la robustesse du système proposé sont démontrées par des résultats simulés et vérifiés par l'expérience au laboratoire GREPCI.

Une autre contribution, la méthode SMC (contrôle en mode de glissement) appliquée au parc offshore VSC-HVDC assure l'efficacité et la robustesse du système non linéaire. Cette solution prend en compte le cas de conditions sévères d'instabilité et de variation brusques.

Une nouvelle approche de protection basée sur le hacheur CC a été introduite dans le système VSC-HVDC. Ceci atténue l'effet de défaut du bus CC positif et assure un fonctionnement stable, sûr et efficace de l'énergie produite par les parcs éoliens offshore transférée vers la station onshore en respectant les normes de qualité d'énergie électrique.

La commande intelligente artificielle (Adaline) à base de (l'ANFIS et unfied) a été introduite dans les systèmes de petites et de grandes tailles et elle offre plusieurs contributions :

- Avoir un MPPT sans oscillation. Le régulateur ANFIS avec une conception optimale des paramètres est utilisé pour obtenir une réponse dynamique rapide lors d'un changement brusque d'irradiation solaire ;
- L'algorithme Adaline est utilisé pour estimer le courant de la source afin d'assurer l'écoulement de la puissance et de le rendre stable avec une amélioration élevée de la qualité d'énergie au PCC. Pour cette approche, la boucle (PLL) n'est pas utilisée, ce qui minimise le risque de perte de contrôle pendant la perturbation de la tension ;
- L'algorithme Adaline à base d'ANFIS régule bien la tension de bus CC, la tension alternative et les courants de source. Le régulateur ANFIS a permis la régulation des signaux de sortie avec une réponse dynamique rapide et sans aucune saturation pendant les transitions ;
- Avec l'ANFIS, le convertisseur élévateur CC-CC est plus efficace, même à faible rayonnement solaire. En sélectionnant la tension PV de sortie légèrement inférieure à la tension du circuit intermédiaire (CC), l'inductance du convertisseur élévateur continu-continu est plus faible et la tension de l'interrupteur est réduite.

Enfin, cette recherche prend en compte un micro-réseau à petite et grande échelle incluant les photovoltaïques, des éoliennes synchrones et asynchrones et des charges. Une nouvelle stratégie de contrôle intelligent a été développée afin de répondre aux exigences de la régulation de fréquence et de tension ainsi qu'à la synchronisation des sources avec les réseaux.

Cette thèse apporte des contributions à la fois théoriques et pratiques sur l'énergie renouvelable connectée aux réseaux.

Mots clés : VSC-HVDC, Éolienne offshore, Photovoltaïque, PMSG, MADA, Multi-terminal, MPPT, Câble CC sous-marin, Unified, ANFIS, Adaline contrôle, SRF, qualité d'énergie, Intelligence artificielle, micro-réseau.

Modeling and Control of Wind-Solar Systems Integrated in the VSC-HVDC Network

Seghir BENHALIMA

ABSTRACT

The strong global demand for electric power and the desire to preserve the environment are motivating governments to find a new solution based on clean renewable energy sources (RESs). However, among these energy sources, wind turbines and solar photovoltaic, are efficient, reliable, sustainable and environmentally friendly sources.

In this thesis, many advanced and innovative control strategies have been developed for the integration of renewable energy into the grid and make it safer while automatically managing power flows between different sources and loads. In this context, and to have a better synchronization between the different systems, our research focuses on maximizing the energy produced by wind turbines and photovoltaic solar energy.

Many control techniques for MPPT extraction such as P&O applied to the photovoltaic system and other conventional estimator to estimate the velocity of the wind turbine has been developed in this thesis, recommendations have been made for control such as, Kalman filter estimators and intelligent controllers like ANFIS.

Historically, the problems of faults (AC, DC and Arc) have been studied; the different methods of fault correction are cited in the literature review of this thesis. The contribution of our research is to reduce the impact of faults by modelling the converters according to the application cases and using the artificial intelligence controls.

The SRF control algorithm developed based on PI-anti-Windup is a contribution applied to the VSC inverter connected to the network, which improves the active power (P), reactive (Q) generated by the hybrid system and regulates the AC grid voltage, in addition to a fast DC bus voltage regulation, and minimizes total harmonic distortion (THD).

Another contribution is the SMC with Lyapunov method applied to the VSC-HVDC offshore wind farm ensuring efficiency and robustness of the no-linear system studied in severe conditions with the instability with a very low sensitivity to sudden variation.

A new protection approach based on the DC chopper has been introduced in the NPC VSC-HVDC offshore transmission. In addition, the protection control action of DC chopper extinguishes the fault current to restore the power transmission after the fault has been cleared, improving network reliability, power quality, safety and makes it stable.

The artificial intelligent control (Adaline) based on (the ANFIS and unified algorithm) was introduced in small and large systems. This control has several contributions:

- The optimal design of the ANFIS controller providing fast-dynamic response during a sudden change in solar irradiation, resulting in a non-oscillating MPPT;
- The Adaline Algorithm is used to estimate the current of the source to ensure the power flow and makes it stable with an improved power quality at the PCC. For this approach, the loop (PLL) is not used, which minimizes the risk of loss of control during voltage disruption;
- ANFIS-based Adaline algorithm has successfully regulated DC bus voltage, AC voltage and source currents. The ANFIS controller enables to detect the fault and regulate the output signals with a fast-dynamic response and without any saturation during the transitions;
- With ANFIS, the DC-DC boost converter is more efficient, even with low solar irradiation.

Finally, our study considers a new intelligent control applied to small and large- scale micro-grids incorporating photovoltaic generators, synchronous and asynchronous wind turbines and linear and no-linear loads. This thesis provides both theoretical and practical contributions on renewable energy connected to the grid.

Keywords: VSC-HVDC, offshore wind farms, photovoltaic, PMSG, MADA, multi-terminal, MPPT, DC submarine cable, power transmission, Unified, control of power, ANFIS, Adaline control, SRF, artificial intelligence, Smart Grid, control quality.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE	11
1.1 Introduction.....	11
1.2 Centrale photovoltaïque	12
1.2.1 Intégration des panneaux photovoltaïques au réseau électrique	14
1.2.2 Choix des générateurs photovoltaïques	15
1.2.3 Topologie de connexion du système photovoltaïque.....	16
1.3 Avantages et inconvénients du système photovoltaïque.....	17
1.3.1 Avantages du système photovoltaïque (SPV).....	18
1.3.2 Inconvénients du système photovoltaïque	18
1.4 Différentes méthodes d'extraction de la puissance maximale du système photovoltaïque.....	19
1.4.1.1 Perturbation et observation	19
1.4.1.2 Conductance incrémentale	21
1.5 Convertisseur CC-CC (boost) de la centrale photovoltaïque.....	24
1.6 Système éolien offshore.....	25
1.6.1 Topologies et développement des générateurs des turbines éoliennes offshore	26
1.6.1.1 Machine synchrone (MS).....	30
1.6.1.2 Machine asynchrone	31
1.6.2 Turbine éolienne à vitesse fixe et variable.....	32
1.6.2.1 Turbine éolienne à vitesse fixe relier directement à la station offshore	32
1.6.2.2 Turbine éolienne à vitesse variable.....	33
1.6.3 Parc éolien et station offshore.....	34
1.6.3.1 Étape et principe de fonctionnement.....	34
1.6.3.2 Convertisseur de puissance	34
1.6.3.3 Convertisseur à deux niveaux	35
1.6.3.4 Convertisseur à trois niveaux.....	37
1.6.3.5 Convertisseur Modulaire Multiniveaux (MMC).....	38
1.7 Topologie et type de transmission d'éolienne offshore	40
1.7.1 Topologie de parc éolien.....	40
1.7.2 HTCC et HTAC	41
1.7.2.1 Choix et comparaison entre les systèmes HTCC/HTAC.....	41
1.7.2.2 Utilité et avantages de HTCC (HVDC)	42
1.7.3 Systèmes LCC-HVDC	43
1.7.4 VSC- HVDC	44
1.7.4.1 Configurations de la transmission CC (VSC-HVDC)	45

1.7.4.2	Configurations " dos - à - dos " de la transmission CC (VSC-HVDC).....	46
1.7.4.3	Configurations entre deux terminaux de la transmission CC (VSC-HVDC)	47
1.7.4.4	Transmission multi-terminale (HVDC).....	48
1.7.5	Parc éolien et HVDC Light.....	49
1.7.5.1	HVDC Light.....	50
1.7.5.2	Stabilité de HVDC Light	51
1.7.5.3	Éléments de HVDC Light.....	51
1.7.6	Câble de transmission sous-marin	52
1.8	Normes d'interconnexion des sources d'énergie électrique sur les réseaux.....	54
1.8.1	Normes d'interconnexion.....	55
1.8.1.1	Normes IEEE1547	55
1.8.1.2	Normes UL (Underwriters Laboratories).....	56
1.8.2	Normes liées à la qualité d'énergie en termes de contenu harmonique....	56
1.8.3	Effet de défaut sur le système	56
1.8.3.1	Utilisation de la résistance de freinage (Chopper-Switch)	57
1.8.3.2	Réduire la valeur de consigne de courant actif.....	57
1.8.3.3	Réduction de la tension.....	57
1.9	Exigences de la transmission	58
1.9.1	Exigences relatives à la tension et la fréquence.....	58
1.9.2	Exigences relatives à l'appareillage et à l'entretien.....	58
1.10	Maintenance de parc éolien et les différentes commandes des stations de conversion	59
1.10.1	Maintenance de parc éolien	59
1.10.2	Commandes des stations de la conversion d'énergie électrique.....	59
1.11	Problématiques.....	59
1.11.1	Problématique d'intégration des sources d'énergie renouvelable	59
1.11.2	Problématique de différents défauts	60
1.11.3	Problématique du coût et de la maximisation de puissance.....	60
1.11.4	Protection des réseaux de distribution	61
1.11.5	Protection contre le court-circuit	61
1.11.6	Sélectivité et sensibilité des protections du système.....	61
1.11.6.1	Source est à côté du poste de transformation.....	61
1.11.6.2	Source de production loin du poste de transformation	62
1.12	Objectifs de la recherche.....	62
1.12.1	Système VSC-HVDC.....	62
1.12.2	Système hybride (éolien offshore-photovoltaïque) connecté au réseau VSC-HVDC	63
1.13	Méthodologie	64
1.14	Contributions de thèse.....	66
1.15	Conclusion	67

CHAPITRE 2	CONCEPTION DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉOLIENNE CONNECTÉE AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....	69
2.1	Introduction.....	69
2.2	Système photovoltaïque.....	70
2.2.1	Centrales photovoltaïques raccordées aux réseaux.....	71
2.2.2	Module et champ photovoltaïques.....	72
2.2.3	Modélisation d'un panneau photovoltaïque.....	73
2.2.4	Influence des paramètres externes.....	74
2.2.4.1	Influence de la température.....	74
2.2.4.2	Influences du rayonnement.....	75
2.2.5	Convertisseur CC-CC (boost).....	76
2.2.5.1	Mode de fonctionnement.....	76
2.2.5.2	Modélisation du convertisseur boost.....	77
2.2.5.3	Photovoltaïque relié au réseau.....	80
2.3	Système éolien offshore.....	86
2.3.1	Étapes et principe de fonctionnement.....	86
2.3.2	Turbines et générateurs éoliens.....	86
2.3.3	Éolienne PMSG connectée au réseau.....	86
2.3.3.1	Modèle aérodynamique de la turbine.....	87
2.3.3.2	Extraction de la puissance maximale (MPPT).....	89
2.3.3.3	Modélisation de la machine PMSG.....	90
2.3.3.4	Modélisation de la génératrice de la machine PMSG.....	90
2.4	Conclusion.....	92
CHAPITRE 3	NOUVELLE STRATÉGIE DE CONTRÔLE POUR EXTRAIRE LE MAXIMUM DE PUISSANCE ET AMÉLIORER LA QUALITÉ DE L'ÉNERGIE DU SYSTÈME HYBRIDE PV-ÉOLIENNE CONNECTÉ AU RÉSEAU.....	93
3.1	Introduction.....	93
3.2	Configuration de système et principe de fonctionnement.....	94
3.2.1	Modélisation du solaire photovoltaïque connecté au réseau.....	95
3.2.2	Modélisation et contrôle du convertisseur boost.....	97
3.3	Modèle dynamique de la turbine éolienne.....	98
3.3.1	Modèle mathématique de PMSG.....	98
3.3.2	Commande de la génératrice (PMSG).....	101
3.4	Commande de convertisseur côté réseau.....	104
3.4.1	Algorithme de SRF.....	104
3.4.2	Facteur de puissance unitaire.....	105
3.4.3	Régulation de la tension AC.....	106
3.4.4	Contrôle de la tension continue par PI anti-windup.....	107
3.5	Résultats de simulation.....	109
3.5.1	Évaluation de la performance à l'état stable du système hybride.....	109
3.5.2	Performance du système hybride PV-éolienne dans le régime permanent.....	110

3.6	Résultats expérimentaux	113
3.6.1	Contrôle d'onduleur du système hybride par SRF	114
3.6.2	Système photovoltaïque	117
3.7	Conclusion	120
CHAPITRE 4 MICRO-RÉSEAU INTELLIGENT (SMART MICRO-GRID).....		121
4.1	Introduction.....	121
4.1.1	Interconnexion de l'éolienne MADA avec le réseau et des charges linéaires et non linéaires.....	122
4.1.1.1	Topologie proposée.....	122
4.1.1.2	Commande de la turbine éolienne (MADA).....	124
4.1.2	Modèle mathématique et contrôle de la MADA.....	125
4.1.2.1	Modèle dynamique.....	125
4.1.2.2	Contrôle de convertisseur côté rotor de la MADA	126
4.1.2.3	Contrôle de convertisseur côté stator.....	127
4.1.3	Résultats de simulation	127
4.2	Cas de système hybride PV-PMSG connecté au réseau via deux convertisseurs AC/CC et CC/AC.....	131
4.2.1	Topologie de PMSG connectée au réseau via deux convertisseurs AC/CC et CC/AC.....	133
4.2.1.1	Contrôle de redresseur	133
4.2.1.2	Contrôle de l'onduleur	134
4.2.1.3	Résultats de simulation de PMSG.....	136
4.2.2	Cas de système hybride PV-PMSG connecté au réseau	140
4.2.2.1	Photovoltaïque connecté au réseau CC.....	140
4.2.2.2	Simulation de système hybride (PV-PMSG).....	140
4.2.3	Cas de micro-réseau (micro-grid).....	145
4.2.3.1	Topologie proposée.....	145
4.2.3.2	Simulation de micro-réseau	147
4.3	Conclusion	152
CHAPITRE 5 MODÉLISATION, CONTRÔLE ET IMPACT DES DEFAUTS SUR LA PERFORMANCE DYNAMIQUE DE VSC-HVDC UTILISANT LA COMMANDE SM ET LYAPUNOV		153
5.1	Introduction.....	153
5.2	Convertisseur de puissance dans la génération et la conversion de l'énergie.....	155
5.2.1	Modélisation du convertisseur à deux niveaux.....	156
5.2.2	Modélisation du convertisseur à trois niveaux.....	158
5.2.2.1	Modélisation du convertisseur dans le plan (abc).....	159
5.2.2.2	Modélisation du convertisseur dans le plan (dq0)	161
5.3	Description du système VSC-HVDC entre deux réseaux alternatifs.....	164
5.3.1	Stratégie de contrôle des deux convertisseurs à deux niveaux VSC- HVDC	164
5.3.2	Résultats de simulation	165

5.4	Simulation du système VSC-HVDC à trois niveaux entre deux réseaux alternatifs .	168
5.5	Effet de l’algorithme mode de glissement (SMC) et Lyapunov sur le système offshore VSC-HVDC en présence de défauts au bus CC	171
5.5.1	Description et modèle de parc éolien offshore	172
5.5.1.1	Extraction de la puissance de l’éolienne	173
5.5.1.2	Contrôle du hacheur élévateur (Boost) avec MPPT	173
5.5.2	Application du contrôleur PI sur la station offshore	174
5.5.3	Application du contrôleur SM sur la station VSC-HVDC onshore	175
5.5.3.1	Théorèmes de la stabilité de Lyapunov	176
5.5.3.2	Condition d’existence de la commande	179
5.5.4	Résultats de simulation	181
5.5.4.1	Fonctionnement du système sous les conditions normales.....	181
5.5.4.2	Fonctionnement du système en cas de défaut	184
5.5.5	Résultats expérimentaux	187
5.5.6	Conclusion	190
CHAPITRE 6	IMPACT DE NOUVELLE STRATÉGIE DE CONTRÔLE DE PARC ÉOLIEN OFFSHORE À BASE DE NPC VSC-HVDC EN CAS DE DÉFAUT CC	193
6.1	Introduction.....	193
6.2	Description du système	196
6.3	Modélisation et Contrôle du Système proposé	197
6.3.1	Maximum de la puissance générée	197
6.3.2	Modélisation du système proposé.....	198
6.3.3	Stratégie de contrôle de VSC offshore.....	200
6.3.4	Stratégie de contrôle de VSC-HVDC onshore.....	202
6.3.4.1	Commandes de puissance active et réactive	203
6.3.4.2	Contrôle de la tension continue de VSC à trois niveaux	205
6.3.4.3	Solution proposée avec Chopper CC	206
6.4	Résultats et discussions.....	207
6.4.1	Performances du VSC-HVDC en régime permanent	208
6.4.2	Performance sous la perturbation de la tension alternative	210
6.4.3	Performance au cours de défaut CC.....	213
6.4.4	Chopper CC proposé et la performance du système pendant le défaut ..	215
6.5	Validation des résultats expérimentaux	216
6.6	Conclusion	220
CHAPITRE 7	APPLICATION DE L’INTELLIGENCE ARTIFICIELLE SUR DES SYSTÈMES BASSES ET HAUTES TENSIONS	221
7.1	Application de l’intelligence artificielle sur un système photovoltaïque.....	221
7.1.1	Introduction.....	221
7.1.2	Système photovoltaïque connecté au réseau.....	224
7.1.3	Contrôle du système photovoltaïque.....	224
7.1.3.1	Méthode d’extraction de MPP	225

	7.1.3.2	Modélisation et contrôle du convertisseur CC-CC boost	225
	7.1.3.3	Design du contrôleur de courant à base d'ANFIS	227
7.1.4		Contrôle de l'onduleur CC-CA	228
	7.1.4.1	Estimation de la tension	228
	7.1.4.2	Estimation de la composante active	229
	7.1.4.3	Régulation de la tension continue	230
	7.1.4.4	Design de l'ANFIS	231
	7.1.4.5	Régulation de la tension CA	232
	7.1.4.6	Estimation du courant de réseau	233
7.1.5		Résultats de simulation et d'expérience	234
	7.1.5.1	Performance de simulation sous les conditions d'irradiation et des variations de la charge	234
	7.1.5.2	Performance de l'expérience sous la variation de la charge et les conditions météorologiques	237
7.2		Application d'Algorithmes de puissance instantanée et Adaline pour les stations VSC-HVDC offshore et onshore connectés au parc éolien offshore et station gazière	243
	7.2.1	Éolienne offshore et plateforme pétrolière	243
	7.2.2	Éolienne offshore et plateforme pétrolière	245
	7.2.2.1	Offshore et plateforme	246
	7.2.2.2	Photovoltaïque offshore	246
	7.2.2.3	Câble HVDC	247
	7.2.3	Description du système	247
	7.2.4	Contrôle de système	250
	7.2.4.1	Modélisation de la station offshore	250
	7.2.4.2	Contrôle de convertisseur côté PMSG	250
	7.2.5	Contrôle de convertisseur VSC de la station offshore	251
	7.2.6	Contrôle de convertisseur VSC de la station onshore et l'application de l'Adaline	252
	7.2.6.1	Régulation de la tension CC	253
	7.2.6.2	Régulation de la tension CA	253
	7.2.6.3	Estimation des composants de courant active et réactive	254
	7.2.6.4	Modèle d'unités en phase et en quadrature	254
	7.2.7	Résultats de simulation et expérimentaux	256
	7.2.7.1	Résultats de simulation	256
	7.2.7.2	Résultats expérimentaux	260
7.3		Intégration du central photovoltaïque au système VSC-HVDC offshore	263
	7.3.1	Topologie proposée	264
	7.3.2	Concept de convertisseur CC/CC en cascade multi-modulaire	265
	7.3.3	Parc éolien relié au réseau VSC-HVDC	265
	7.3.3.1	Câble de transmission CC sous-marine	266
	7.3.3.2	Contrôle de système	266
	7.3.4	Modélisation et contrôle du système	266

7.3.4.1	Modélisation de la station VSC-HVDC offshore	266
7.3.4.2	Stratégies de commande du système VSC-HVDC offshore....	268
7.3.4.3	Description et contrôle de la centrale PV	270
7.3.4.4	Modélisation de la station VSC-HVDC onshore	271
7.3.5	Résultats de simulation et discussion.....	271
7.3.5.1	Performance du système dans l'état permanent.....	272
7.3.5.2	Défaut CC et la performance du système	275
7.3.6	Conclusion	277
CONCLUSION.....		281
RECOMMANDATIONS ET ÉTUDES FUTURES		287
ANNEXE I PARAMETRES DES SYSTEMES		289
ANNEXE II COMPOSANTES DE LABORATOIRE.....		293
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		295

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Évolution des puissances éoliennes installées dans les principaux pays ...12
Tableau 1.2	Avantages et inconvénients des machines29
Tableau 2.1	Comparaison entre les différents types de matériaux utilisés pour le PV..70
Tableau 2.2	Paramètres du système photovoltaïque relié au réseau81
Tableau 7.1	Matrice des décisions de la logique contrôlant le courant29

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Exemple de panneau photovoltaïque13
Figure 1.2	Centrale photovoltaïque offshore.....13
Figure 1.3	Système photovoltaïque connecté au réseau.....15
Figure 1.4	Classification de système photovoltaïque16
Figure 1.5	Topologies de système photovoltaïque17
Figure 1.6	Caractéristique P-V du module photovoltaïque20
Figure 1.7	Algorithme du MPPT perturbation et observation (P&O).....21
Figure 1.8	Point de puissance maximale22
Figure 1.9	Algorithme de MPPT conductance incrémentale24
Figure 1.10	Module parallèle et série de boost connecté au système photovoltaïque...25
Figure 1.11	Éolienne et structure du système de conversion d'énergie26
Figure 1.12	Éolienne MADA connectée au réseau27
Figure 1.13	Différentes machines d'éolienne offshore28
Figure 1.14	Schéma d'éolienne et structure du système30
Figure 1.15	Schéma d'éolienne et structure du système de conversion d'énergie de PMSG.....31
Figure 1.16	Schéma d'éolienne SCIG connecté au réseau.....32
Figure 1.17	Schéma principe d'éolienne reliée à la station offshore33
Figure 1.18	Topologie de la conversion de HVDC : a) convertisseur de source35
Figure 1.19	Schéma d'une phase de convertisseur à deux niveaux36
Figure 1.20	Schéma d'une phase de convertisseur de puissance à deux niveaux36

Figure 1.21	Forme d'onde de la sortie du convertisseur à deux niveaux.....	37
Figure 1.22	Schéma d'un seul pôle du convertisseur.....	37
Figure 1.23	Signal de sortie à trois niveaux.....	38
Figure 1.24	Topologie de convertisseur multi-modulaire triphasé : a) sous modules ..	39
Figure 1.25	Différentes configurations de parc éolien offshore : a) topologie de connexion.....	40
Figure 1.26	Coût de la transmission des câbles AC et CC.....	42
Figure 1.27	Topologie LCC-HVDC.....	43
Figure 1.28	Transmission HVDC à base de convertisseur VSC.....	44
Figure 1.29	Diagramme de phase.....	45
Figure 1.30	Technologie VSC - HVDC à base d'IGBT.....	46
Figure 1.31	Système VSC-HVDC "dos- à - dos".....	47
Figure 1.32	Configuration VSC –HVDC mono - polaire	47
Figure 1.33	Configuration VSC –HVDC bipolaire.....	48
Figure 1.34	Schéma des différentes liaisons à courant continu du système.....	49
Figure 1.35	Schéma de la transmission HVDC.....	50
Figure 1.36	HVDC Light et plages de puissance	51
Figure 1.37	Câble XLPE sous-marine pour HVDC	53
Figure 2.1	Schéma diagramme de module photovoltaïque	72
Figure 2.2	Schéma équivalent d'une cellule PV	73
Figure 2.3	Caractéristique I-V pour les différentes valeurs de la température.....	74
Figure 2.4	Caractéristique P-V pour les différentes.....	75
Figure 2.5	Caractéristique P-V à une température constante	75

Figure 2.6	Caractéristique I-V à une température constante et ensoleillement variable.....	76
Figure 2.7	Convertisseur CC/CC boost.....	76
Figure 2.8	Commande du boost	80
Figure 2.9	Système PV connecté au réseau via un convertisseur à trois niveaux	81
Figure 2.10	Variation d'irradiance	82
Figure 2.11	Irradiance, tension et puissance de photovoltaïque.....	82
Figure 2.12	Tension V_{cc} de (référence/mesuré) et index de modulation	83
Figure 2.13	Tension et courant continu de photovoltaïque	83
Figure 2.14	Tension et courant de réseau.....	84
Figure 2.15	Tension et courant de réseau dans [0.05 0.1].....	84
Figure 2.16	Puissance photovoltaïque et puissance de réseau	85
Figure 2.17	THD et tension de phase de réseau	85
Figure 2.18	Éolienne PMSG reliée au réseau.....	87
Figure 2.19	Bloc de la turbine	89
Figure 2.20	Allure de la puissance en fonction de la vitesse	90
Figure 2.21	Modèle de la machine PMSG dans l'axe dq.....	91
Figure 3.1	Le système hybride de production d'énergie renouvelable	95
Figure 3.2	Schéma du contrôle de convertisseur boost.....	97
Figure 3.3	Caractéristiques du coefficient de puissance en fonction de divers.....	100
Figure 3.4	Modèle dynamique de la turbine éolienne	100
Figure 3.5	Caractéristiques de MPPT des puissances mécaniques	101
Figure 3.6	Schéma de contrôle du convertisseur à deux niveaux (côté éolienne).....	103
Figure 3.7	Structure du contrôleur PI anti-windup.....	108

Figure 3.8	Schéma de contrôle de l'onduleur du système hybride par SRF	108
Figure 3.9	Résultats de simulation du courant et tension photovoltaïque sous différents ensoleillements	109
Figure 3.10	Caractéristique du courant de CC-CC (boost) et sa référence	110
Figure 3.11	La vitesse estimée et sa référence du générateur PMSG	110
Figure 3.12	Formes d'ondes de la tension et courant du réseau, le courant de la charge équilibrée et déséquilibrée, le courant alternatif de l'onduleur et la tension de bus CC	111
Figure 3.13	Zoom des formes d'ondes de la tension et courant du réseau, le courant de la charge équilibrée et déséquilibrée, le courant alternatif de l'onduleur	111
Figure 3.14	Puissances actives et réactives dans les cas équilibrés et déséquilibrés ..	112
Figure 3.15	a) THD du courant de réseau, b) THD du courant de charge et c) THD de la tension au point PCC pour le système hybride connecté au réseau.....	113
Figure 3.16	La configuration de matérielles d'expériences	114
Figure 3.17	Résultats expérimentaux de la tension CC, courant d'onduleur, courant	116
Figure 3.18	Réponse dynamique du photovoltaïque connecté au réseau :.....	118
Figure 3.19	Caractéristiques expérimentales du système hybride connecté au réseau en changeant l'état de fonctionnement: a) PMSG au démarrage et b) PMSG en état d'arrêt	119
Figure 4.1	Configuration de micro-réseau intelligent	122
Figure 4.2	Configuration de l'éolienne MADA avec convertisseur dos-à-dos connecté au réseau et à une charge	123
Figure 4.3	Schéma de contrôle du convertisseur côté rotor de la MADA	126
Figure 4.4	Schéma de contrôle du convertisseur côté stator de la MADA	127
Figure 4.5	Résultats de simulation de la vitesse du rotor de la MADA.....	128
Figure 4.6	Résultats de simulation de la tension continue	128

Figure 4.7	Tension et courant de stator et courant du rotor selon	129
Figure 4.8	Tension et courant de réseau avec un zoom.....	130
Figure 4.9	Tension et courant des charges	131
Figure 4.10	Schéma de système hybride (Photovoltaïque-PMSG) connecté au réseau.....	132
Figure 4.11	Schéma de l'éolienne PMSG connectée au réseau	133
Figure 4.12	Schéma de contrôle du convertisseur côté AC/CC	134
Figure 4.13	Schéma de contrôle du convertisseur CC/AC (Onduleur).....	135
Figure 4.14	Variations de la vitesse du vent et de l'éolienne avec la puissance	136
Figure 4.15	Résultats de la simulation du PMSG avec des charges linéaires et non linéaires	137
Figure 4.16	Puissances active et réactive de l'éolienne	138
Figure 4.17	Puissances active et réactive côté onduleur	138
Figure 4.18	Puissances active et réactive de la charge.....	139
Figure 4.19	Puissances active et réactive du réseau.....	139
Figure 4.20	Formes d'ondes de PV-PMSG connecté au réseau et des charges	141
Figure 4.21	Formes d'ondes (Zoom) de PV-PMSG connecté au réseau et des charges	142
Figure 4.22	Tension estimée (V_{cc_est}) et tension de référence (V_{cc_ref}) côté onduleur	142
Figure 4.23	Tension estimée (V_{PV_est}) et mesurée (V_{PV_mes}) de système photovoltaïque.....	143
Figure 4.24	Différentes puissances de système hybride PV-PMSG	143
Figure 4.25	Spectres harmoniques de phase a : a) du courant de réseau,	144
Figure 4.26	Schéma principe de micro-réseau intelligent.....	146
Figure 4.27	Effet de défaut sur la ligne HT : a) Tension de réseau HT et b) Zoom de la tension	147

Figure 4.28	Résultat de simulation de la tension et courant de circuit Firnace.....	148
Figure 4.29	Résultats de simulation (zoom) du courant et la résistance de l'arc Firnace.....	148
Figure 4.30	Caractéristique du courant photovoltaïque dans le micro-réseau intelligent	149
Figure 4.31	Résultats de simulation de l'éolienne PMSG dans le micro-réseau intelligent	149
Figure 4.32	Résultats de simulation de tension et courant de la charge, de réseau.....	150
Figure 4.33	Tensions et courants de micro-réseau intelligent.....	150
Figure 4.34	Puissances de micro-réseau intelligent	151
Figure 5.1	Convertisseur VSC à deux niveaux	156
Figure 5.2	Convertisseur VSC NPC à trois niveaux	158
Figure 5.3	Transmission VSC-HVDC à deux niveaux avec défaut côté redresseur .	165
Figure 5.4	Simulation de HVDC avec défaut côté redresseur (station 1)	166
Figure 5.5	Simulation de HVDC avec défaut côté onduleur (station 2)	167
Figure 5.6	Schéma d'implantation de VSC- HVDC à trois niveaux (NPC): avec défaut triphasé.....	168
Figure 5.7	Schéma de commande de l'onduleur NPC VSC-HVDC.....	168
Figure 5.8	Schéma de commande du redresseur NPC VSC- HVDC.....	169
Figure 5.9	Simulation de NPC VSC- HVDC côté redresseur	169
Figure 5.10	Simulation de NPC VSC-HVDC côté onduleur sur un défaut AC : a) Tension.....	170
Figure 5.11	Bilans de puissances du système NPC VSC-HVDC : a) Puissance active	170
Figure 5.12	Parc éolien offshore connecté au réseau HTCC/HTAC	172
Figure 5.13	Schéma d'éolienne PMSG connectée au boost.....	173

Figure 5.14	Schéma de commande du convertisseur CC/CC (Boost)	174
Figure 5.15	Schéma de contrôle du convertisseur offshore VSC-HVDC	174
Figure 5.16	Schéma de $f(x_3) = \dot{x}_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=0.5$	178
Figure 5.17	Schéma de $f(x_3) = \dot{x}_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=0.9$	178
Figure 5.18	Schéma de $f(x_3) = \dot{x}_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=3$	179
Figure 5.19	Schéma de contrôle du convertisseur onshore VSC-HVDC à deux niveaux	180
Figure 5.20	Schéma de la tension et courant du réseau côté station onshore avec PI	181
Figure 5.21	Schéma de la tension et courant du réseau côté station onshore avec	182
Figure 5.22	Schéma de la tension du bus CC de la station onshore avec	182
Figure 5.23	Les formes d'ondes de la puissance active et réactive.....	183
Figure 5.24	Les formes d'ondes de la puissance active et réactive.....	183
Figure 5.25	Schémas des tensions du réseau AC de système	184
Figure 5.26	Schémas des courants de réseau AC de système onshore.....	185
Figure 5.27	Schémas des puissances P et Q de la station onshore.....	185
Figure 5.28	Schémas de puissances active et réactive de la station	186
Figure 5.29	Schémas de la tension continue de la station VSC-HVDC.....	186
Figure 5.30	Résultats expérimentaux de la dynamique de la tension (v_a).....	188
Figure 5.31	Résultats expérimentaux de la dynamique de tension (v_a)	188
Figure 5.32	Résultats expérimentaux avec zoom de la dynamique de la tension (v_a)	189
Figure 5.33	Résultats expérimentaux avec zoom de la dynamique de tension (v_a)	189
Figure 5.34	Résultats expérimentaux de la tension (V_{cc}), courant (i_{cha}), tension (V_{ra})	190

Figure 6.1	Topologies de parc éolien offshore avec un hacheur intégré au système.....	196
Figure 6.2	Schéma individuel de PMSG utilisé dans le parc éolien offshore	197
Figure 6.3	Courbe de la puissance (P_{mec}) de PMSG en fonction	198
Figure 6.4	Schéma de contrôle du convertisseur VSC-HVDC offshore	202
Figure 6.5	Contrôle du convertisseur VSC-HVDC onshore	206
Figure 6.6	Commande de la tension continue du Chopper par PI anti-windup	207
Figure 6.7	Stabilité de la tension continue dans la station offshore et onshore	208
Figure 6.8	Performance du courant continu de bus CC et du courant côté alternatif	209
Figure 6.9	Puissances d'une seule génératrice PMSG (2MW)	209
Figure 6.10	Performances en régime permanent de : Tension et courant d'une	210
Figure 6.11	Performances sous la perturbation de la tension alternative (sag) à 2.1s	211
Figure 6.12	Réponses de la tension V_{cc} dans les stations offshore et onshore pendant	211
Figure 6.13	Les formes d'onde en régime permanent : a) Tension de réseau, b) courant de réseau, c) tension positive et négative de bus CC, d) index de modulation, e) amplitude de tension, f) puissance active et g) puissance réactive	212
Figure 6.14	Résultats de simulation du parc éolien avant et après le défaut (sag) à 2.1s	213
Figure 6.15	Résultats de simulation (station onshore) avant et après le défaut	214
Figure 6.16	Résultats de simulation d'un parc éolien offshore pendant le défaut CC à 2.6s.....	214
Figure 6.17	Performances de parc éolien après l'utilisation du chopper comme méthode.....	215
Figure 6.18	Performances de formes d'onde de la station onshore avec chopper	216

Figure 6.19	Performances du système.....	217
Figure 6.20	Essai expérimental du système proposé sous : a) une charge non linéaire brusquement connectée, b) charge non linéaire déconnectée et c) une activation et désactivation de la charge linéaire.....	218
Figure 6.21	La performance des formes d'onde dans la condition de perturbation....	219
Figure 6.22	Différents éléments du montage expérimental	220
Figure 7.1	Schéma de raccordement du système photovoltaïque au réseau	224
Figure 7.2	Contrôle du convertisseur boost: a) Organigramme de l'algorithme P&O,	226
Figure 7.3	a) Les fonctions d'appartenance triangulaire de la variable d'entrée	228
Figure 7.4	Fonctions d'adhésion : a) Erreur d'ANFIS et	232
Figure 7.5	Schéma de l'algorithme Adaline basé sur le contrôleur ANFIS.....	233
Figure 7.6	a) Résultats dynamiques sous irradiation solaire et changement de charge,.....	236
Figure 7.7	Prototype de circuit électrique	238
Figure 7.8	Résultats expérimentaux du système en régime permanent	239
Figure 7.9	Résultats d'expériences : la tension continue, courant photovoltaïque, courant.....	240
Figure 7.10	Études expérimentales de la performance dynamique en présence	241
Figure 7.11	Performances dynamiques expérimentales en présence de l'irradiation solaire	242
Figure 7.12	Résultats expérimentaux de THD : a) I_{THD} , b) V_{THD}	243
Figure 7.13	Schéma principal de la plateforme pétrolière et gazière, parc offshore...	249
Figure 7.14	Parc éolien et plateforme pétrolière et gazière offshore	252
Figure 7.15	Contrôle de la station offshore VSC-HVDC	252
Figure 7.16	Contrôle Adaline de la station onshore VSC-HVDC	255

Figure 7.17	Formes d'ondes du parc offshore sans défaut CC : Tension et courant.....	256
Figure 7.18	Formes d'ondes du parc offshore avant et après le défaut CC à 2.5s: Tension.....	257
Figure 7.19	Signal de la tension Vcc des stations offshore et onshore : a) sans défaut.....	258
Figure 7.20	Schéma de la plate-forme pétrolière et gazière.....	259
Figure 7.21	Les formes d'ondes de plate-forme : a) avant le défaut de bus CC,	260
Figure 7.22	Les formes d'onde : tension continue, courant de réseau, courant	261
Figure 7.23	Résultats expérimentaux avec et sans charge : tension continue, courant.....	261
Figure 7.24	Résultats expérimentaux de la tension de réseau et du courant	262
Figure 7.25	Résultats expérimentaux de la tension triphasée de réseau et du courant.....	262
Figure 7.26	Résultats expérimentaux de la tension triphasée de réseau en présence de changement soudain de la charge linéaire.....	263
Figure 7.27	Intégration de parc éolien offshore (50MW) et centrale.....	264
Figure 7.28	Schéma du modèle équivalent de central photovoltaïque.....	265
Figure 7.29	Représente le modèle équivalent de central photovoltaïque.....	267
Figure 7.30	Schéma de contrôle de VSC-HVDC offshore	269
Figure 7.31	Photovoltaïque avec boost commandé en MPPT.....	270
Figure 7.32	Schéma de contrôle modifié de l'algorithme Unified Adaline	271
Figure 7.33	Tensions continues en régime permanent dans l'offshore et l'onshore ...	272
Figure 7.34	Tension et courant alternatif en régime permanent côté station onshore	273
Figure 7.35	Performances du système en régime permanent du parc éolien	274
Figure 7.36	Formes d'onde en régime permanent des puissances	275

Figure 7.37 Formes d'onde de différentes puissances active sous le défaut CC.....276

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ANFIS	Adaptive Network based Fuzzy Inference System
ANN	Artificial Neural Network
C	Capacité
C_f	Capacité de filtre
C_p	Coefficient de la puissance
VSC	Convertisseur source de tension (Voltage Source Converter)
DC (CC)	Courant Continu (Direct Courant)
AC	Courant Alternatif (Alternating Current)
SCC	Convertisseur Source du Courant
SMC	Contrôle de Mode de glissement
CSC	Current Source Converter
EWEA	European Wind Energy Association
EKF	Extended Kalman Filter
ESCR	Extended Short Circuit Ratio
XLPE	Extruded Cross Linked Polyethylene
f	Fréquence du système
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GRÉPCI	Groupe de Recherche en Électronique de Puissance et Commande industrielles
WRIG	Générateur asynchrone à rotor bobiné
SCIG	Générateur Synchrone à Cage d'Écureuil

HTCA (HVAC)	Haute Tension à Courant Alternatif (High Voltage Alternating Current)
HVDC	Haute Tension à Courant Continu (High Voltage Direct Current)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LCC	Line Commutated Converters
MACE	Machine Asynchrone à Cage d'Écureuil
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM)
MTDC	Multi-terminal direct current
NPC	Neutral-Point Clamped (Point Neutre Calé)
NL	Non Linéaire
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
P&O	Perturbation et Observation
PLL	Phase Locked Loop
PV	Photovoltaïque
PCC	Point of Common Coupling
FB	Pont complet (Full-Bridge)
P _{max}	Puissance maximale
PI	Régulateur Proportionnel Intégral
SÉR	Source d'Énergie Renouvelable
WECS	Système de Conversion d'Énergie Éolienne

SRF	Synchronous Reference Frame
IGBT	Transistor Bipolaire à Grille Isolé (Insulated Gate Bipolar Transistors)
THD	Taux Harmonique de Distorsion
TSR	Tip Speed Ratio
OWF	Turbine Éolienne Offshore (Offshore Wind Farm)
WWEA	World Wind Energy Association

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

ρ	Densité spécifique de l'air, Kg/m ³
s	seconde
S(A)	Surface balayée par les pales, m ²
R(r)	Rayon de l'éolienne en mètre
kg	kilogramme
A	Ampère (unité d'intensité de courant électrique)
V	Volte
mH	millihenry
mF	millifarad
μ F	micoFarad
Ω	Ohm
S _n	Puissance souscrite en kVA
P _w	Puissance active de l'éolienne
Q	Puissance réactive de l'éolienne
Hz	Hertz
I _m	L'amplitude du courant en Ampère
i _{dq}	Courant de ligne dans dq (A)
i [*] _{dq}	Courant de référence (A)
i _{cdq}	Courant en Ampère du convertisseur dans le plan dq,
I _{pv}	Courant photovoltaïque
I _{sc}	Courant de court-circuit

XL

I_0	Courant de saturation inverse de diode
I_d	Courant de jonction
I_{ph}	Photo-courant
T_c	Température de la cellule
q	Charge d'électron
K	Constante de Boltzmann
E_g	Écart d'énergie du semi-conducteur
i_L	Courant de ligne en Ampère
i_k	Courant de filtre en Ampère
i_{ck}	Courant de redresseur en Ampère
i_{pcck}	Courant de phase en Ampère au PCC
v	Valeur instantanée de tension
V	rms de tension
V_{lnabc}	Tension (abc) de ligne en volt
V_{abc}	Tension (abc) de réseau en volt
U_{abcp}	Tensions unitaires en phase
W_{pabc}	Composantes actives du courant
W_{qabc}	Composantes réactives du courant
V_{pv}	Tension de sortie photovoltaïque
V_0	Tension en circuit ouvert
V_m	Amplitude de la tension en volt
v_{sdq}	Tension dans le plan dq en volt

v_{cdq}	Tension du convertisseur en Volt dans le plan dq,
V_{cc}	Tension de bus continu en volt
$V_{cc_réf}$	Tension de référence de bus continu en Volt
e_k	Tension de phase, Volt
K_i	Gain Integral
K_p	Gain Proportional
L_l	Inductance de ligne, Henry
L	l'Inductance de ligne, Henry
A	Surface balayée (m ²)
r	rayon des pales de l'éolienne(m)
p	Nombre de pair de pôles
R	Résistance de ligne
C	Capacité du bus continue en Farad
C_f	Capacité de filtre
T	Couple de l'éolienne en N.m
J	Inertie en kg.m ²
m	mètre (unité de longueur)
m^2	mètre carré
m^3	mètre cube
F	Friction, N/rad/s
V	Vitesse du vent en m/s
Ω	Vitesse angulaire de rotation des pales en rad/s

XLII

ω	Vitesse angulaire du rotor
θ	Angle entre le stator et de rotor
β	Angle de calage des pales en degré
λ	Vitesse spécifique
$C_p(\lambda)$	Coefficient de couple

INTRODUCTION

La forte demande en énergie électrique basée sur les énergies fossiles telles que le pétrole et le charbon ont influencé directement les réserves fossiles ainsi que l'environnement planétaire. Afin de garder la même cadence économique mondiale et préserver une vie naturelle pour nos générations futures, il est nécessaire de trouver d'autres sources d'énergies alternatives, durables et propres, ce qui nécessite une intervention au niveau mondial pour atteindre ces objectifs (protocole de Kyoto) (Aykut and Dahan 2014).

Au cours des dernières années, le pourcentage des énergies renouvelables sur les réseaux électriques a augmenté de manière significative. Cette hausse a été provoquée par les politiques visant à lutter contre les changements climatiques et à garantir l'approvisionnement énergétique durable (world energy outlook). Le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a signalé que : «la production des gaz à effet de serre, tels que : l'oxyde nitreux (N₂O), le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄) sont responsables de l'échauffement climatique à cause de l'évolution des combustibles fossiles » (GIEC, 2007).

Le remplacement des sources d'énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables (le vent, le soleil, la biomasse, l'hydroélectricité...), et leur intégration dans des réseaux électriques de basse et de haute tension fait l'objet de recherche dans plusieurs pays actuellement tels que les États-Unis, l'Allemagne et la Chine.

L'une des formes d'énergies renouvelables les plus populaires aujourd'hui est l'énergie solaire photovoltaïque. Le potentiel de cette énergie dépend d'une région à une autre comme le montre la Figure 0.1 de la carte suivante :

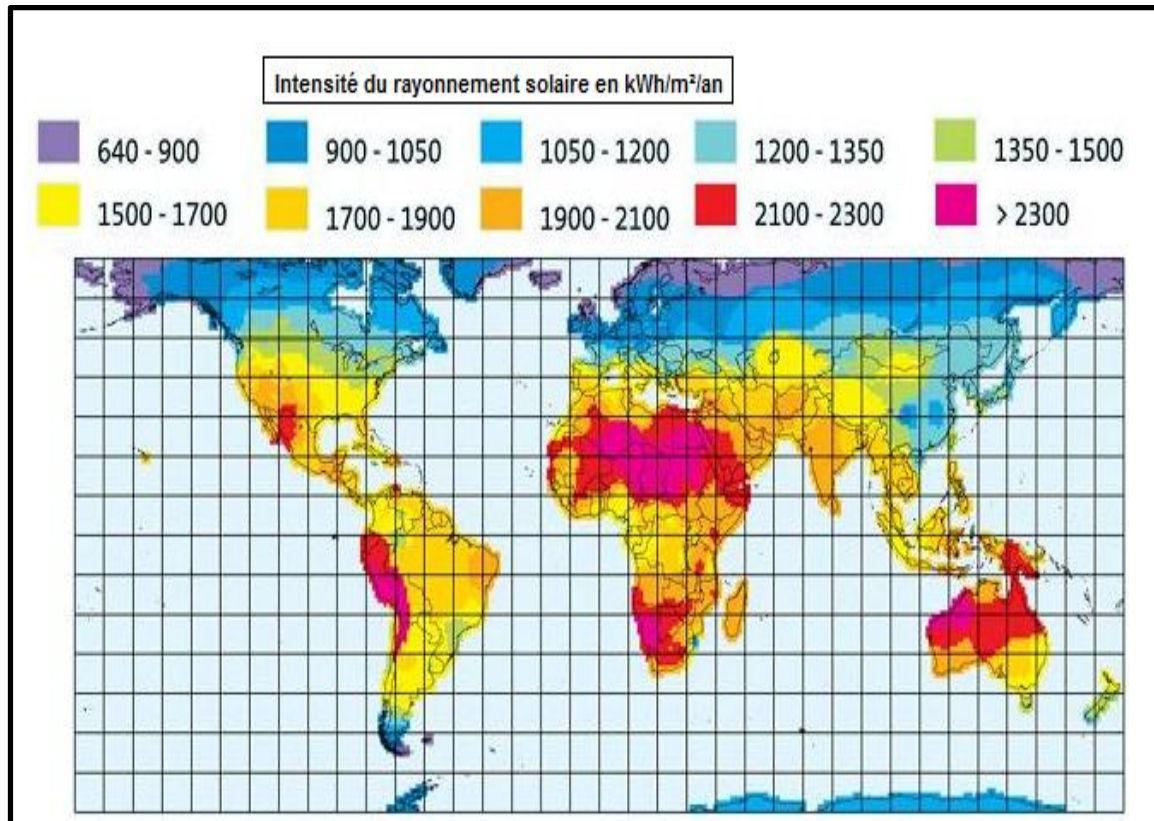


Figure 0.1 Carte d'irradiation solaire dans le monde
Tirée de photovoltaïque guidenr (2018)

Cependant, la nature stochastique des vecteurs d'énergies comme le vent ou le soleil rendent difficile leur intégration dans le réseau électrique, surtout quand il est question d'une intégration à grande échelle dans des réseaux électriques VSC-HVDC. En plus la synchronisation parfaite et l'exigence de faire améliorer la qualité d'énergie sont des conditions effectives pour garder un système stable et robuste.

Dans le cadre de cette recherche de doctorat, pour une meilleure exploitation de ces sources d'énergie avec une intégration fiable et sécuritaire aux réseaux électriques, une conception optimum du système global basé sur des convertisseurs multi-niveaux ainsi que des algorithmes de commande avancés sont utilisés pour diminuer les pertes d'énergie lors de son transport et assurer la continuité de service lors de la présence de défauts tout en améliorant la qualité d'énergie.

Donc les performances d'un système électrique composé d'une centrale de production d'énergie hybride éolienne-PV et des lignes de transmission ainsi que des stations HVDC sont vérifiées par la continuité de service lors de la variation des conditions climatiques, par la résistance à la présence des différents défauts possibles ainsi que la correction de la qualité d'énergie fournie au réseau.

Dans ce contexte, et afin d'avoir une meilleure synchronisation entre les trois cheminements du système (Production/Transport/Synchronisation avec le réseau), cette recherche se focalise sur la maximisation de l'énergie produite par le micro-réseau, la centrale hybride éolien-PV, le transport de l'énergie avec un minimum des pertes de puissance et une synchronisation parfaite avec le réseau électrique.

L'électronique de puissance demeure une meilleure solution pour l'avenir énergétique et contribue positivement à l'amélioration et l'exploitation des sources d'énergies renouvelables telles que, les éoliennes et les photovoltaïques.

En effet, l'augmentation de la consommation de l'énergie mondiale entraîne des problèmes de pollution et le réchauffement de la planète basés sur la consommation d'énergies fossiles telles que le pétrole et le charbon qui ont influencé directement sur les réserves fossiles ainsi que sur l'environnement planétaire.

L'énergie éolienne est générée par le vent qui fait tourner les turbines en transformant l'énergie cinétique en énergie électrique. L'éolienne peut générer des Mégawatts et surtout les éoliennes offshore où on trouve plus d'espace et des vents en se basant sur différentes machines. La production d'énergie photovoltaïque, éolienne onshore et offshore a connu une évolution rapide dans la dernière décennie ce qui est indiqué par la Figure 0.2.

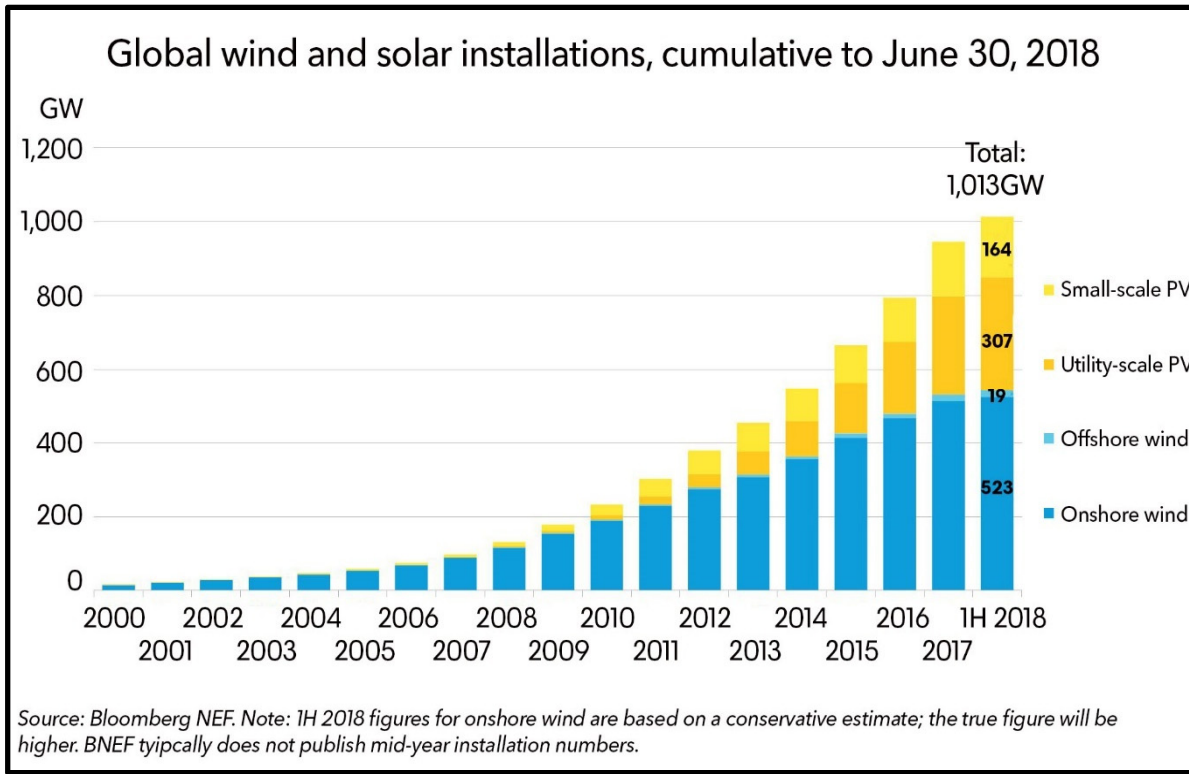


Figure 0.2 Évolution des capacités installées de photovoltaïque, des éoliennes onshore et offshore dans le monde entre 2000 et 2018
Tiré d'about bnef (2018)

Généralement, la transmission de l'énergie sur une longue distance est réalisée par un système de transport haute tension en courant alternatif (HTCA) ou en haute tension à courant continu (HTCC). En effet, le choix du type de transmission entre les deux systèmes (HTCA et HTCC) dépend de plusieurs critères comme : la distance, les coûts des équipements, l'installation, la maintenance et les pertes d'énergie dans chacun des deux systèmes. De plus, le système HTCC est le plus utilisé dans les fermes offshore et surtout pour les distances supérieures à 50 km (Li, Bozhko et al. 2006). Ce système peut être basé sur les convertisseurs de source de courant (CSC) en utilisant les thyristors et des convertisseurs de source de tension (VSC) à base d'IGBT.

La technologie VSC a l'avantage de ne pas avoir une excitation externe et le contrôle d'écoulement de la puissance active et réactive est indépendamment intégré de chaque côté

du réseau. Cependant, le système LCC a plus de pertes par rapport à la technologie VSC. Le système HVDC peut être connecté au parc des éoliennes offshore à base des générateurs à induction à double alimentation (MADA), des générateurs à induction à cage d'écureuil ou générateurs à aimants permanents (PMSG). Ce dernier est le plus utilisé grâce à sa rentabilité et son efficacité plus élevées qui comporte moins de coûts de maintenance.

Autrement dit, le système photovoltaïque est simple, symétrique et nécessite un simple contrôle et un algorithme pour extraire le maximum de puissance (MPPT) avec une puissance optimale ce qui rend le système fiable, efficace et économique. Le développement des centrales photovoltaïques nécessite un développement de systèmes HVDC ainsi que des câbles pour transporter l'énergie fournie. Par ailleurs, les problèmes techniques sont des problèmes majeurs et surtout la présence de défauts qui peuvent avoir une influence négative sur la quantité d'énergie produite ainsi que de son acheminement vers le réseau, en ne négligeant pas les autres problèmes connexes tels que : la taille du système, des coûts, des conditions climatiques, de modélisation, de contrôle et de la gestion énergétique du système de transmission HVDC reliée au système hybride.

Dans cette thèse, l'énergie hybride (éolienne en mer /éolienne terrestre et photovoltaïque) connectée au réseau VSC-HVDC est utilisée afin de présenter une étude bien détaillée sur l'écoulement de puissance et la contribution sur la maximisation de cette énergie, de la minimisation des capteurs, de la réduction du coût de l'installation et de la maintenance ainsi que la minimisation des pertes et l'amélioration de la qualité d'énergie électrique.

En vue d'atteindre ces objectifs de recherche, un choix de méthodologie en cinq étapes a été faite. Tout d'abord, la modélisation de chaque système indépendamment, est effectuée différents algorithmes de commande sont proposés aux systèmes petite et grande taille, des tests de différents cas possibles sont exécutés en utilisant MATLAB/Simulink. Ensuite, la validation expérimentale est effectuée sur un prototype contrôlé par dspace-ds1104 au laboratoire du GRÉPCI.

Cette recherche a aussi pour objectif de présenter une étude sur le système hybride (micro-réseau) intelligent et d'analyser les interconnexions des différentes sources d'énergie renouvelable sur les réseaux électriques. Étant donné qu'il existe des normes qui permettent de faciliter l'interconnexion des différentes sources d'énergie, celles-ci seront présentées dans un premier temps.

Les problèmes auxquels les réseaux font face avec l'ajout des énergies renouvelables sont mis en l'évidence par la suite. Les contributions proposées pour remédier à ces problèmes sont présentées sous différentes catégories telles que l'élimination des capteurs, la réduction de taille, la diminution du coût, la réduction de maintenance et la diminution des arrêts. En plus les contributions sur la maximisation de la puissance des éoliennes et solaire visent à diminuer les pertes d'énergies en utilisant les nouveaux algorithmes de commande ce qui augmente la production et permet d'obtenir plus de revenus économiques.

La dernière contribution concerne la diminution de l'impact des différents défauts sur les réseaux électriques (HVDC/HVAC). En prenant le cas de quelques sources d'énergies renouvelables telles que l'éolien et le photovoltaïque, leur fonctionnement ainsi que les schémas d'interconnexion et les moyens de mitigations sont présentés. Cette thèse traite de ces principaux sujets avec les contributions présentées précédemment. Elle est rédigée comme suit :

Dans le premier chapitre, les recherches bibliographiques sur l'état de l'art de l'énergie hybride (PV-éoliennes) à petite taille et à grande échelle (grande puissance), les différents éléments les constituant ainsi leur choix est présenté. Les différentes topologies et configurations du système hybride connecté au réseau VSC-HVDC, les commandes utilisées, les défauts et anomalies apparaissent sur le système sont aussi proposés.

À la fin du chapitre, un aperçu sur les problématiques, d'objectifs, la méthodologie utilisée et les contributions sont énumérées.

Dans le deuxième chapitre, la modélisation d'une chaîne de conversion complète de l'énergie solaire et éolienne est détaillée. Ce chapitre permet de définir les principales caractéristiques et contraintes des générateurs PV et éoliennes. Ces contraintes permettent de définir les fonctionnalités requises pour ces applications et les contraintes sur le dimensionnement. L'état de l'art des différentes topologies de système photovoltaïque (PV) et des structures d'électronique de puissance dédiées à ces applications est présenté. Les résultats des simulations du modèle photovoltaïque et éolien obtenues sont présentés.

Dans le troisième chapitre, une nouvelle stratégie de contrôle est présentée pour améliorer la qualité de l'alimentation des sources d'énergie renouvelables connectées au réseau avec une extraction maximale de l'énergie des systèmes hybride éolienne et photovoltaïque (PV). Ce système est constitué d'éolienne à base de PMSG et un photovoltaïque qui sont connectés aux charges et au réseau électrique. Des convertisseurs CC-CC (boost), AC-CC et une nouvelle approche d'extraction de MPPT côté PV et PMSG a été élaborée. Une autre commande a été intégrée pour estimer la position et la vitesse du rotor de la turbine. Pour augmenter l'efficacité et la rapidité du système ainsi que la réduction du coût et la minimisation de la taille, la commande SRF à base de PI anti-windup est utilisée pour contrôler l'écoulement de la puissance générée par l'éolienne et photovoltaïque, dans le but d'estimer la tension continue du bus CC et pour réduire les harmoniques. L'efficacité et la robustesse du système proposé sont démontrées par la performance des résultats de simulation et des expériences effectuées au laboratoire GRÉPCI.

Dans le quatrième chapitre, le micro-réseau intelligent (Smart Micro-Grid) est proposé et sera expérimenté à l'aide de l'étude des cas. Des nouveaux algorithmes sont appliqués pour obtenir une précision de la prévision de charge et la disponibilité de l'énergie du réseau. En outre, le problème de défaut de l'arc peut être efficacement résolu pour les différents cas étudiés.

Dans le cinquième chapitre, tout d'abord les différentes topologies des convertisseurs et en modélisant le convertisseur VSC à deux et trois niveaux, les différents défauts appliqués sur les systèmes VSC-HVDC et sur les éoliennes, sont présentés par la suite un parc éolien connecté au réseau via un câble sous-marin et des stations de conversion VSC-HVDC avec différents scénarios d'application de défaut en les simulant dans MATLAB/Simulink est proposé.

Le travail de recherche dans cette partie est basé sur des nouvelles approches de contrôle pour améliorer la capacité de défaut. Ce chapitre présente aussi un nouvel algorithme basé sur le mode de glissement (Sliding Mode) en le comparant avec le contrôleur PI, les deux méthodes sont appliquées à une station à deux niveaux (VSC-HVDC onshore) et corrigent le défaut de bus CC. Les simulations et les résultats expérimentaux sont effectués au laboratoire de GRÉPCI sous l'effet de défaut CC ce qui a permis de valider l'utilité et la performance de SM.

Dans le sixième chapitre, une nouvelle approche de contrôle est proposée. Elle est basée sur la détection de défaut du câble positif qui est court-circuité à la masse en mesurant le niveau de tension du câble et les variations de la tension continue et du courant. La stratégie de commande développée à la station offshore VSC-HVDC à base des convertisseurs de tension à trois niveaux (NPC), est basée sur la théorie de la puissance triphasée instantanée. De plus, l'action de contrôle de protection du boost CC basé sur le PI anti-windup atteint le courant de défaut pour rétablir la transmission de puissance après l'effacement du défaut, en améliorant ainsi la fiabilité du réseau et la qualité de l'alimentation. Les simulations et tests expérimentaux sont effectués en validant la robustesse de la conception proposée, ainsi que les approches de contrôle développées.

Dans le septième chapitre, une application de l'intelligence artificielle sur des systèmes de petites et grandes tailles (sur BT et HT) est présentée. Une première étude est basée sur l'amélioration de la qualité de l'alimentation d'un système photovoltaïque (PV) connecté au

réseau. Le système proposé emploie un hacheur CC-CC pour obtenir le maximum de puissance (MPPT) à l'aide de l'ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inférence System).

L'algorithme de contrôle Adaline (élément adaptatif) est utilisé pour estimer les courants de référence du réseau ainsi que l'estimation de la tension CC à l'aide d'un ANFIS-PI. Une simulation à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink du système photovoltaïque utilisant ces commandes a été introduite, par la suite il a été testé expérimentalement sous différents scénarios avec une qualité de puissance améliorée. L'approche de contrôle proposée produit un modèle propre et sans distorsion avec une qualité de puissance améliorée au PCC.

De plus dans ce chapitre, l'Adaline de contrôle et la commande de puissance instantanée sont appliquées sur les stations de la transmission VSC-HVDC connectées à une station pétrolière et gazière offshore. Un défaut sur l'offshore est appliqué avec une correction par un système de protection en protégeant le parc et assurant sa continuité de production d'énergie et protégeant aussi la station pétrolière.

Par la suite, l'algorithme de neurone adaptatif linéaire modifié basé sur l'algorithme Unifeid est appliqué au système VSC-HVDC connecté au parc offshore et à un central photovoltaïque. Un défaut sur VSC-HVDC a été appliqué et testé avec MATLAB, en assurant la continuité de production d'énergie électrique.

Enfin la conclusion générale de la thèse permet de faire une synthèse globale suivie de recommandations pour des travaux futurs de recherche.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Actuellement, la demande d'énergie électrique a augmenté dans le monde grâce à la croissance économique des pays en voie de développement ainsi que l'augmentation de la population mondiale. Les énergies renouvelables prennent donc leur place dans le marché énergétique. Dans ce chapitre, une revue de la littérature a été présentée sur les générateurs photovoltaïques, les éoliennes et le transport de l'énergie électrique. Le transport de l'énergie électrique en haute puissance sur des distances élevées nécessite un système sécuritaire, rentable et efficace. Il est essentiel donc, de transporter cette énergie en haute tension via des câbles sous-marins avec un choix de configuration et de topologie du système global pour assurer la transmission de l'énergie fournie par le système hybride vers les consommateurs.

L'électricité est devenue le moteur de l'économie mondiale et le facteur principal de développement sur notre planète. Pour transporter cette énergie dans les grandes distances maritime, des systèmes à courant continu sont recommandés au lieu de l'alternatif.

L'augmentation de la consommation de l'énergie dans le monde et l'incapacité des centrales hydrauliques à cause du réchauffement climatique ont obligé les pays de diversifier les sources d'énergie et de s'engager à diminuer le gaz à effet de serre dans le protocole de Kyoto.

La part de l'énergie renouvelable dans le monde a atteint 2017GW à la fin de 2016 (Babarit 2018). Après différentes études (techniques, économiques et environnementales), les grands producteurs d'énergie renouvelable commencent à s'intéresser à l'installation des éoliennes

en mer (offshore) en adaptant des générateurs et des algorithmes robustes pour concevoir des systèmes installés dans des espaces ayant moins de turbulence.

En 2017, la puissance cumulée de l'éolienne installée mondialement dans la mer atteint 500 GW. Le tableau 1.1 présente le détail des puissances installées dans les 10 dernières années.

Tableau 1.1 Évolution des puissances éoliennes installées dans les principaux pays
Tirée de Global Wind Statistics et Wiki Éolienne (2015-2017)

Puissances éoliennes en GW	2008-2009	2010-2013	2014-2015	2016-2017
Union Européenne	3.380	18.366	18,996	28.416
U. S. A	*	0.0210^{-3}	$0.04 \cdot 10^{-3}$	0.060
Chine	2510^{-3}	1.204	1.676	4.415
Japon	1610^{-3}	0.116	0.103	0.125

En revanche, l'installation et la maintenance des systèmes offshore sont plus complexes et difficiles, ainsi que le transport de cette énergie sur de longues distances nécessite l'utilisation des câbles CC sous-marins et des systèmes de protection très avancés ainsi que des indices de protection (IP) robustes.

Dans les années 80, les PMSG sont connectées au réseau à l'aide des convertisseurs à base des thyristors. Avec l'innovation et l'évolution rapide dans le domaine de l'électronique de puissance, le transistor a remplacé le thyristor dans la conversion de l'énergie.

1.2 Centrale photovoltaïque

L'implantation de la centrale photovoltaïque nécessite plusieurs panneaux photovoltaïques. Chaque panneau est composé des cellules qui captent les photons du soleil et les convertis en énergie électrique. La Figure1.1 de PV-Tech (<https://www.pv-tech.org>) montre le cycle de production d'un système photovoltaïque qui convertit les photons en courant continu et peut être connecté, en série ou en parallèle, pour obtenir la puissance et la tension désirée.

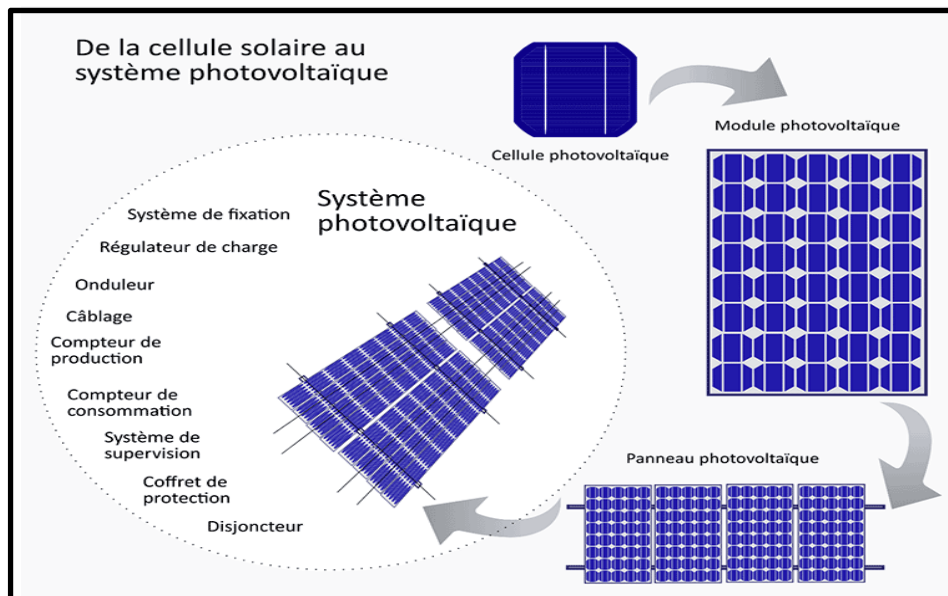


Figure 1.1 Exemple de panneau photovoltaïque
Tirée de particuliers engie (2018)

La Figure 1.2 tirée de (www.insunwetrest.solar) montre un champ photovoltaïque composé des plusieurs panneaux photovoltaïques connectés entre eux pour imposer une puissance prédéfinie dans un milieu maritime (c.-à-d. le photovoltaïque offshore).



Figure 1.2 Centrale photovoltaïque offshore
Tirée de Sungrowpwer (2018)

1.2.1 Intégration des panneaux photovoltaïques au réseau électrique

Récemment, la production photovoltaïque, à l'instar des autres sources d'énergie renouvelable, connaît une progression importante. Cette progression est principalement due au coût raisonnable de production et de ces installations.

Le panneau photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie à courant continu grâce à ses cellules qui sont généralement construites à base de silicium cristallisé et possèdent un rendement qui varie entre 12 % et 25%.

L'énergie générée par des panneaux dépend de l'ensoleillement reçu, de la position géographique (latitude), de l'inclinaison du plan considéré et de son orientation (sud, est, ...). Ces panneaux peuvent être connectés aux réseaux électriques (Shafiei, Momeni et Williamson, 2012) et être combinés aussi avec des éoliennes ou avec une autre source d'énergie (IC2013) telle que l'hydro-électricité (Adhikari, Singh et al. 2013) pour former un système hybride.

Le système PV peut produire de l'électricité même lors de la fluctuation saisonnière ou journalière du rayonnement solaire (Driesse, Dirnberger et al. 2012). Les cellules PV sont assimilables à des diodes photosensibles et leur fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs. Elles peuvent être modélisées en utilisant une source de courant, une diode et deux résistances (série et parallèle).

Les systèmes photovoltaïques sont propres, renouvelables et non polluants, ayant une durée de vie assez longue (Dumbleton and Haillant 2011). L'envoi de l'énergie produite par la source photovoltaïque vers le réseau AC doit passer par deux étapes de conversion et plusieurs recherches ont été effectuées dans ce domaine :

- Un convertisseur CC-CC est indispensable pour extraire le maximum de puissance ;
- Un convertisseur CC-AC est aussi indispensable pour débiter sur le réseau AC, donc

un bon concept basé sur deux algorithmes de commande sont nécessaires pour extraire le maximum de puissance et pour synchroniser cette source d'énergie avec le réseau.

1.2.2 Choix des générateurs photovoltaïques

Le schéma d'interconnexion présenté à la Figure 1.3 présente la structure de base d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau. Cette structure peut être divisée en cinq grandes parties :

- La production (cellules et panneau) : qui représente la source d'énergie ;
- La conversion (CC/CC) : qui sert de première interface entre la source proprement dite et le bus continu, dont le rôle principal est d'extraire le maximum de puissance et d'assurer une bonne qualité de la tension CC ;
- Le stockage : permet de stocker l'énergie produite à partir des panneaux ;
- L'onduleur : assure le passage du courant continu en alternatif (ondulation du signal);
- Le filtrage : permet une bonne qualité de l'onde électrique.

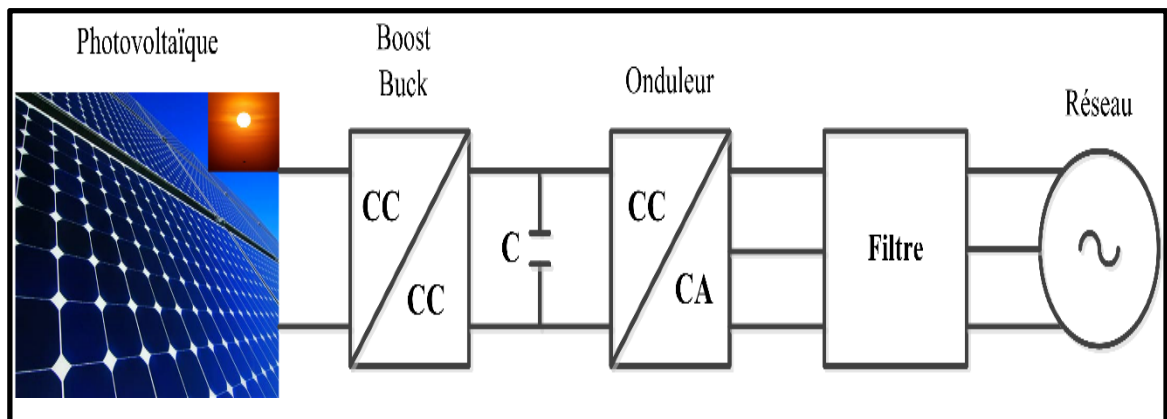


Figure 1.3 Système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque peut aussi être connecté au réseau ou être un système autonome. L'organigramme ci-dessous montre les différentes configurations d'un système solaire photovoltaïque selon le besoin.

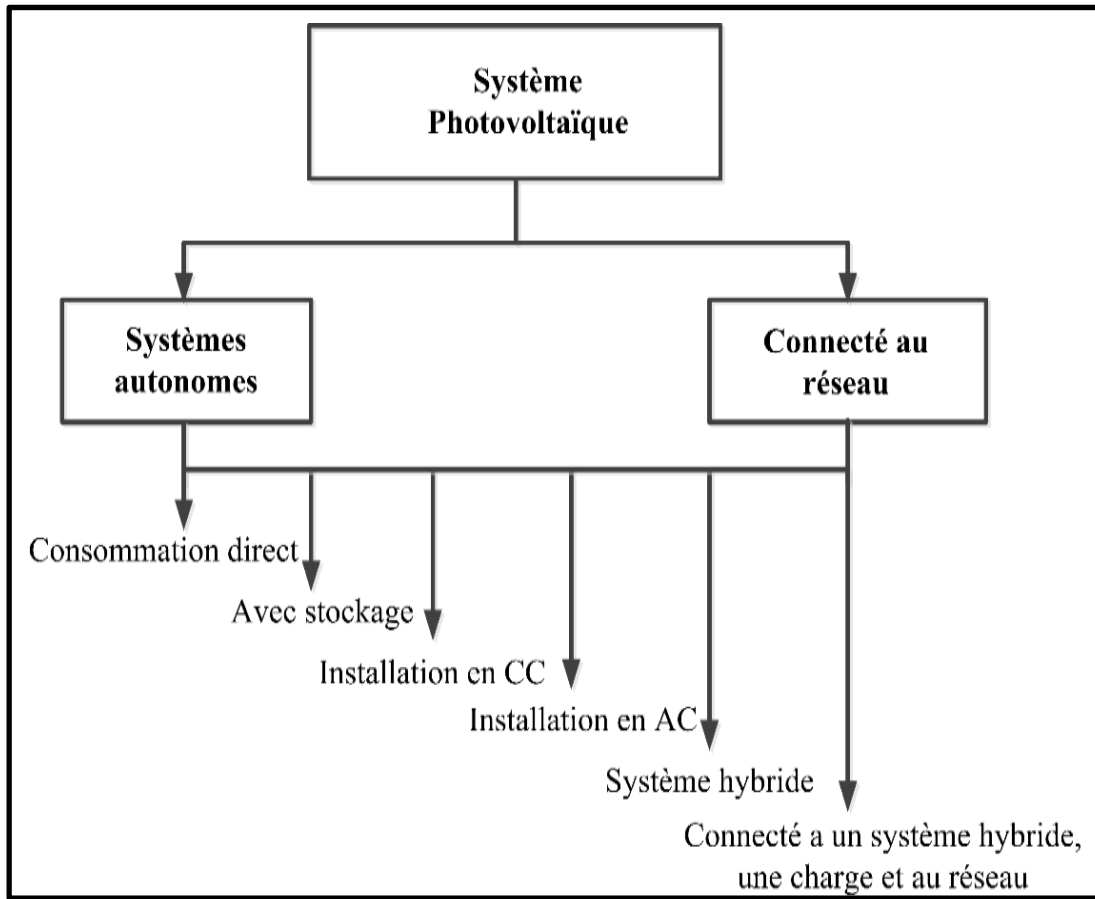


Figure 1.4 Classification de système photovoltaïque

1.2.3 Topologie de connexion du système photovoltaïque

Les PV débitent sur le bus CC via d'un convertisseur de puissance CC-CC. Ce dernier est contrôlé pour extraire le maximum de la puissance et maintenir la tension de sortie constante. La tension doit être contrôlée sur une plage de variation élevée. Pour cela, plusieurs topologies de connexion sont proposées afin de fournir une grande puissance telle qu'elles sont présentées dans la Figure 1.5.

Cette topologie a été proposée aussi par (Wensong, Hutchens et al. 2009), (El Bachtiri and Matagne 2013) où chaque module est connecté par un onduleur sur un réseau basse tension alternatif, qui peut être relié aussi au réseau de distribution par un transformateur.

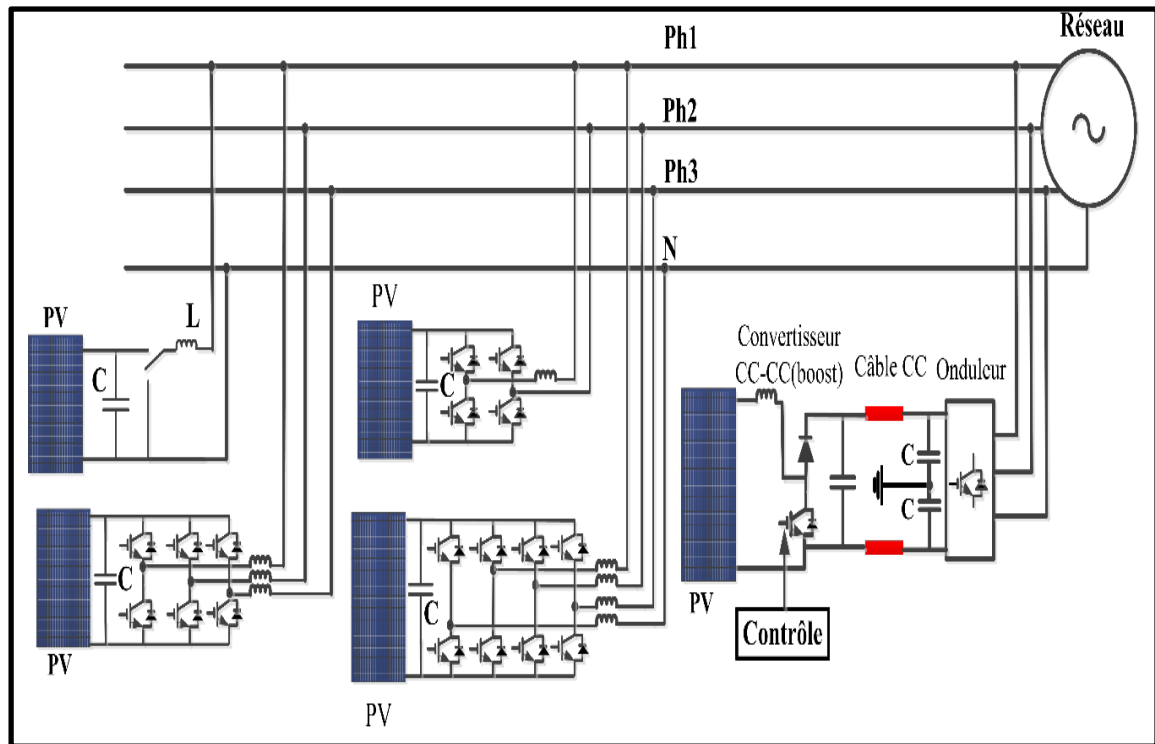


Figure 1.5 Topologies de système photovoltaïque

L'énergie produite par des PV avant de l'envoyer au réseau HVAC doit passer par deux étapes de conversion. Vu la nature CC des PV, un convertisseur élévateur de type CC-CC et un convertisseur de puissance type CC-AC, ainsi qu'un transformateur type élévateur sont indispensables pour ce type d'installation afin qu'il assure aussi une isolation galvanique entre amont et aval de l'installation.

Cependant, les topologies typiques de connexion du système PV au réseau CC sont branchées au convertisseur boost, ensuite couplées à l'onduleur en HT, en cas de très grande puissance. La liaison HVCC est justifiée si la distance de transport est supérieure de 50 km ce qui rend la liaison HVCC plus rentable et économique que la liaison HVAC.

1.3 Avantages et inconvénients du système photovoltaïque

Tout système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients :

1.3.1 Avantages du système photovoltaïque (SPV)

La technologie photovoltaïque a plusieurs avantages (NAKOUL 2010) parmi lesquels on trouve :

- Une haute fiabilité : L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées ;
- Le module des panneaux photovoltaïques, simples à installer, adaptable, et peut être dimensionné pour les puissances allant jusqu'à mégawatt ;
- Les SPV ont une longue durée de vie et le coût d'opération d'entretiens est très faible ;
- Les systèmes photovoltaïques présentent des avantages écologiques (non polluant) ;
- Les SPV fonctionnent d'une manière efficace en cas d'une installation autonome en alimentant des résidences et des centres commerciaux ;
- Pas de frais ni des risques de transport comparant aux autres sources d'énergie.

1.3.2 Inconvénients du système photovoltaïque

La production de l'énergie solaire présente quelques inconvénients (Nichiporuk 2005) :

- La fabrication du module photovoltaïque requiert un coût d'investissements élevé ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 5-25 % avec une limite au laboratoire pour une cellule de 40% selon GuidEnR Photovoltaïque (<http://photovoltaique.guidenr.fr>) ;
- Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs comparativement aux générateurs diesel, mais ils deviennent plus rentables surtout dans des régions isolées où le transport du carburant coûte une fortune ;
- Tributaire des conditions météorologiques qui causent la diminution du rendement ;
- Le système de stockage de l'énergie est plus cher.

1.4 Différentes méthodes d'extraction de la puissance maximale du système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques nécessitent des algorithmes de commande pour extraire le maximum de puissance MPPT (Maximum Power Point Tracking) disponible. Cette puissance varie avec le taux d'irradiation et la température (Eltawil and Zhao 2013). Le but du MPPT est de maintenir constamment le fonctionnement du système PV autour du point maximal de la puissance instantanée même dans des conditions atmosphériques changeantes.

Différentes études visent à évaluer les différentes techniques de MPPT et de les classer pour optimiser la production d'énergie solaire. Les méthodes conventionnelles sont faciles à mettre en œuvre, mais elles ont des lacunes d'imprécision et d'oscillation autour du MPP. C'est pourquoi de nouvelles méthodes MPPT sont apparues, telles que le CTV (Constant Voltage Tracking) (Go, Ahn et al. 2011), les algorithmes de perturbation et d'observation (P&O), conductance incrémentale, la méthode Hill-climbing, la méthode OCV (Open circuit Voltage), et l'algorithme d'escalade à gradins à section variable (SVSC)(Xu, Kang et al. 2014). Ces méthodes intelligentes sont efficaces et les oscillations sont plus faibles au niveau au MPP en régime permanent par rapport aux méthodes conventionnelles.

La puissance fournie par un panneau solaire est d'environ $50\text{W}/\text{m}^2$ ce qui est relativement faible par rapport à sa surface. L'optimisation est donc impérative pour extraire le maximum de puissance. Les paragraphes qui suivent expliquent les différentes techniques du MPPT.

1.4.1.1 Perturbation et observation

Cette méthode est très souvent exploitée et citée par de nombreux auteurs (Abdelsalam, 2011) (Qin, 2011). Elle utilise une méthode itérative, le but d'algorithme est d'aller chercher la puissance maximale en calculant la valeur actuelle de la puissance et la valeur précédente, et de faire la comparaison des deux puissances aux différents points successifs situés sur la courbe de la Figure 1.6.

La relation entre la puissance générée par un système photovoltaïque et la tension de sortie est montrée à la figure suivante :

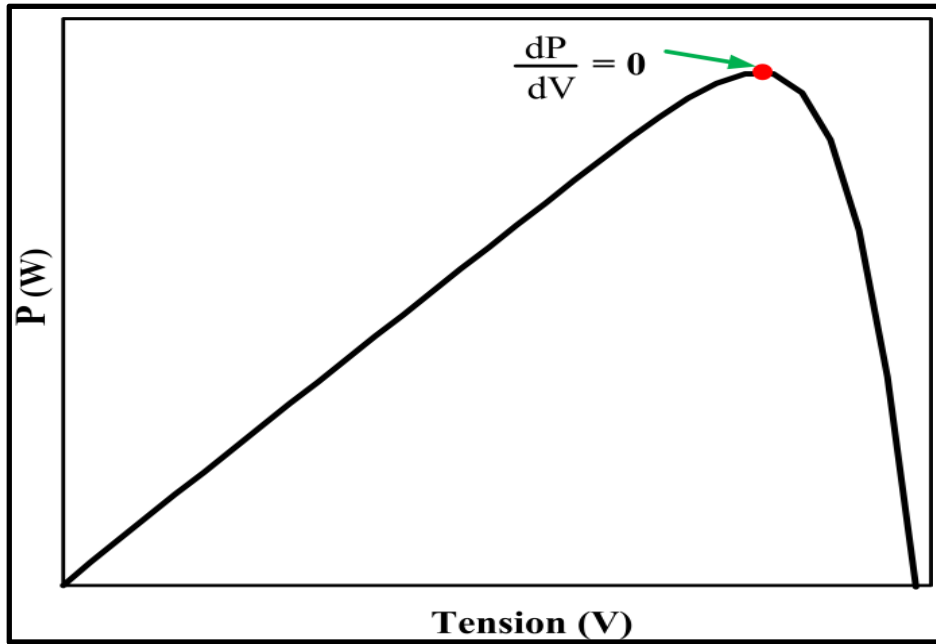


Figure 1.6 Caractéristique P-V du module photovoltaïque

L'algorithme indique que, quels que soient la température et l'ensoleillement, le point de puissance maximale est obtenu en remplissant la condition suivante :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (1.1)$$

Ainsi que :

$$\frac{dP}{dV}(n) = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (1.2)$$

Avec

$$P(n) = V(n) I(n) \quad (1.3)$$

La Figure 1.7 montre les différentes conditions de la puissance et tension pour atteindre la puissance maximale.

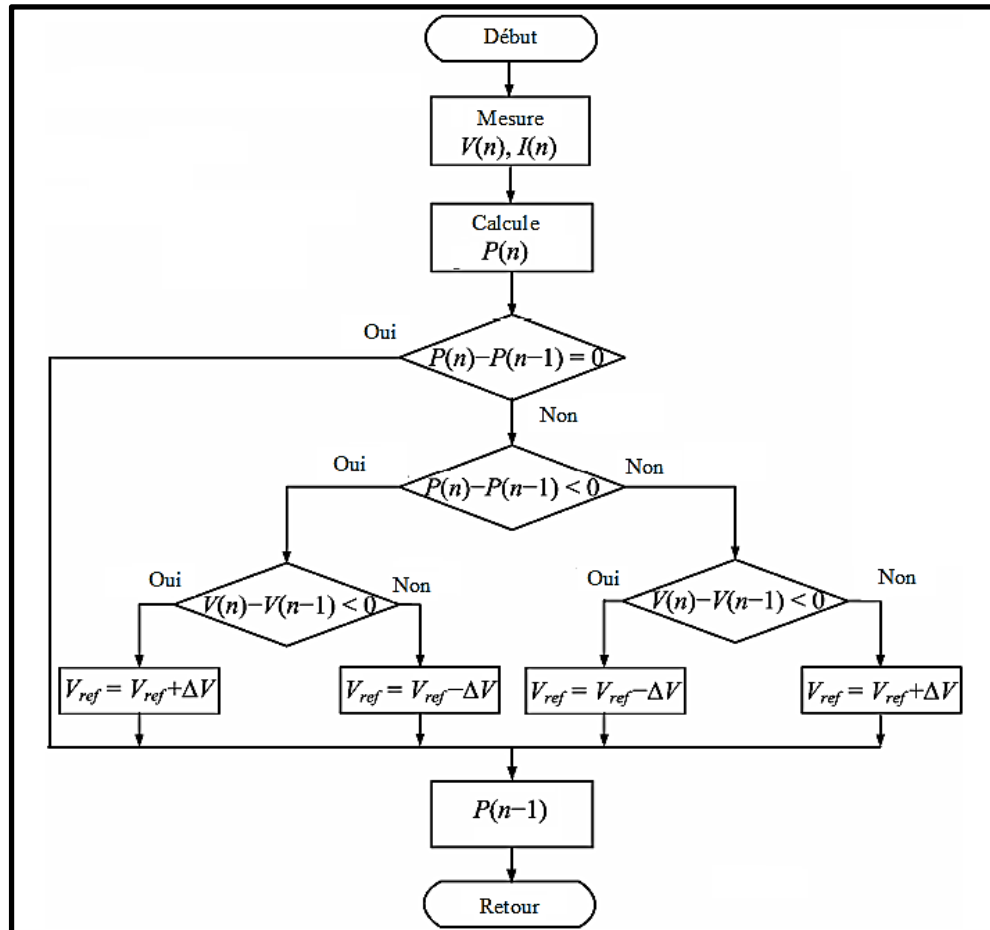


Figure 1.7 Algorithme du MPPT perturbation et observation (P&O)

1.4.1.2 Conductance incrémentale

Cet algorithme utilise les valeurs actuelles ainsi que les valeurs précédentes de la tension et de la puissance pour calculer la conductance (Chung, Daniyal et al. 2016). En fonction du résultat obtenu, l'algorithme pourrait augmenter ou diminuer le rapport cyclique pour ainsi effectuer un déplacement dans la direction permettant d'atteindre le point maximal de la puissance.

La Figure 1.8 présente la caractéristique de la puissance d'un panneau solaire. Cette courbe représente le point maximal de la puissance (MPP). Le rôle de l'algorithme de la conductance incrémentale (Cond & inc.) est de forcer le point de fonctionnement optimal à se placer vers le point maximum d'une manière indépendante de l'ensoleillement et les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

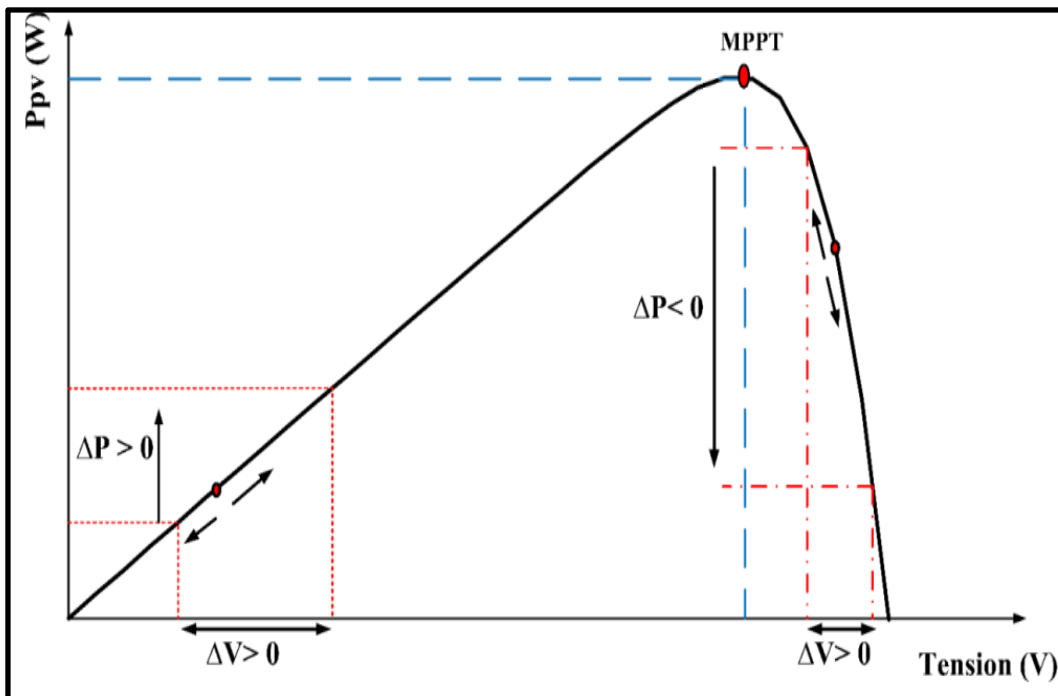


Figure 1.8 Point de puissance maximale

Les équations qui déterminent le point de la puissance maximale sont citées ci-dessous.

La puissance du panneau solaire est :

$$P = V \cdot I \quad (1.4)$$

Après la dérivée de la puissance, on obtient l'équation suivante :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{V dI}{dV} + I \quad (1.5)$$

Cet algorithme est très utilisé et basé sur la dérivée de la puissance par rapport à la tension, elle utilise la conductance incrémentale.

L'équation suivante montre le point de la puissance maximale quand la dérivée de la puissance est égale à zéro.

$$\frac{dP}{dV} = 0 \leftrightarrow \frac{dVI}{dV} = 0 \leftrightarrow \frac{dV}{dV}I + \frac{dI}{dV}V = 0 \quad (1.6)$$

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (1.7)$$

Comme la tension produite par les panneaux solaires est positive, on trouve les équations qui représentent la méthode de la conductance incrémentale.

$$\frac{dP}{dV} = 0, \text{ donc MPP} \quad (1.8)$$

$$\frac{dP}{dV} > 0, \text{ donc gauche de MPP} \quad (1.9)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0, \text{ donc droit de MPP} \quad (1.10)$$

L'équation 1.8 montre que le système atteint le point de puissance maximale et quand les équations 1.9 et 1.10 sont réalisées, le système émettra une perturbation jusqu'à qu'il se stabilise et atteint le point maximal sans émettre des nouvelles perturbations.

L'algorithme Cond & inc. calcule donc le rapport I/V, et le compare à la dérivée du courant (I) par rapport à la tension (V) ce qui est expliqué dans l'organigramme de la Figure 1.9.

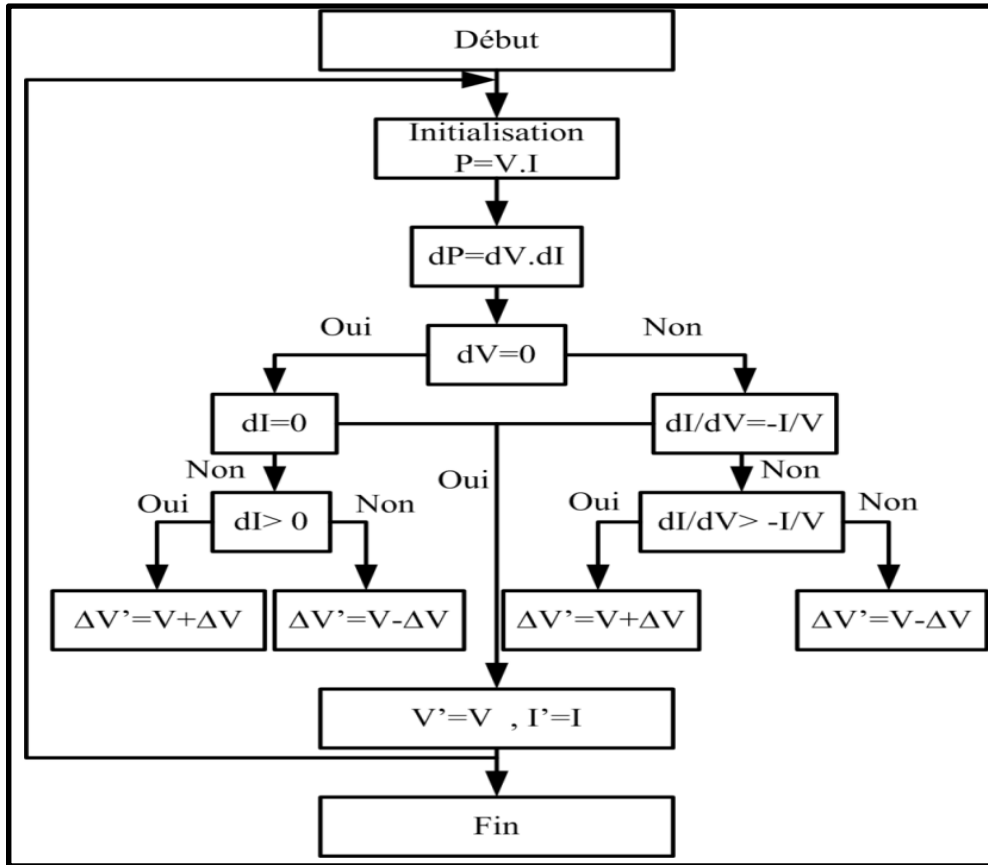


Figure 1.9 Algorithme de MPPT conductance incrémentale

1.5 Convertisseur CC-CC (boost) de la centrale photovoltaïque

La transmission de haute tension en CC est directement liée au panneau PV est devenue une option rentable pour la centrale photovoltaïque moderne surtout lorsque la distance dépasse le 50 km (Benhalima 2012).

Le modèle de convertisseur CC-CC est adopté selon l'utilisation pour générer la haute tension continue dans la centrale photovoltaïque, ils peuvent être en parallèle et en série. Ils servent à augmenter la tension et en même temps maximiser la puissance de sortie. Le module parallèle est un hacheur connecté directement au PV pour extraire le MPPT, cependant le module série extrait le MPPT et augmente la tension et le rendement. Les deux modules sont présentés dans la Figure 1.10.

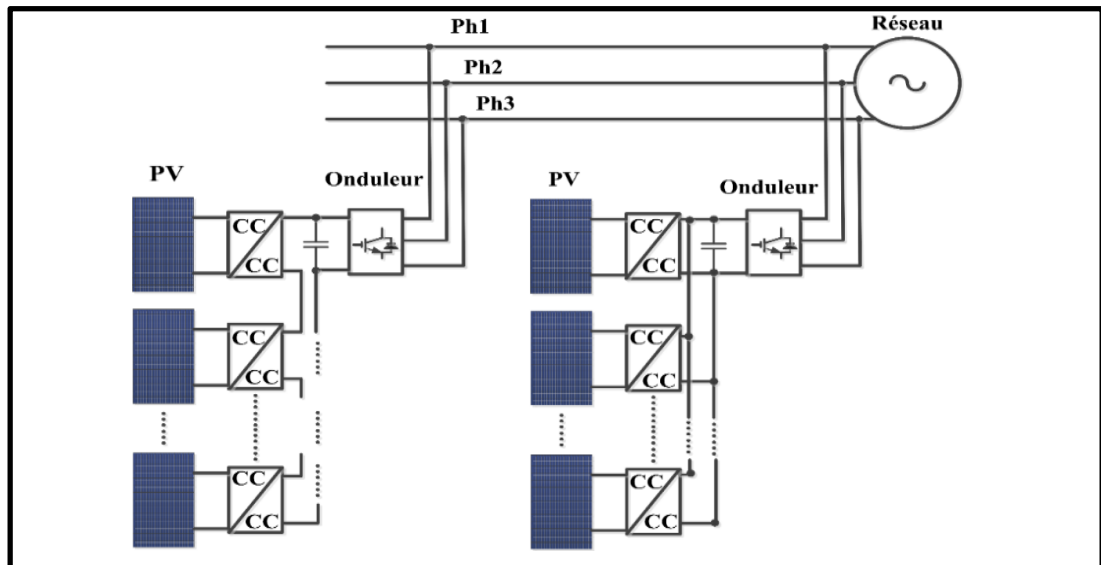


Figure 1.10 Module parallèle et série de boost connecté au système photovoltaïque

1.6 Système éolien offshore

Nous avons vu que la production d'électricité, à partir de l'énergie éolienne, est une industrie qui a une croissance rapide dans le monde. Les éoliennes sont utilisées individuellement ou regroupées pour former des parcs éoliens. Le parc éolien offshore est un regroupement des éoliennes installées dans la mer qui sont connectées en séries, en parallèles ou séries-parallèles reliées au réseau électrique AC et peuvent fournir plus de l'énergie que des éoliennes terrestres. L'énergie cinétique de l'air en mouvement fait tourner les pâles d'une éolienne qui font tourner un générateur, qui à son tour transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. Cette énergie est dirigée vers le réseau électrique via des câbles CC, des stations de conversion (offshore et onshore) et des transformateurs comme montrés dans la Figure 1.11.

Dans le domaine offshore, les chercheurs ont trouvé des technologies plus avancées au niveau des génératrices pour réduire leur poids et leur volume. La génératrice d'une éolienne peut être soit synchrone ou asynchrone et peut être couplée directement si la turbine et la génératrice ayant même vitesse, soit indirectement si l'éolienne à une vitesse

inférieure à celle de la génératrice. Dans ce cas, l'accouplement avec un multiplicateur est nécessaire.

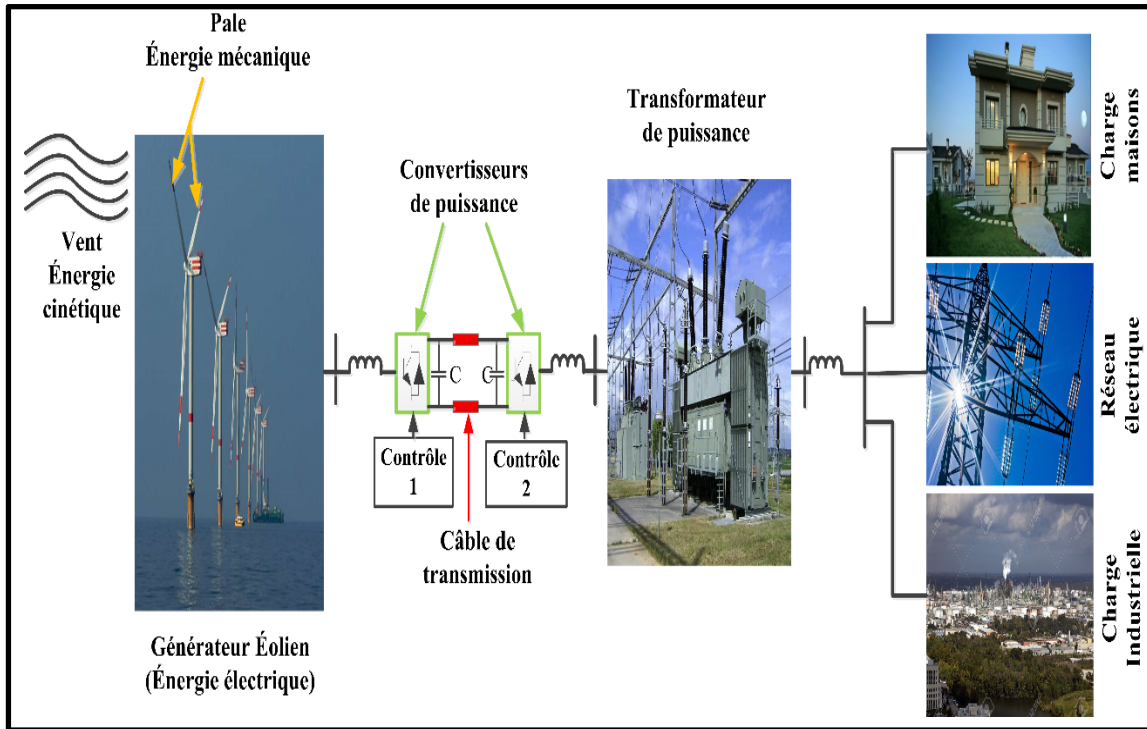


Figure 1.11 Éolienne et structure du système de conversion d'énergie

1.6.1 Topologies et développement des générateurs des turbines éoliennes offshore

Dans les années 1980, la technologie des éoliennes a débuté par des dizaines de kW mais aujourd'hui elle a connu une évolution importante, et maintenant les éoliennes dépassent les 10 MW. Cette évolution mène à une variation de prix et un choix multiple pour des différents types des générateurs (Goudarzi and Zhu 2013).

En général, les turbines sont réparties en deux types selon leur axe de rotation (vertical ou horizontal). Celles à axe vertical (Sharma, Rieger et al. 2012), n'ont pas besoin d'orientation suivant la direction du vent et tournent à une faible vitesse avec un fort couple de démarrages.

Les turbines à axe horizontal (Wenzhuan, Feng et al. 2009), ayant deux ou trois pâles, génèrent plus de la puissance. L'orientation de leur système mécanique n'est pas nécessaire. Le changement de la direction du vent provoque des oscillations qui ont une influence sur leur générateur. Il existe plusieurs générateurs électriques tels que (IG, DFIG, PMSG, SG).

Générateur asynchrone (MADA) : ce dernier a un stator relié directement au réseau électrique via un transformateur d'isolation et un contrôle de convertisseur (Zhang, Tseng et al. 2008). La résistance du rotor peut influencer la stabilité de la tension du système (Najafi, Robinson et al. 2009). La variation du vent provoque une réduction de la production d'énergie (Yung-Fu and Nanming 2009). Son rotor est branché à un convertisseur de puissance type source de tension (Cong, Naehyuck et al. 2014) et a une capacité de découplage. Ce convertisseur est commandé en contrôlant les puissances actives et réactives pour faciliter l'écoulement vers le réseau (Feltes and Erlich 2007).

Générateur synchrone : ce générateur a un champ magnétique qui peut être généré par aimants ou par un circuit d'excitation, ce qui impose un champ de synchronisme. Cependant, les types de rotor existants sont : les rotors bobinés à pôles lisses, à pôles saillants et à aimants permanents. Ces derniers sont les plus populaires dans les parcs offshores.

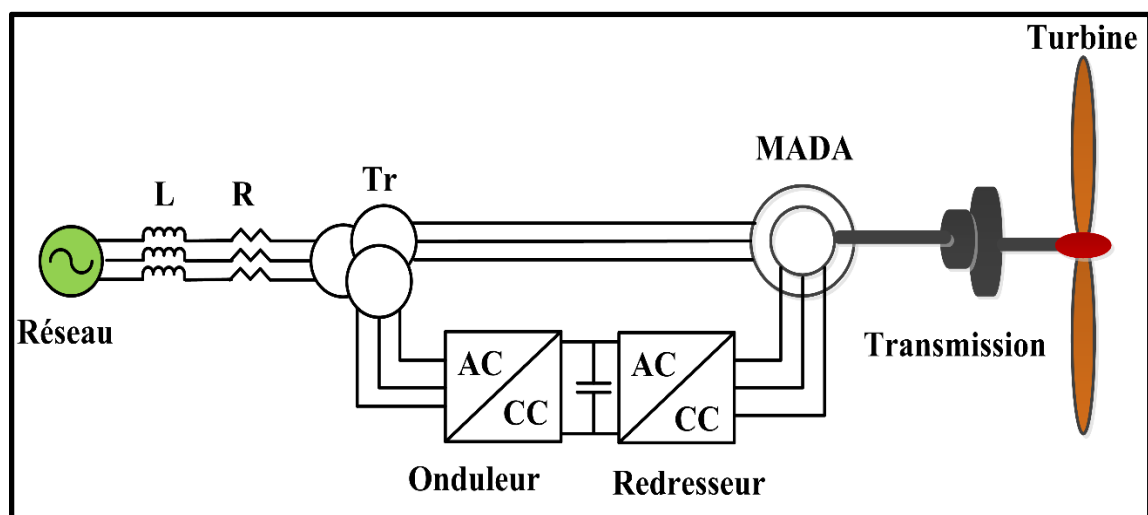


Figure 1.12 Éolienne MADA connectée au réseau

Les différentes génératrices utilisées dans les parcs offshore pour la production d'énergie sont présentées dans la Figure 1.13.

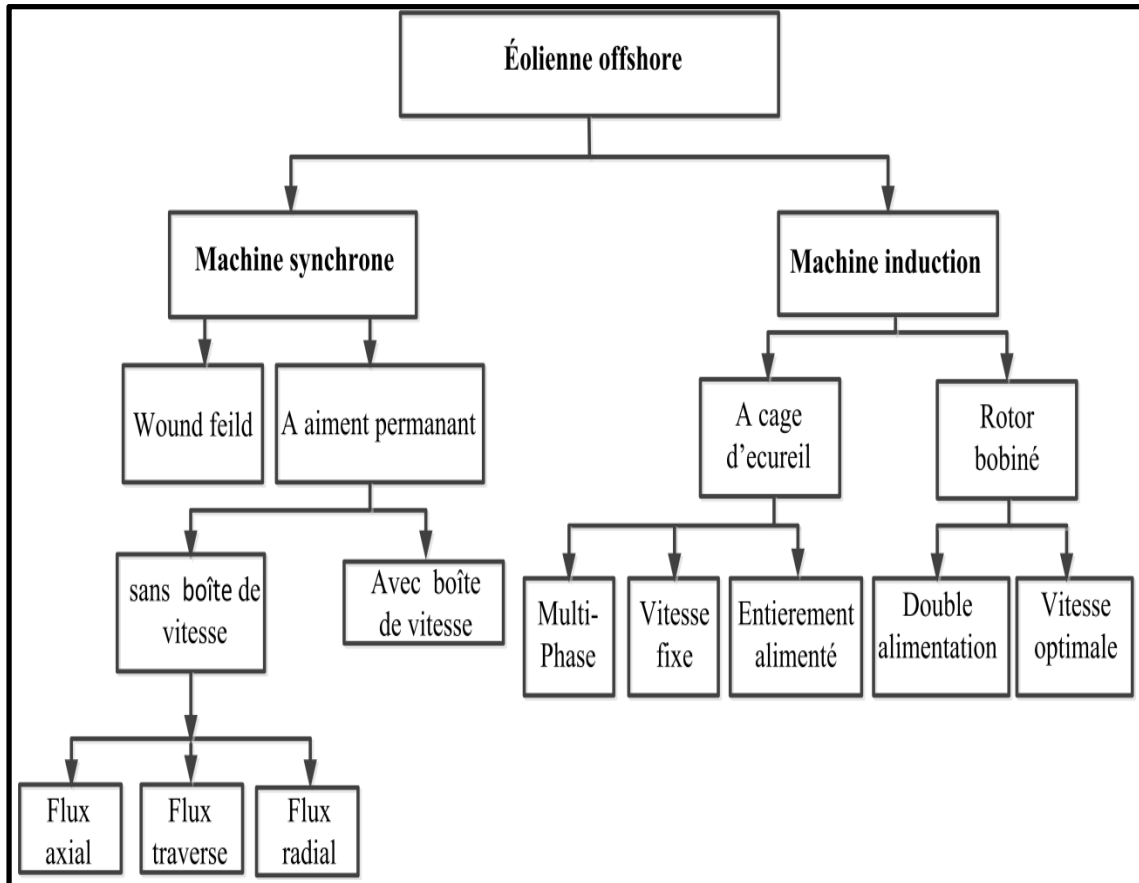


Figure 1.13 Différentes machines d'éolienne offshore

Il existe différents types de générateurs électriques pouvant être utilisés pour la production d'énergie éolienne offshore. Des facteurs techniques et économiques déterminent le type de générateur pour chaque application. Le tableau ci-dessous cite les différents indicateurs qui influencent sur le choix des différentes génératrices qui sont utilisées dans l'offshore.

Tableau 1.2 Avantages et inconvénients des machines

		Type de machine			
		Machine asynchrone à cage d'écureuil (SCIG)	Machine Synchronne à rotor bobiné (WRSG)	Machine Asynchrone à double alimentation (MADA)	Machine Synchronne à aimant permanent (PMSG)
Avantages	Force	X	X		
	Bas prix	X			
	Sans électronique de puissance	X			
	Fonctionnement à vitesse variable		X	X	X
	Électronique de puissance à l'état stable		X		
	Bon rendement				X
	La gestion réactive			X	X
	Optimisation de la production en cas de faible vitesse du vent			X	X
	Connexion facile au réseau électrique			X	X
	Découplage possible entre l'éolienne et le réseau				X
	Possibilité d'enlever le multiplicateur de la vitesse ou de réduire sa taille (gain en poids)				X
Inconvénients	Spécificité de la machine				X
	Taille de la machine				X
	Présence d'électronique de puissance				X
	Coût élevé de la machine			X	X
	Pertes d'énergie dues au multiplicateur	X	X		
	Pas de gestion des réactifs	X	X		
	Aucune capacité de démarrage dans Black Start	X	X		
	Maintenance, bruit et vibration du multiplicateur de vitesse	X	X	X	

1.6.1.1 Machine synchrone (MS)

Cette machine a la capacité de tourner à des vitesses variables allant de (0 à 100%) de la vitesse nominale. On peut citer les machines comme suit :

1) **La machine à rotor bobiné (WRSG)** : contiens des nombres élevés de pôles et le rotor tourne à des vitesses faibles. Elle nécessite d'installer le circuit d'excitation et cela va réduire l'efficacité, augmenter les coûts de fabrication et d'exploitation, et rendra également la modélisation et son étude très compliquée. Deux types de circuits d'excitation sont utilisés :

- Le circuit d'excitation avec convertisseurs statiques (convertisseur d'addition) ;
- Le circuit d'excitation de la machine synchrone inversée (élimine les bagues / brosses).

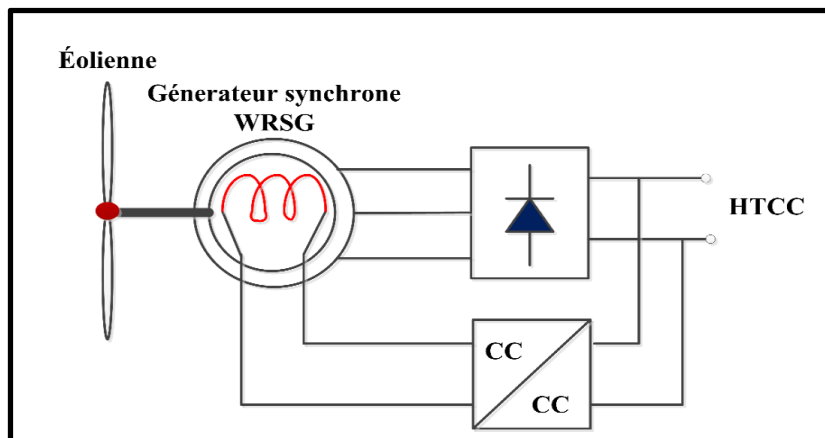


Figure 1.14 Schéma d'éolienne et structure du système de conversion d'énergie WRSG

2) **La génératrice synchrone à aimants permanents** : Cette machine devient une solution très intéressante ces dernières années pour les applications des éoliennes de petite et grande puissance. Il est important d'utiliser un nombre de paires de pôles élevé pour éviter la boîte de vitesse afin de réduire les pertes mécaniques (Merzoug, Benalla et al. 2011). De plus, l'inconvénient de cette machine est la variation des caractéristiques magnétiques du rotor et le coût très élevé des aimants (Monopole de chine). Les différentes topologies de PMSG sont présentées à la Figure 1.15.

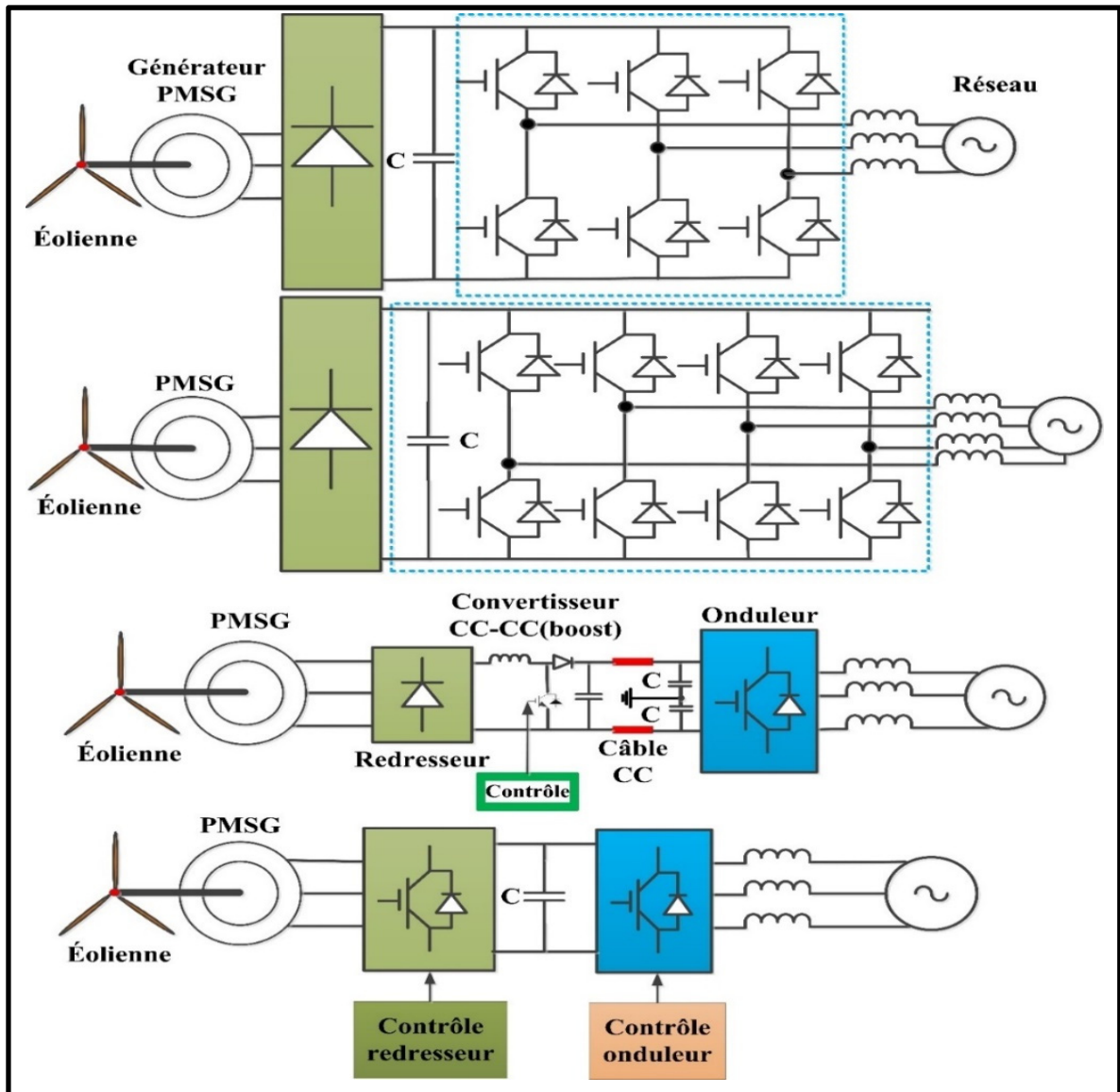


Figure 1.15 Schéma d'éolienne et structure du système de conversion d'énergie de PMSG

1.6.1.2 Machine asynchrone

Le générateur asynchrone doit être alimenté en courant pour créer le champ magnétique. Il est nécessaire pour le fonctionnement du générateur. Cependant, il est possible de faire fonctionner un générateur asynchrone dans un système autonome s'il a été branché aux condensateurs qui fournissent le courant nécessaire à l'aimantation. Sinon, il faut une batterie et de l'électronique de puissance ou d'un petit générateur diesel pour démarrer le système.

Les différentes machines sont citées ci-dessous.

Génératrice à induction à cage d'écureuil (SCIG) : La Figure 1.16 présente la génératrice qui fonctionne à une plage de vitesse faible qui peut s'adapter en utilisant une boîte à vitesse entre la turbine et la génératrice pour fournir la puissance nominale.

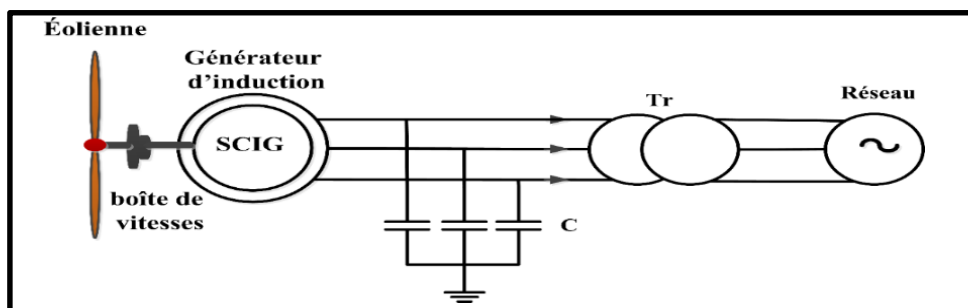


Figure 1.16 Schéma d'éolienne SCIG connecté au réseau

Machine asynchrone à double alimentation (MADA) : permet un fonctionnement à vitesse variable en ajustant la vitesse du rotor du générateur en fonction de celle du vent. Le facteur de la puissance peut atteindre 30% de la puissance nominale.

1.6.2 Turbine éolienne à vitesse fixe et variable

L'éolienne peut fonctionner en deux modes : à vitesse fixe ou à vitesse variable. Les deux types de fonctionnements peuvent être utilisés en l'onshore et en offshore. Les paragraphes ci-dessous résument le fonctionnement, l'avantage et l'inconvénient de chaque mode.

1.6.2.1 Turbine éolienne à vitesse fixe reliée directement à la station offshore

La génératrice de la Figure 1.17 est reliée au convertisseur de la station offshore à l'intermédiaire d'un transformateur. L'éolienne utilise un système de contrôle automatique pour s'assurer qu'elle est presque en rotation constante, quelle que soit la vitesse du vent. De plus, il se verrouille automatiquement en cas de forte vitesse du vent.

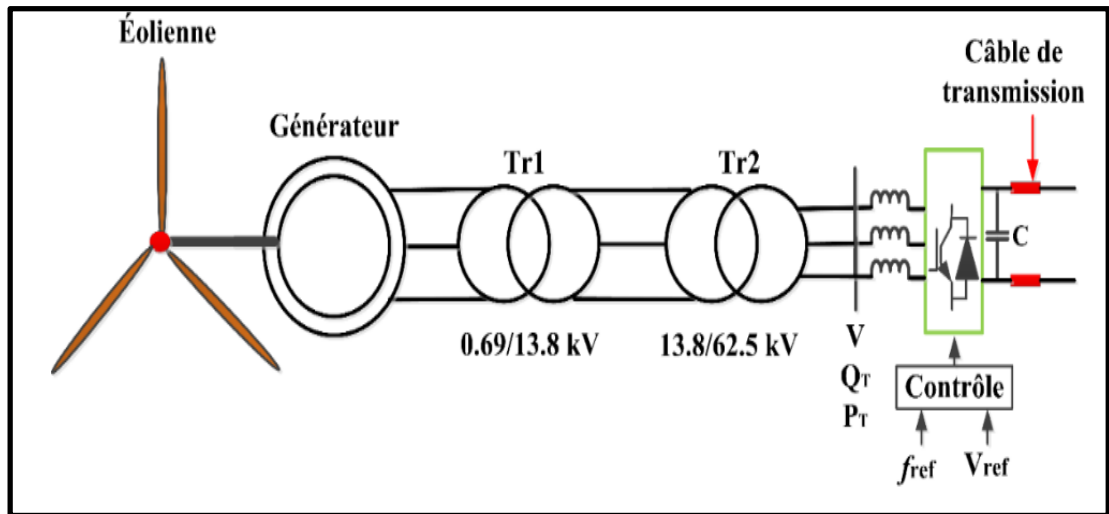


Figure 1.17 Schéma principe d'éolienne reliée à la station offshore

1.6.2.2 Turbine éolienne à vitesse variable

La vitesse variable a quelques attractions, mais apporte également des préoccupations de coût et de fiabilité. La turbine était perçue comme une voie d'avenir, avec des réductions de coûts et des améliorations de performances attendues dans la technologie des entraînements à vitesse variable. La tendance actuelle vers la vitesse variable dans les nouvelles grandes éoliennes est liée à une plus grande souplesse opérationnelle et à des préoccupations concernant la qualité de l'énergie. Pour optimiser la puissance en fonction de la vitesse du vent, il est possible de régler la vitesse de rotation au vent. L'idée principale est de choisir un générateur à fréquence fixe et à vitesse variable.

Le générateur de vitesse variable permet de fonctionner sur une large gamme de vents, afin de récupérer la puissance maximale. À l'heure actuelle, la conversion électromagnétique dans les centrales éoliennes est principalement réalisée par des générateurs synchrones ou asynchrones.

Récemment, les stations d'énergie éolienne dépendent étroitement de la vitesse du vent. Compte tenu de l'instabilité du vent, le principal avantage de la variation de la vitesse est de

produire de l'énergie indépendamment de la vitesse du vent avec une captation de MPPT en contrôlant la puissance fournie avec une très grande efficacité, mais l'inconvénient de ce mode est la nécessité d'un convertisseur de puissance.

1.6.3 Parc éolien et station offshore

Pour donner suite aux analyses du tableau 1.2, les machines PMSG sont les plus utilisés et adaptées dans les parcs offshore. Pour rentabiliser les éoliennes offshore, l'optimisation de la puissance est nécessaire en captant la puissance maximale par différentes méthodes telles que : le couple optimal, la vitesse optimale, etc.

1.6.3.1 Étape et principe de fonctionnement

Avant de passer aux étapes de l'installation et de l'implantation au site, chaque projet a besoin d'une étude technique, environnementale et financière afin d'éviter les imprévus.

L'éolienne ou l'aérogénérateur génère l'énergie électrique due au mouvement des pales tournées par l'énergie cinétique du vent, cette dernière se transforme en énergie électrique à l'aide d'un générateur (c.-à-d. synchrone ou asynchrone...).

1.6.3.2 Convertisseur de puissance

De nos jours, la plage d'utilisation de tels onduleurs a passée de 13,8 kV et 100 MW. À ces puissances, on peut citer diverses applications pour les différentes topologies, par exemple : applications minières, variateurs de vitesse, conversion d'énergie renouvelable, compensatrice de puissance réactive, etc.

Bien entendu, le développement qui s'est produit dans ce domaine est favorable à l'utilisation mondiale de la technologie HTCC. Elle utilise deux options de liaison : une à base des convertisseurs à source de courant LCC présentée dans la Figure 1.18b est entrée en application dans le monde depuis les années 50 avec certaines limites associées à la

puissance réactive due aux thyristors sont difficiles à contrôler (Goudarzi and Zhu 2013), et une technologie populaire utilise le convertisseur de source de tension (VSC) (Vrana and Energi 2016) à base du transistor bipolaire à grille isolée IGBT (Figure 1.18a).

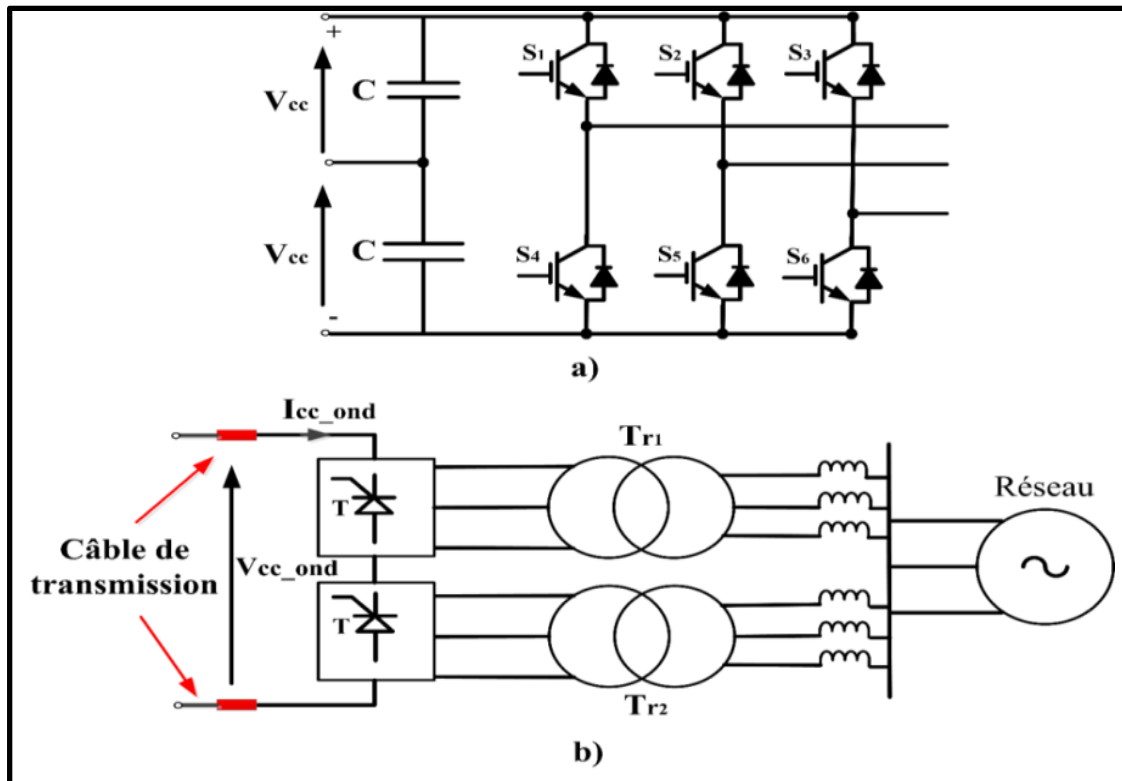


Figure 1.18 Topologie de la conversion de HVDC : a) convertisseur de source de tension (VSC) et b) convertisseur à source de courant

1.6.3.3 Convertisseur à deux niveaux

La topologie de convertisseur à deux niveaux est la plus simple à utiliser dans la transmission VSC-HVDC, elle génère seulement deux valeurs de tension ($+V_{cc}$ / $-V_{cc}$) et peut même supporter des puissances allant jusqu'à des dizaines de MVA.

Les interrupteurs sont contrôlés par la modulation de largeur d'impulsion (MLI) telle que montrée à la Figure 1.19 et qui engendre des signaux d'amorçage en comparant le signal de référence aux porteuses d'un signal en dent-de-scie ou triangulaire où les pertes de

commutation dans le système peuvent être réduites à un niveau raisonnable et qui élimine les harmoniques (Flourentzou and Agelidis 2007).

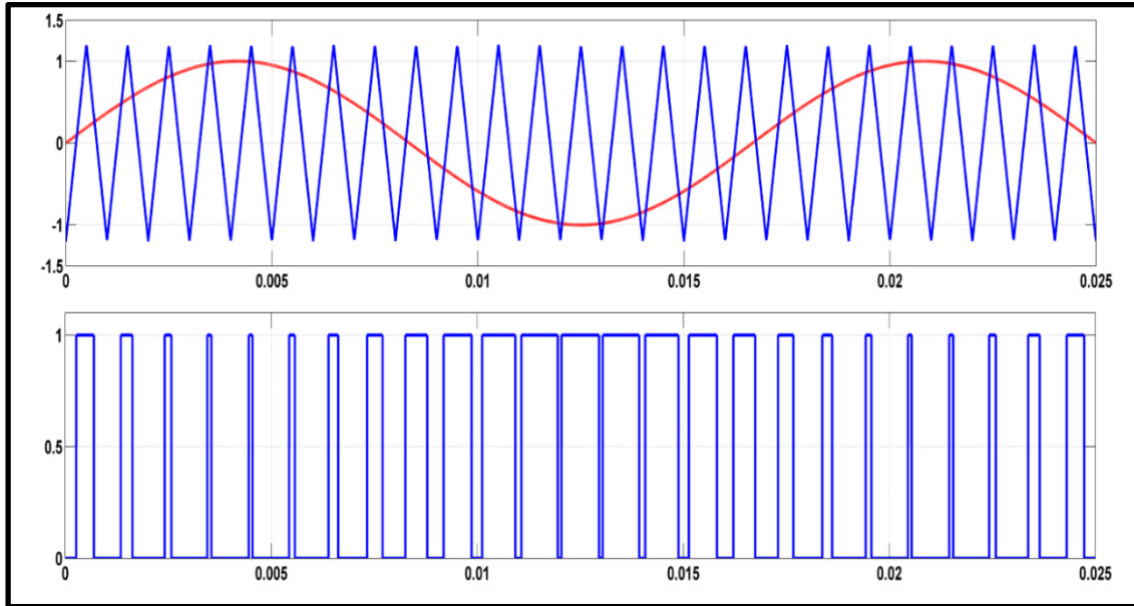


Figure 1.19 Schéma d'une phase de convertisseur à deux niveaux

Les Figures 1.20 et 1.21, montrent le schéma et la simulation d'une phase à deux niveaux.

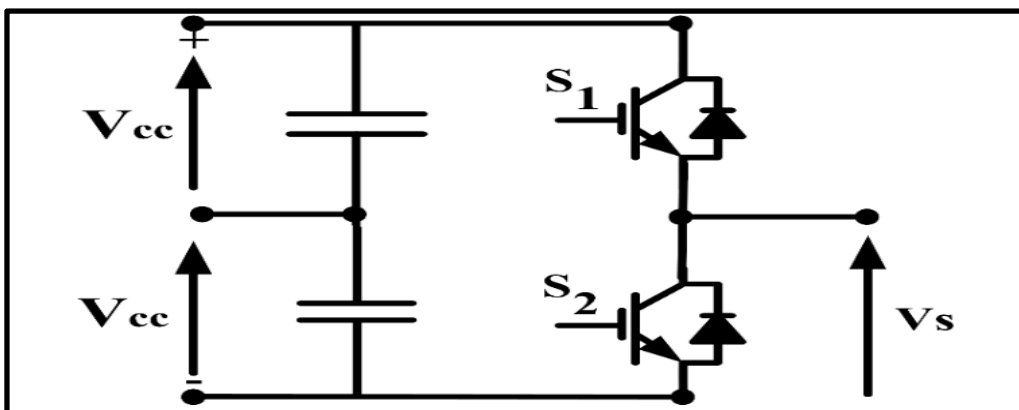


Figure 1.20 Schéma d'une phase de convertisseur de puissance à deux niveaux

Les interrupteurs (valves) d'un même bras du système à deux niveaux ne doivent jamais être fermés en même temps.



Figure 1.21 Forme d'onde de la sortie du convertisseur à deux niveaux

- Les avantages de cette topologie sont : circuit simple, faible encombrement et des condensateurs de bus continu très petit ;
- Son inconvénient principal est présenté sous une tension de blocage élevée des convertisseurs.

1.6.3.4 Convertisseur à trois niveaux

La topologie des convertisseurs à trois niveaux constitue un premier pas vers la conversion multi-niveaux. Les convertisseurs à trois-niveaux sont rentables et les plus utilisés dans la transmission de l'énergie en HTCC. La tension de sortie du convertisseur présenté à la Figure 1.22 génère trois niveaux de tension $+V_{cc}/2$, 0 , $-V_{cc}/2$. La Figure 1.23 montre les niveaux de tension du système HTCC. Il est appelé aussi point neutre calé. Ce nom vient de deux diodes connectées en antiparallèle sur la terre.

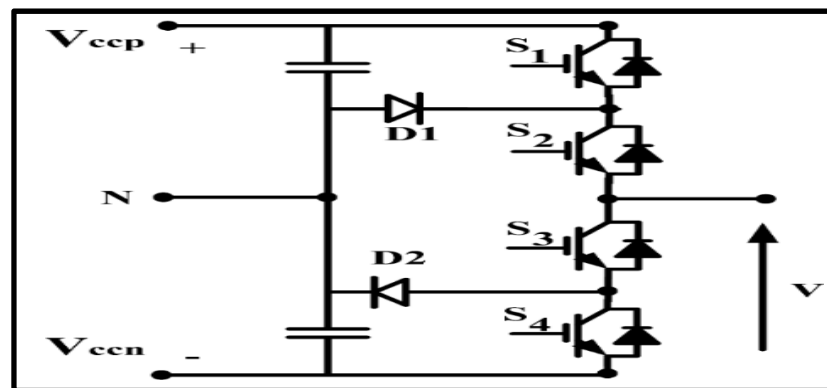


Figure 1.22 Schéma d'un seul pôle du convertisseur de trois phases NPC

L'onduleur type trois niveaux NPC peut moduler la tension CC selon la formule suivante :

$$V_{cc} = V/m \quad (1.11)$$

Où, m est l'indice de modulation qui varie entre $[0,1]$.

Les avantages de multi-niveaux sont : moins de pertes, bonne forme d'onde AC et des petits condensateurs de bus continu.

Les inconvénients de multi-niveaux sont : difficulté à garder les tensions de bus continu du condensateur constantes et la complexité augmente lorsque le nombre de niveaux du convertisseur augmente.

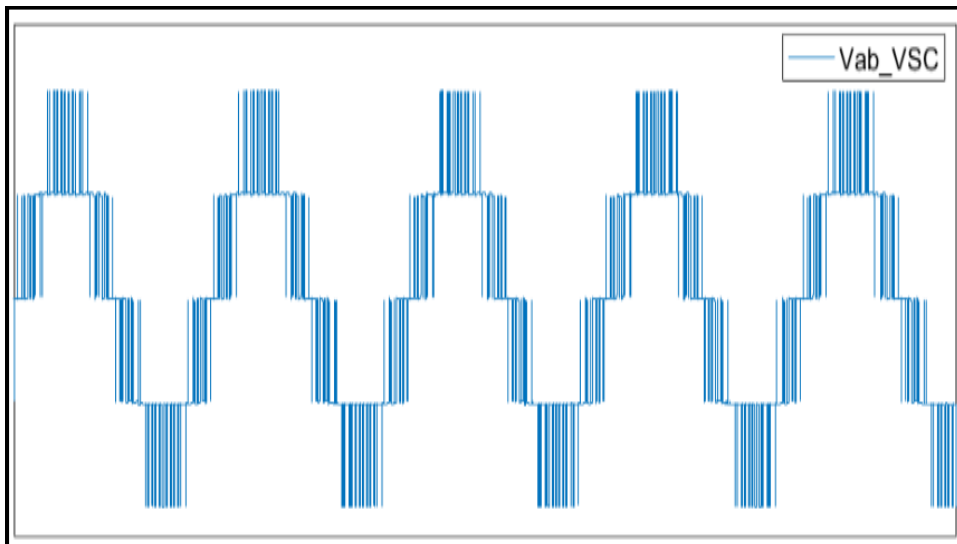


Figure 1.23 Signal de sortie à trois niveaux

1.6.3.5 Convertisseur Modulaire Multiniveaux (MMC)

Le convertisseur triphasé MMC présenté dans la Figure 1.24 est composé de sous modules constitués de la cellule de commutation et d'un condensateur (Tu, Xu et al. 2010). Les

convertisseurs MMC ont attiré l'intérêt de l'industrie énergétique en tant que choix privilégié de la conversion électronique de puissance pour les applications de moyenne et grande puissance. Ces convertisseurs présentent les avantages de fonctionner à des tensions élevées de bus CC en utilisant une connexion en série de sous-modules (SM) et en réduisant les harmoniques de tension dues aux angles de commutation tout en respectant les normes de qualité et en augmentant les niveaux de tension multiples.

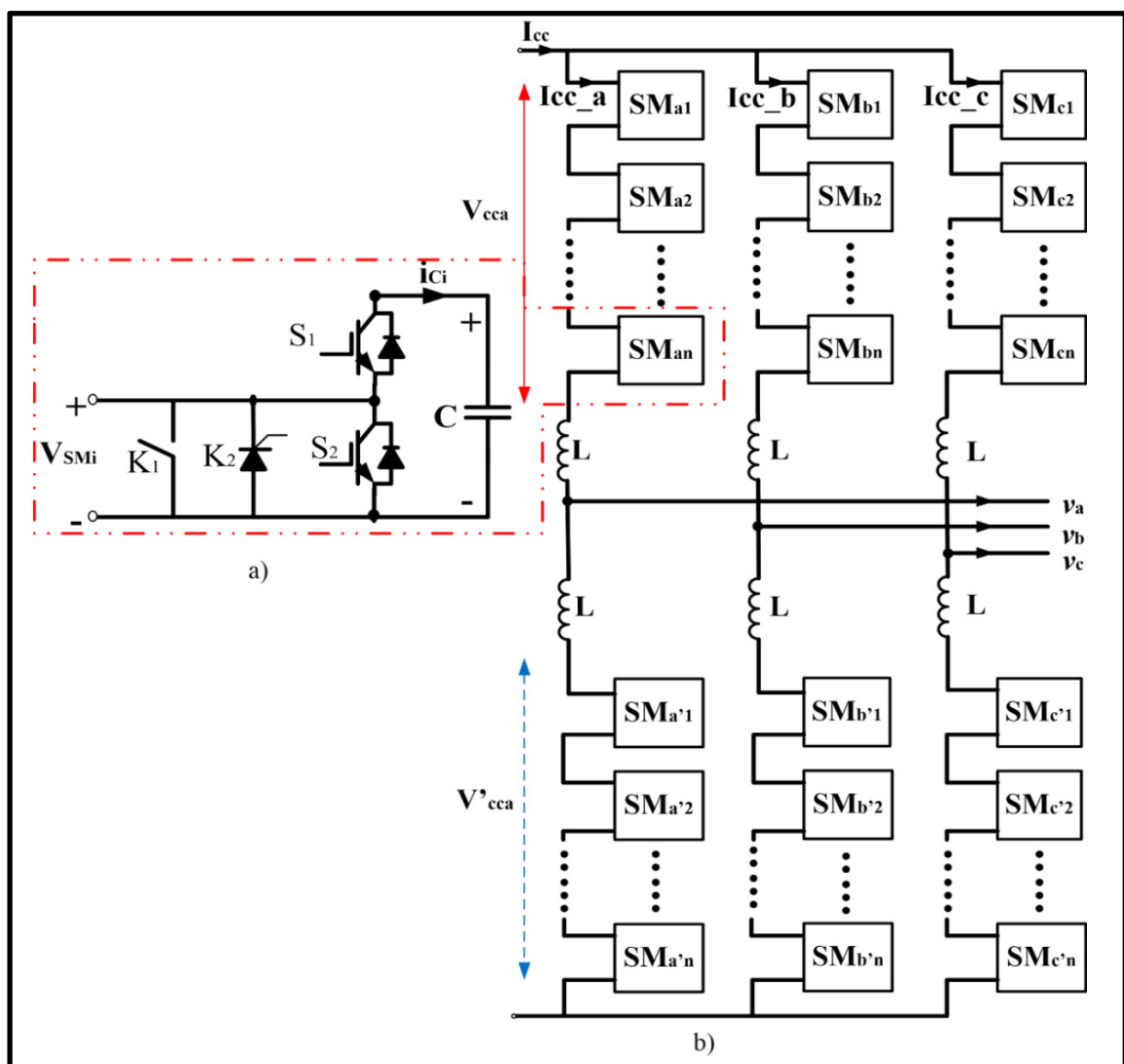


Figure 1.24 Topologie de convertisseur multi-modulaire triphasé : a) sous modules constitués de la cellule de commutation et d'un condensateur et b) connexion en série de sous-modules (SM)

1.7 Topologie et type de transmission d'éolienne offshore

1.7.1 Topologie de parc éolien

De nombreuses configurations de parcs éoliens ont été étudiées (Lundberg 2006). La configuration avec le bus à courant continu (bus CC) a été explorée dans (Lundberg 2006, Musasa, Nwulu et al. 2017). Dans la Figure 1.25, nous avons cité quelques topologies existant dans les parcs offshore mondiaux. Dans certaines configurations le transformateur de l'éolienne est inclus dans l'installation. Les Figures 1.25a et 1.25b montrent la topologie de connexion en courant continu en série et en parallèle.

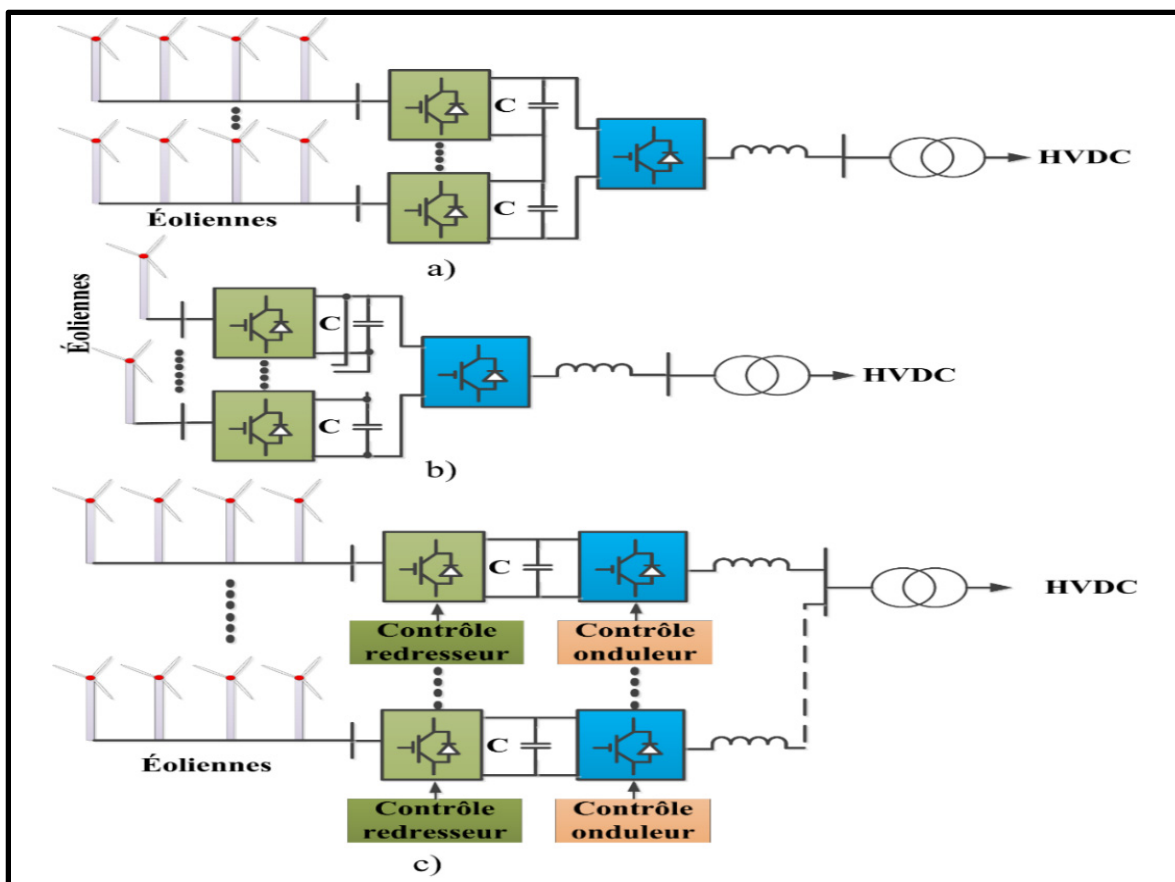


Figure 1.25 Différentes configurations de parc éolien offshore : a) topologie de connexion série en courant continu, b) topologie de connexion parallèle en courant continu, c) topologie de connexion radial

Des configurations d'éoliennes connectées en série ont également des avantages et surtout l'augmentation de la tension avec moins de perte, cependant il y aura plus de risque d'arrêt total de parc éolien. En revanche, l'utilisation de la configuration dans la Figure 1.25c est plus sécuritaire et laisse une grande marge d'intervention avec des arrêts individuels en cas de défaut majeur sur l'éolienne.

1.7.2 HTCC et HTAC

1.7.2.1 Choix et comparaison entre les systèmes HTCC/HTAC

La liaison haute tension à courant alternatif (HTAC) est la première génération utilisée dans la transmission d'énergie avec un minimum de perte dans les petites distances, sauf qu'elle a besoin de trois câbles et d'installer des compensateurs réactive au long de la transmission, par contre la transmission en HVCC n'est possible que dans la transmission en longue distance où le coût des lignes AC est excessif (Sousa, Santos et al. 2012).

Généralement, les coûts de la transmission avec les lignes à courant continu (CC) (deux ou un conducteur) sont supérieurs à ceux des lignes à courant alternatif (AC) (trois conducteurs) si la distance est inférieure à 50 km. Il est avantageux de choisir une ligne à courant continu plutôt qu'une ligne AC lorsque l'utilisation des distances supérieures à quelques dizaines de kilomètres. C'est notamment le cas de la plupart des installations offshore ou les câbles sous-marins sont recommandables (Negra, Todorovic et al. 2006).

Globalement, les lignes de transmission HTCC (HVDC) présentent des avantages en termes de pertes qui peuvent être limitées à environ 1% (Peter and Saha 2018). Il est montré dans la Figure 1.26 que le coût d'une transmission CC est plus faible que celui d'une transmission AC pour des distances supérieures à 50 km.

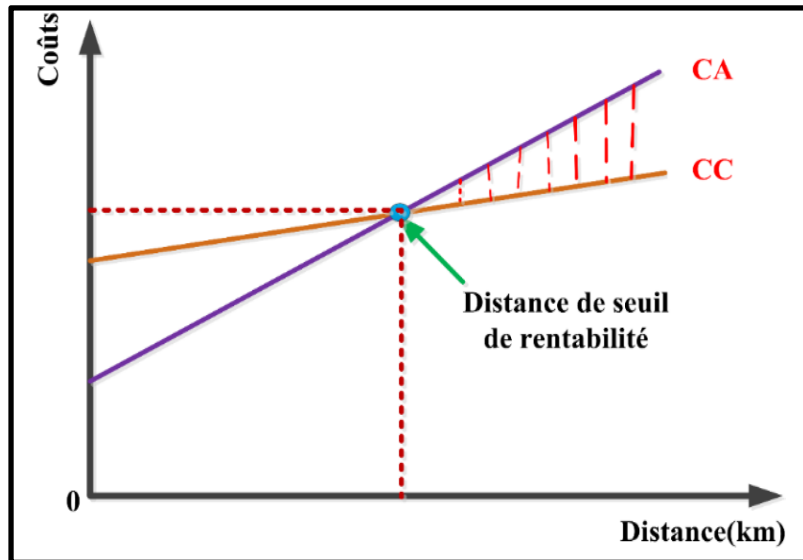


Figure 1.26 Coût de la transmission des câbles AC et CC en fonction de la longueur du câble

1.7.2.2 Utilité et avantages de HTCC (HVDC)

Les systèmes HTCC permettent de transporter l'énergie sur des longues distances en toute sécurité, d'interconnecter les réseaux asynchrones, d'intégrer les énergies renouvelables et d'améliorer la qualité et les performances du réseau. HTCC est une technologie éprouvée avec de nombreux avantages techniques distincts tels que :

- L'absence de l'effet pelliculaire en courant continu (effet de peau), d'où la possibilité d'utiliser une grande intensité pour une même section utilisée en CA ;
- La puissance transportée par les câbles en CC sera plus importante qu'en CA ce qui est expliqué par le gradient de potentiel plus élevé en CC qu'en CA pour une même ligne ;
- Possibilité de supporter la variation rapide de la puissance en cas de perturbations ;
- Optimisation de conducteurs (système bipolaire et mono-polaire);
- La puissance réactive n'est pas transmissible en HTCC, ce dernier constitue aussi une barrière contre la propagation de l'effet de défaut.

Les réseaux HTCC ne sont pas obligatoirement à la même fréquence, alors qu'ils doivent être en courant alternatif.

1.7.3 Systèmes LCC-HVDC

Les liaisons LCC-HVDC de la Figure 1.27 utilisent les convertisseurs à thyristors depuis les années 50 et peut supporter des puissances très élevées avec minimum de perte et un faible coût, elle nécessite des transformateurs, des convertisseurs à thyristor, des câbles CC et des filtres AC et CC. Ces avantages et inconvénients de ce système sont présentés ci-dessous (Dahmani 2014).

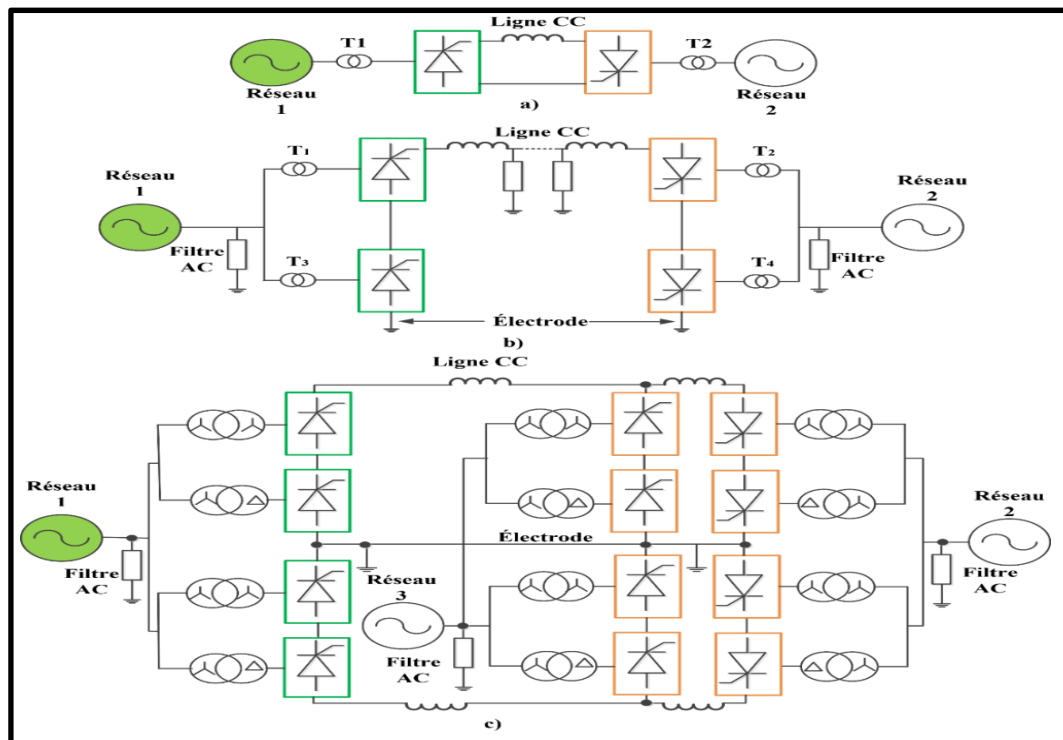


Figure 1.27 Topologie LCC-HVDC

Les avantages :

- Contrôle de l'écoulement de la puissance ;
- Possibilité d'interconnecté des défèrent système (différente fréquence).

Les inconvénients :

- Plus des harmoniques.

1.7.4 VSC- HVDC

Le système de la transmission VSC-HVDC est encore en évolution, il est conçu pour minimiser les pertes d'alimentation du réseau et augmenter la performance du système. Le principal avantage est de contrôler indépendamment la puissance active et réactive dans les deux stations. Cependant, il y a des pertes de l'énergie et les coûts élevés de l'investissement par rapport aux HVDC classiques. Leur structure permet de générer des signaux de sortie propre.

Le système VSC-HVDC améliore la stabilité transitoire du système et permet d'injecter une grande puissance éolienne dans le réseau conventionnel. L'utilisation de plusieurs niveaux de tension tout en fonctionnant à une fréquence de commutation inférieure, cela nous ramène à une diminution des pertes de puissance et de minimiser la taille de filtre ainsi que nous aidons à améliorer la qualité d'énergie par l'élimination des composants harmonique (Xiaofan, Dessaint et al. 2011). Les topologies existant dans les parcs offshore sont basées sur les convertisseurs à deux niveaux (Benadja, Rezkallah et al. 2017), trois niveaux (Benhalima, Chandra et al. 2017) et multi-niveaux (Muyeen, Takahashi et al. 2010).

La tension fondamentale sur le côté convertisseur de la Figure 1.28 est proportionnelle à la tension continue comme cela a été exprimé dans l'équation (1.12).

$$V_2 = KV_1 \quad (1.12)$$

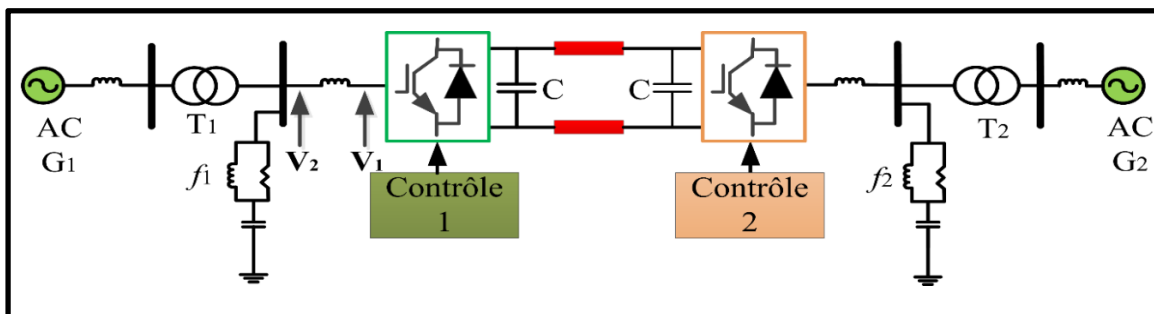


Figure 1.28 Transmission HVDC à base de convertisseur VSC

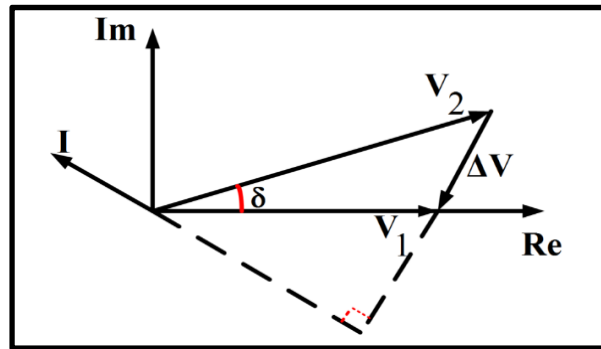


Figure 1.29 Diagramme de phase

À la fréquence nominale, la Figure 1.29 montre le diagramme de phase du système, et selon cette figure et la Figure 1.28 on peut calculer les puissances actives (P) et réactives (Q) sous la forme suivante.

$$P = \frac{V_2 * \sin \delta}{X} * V_1 \quad (1.13)$$

$$Q = \frac{V_2 * \cos \delta - V_1}{X} * V_1 \quad (1.14)$$

δ : Le déphasage entre V_1 et V_2 .

1.7.4.1 Configurations de la transmission CC (VSC-HVDC)

Les systèmes HTCC peuvent être classifiés en trois catégories :

- Les liaisons de HTCC dos- à -dos "back-to-back» ;
- Les liaisons de HTCC entre deux terminaux ;
- Les connexions multi-terminales.

Nous allons à présent brièvement décrire les différentes catégories.

La liaison HTCC est constituée d'un redresseur, un câble de transmission et un onduleur comme est présenté dans la Figure 1.30. Le système de la transmission est réversible et est utilisé pour trois principales raisons.

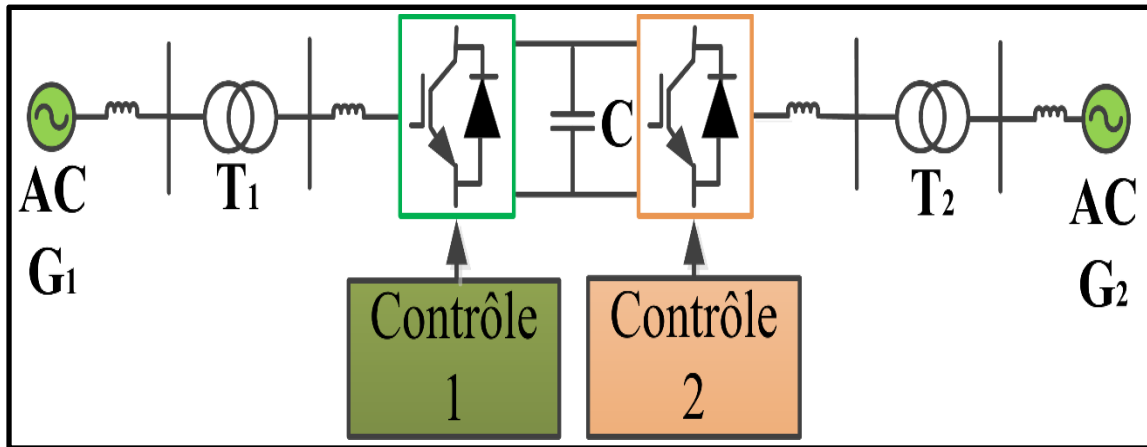


Figure 1.30 Technologie VSC - HVDC à base d'IGBT

1- Le HTCC permet de transporter les puissances très élevées sur des longues distances (les puissances souvent supérieures à 100MW).

Le coût élevé de fabrication des convertisseurs de puissance est compensé par trois éléments :

- Deux conducteurs en connexion CC au lieu de trois en CA pour les longues liaisons ;
- Les chutes de tension en CA sont trop importantes au-delà d'une certaine distance ;
- Élimination des stations de compensation.

2- Absence de problème de la synchronisation de fréquence.

3- Contrôle du transit de puissance entre deux stations en HTCC ou les liaisons sont des convertisseurs sur le même site : on parle de HTCC dos- à -dos.

1.7.4.2 Configurations " dos - à - dos " de la transmission CC (VSC-HVDC)

Dans une topologie de transmission de la puissance (dos- à -dos) illustrée dans la Figure 1.31, le redresseur (convertisseur AC - CC) et l'onduleur (convertisseur CC - AC) sont d'une part localisée dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliée par l'intermédiaire d'une inductance pour le CSC ou d'un condensateur le VSC. Cette

catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés (Rudervall, Charpentier et al. 2000).

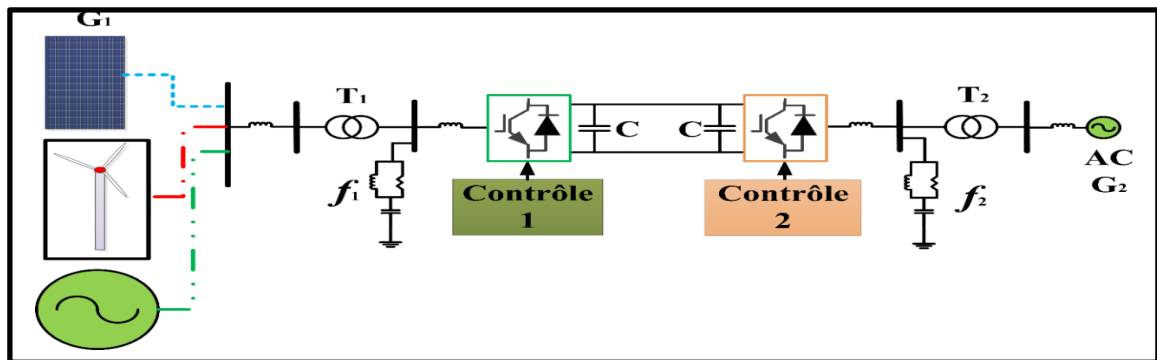


Figure 1.31 Système VSC-HVDC "dos-à-dos"

1.7.4.3 Configurations entre deux terminaux de la transmission CC (VSC-HVDC)

Les transmissions deux terminaux en CC entre peuvent être mono-polaires ou bipolaires. La configuration mono-polaire est présentée sur la Figure 1.32 en utilisant un conducteur et le retour est assuré par l'eau ou la terre. Le coût conduit à privilégier des systèmes en transmission par câble.

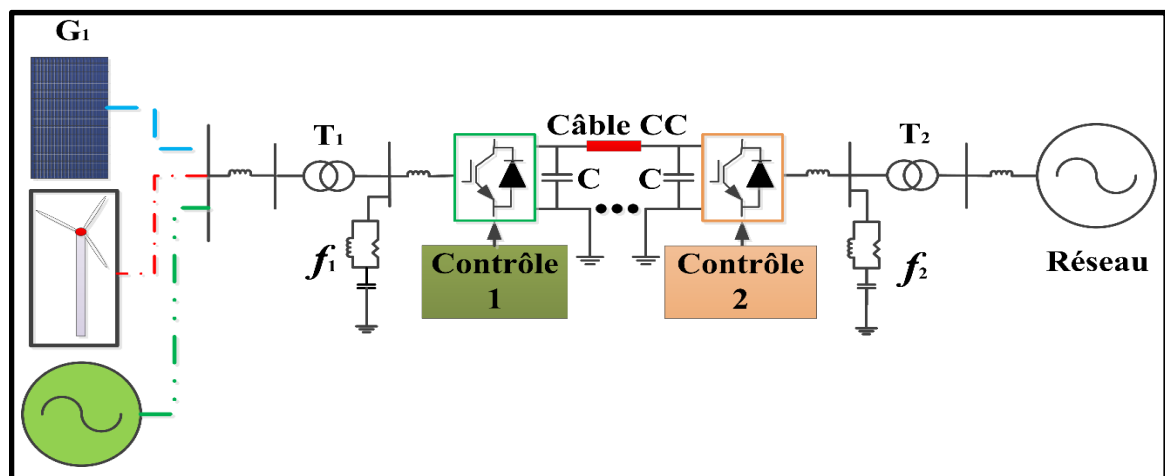


Figure 1.32 Configuration VSC –HVDC mono – polaire

Cette configuration peut être aussi la première étape dans la conception d'un système bipolaire.

À la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les interférences avec des structures métalliques sous-terraines/sous-marines sont préjudiciables.

La Figure 1.33 ci-dessous montre la configuration bipolaire (Funk, Vandendorpe et al. 2016).

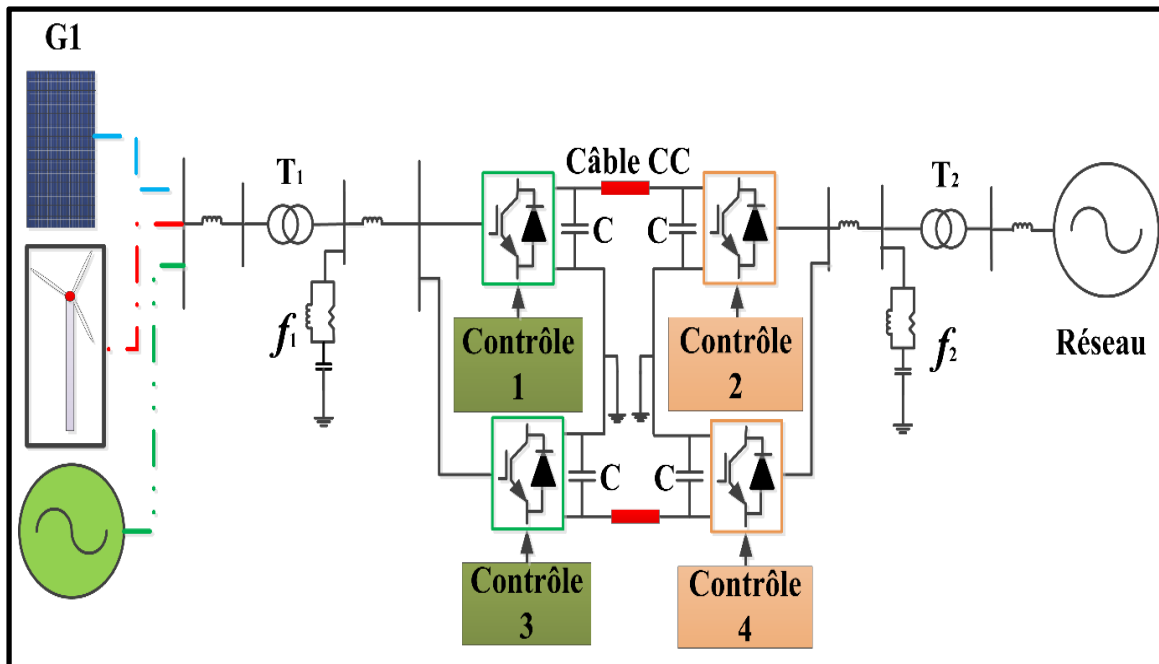


Figure 1.33 Configuration VSC –HVDC bipolaire

1.7.4.4 Transmission multi-terminale (HVDC)

Les liaisons multi-terminales à courant continu (MTCC) pouvaient être beaucoup plus attractives, et c'est afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HTCC (Wang and Redfern 2010).

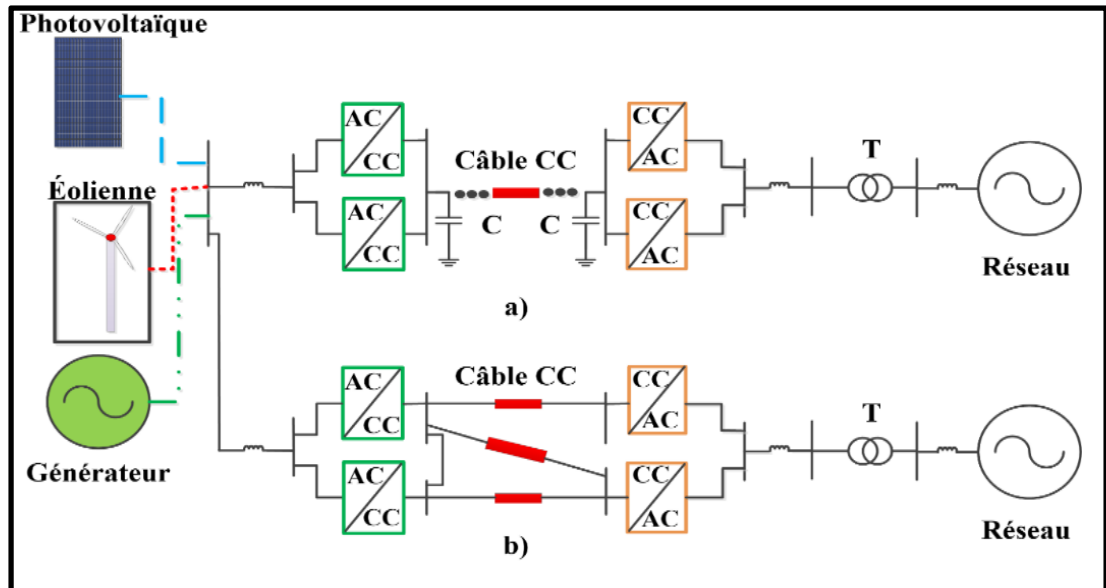


Figure 1.34 Schéma des différentes liaisons à courant continu du système multi-terminal : a) connexions radiales et b) connexions maillées

Les systèmes MTCC se déclinent suivant deux configurations :

- Les liaisons parallèles ;
- Les liaisons séries (utilisation de convertisseurs CSC uniquement).

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension CC nominale (Gomis-Bellmunt, Liang et al. 2011). Les connexions peuvent être soit radiales (Figure 1.34a) soit maillées (Figure 1.34b) :

1.7.5 Parc éolien et HVDC Light

HVDC Light est adapté à la connexion des parcs éoliens avec génératrices à induction, puisque les éoliennes sont découplées au réseau AC. Dans le parc éolien, le HVDC Light peut fournir une tension alternative et capter la puissance du vent et en même temps fournir de la puissance réactive aux générateurs éoliens. Il peut aussi varier la fréquence, obtenant la plus grande puissance du parc éolien.

1.7.5.1 HVDC Light

HVDC Light est un système de la transmission (Sellick and Åkerberg 2012), qui utilise les convertisseurs VSC commandés en haute impulsions par MLI. Ce système garantit un réglage indépendant et rapide des puissances actives et réactives, la Figure 1.35 schématise les différentes sources connectées au système HVDC light.

HVDC Light est une technologie pour transmettre la puissance souterraine et sous-marine, sur des distances élevées. Ce système a plusieurs avantages, y compris des tailles de convertisseur plus petit que LCC-HVDC, contrôle facile et stations de conversion compacte (Sellick and Åkerberg 2012). La fréquence de commutation élevée ainsi que son coût et le problème de mise à la terre sont les inconvénients du système VSC-HVDC.

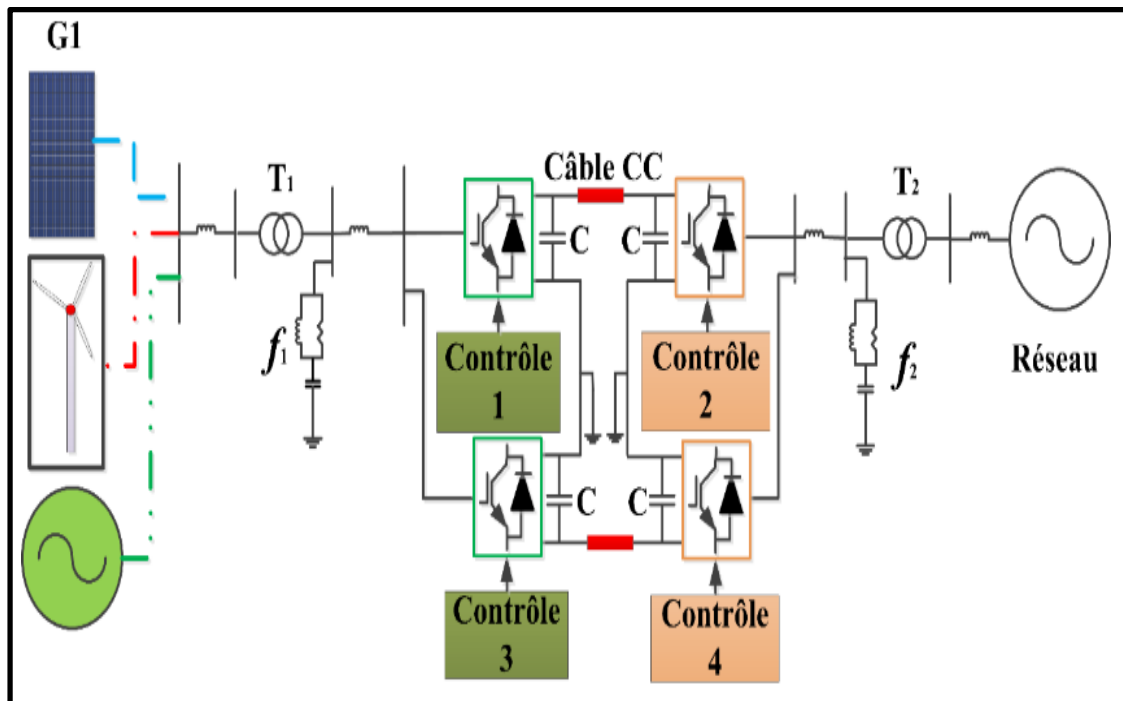


Figure 1.35 Schéma de la transmission HVDC

Les caractéristiques de HVDC Light et les marges de la puissance de la configuration unipolaire sont présentées dans la Figure 1.36.

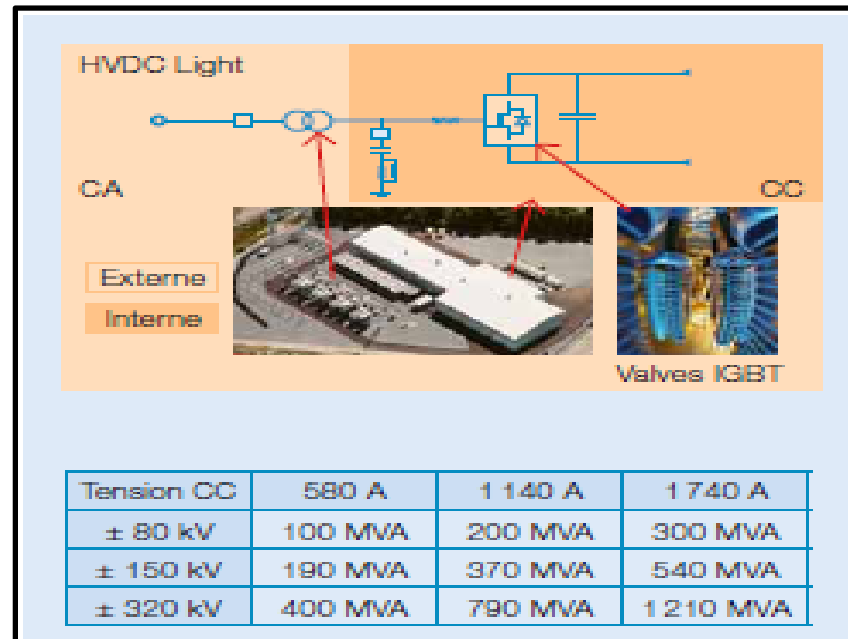


Figure 1.36 HVDC Light et plages de puissance
Tirée d'ABB (2018)

1.7.5.2 Stabilité de HVDC Light

HVDC Light fait contrôler la variation rapide de la puissance en maintenant le synchronisme de réseau. En cas de défaut, le flux de puissance peut être retardé par l'inversion immédiate du transfert pour limiter l'accélération du rotor, aussi fournit l'énergie réactive pour améliorer la stabilité transitoire et corriger la tension après la disparitions de défaut.

1.7.5.3 Éléments de HVDC Light

HVDC Light est constitué des sources de puissance éolienne, filtres, transformateurs d'isolation, lignes de transmission, convertisseurs et réseau principal. Ces convertisseurs font dissocier la faible vitesse du rotor de l'éolienne afin de respecter les normes des réseaux électriques. Les éléments de HVDC Light sont présentés comme suit :

- La réactance de phase : c'est un l'élément inductif très important à faible résistance. Elle empêche les signaux hauts fréquence d'injecter dans le transformateur, elle joue un rôle

très important dans le contrôle des puissances actives et réactives et sa taille détermine le comportement dynamique du convertisseur ;

- Transformateur : est un élément important dans la transmission HTCC. Le transformateur présente des pertes plus élevées en raison du courant harmonique et est soumis à des vibrations causées par la saturation en raison des composants CC. Souvent, le transformateur est équipé d'un chargeur de prises pour adapter la puissance réactive ;
- Condensateur CC : est un élément important qui stocke l'énergie pour le bon fonctionnement de HTCC. Leur taille détermine le comportement dynamique du circuit CC ;
- Convertisseurs d'électronique de puissance : sont utilisés pour la conversion et la génération d'énergie électrique. En outre, ils peuvent servir à la stabilité et la qualité de l'énergie du réseau électrique. Ainsi, les systèmes d'électroniques de puissance représentent une technologie clé dans les réseaux électriques de distribution.

1.7.6 Câble de transmission sous-marin

Les progrès accomplis par toutes les disciplines de la filière électrique permettent aux câbles isolés au polyéthylène réticulé (PR) d'accéder à la très haute tension, jusqu'à 500 kV. Si les liaisons par câbles souterrains rivalisent aujourd'hui avec les lignes aériennes, de nouveaux procédés de fabrication permettent de battre des records de longueur dans le domaine des câbles sous-marins à fibres optiques et à jonctions souples.

L'utilisation de câble sous-marin XLPE dans la transmission VSC-HVDC ont des structures complexes consistantes de plusieurs éléments : conducteur, isolant, gaine, et d'armatures selon la Figure 1.37.

La technologie sous-marine en CA est bien établie pour des longues lignes, cependant, la technologie sous-marine en courant continu est bien établie pour des longueurs de ligne supérieure à 50 km pour transporter l'énergie en haute tension à courant continu. Cette technologie est aussi utilisée pour se connecter entre des réseaux à fréquences différentes



Figure 1.37 Câble XLPE sous-marine pour HVDC
Tirée de Nexans (2018)

La modélisation des câbles à courant continu a besoin d'une étude détaillée, dans le but de définir :

- a) Le schéma de la connexion en CC (ex. : bipolaire, double bipolaire, câble de haute tension pour le retour de tension en émergence);
- b) Le niveau de tension en CC ;
- c) La compensation de puissance réactive aux extrémités de la liaison en CC ;

Pour la définition de la compensation de puissance réactive dans les postes de conversion, on peut procéder en deux étapes :

- Évaluation préalable d'un niveau "standard" de compensation de puissance réactive ;
- Calcul de court-circuit (extended short circuit ratio).

d) Le dimensionnement des filtres : Pour la définition de la taille et du type des filtres nécessaires à réduire les harmoniques générées par les convertisseurs, il faut considérer la réponse en fréquence du réseau en CA aux extrémités des convertisseurs CC/CA. Cette réponse change en fonction de la structure (topologie) du réseau.

e) Les prestations de la commande des convertisseurs : les boucles de contrôle des liaisons en CC jouent un rôle essentiel pour garantir une performance optimale en conditions dynamiques et réduire l'amplitude des oscillations. Pour la synthèse des boucles de contrôle, il est nécessaire d'avoir recours à des modèles dynamiques sophistiqués qui considèrent non seulement les aspects électromécaniques, mais aussi la dynamique électromagnétique.

f) protection contre les anomalies : Dans le cas où la liaison en courant continu est située au voisinage des autres installations, il est nécessaire d'analyser à l'avance les possibles interactions.

1.8 Normes d'interconnexion des sources d'énergie électrique sur les réseaux

L'un des défis importants qui entravent le développement des énergies renouvelables est celui lié à l'intégration de l'énergie produite au sein des réseaux électriques. L'interconnexion des différentes sources d'énergie sur les réseaux électriques est donc une question préoccupante, car les réseaux électriques ont été conçus au préalable sans prendre en considération qu'il pourrait y avoir l'implantation des énergies renouvelables.

Afin de maintenir la fiabilité des réseaux électriques, il existe un ensemble de normes encadrant l'interconnexion des différentes sources d'énergie sur les réseaux électriques. Ces normes ont été rédigées par les organisations liées à la qualité du courant électrique distribué et la performance des réseaux, ainsi que la sécurité des personnes (Farret et al.2006). On présentera ci-après les normes et les standards auxquels doivent se soumettre les producteurs

d'énergie afin de satisfaire aux exigences qui pourront leur permettre d'intégrer les réseaux électriques.

Compte tenu de la multiplicité des normes sur l'interconnexion des réseaux électriques, nous présenterons dans cette partie celles rédigées par les organisations internationales, tout en décrivant le contenu qui présente principalement les normes d'interconnexions au réseau, ainsi que les normes liées à la qualité d'énergie en termes de contenu harmonique.

1.8.1 Normes d'interconnexion

L'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la NFPA (National Fire Protection Association) et l'UL (Underwriters Laboratories) sont trois organisationnels d'interconnexion (Farret et al.2006). L'ensemble des normes rédigées par ces organisations évoque les performances des réseaux, de sécurité et de qualité de l'énergie qui doit circuler dans les réseaux. Elles peuvent donc être présentées de la manière suivante :

1.8.1.1 Normes IEEE1547

Cette série de normes renferme des exigences techniques qui garantissent la performance des réseaux électriques en fixant des exigences liées à l'utilisation, les tests, la sécurité et la maintenance des points de raccordements (IEEE 1547, 2003). Elle est composée des projets de normes présentés ci-dessous :

PIEEE 1547.3 : Projet de guide pour la surveillance, les échanges d'informations, et le contrôle des sources d'énergie alternatives interconnectées aux réseaux électriques. Il est décrit les fonctionnalités, les variables ainsi que les méthodologies pour la surveillance, les échanges d'informations ainsi que le contrôle des sources d'énergie alternatives connectées au réseau de distribution (IEEE 1547.3).

PIEEE 1547.4 : Projet de guide pour la conception, l'exploitation et l'intégration des sources d'énergie alternatives. Elle sert principalement aux concepteurs des réseaux électriques, les opérateurs et les fabricants d'équipements. Ce document présentant une vue d'ensemble et la problématique d'intégration des sources d'énergie décentralisées (IEEE 1547.4).

1.8.1.2 Normes UL (Underwriters Laboratories)

L'UL a publié des normes relatives à l'utilisation des sources alternatives connectées aux réseaux électriques. Elles encadrent principalement les convertisseurs et les équipements d'interconnexion.(Farret and Simoes 2006) dans « Integration of Alternative Sources of Energy , 2006», présente un résumé de la série de norme UL.

1.8.2 Normes liées à la qualité d'énergie en termes de contenu harmonique

Il existe principalement deux normes internationales qui sont liées à la qualité d'énergie en termes de contenu harmonique. La norme IEC 61000-4-7 (IEC, 2002) permet d'établir des techniques standard d'évaluation des harmoniques et inter-harmoniques afin de faciliter l'interprétation indépendamment des appareils utilisés pour les évaluer.

1.8.3 Effet de défaut sur le système

Le défaut a un effet néfaste sur le système de transmission VSC-HVDC de l'énergie produite par les éoliennes et les photovoltaïques. Dans les dernières années, un système de sécurité permet à l'éolienne de se mettre hors tension lors d'un défaut et s'installer, mais dernièrement il y a une exigence de loi (code de réseau) (Dallachy et Tait, 2006) qui oblige les éoliennes de fonctionner et rester connectée même dans l'apparition de défaut.

Apparition d'un défaut sur le réseau alternatif engendre un déséquilibre dans le système, augmente la tension continue, endommage le matériel et peut détruire les éoliennes (Dawei et al., 2006) à cause de l'apparition des composantes continues de courant dans le générateur.

En générale, les différentes méthodes de défaut (fault Ride Through) utilisées pour réduire l'effet de court-circuit se résument comme suit :

1.8.3.1 Utilisation de la résistance de freinage (Chopper-Switch)

Le chopper est utilisé à courant continu sur le bus CC du système VSC-HVDC (Feldes, Wrede et al. 2009), dans lequel on utilise une résistance de freinage (Gao, Wang et al. 2011). Le chopper à commutation dissipe l'énergie qui ne peut être transférée au réseau de courant alternatif à la suite de la réduction de la tension causée par le défaut. Cette technique aide à réduire le déséquilibre du système, stabilise la tension continue dans le bus CC, protège les éoliennes et réduit la puissance transmise au redresseur, mais cette méthode a un coût supplémentaire.

1.8.3.2 Réduire la valeur de consigne de courant actif

Cette méthode est basée sur la réduction de la puissance injectée dans le réseau de la transmission VSC-HVDC ou la réduction de la consigne de courant actif de parc éolien, sachant que le défaut peut être dans le réseau CC ou dans l'alternatif (offshore ou onshore). Cette dernière méthode nécessite une détection de défaut et un contrôle qui tient compte de la durée et la profondeur de la chute de tension causée par le défaut, sachant que lorsque le défaut est détecté, la fréquence augmente, ce qui entraîne une réduction de la puissance. L'inconvénient de cette méthode est sa nécessité d'une commande de fréquence rapide.

1.8.3.3 Réduction de la tension

Cette approche est basée sur le contrôle de l'onduleur et la réduction de la tension d'une manière fiable. Cette approche qui utilise le hacheur dans le côté de CC du HTCC en

réduisant la puissance n'a pas besoin de modifications dans le contrôle de la turbine éolienne. Cependant, elle a un inconvénient majeur qui peut détruire la machine et les composantes d'électronique, elle a un effet comme le court-circuit qui peut générer des composantes continues de courant, ce courant est transitoire dans l'enroulement du stator de l'éolienne.

1.9 Exigences de la transmission

La transmission électrique exige un ensemble de règlements, Hydro-Québec TransÉnergie par exemple, dans son document « Exigences techniques du transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec » rédigé en février 2009 regroupe un ensemble d'exigences d'interconnexion au réseau électrique pour lesquelles les centrales doivent demeurer en service sans déclenchement de groupe à la suite d'une perturbation. Ces exigences sont citées respectivement :

1.9.1 Exigences relatives à la tension et la fréquence

Elles renferment les plages de tensions en régime permanent du réseau de transport ($\pm 6\%$ à la tension nominale pour les réseaux à 44 kV et 49 kV et de $\pm 10\%$ par rapport à la tension nominale pour les réseaux à 60 kV et plus, sauf pour le réseau à 735 kV où la tension peut varier de -5% à 4% . Concernant la fréquence en régime permanent, elle peut varier de $\pm 1\%$ par rapport à la fréquence nominale de 60Hz. D'autres exigences portent aussi sur la régulation de la tension et la qualité de l'onde électrique.

1.9.2 Exigences relatives à l'appareillage et à l'entretien

Elles imposent le régime du neutre, les caractéristiques électriques générales de l'appareillage, les conditions d'utilisation et de raccordement des disjoncteurs, les sectionneurs, les transformateurs, etc. Elles englobent les exigences d'entretien, les exigences

relatives aux informations requises pour l'exploitation du réseau de transport et des systèmes de télécommunication.

1.10 Maintenance de parc éolien et les différentes commandes des stations de conversion

1.10.1 Maintenance de parc éolien

L'accessibilité du parc éolien offshore est fortement dépendante des conditions météorologiques. C'est la raison pour laquelle les sociétés d'installation des parcs éoliens sont conçues pour voir fonctionner sur des longues périodes sans opérations de maintenance.

- Un système de veille et d'analyse pointu assure un contrôle continu de la turbine ;
- La turbine détecte automatiquement si les conditions météorologiques autorisent une intervention. Les services et la maintenance en haute mer sont planifiés à long terme et combinés pour plus d'efficacité.

1.10.2 Commandes des stations de la conversion d'énergie électrique

Les commandes des stations VSC-HVDC ne s'appliquent pas directement sans connaître les problématiques. Il est essentiel que les commandes permettent l'écoulement de la puissance, la stabilisation et la régulation de toutes les variables qui aide le système à être rentable et efficace.

1.11 Problématiques

1.11.1 Problématique d'intégration des sources d'énergie renouvelable

L'intégration de la production distribuée en général et des sources d'énergie renouvelable en particulier est très bénéfique. Cependant, elle doit se faire dans le respect des contraintes liées

à l'exploitation des réseaux électriques. De ce fait, elles créent des nouvelles préoccupations, donc des problématiques qui nécessiteront des recherches. Parmi ces problèmes, nous pouvons citer ceux liés :

- Au l'impact de déferents défauts ;
- Le coût et la maximisation de la puissance ;
- Au Réglage des protections des réseaux de distribution ;
- Au dimensionnement des postes, au réglage de la tension et correction d'harmoniques ;
- À la stabilité du réseau de transport.

1.11.2 Problématique de déferents défauts

Problème de défaut de ligne AC ou CC, des pannes de capteurs ou des défauts sur les convertisseurs. Ces défauts peuvent causer des arrêts permanents et influencent sur la stabilité du système, aussi dégradent la qualité d'énergie transportée et influencent sur la fiabilité du système. Pour transporter l'énergie électrique sans coupure et avec un rendement raisonnable en appliquant des commandes avancées pour minimiser les effets de toute perturbation.

1.11.3 Problématique du coût et de la maximisation de puissance

- Pour le moment, une éolienne offshore coûte environ 30 à 50 % plus cher qu'une éolienne terrestre ;
- Bien que les vents soient plus constants en mer que sur terre, l'énergie éolienne offshore est également intermittente ;
- La capacité de production photovoltaïque qui est faible ;
- Plusieurs recherches sont concentrées à développer les MPPT d'énergie renouvelable pour obtenir un rendement élevé avec des méthodes simples, robustes, et à moindre prix.

1.11.4 Protection des réseaux de distribution

Les protections ont pour rôle d'éliminer un défaut créé par l'ouverture d'un dispositif de protection (disjoncteur, discontacteur...). Cette ouverture permet de mettre hors circuit le départ ou le tronçon défectueux. Ainsi l'arrivée d'une source de tension ne devra pas remettre en cause la sélectivité ainsi que la sensibilité des appareils de protection.

1.11.5 Protection contre le court-circuit

La connexion d'un générateur distribué sans convertisseur électronique à une contribution de l'ordre de 5 à 7 fois le courant de la machine. La présence d'un convertisseur permet de diminuer la contribution du générateur au courant nominal ce qui pose un grand problème dans le cas d'un fonctionnement en îlotage (pas de déclenchement du départ dans le cas photovoltaïque). Pour résoudre ce problème, une protection est nécessaire. L'utilisation du limiteur de courant à supraconducteur est très prometteuse, car il permet de concilier la puissance d'un court-circuit élevée avec un faible courant de court-circuit.

1.11.6 Sélectivité et sensibilité des protections du système

La sensibilité et la sélectivité des protections peuvent être considérablement affectées avec la connexion d'une source d'énergie sur un poste de distribution, plusieurs cas peuvent se présenter :

1.11.6.1 Source est à côté du poste de transformation

Un défaut de court-circuit sur un départ connecté sur le même poste que la source peut directement provoquer le déclenchement par surintensité du départ sein. L'installation de protections de courant directionnel permet de résoudre le déclenchement des départs sains.

1.11.6.2 Source de production loin du poste de transformation

Le défaut peu devenir invisible pour les appareils de protection du poste.

1.12 Objectifs de la recherche

L'objectif principal est fait connecter le système micro-réseau (parc offshore, central photovoltaïque, réseau HTCA et des éoliennes terrestres) au réseau électrique et des charges en utilisant des commandes intelligentes et en se basant sur les points suivants :

- Rendement maximal ;
- Stabilité du système (réglage de la tension et de la fréquence);
- Qualité de l'énergie ;
- Élimination des capteurs ;
- Élimination des défauts.

Le système hybride de grande puissance a besoin des convertisseurs de puissance multi-niveaux (Xie, Xie et al. 2009) qui permet de générer des formes d'onde purement sinusoïdale à la sortie en fournissant des différents niveaux de tension. Cette solution présente un grand intérêt, elle diminue les pertes de puissance et réduit l'utilisation des filtres installés à la sortie des convertisseurs de puissance, de plus, la faible dynamique de tels dispositifs peut être améliorée en utilisant des techniques avancées de modélisation et de contrôle. À partir de notre recherche bibliographique réalisée, les objectifs de recherche peuvent être présentés comme suit :

1.12.1 Système VSC-HVDC

Les objectifs qui sont décrits dans le dernier paragraphe représentent le cas général du notre système sous étude, pour bien clarifié nos objectifs à atteindre, nous allons détailler le système VSC-HVDC qui a fait usage d'un nombre impressionnant de composants des

convertisseurs de puissance. Leur structure permet de générer des signaux de sortie propre. L'utilisation de plusieurs niveaux de tension tout en fonctionnant à une fréquence de commutation inférieure, cela nous ramènera à une diminution des pertes de puissance et de minimiser la taille du filtre ainsi que nous aiderons à améliorer la qualité d'énergie par l'élimination des composants harmonique (Xiaofan, Dessaint et al. 2011).

Donc, notre premier objectif est de développer une topologie basée sur des convertisseurs multi-niveaux (Muyeen, Takahashi et al. 2010). Le suivi des points suivants nous permettra de réaliser notre objectif.

- Modéliser et analyser l'ensemble du système hybride branché au réseau HVDC ;
- Améliorer la topologie du convertisseur multi-niveaux, en réduisant les composants ;
- Valider un algorithme de commande dont l'objectif est de maintenir la tension du bus CC constant avec des meilleures performances dynamiques ;
- Modéliser le convertisseur bidirectionnel CC/CA qui prend en considération l'amélioration de la qualité d'énergie ;
- Contrôler la fréquence du système de génération et de la transmission ;
- Appliquer des commandes efficaces pour extraire la puissance maximale (MPPT);
- Améliorer l'efficacité du système et proposer une technique de commande robuste lors de l'utilisation des charges non linéaires sur le réseau.

L'objectif secondaire vise à atteindre la réduction du coût total du système hybride grâce à une bonne conception, meilleure stratégie de contrôle et une efficacité énergétique adéquate.

1.12.2 Système hybride (éolien offshore-photovoltaïque) connecté au réseau VSC-HVDC

Les éoliennes offshore et les centrales photovoltaïques (Chattopadhyay, Chakraborty et al. 2012) sont significativement plus chers par rapport aux autres sources d'énergie, pour cela

notre objectif et de développer une architecture optimale où la diminution des composantes le rendement ainsi que la fiabilité du système. La minimisation des pertes, le respect de code du réseau électrique ainsi que l'augmentation de la fiabilité seront pris en considération. Des algorithmes de commande seront appliqués pour atteindre ces objectifs.

1.13 Méthodologie

L'interconnexion des différentes sources au micro-réseau ainsi que celle du parc éolien offshore et la centrale photovoltaïque avec le réseau VSC-HVDC s'effectuera par quatre étapes principales. La méthodologie générale de la recherche pour atteindre les objectifs fixés ci-dessus est :

Au premier lieu nous effectuons une revue de littérature afin de comprendre les problèmes associés à l'utilisation des éoliennes, des photovoltaïques ainsi que le système VSC-HVDC ensemble. Cette recherche bibliographique sera effectuée pour exploiter les différentes topologies et méthodes utilisées dans la génération de l'énergie renouvelable et des systèmes de transmission VSC-HVDC.

Une étude approfondie avec une modélisation basée sur les différentes topologies des convertisseurs utilisés dans notre système sera effectuée. Dans cette étude, le nombre des dispositifs, l'écoulement des puissances actives et réactives et la stabilité de système seront pris en considération.

La première configuration est un système photovoltaïque connecté au réseau basse tension, ensuite l'intégration de ce système avec les éoliennes (MADA et PMSG) en les testant dans MATLAB/Simulink et les valider en laboratoire.

Puis, le système VSC-HVDC à deux niveaux est interconnecté entre deux réseaux CA via deux câbles CC. Dans ce système on va présenter des approches mathématiques pour valider

le comportement du système en appliquant les commandes non linéaires. Cette même topologie on fait l'appliquer sur un système à base de convertisseur à trois niveaux NPC. Des tests sont appliqués pour vérifier la stabilité et le comportement de chacun des deux systèmes.

Ensuite, tester un parc éolien connecté au système de transmission VSC-HVDC à trois niveaux à point neutre calé (NPC) via un câble CC sous- marin connecté a deux parcs offshore à base des machines PMSG. Pour chaque parc en appliquant des différentes méthodes pour extraire le maximum de puissance et de contrôler les convertisseurs d'une manière efficace en temps réel en utilisant l'outil de simulation numérique MATLAB/Simulink en minimisant la taille et en réduisant les effets de chaque défaut ou perturbation.

Après, une simulation par MATLAB/Simulink des modèles développés sera effectuée afin de comprendre le comportement du système en développant une nouvelle topologie et en utilisant un algorithme de commande avancé afin d'atteindre les performances optimales, réduire les pertes de puissance, assurer une stabilité et améliorer la qualité d'énergie par la minimisation des harmoniques.

Parallèlement, les concepts récemment développés sur les réseaux hybrides sont passés en revue. En outre, l'équipement et les charges compromettent la qualité de l'énergie des réseaux hybrides et le nouveau compensateur proposé pour les réseaux sont explorée comme suit :

- Mise en œuvre en temps réel en laboratoire du système hybride. Trois configurations expérimentales y compris Photovoltaïque et l'éolienne à base de PMSG ;
- Amélioration de l'algorithme de contrôle et de la topologie pour les systèmes hybrides triphasés qui demandaient beaucoup de travail pour trouver des solutions et avoir un fonctionnement fiable de l'installation. La plate-forme de dSPACE / dsp1104 a permet l'optimisation des gains et autres paramètres du contrôleur ;

➤ Application de l'intelligence artificielle sur les photovoltaïques, les éoliennes et sur les systèmes de transmission VSC-HVDC sous des différentes configurations afin de construire un micro-réseau intelligent.

La simulation du modèle élaboré sera effectuée en utilisant MATLAB/Simulink ou plusieurs scénarios seront testés afin de valider notre choix.

Un test expérimental sera effectué en utilisant un système à échelle réduite.

1.14 Contributions de thèse

L'absence d'une stratégie d'intégration de système photovoltaïque en haute tension au réseau VSC-HVDC offshore a motivé la présente étude, qui vise à développer un modèle dynamique du système PV proposé.

Élaboration d'un nouvel algorithme MPPT à base de la commande intelligente ANFIS pour maximiser la puissance photovoltaïque. La nouveauté de ce modèle est l'intégration de la dynamique non linéaire du système hybride, délivrant des puissances et des tensions. En utilisant un nouvel algorithme MPPT basé sur l'estimation de la vitesse, le courant et la tension par le filtre de Kalman.

Ensuite, une estimation de la tension du bus CC et élimination des capteurs par le nouvel algorithme Adaline contrôle appliqué au convertisseur CC/AC onshore à trois niveaux à point neutre calé (NPC) a été appliquée. Ceci est une nouvelle méthode modifiée qui élimine les capteurs, minimise le coût, diminue les pannes et l'intervention de la maintenance.

En revanche, l'utilisation des puissances instantanées dans les systèmes de la génération d'énergie renouvelable et la transmission haute tension à courant continu (VSC-HVDC)

contribuent au calcul de plusieurs problèmes importants de l'efficacité et de la qualité de l'énergie.

Un accomplissement clé de notre recherche est le développement des contrôleurs pour le système hybride et micro-réseau intelligent. Les régulateurs classiques à base d'ANFIS et des intelligents artificielle sont des contributions dans notre thèse. Cependant, les contrôleurs PI a base d'ANFIS, Sliding mode, proportionnel et intégral PI-Antiwindup, Filtre de Kalman, Unified, ANFIS et Adaline ont étaient proposés avec une analyse mathématique approfondie pour une meilleure compréhension tout en améliorant la qualité de l'énergie, en minimisant aussi les capteurs, le prix, la maintenance, le temps d'intervention, les pertes de l'énergie, les arrêts causés par les défauts et enfin, le plus important est la satisfaction des clients.

1.15 Conclusion

En raison des développements impressionnants dans les convertisseurs de puissance et des algorithmes de commande, la génération d'énergie renouvelable (éolienne photovoltaïque) et le transport en haute tension VSC-HVDC avaient connu une très grande amélioration et un développement croissant pour combler le manque et la forte demande d'énergie électrique à travers le monde. Dans le contexte de la production d'énergie électrique d'un système micro-réseau (parc éolien offshore connecté au réseau de distribution via un système de la transmission VSC-HVDC, centrale photovoltaïque, réseau) on a fait plusieurs recherches bibliographiques. Différentes topologies et algorithmes de commandes de micro-réseau et de transmission HTCC ainsi que des génératrices utilisées dans les turbines éoliennes ont été étudiés et discutés. Les avantages et les inconvénients ont été mentionnés.

Ces recherches bibliographiques nous ont amenés à choisir pour notre système la machine synchrone à aimant permanent, le système VSC-HVDC à base d'IGBT à trois niveaux à point neutres calés dans la transmission d'énergie électrique et le central photovoltaïque qui

se connecte au réseau continu dans la transmission d'énergie grâce à la simplicité et l'efficacité du système CC par rapport à AC.

Dans ce chapitre, nous avons aussi cité quelques problématiques telles que : la qualité, les méthodes d'extraction de la puissance maximale, les capteurs, le choix des équipements et aussi nous avons mentionné les caractéristiques techniques, économiques et environnementales des formes de la transmission et de production d'énergie électrique ainsi que les formes d'énergie renouvelable les plus utilisées.

L'amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau électrique et l'augmentation du rendement énergétique global des micro-réseaux sont parmi les objectifs de notre recherche. En résumé, notre travail de recherche sera consacré en premier lieu à l'étude et à l'intégration du système photovoltaïque au réseau électrique tout en développant un algorithme de commande robuste pour l'extraction de la puissance maximale (MPPT) dans le but d'augmenter le rendement du système.

Deuxièmement, un développement des systèmes hybrides basés sur des éoliennes et des PV connectés au réseau. Ensuite, le travail sera concentré sur la modélisation du système de la transmission VSC-HVDC et sur les algorithmes de commande dont l'objectif est de diminuer les pertes, d'augmenter l'efficacité énergétique du système et de corriger les différents défauts. Cependant, l'intégration du système hybride (éolienne-photovoltaïque) avec le réseau cause des problèmes de qualité d'énergie qui nécessite une solution efficace.

Finalement, un développement remarquable des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle pour rendre notre système de production et de transmission d'énergie plus optimisé est analysé en détail dans cette thèse.

CHAPITRE 2

CONCEPTION DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUE ET ÉOLIENNE CONNECTÉE AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

2.1 Introduction

Ce chapitre porte sur la conception et la faisabilité du système photovoltaïque et éolien connecté au réseau de distribution. Il se base aussi sur la modélisation et le développement de la turbine, génératrice synchrone à aimant permanent (PMSG) et les commandes. La nature stochastique des vecteurs d'énergie comme le vent ou le soleil rendent leurs intégrations dans le réseau électrique difficile. À cela s'ajoute la détérioration de la qualité d'énergie due à l'utilisation multiple des convertisseurs de puissance. Donc pour un meilleur exploitation de ces sources d'énergie et pour une intégration souple et sécuritaire avec des réseaux électriques, un design optimal du système global basé sur un nombre réduit des convertisseurs de puissance ainsi que des algorithmes de commande avancés est indispensables afin de maximiser la puissance disponible en appliquant des nouveaux algorithmes de MPPT.

De nos jours, la pollution harmonique affecte non seulement les équipements des consommateurs, mais peut aussi perturber l'équipement des distributeurs incluant leur système de transport d'énergie. Des normes standard IEEE ont été imposées pour limiter les perturbations et les distorsions harmoniques. L'idée de la centrale photovoltaïque implique que les systèmes énergétiques intégrés conçus peuvent générer de l'énergie et de l'injecter au réseau au cours de l'année. Le système photovoltaïque (SPV), l'éolienne et le réseau électrique sont les principales sources d'énergie utilisées pour cette étude.

Ce chapitre présente un examen complet de PV et éolienne, les configurations, les stratégies de contrôle et les implications connexes dans ce domaine. Il fournit une perspective de la

technologie du système en traitant des problèmes de qualité et de l'écoulement de puissance vers le réseau électrique.

2.2 Système photovoltaïque

Selon l'association européenne de l'industrie photovoltaïque, le développement de cette technologie devrait se poursuivre dans les prochaines années. De nos jours, les systèmes photovoltaïques sont utilisés dans plusieurs domaines et pour fournir l'énergie au réseau électrique. Les paragraphes ci-dessous décrivent en détail le système photovoltaïque.

Types des cellules : Des travaux de recherches ont été réalisés sur les polymères organiques, sur les cellules électrochimiques ou silicium, ainsi que les cellules solaires à hétérojonction (Benamara 2012). Les cellules sont toujours en phase de recherche et développement (Núñez, Victoria et al. 2018). Le tableau suivant indique la comparaison entre les différents types de matériaux utilisés pour le module photovoltaïque et l'utilité de silicium monocristallin et poly-cristallin selon (www.ecosources.info) et (www.insunwetrust.solar).

Tableau 2.1 Comparaison entre les différents types de matériaux utilisés pour le PV

Génération	Type	Rendement de la cellule en labo (%)	Rendement du module en labo (%)	Rendement du module en condition réel (%)	Niveau de développement
1 ^{er} Type	SMC	40		>20	Production industrielle
	SPC	20.30	16.20	14-18	Production
2 ^{eme} Type	SA	13.40	10.40	5-9	Production
	SCCM		9.40	7	Production
	CCIS	19.30	13.50	9-11	Production
	CdTe	16.70		6-9	Production
3 ^{eme} Type	CO	5.70			En recherche
	CG	11	8.40		En recherche

Avec :

SCCM : Silicium Cristallin en Couche Mince ;

SPC : Silicium Poly Cristallin ;

SA : Silicium Amorphe ;

SMC : Silicium Monocristallin ;

CO : Cellule Organique ;

CG : Cellule de Gratzel.

Production et prix : d'après une étude en 2018 de (PV-Tech&solar MediaLtd) qui est le fabricant le plus important au monde dans le domaine photovoltaïque dominant neuf industriels chinois avec une capacité de 3GW (insunwetrust.solar), les autres fabricants sont l'Allemagne, Japon et U.S.A. Le prix des modules a diminué graduellement dans les dernières années.

Applications photovoltaïques : La plupart des applications PV au monde sont constituées de systèmes autonomes comme source unique, ou comme système hybride connecté à une éolienne ou à une génératrice diesel. Ces systèmes peuvent comporter ou non un dispositif de stockage. On trouve les photovoltaïques dans le domaine du pompage de l'eau, de la signalisation routière, l'éclairage public et dans les télécommunications. Mais, dernièrement on les trouve de plus en plus connectés au réseau d'électricité ce qui explique l'augmentation de la capacité photovoltaïque installée au monde qui atteint 100GW en 2017 (Stein, Schwabedissen et al. 2018).

2.2.1 Centrales photovoltaïques raccordées aux réseaux

La conception optimale des centrales photovoltaïques dépend des contraintes et des connexions électriques des modules PV. La production d'électricité solaire photovoltaïque (PV) pourrait être exploitée pour compenser la production actuelle d'électricité. On peut

trouver des centrales PV terrestres ou offshore flottant à la surface de la mer, cette installation devrait être adaptée aux normes et à l'infrastructure de production d'électricité conventionnelle.

2.2.2 Module et champ photovoltaïques

Le module photovoltaïque présenté dans la Figure 2.1 est un ensemble constitué de cellules PV. Le module est évalué en fonction de la configuration choisie (série/parallèle). En général, le modèle utilise une formulation analytique simple des caractéristiques du champ photovoltaïque, permettant une évaluation rapide des performances énergétiques de différentes configurations afin de sélectionner la plus efficace dans des conditions d'éclairement du soleil et de température donnée.

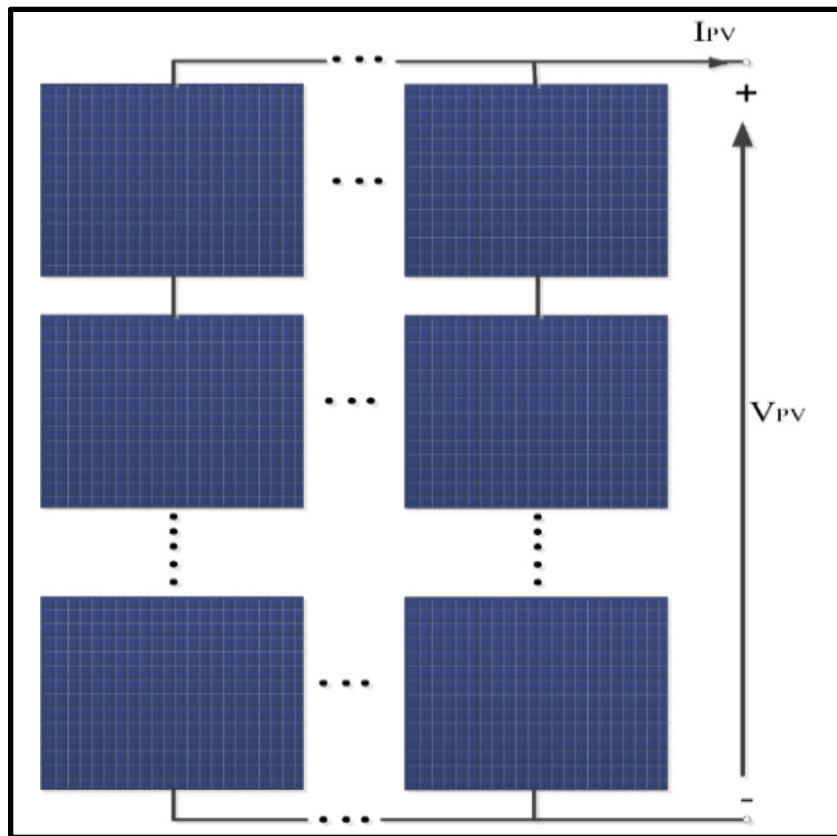


Figure 2.1 Schéma diagramme de module photovoltaïque

2.2.3 Modélisation d'un panneau photovoltaïque

D'après (Cong, Naehyuck et al. 2014), les cellules photovoltaïques reçoivent les rayonnements solaires et les transforment en énergie électrique.

Le schéma électrique équivalent du modèle d'une cellule PV est présenté à la figure suivante :

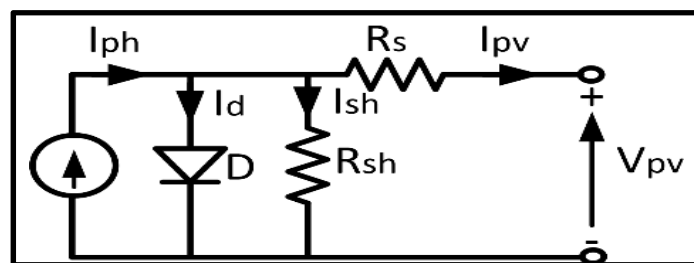


Figure 2.2 Schéma équivalente d'une cellule PV

Le courant I_{ph} généré par le système correspond au courant de court-circuit I_{cc} . Les résistances R_s (résistance série) et R_{sh} (résistance parallèle) modélisent respectivement les pertes ohmiques du matériau et les courants parasites. Le modèle de la cellule solaire (Chikh et Chandra 2011) peut être représenté par les équations suivantes :

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I_{pv} \quad (2.1)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - V_D / R_{sh} \quad (2.2)$$

Avec

R_{sh} : caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau ;

R_s : caractérise les pertes Joule ;

V_D : tension aux bornes de la diode.

Aussi les équations de la diode sont décrites comme suit :

$$I_D = I_0 (e^{V_D/V_t} - 1) \quad (2.3)$$

Avec I_0 est le courant de polarisation inverse de saturation de la diode, V_t est la tension thermique.

$$V_D = R_s I_{pv} + V_{pv} \quad (2.4)$$

2.2.4 Influence des paramètres externes

2.2.4.1 Influence de la température

Les résultats de simulation sur les Figures 2.3 et 2.4 sont basés sur l'équation de Boltzmann :

$$I_s = I_0 \left[e^{\left(\frac{eV_0}{KT}\right)} \right] \quad (2.5)$$

La Figure 2.3 montre que la tension de circuit ouvert de la cellule diminue avec l'augmentation de leur température.

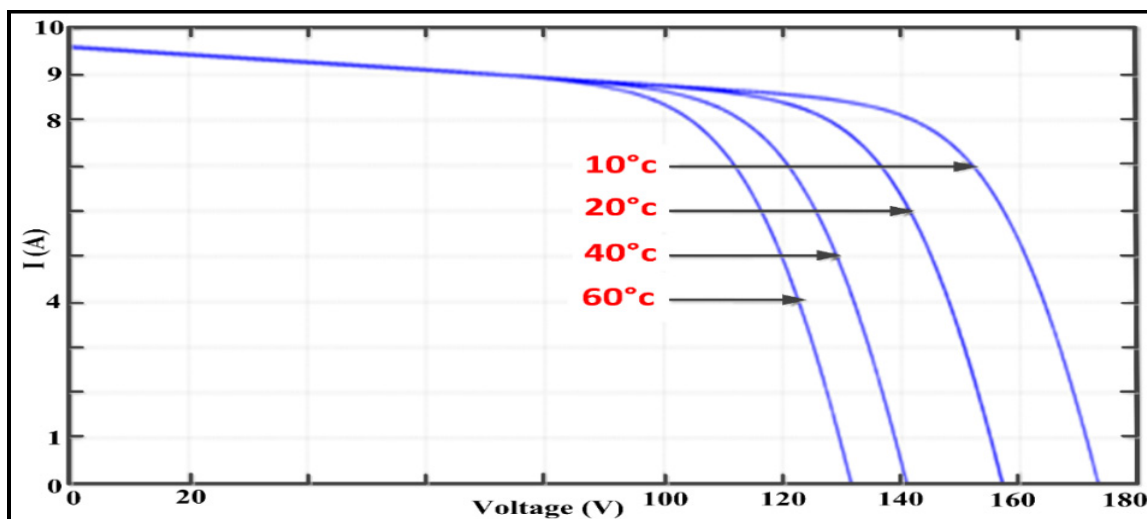


Figure 2.3 Caractéristique I-V pour les différentes valeurs de la température

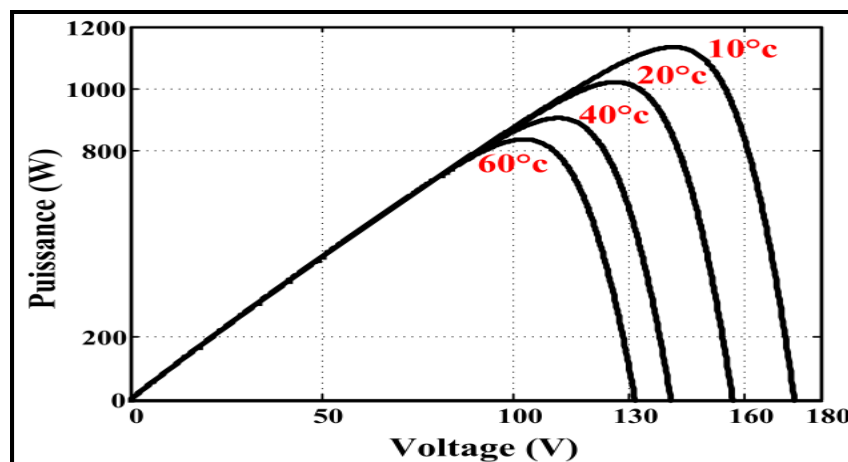


Figure 2.4 Caractéristique P-V pour les différentes valeurs de la température

2.2.4.2 Influences du rayonnement

Les simulations des Figures 2.5 et 2.6 ci-dessous présentent des caractéristiques de la puissance et courant en fonction de la tension pour des diverses irradiances et à la température ambiante, respectivement.

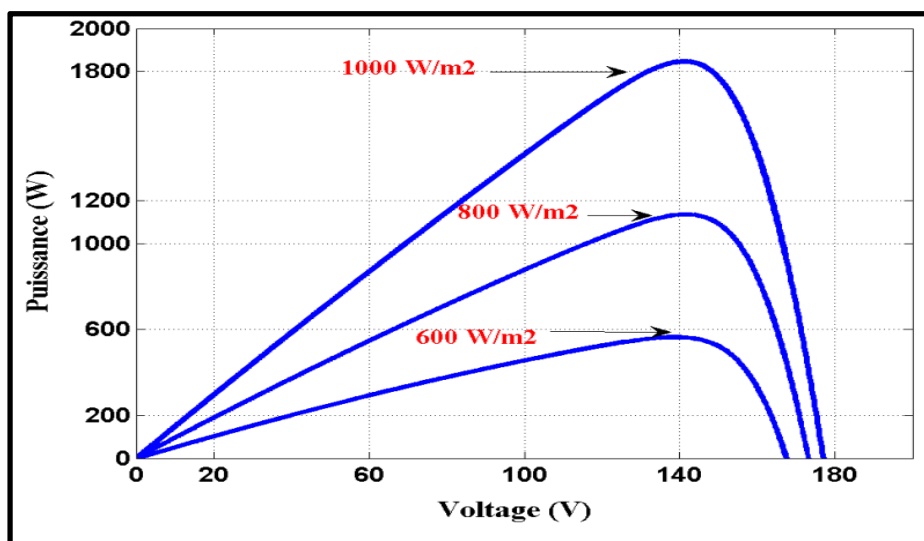


Figure 2.5 Caractéristique P-V à une température constante et ensoleillement variable

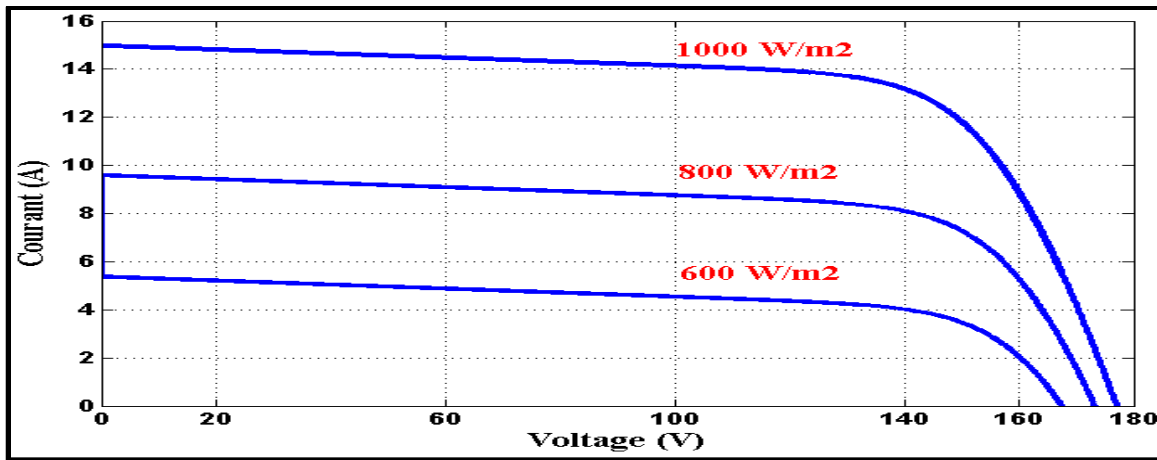


Figure 2.6 Caractéristique I-V à une température constante et ensoleillement variable

2.2.5 Convertisseur CC-CC (boost)

Le hacheur parallèle (Boost), est un convertisseur statique qui permet d'augmenter la tension continue. Le schéma ci-dessous représente le convertisseur CC/CC (boost) avec ces principales composantes (l'inductance, la diode et un semi-conducteur IGBT commandé).

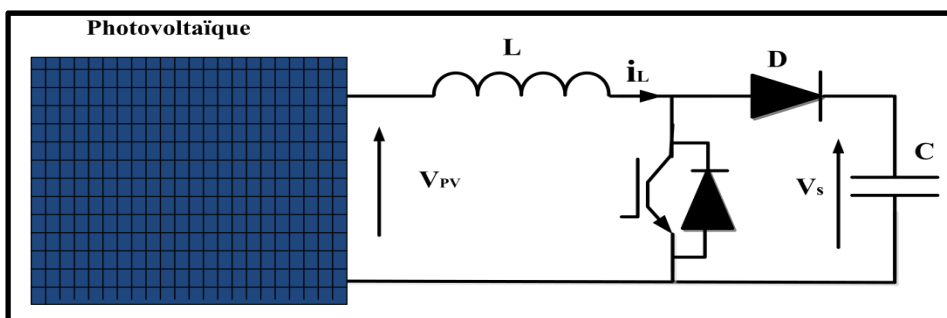


Figure 2.7 Convertisseur CC/CC boost

2.2.5.1 Mode de fonctionnement

Il existe deux modes de fonctionnement du convertisseur basés sur l'ouverture (T_{on}), c'est le mode de charge et la fermeture (T_{off}) s'appelle le mode de décharge de l'interrupteur. (Attou, Massoum et al. 2014).

La tension de la sortie du hacheur s'écrit comme suit :

$$V_s = V_{pv} (T_{on} + T_{off})/T_{off} \quad (2.6)$$

Avec (V_{pv}) la tension du panneau solaire (V_s) c'est la tension de la sortie.

$$T = T_{on} + T_{off} \quad (2.7)$$

Le rapport cyclique α est donné par l'équation suivante :

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T} \quad (2.8)$$

La tension de sortie en fonction du rapport cyclique est donnée par l'équation suivante :

$$V_s = \frac{1}{1 - \alpha} V_{pv} \quad (2.9)$$

2.2.5.2 Modélisation du convertisseur boost

Le premier mode de fonctionnement du boost est donné quand l'interrupteur est fermé et diode bloquée sur l'intervalle $0 < t < \alpha T$. La tension de l'inductance s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{pv} = L \frac{d i_L}{dt} \quad (2.10)$$

Et

$$V_s = -V_c ; \quad \frac{V_s}{R} = -C \frac{d V_s}{dt} \quad (2.11)$$

La représentation d'état du premier mode de fonctionnement s'écrit sous la forme suivante :

$$\dot{X}(t) = A_1 X(t) + B_1 V_{pv} \quad (2.12)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{d i_L}{dt} \\ \frac{d V_s}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.13)$$

Le deuxième mode de fonctionnement du boost est donné par les explications ci-dessous :

Pour $\alpha T < t < T$ interrupteur ouvert et diode passante.

La tension de l'inductance est donnée par :

$$V_L = (V_{pv} - V_s) = L \frac{d i_L}{dt} \quad (2.14)$$

Avec

$$\frac{d i_L}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{V_s}{L} \quad (2.15)$$

Le courant qui circule dans la bobine est donné par la relation suivante :

$$i_L = i_c + i_R = C \frac{d V_s}{dt} + \frac{V_s}{R} \quad (2.16)$$

Avec

$$\frac{d V_s}{dt} = \frac{1}{C} i_L - \frac{V_s}{RC} \quad (2.17)$$

La représentation d'état du deuxième mode de fonctionnement s'écrit sous la forme suivante :

$$\dot{X}(t) = A2 * X(t) + B2 * V_{pv} \quad (2.18)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{d i_L}{dt} \\ \frac{d V_s}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.19)$$

Pour relier les deux cas de fonctionnement du convertisseur boost on utilise le modèle moyen :

$$\begin{cases} A = A1 d + A2 (1 - d) \\ B = (B1 d + B2 (1 - d)) \end{cases} \quad (2.20)$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{d}{RC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{(1-d)}{RC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{d}{L} \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{(1-d)}{L} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Le modèle d'état de fonctionnement du convertisseur Boost est le suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{d i_L}{dt} \\ \frac{d V_s}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.23)$$

La loi de commande est présentée comme suit :

$$L \frac{d i_L}{dt} = V_{pv} - (1 - d) V_s = u \quad (2.24)$$

$$d = 1 + \frac{u - V_{pv}}{V_s} \quad (2.25)$$

Où u est la sortie du régulateur PI.

Pour commander le boost, on utilise un régulateur proportionnel intégral (PI), en régulant l'erreur entre le courant de référence (i_L^*) et le courant dans l'inductance (i_L). La fonction de transfert du régulateur (PI) est donnée par l'équation (Benamara 2012) suivante :

$$G(s) = Kp + Ki \frac{1}{s} \quad (2.26)$$

La nouvelle sortie de la proportionnelle intégrale (PI) est utilisée pour générer des impulsions à travers la technique de modulation. Le schéma de bloc est présenté à la figure ci-dessous :

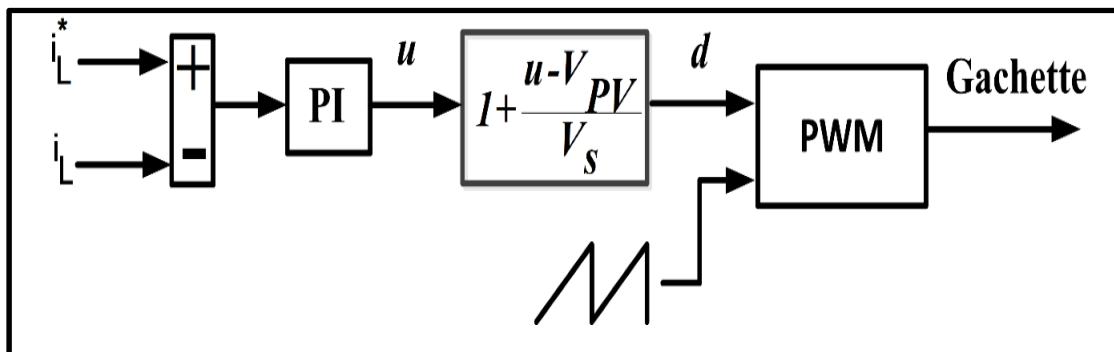


Figure 2.8 Commande du boost

2.2.5.3 Photovoltaïque relié au réseau

Après l'étude détaillée sur les PV et sur les différentes topologies de connexion par des divers onduleurs, nous avons décidé de choisir la topologie du convertisseur à trois niveaux

alimentés par un système photovoltaïque relié au réseau alternatif présenté à la Figure 2.9 pour le valider et de l'utiliser comme une centrale photovoltaïque intégrée au système de transmission VSC-HVDC offshore.

Table 2.2 Paramètres du système photovoltaïque relié au réseau

Systeme	Paramètres
Photovoltaïque	$L_{pv}= 58e^{-3}$ H, V_{pv} (initiale)=110V, $T_s=50e^{-6}$ s, $R_p=12$, $I_o=1e^{-9}$, $N_s=400$, $N_p=35$, $q=1.6 \cdot 10^{-19}$ C, $K=1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K, $E_g=1.12$ V, $k_i=10$, $K_p=1000$
Réseau	V_{rms} Ph-Ph = $20 \cdot \sqrt{3}$, $f=60$ Hz
Boost	V_{boost} (initial) = 250V, V_{boost} (final) = 500V, C (boost) = 7346F
cable	Résistance (0.0139Ω), Capacité (0.231μ F), Inductance ($L_L=60e^{-3}$ mH)

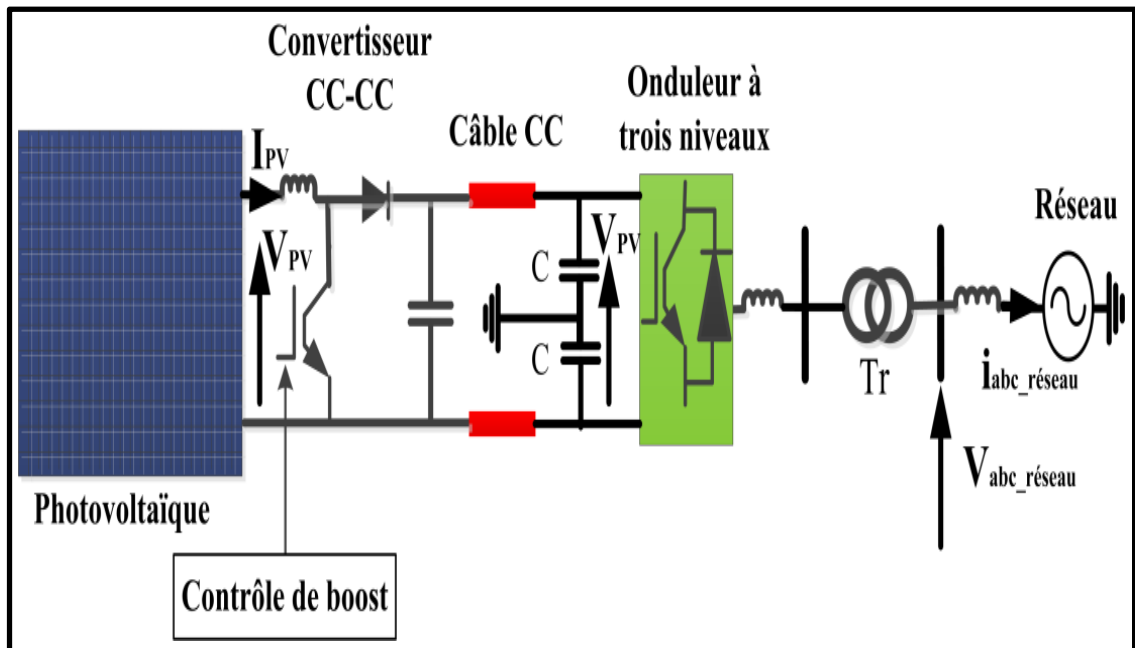


Figure 2.9 Système PV connecté au réseau via un convertisseur à trois niveaux

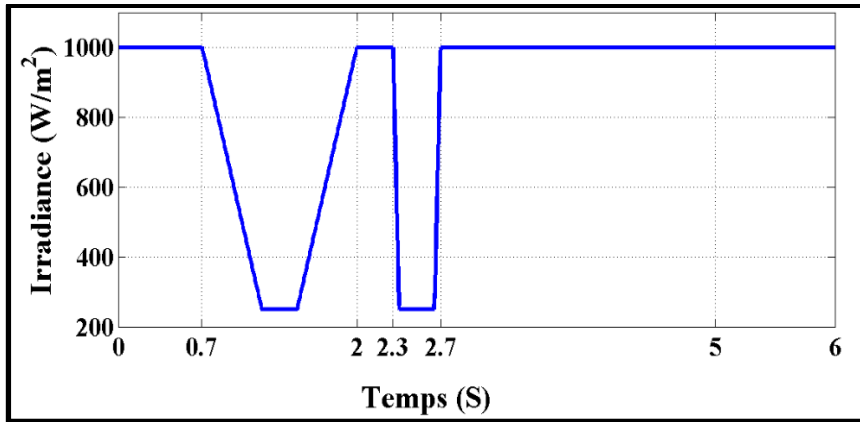


Figure 2.10 Variation d'irradiance

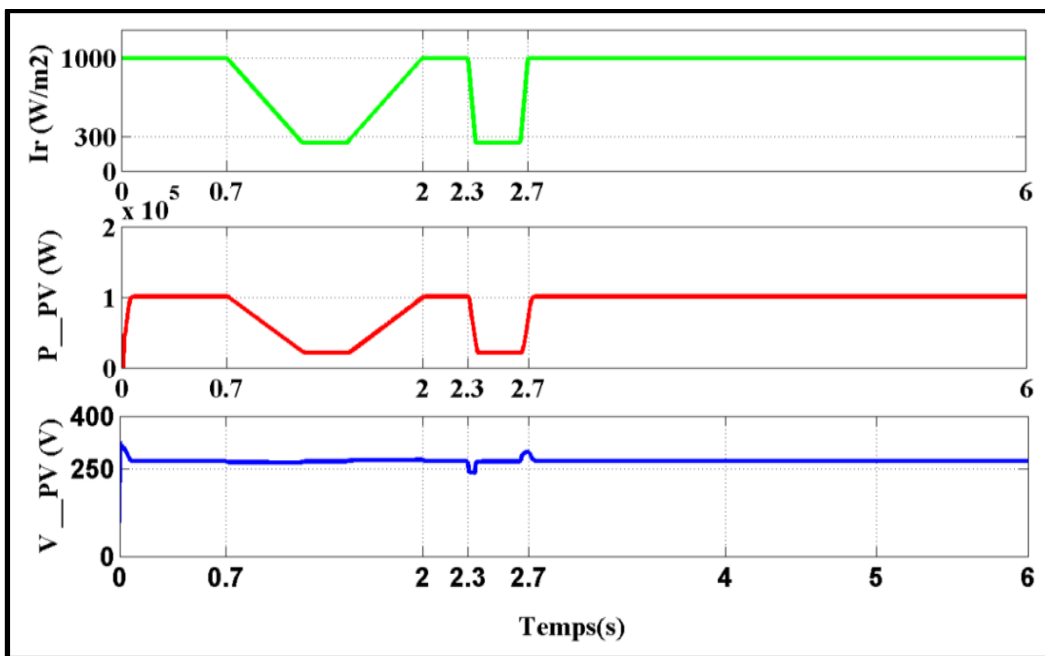


Figure 2.11 Irradiance, tension et puissance de photovoltaïque

La Figure 2.10 montre bien l'application des différentes irradiances sur le générateur photovoltaïque. On voit clairement dans la Figure 2.11 que la puissance photovoltaïque suit la variation de l'irradiation et que la tension photovoltaïque est bien régulée avec une petite variation dans le temps de la transition puis se stabilise lorsque l'irradiation devient constante (1000 W/m^2).

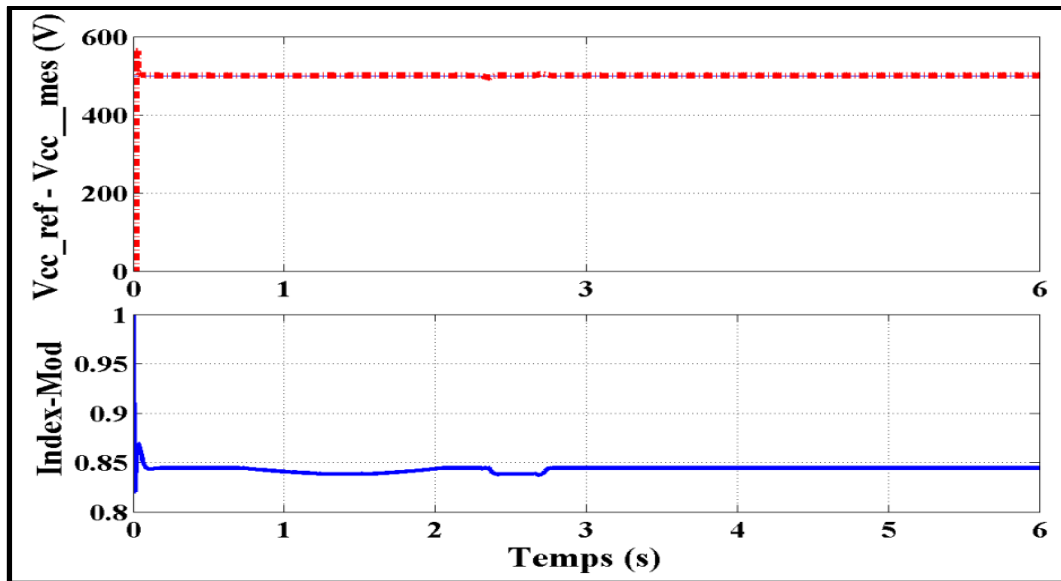


Figure 2.12 Tensions V_{cc} de (référence/mesuré) et index de modulation

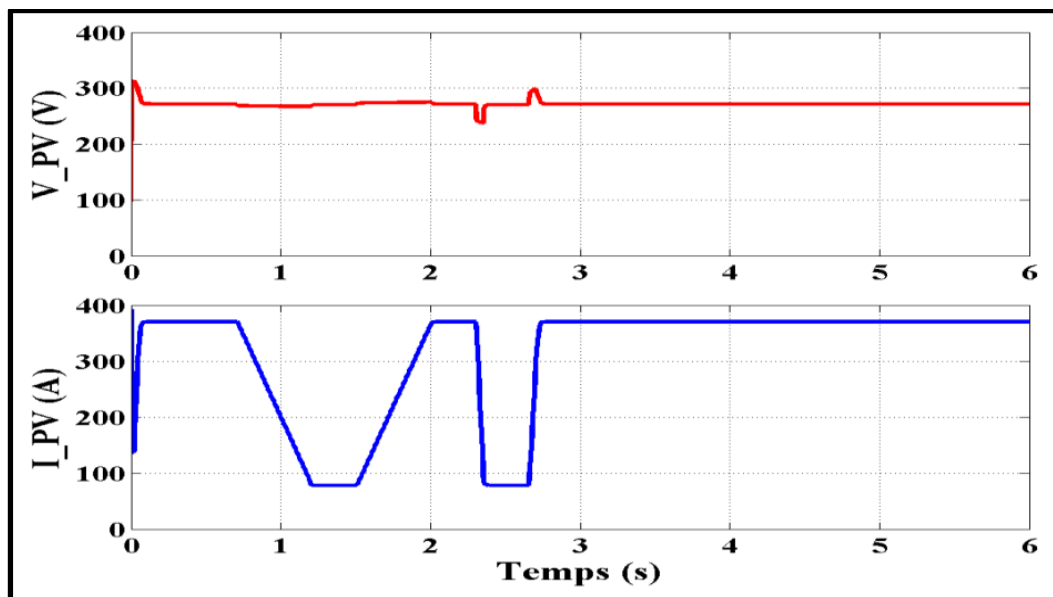


Figure 2.13 Tension et courant continu de photovoltaïques

La Figure 2.12 montre que la tension continue des panneaux photovoltaïques (côté boost) suit sa référence et l'index de modulation atteint 0.84. Cette tension continue est amplifiée par un boost CC/CC selon la Figure 2.13.

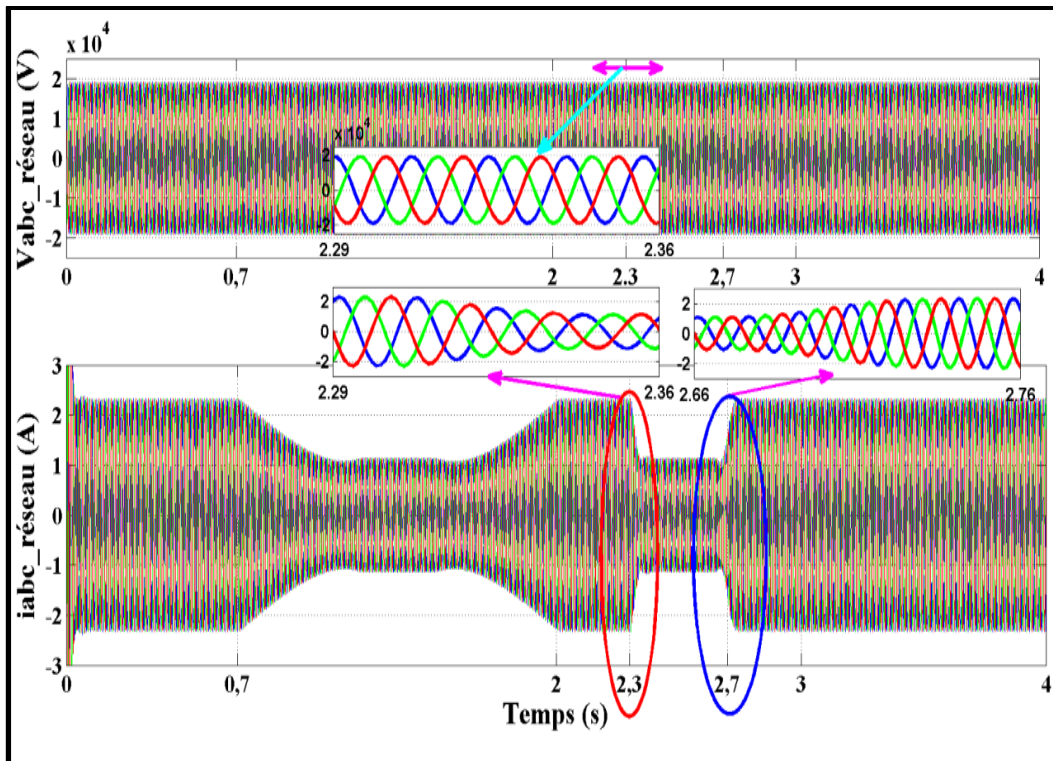
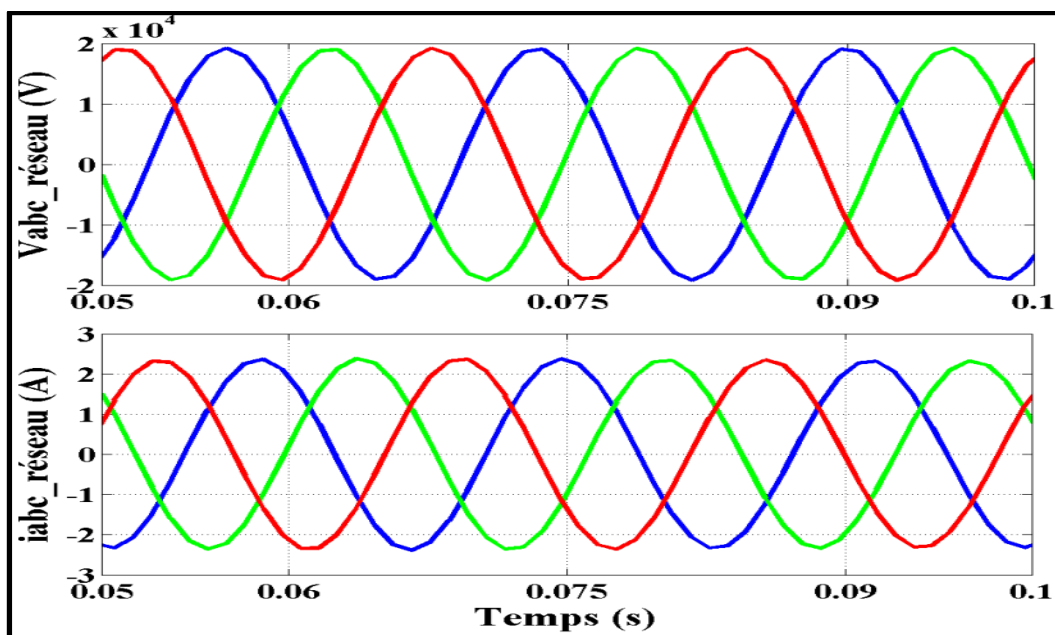


Figure 2.14 Tension et courant de réseau

Figure 2.15 Tension et courant de réseau dans $[0.05, 0.1]$

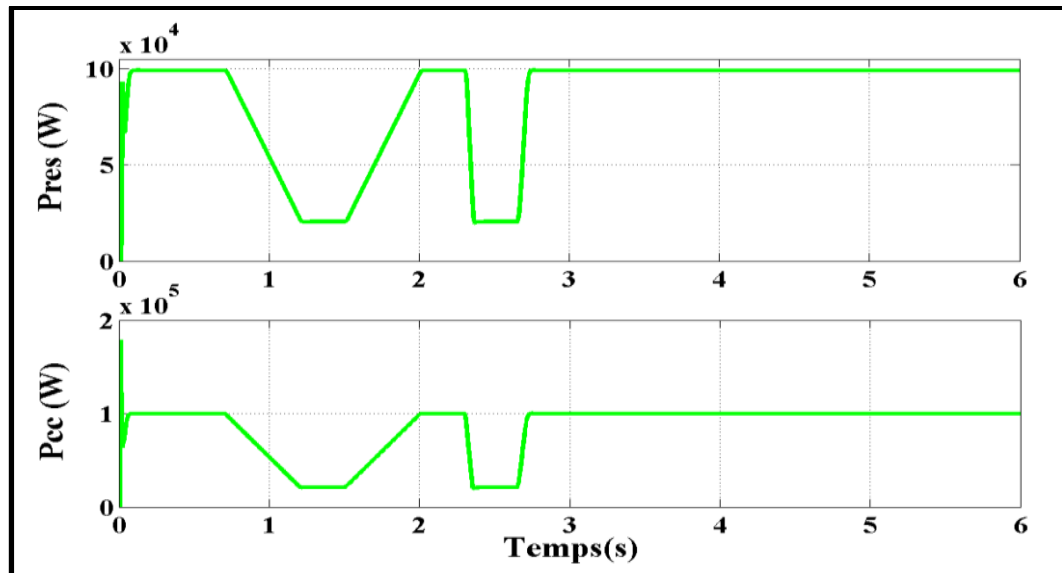


Figure 2.16 Puissance photovoltaïque et puissance de réseau

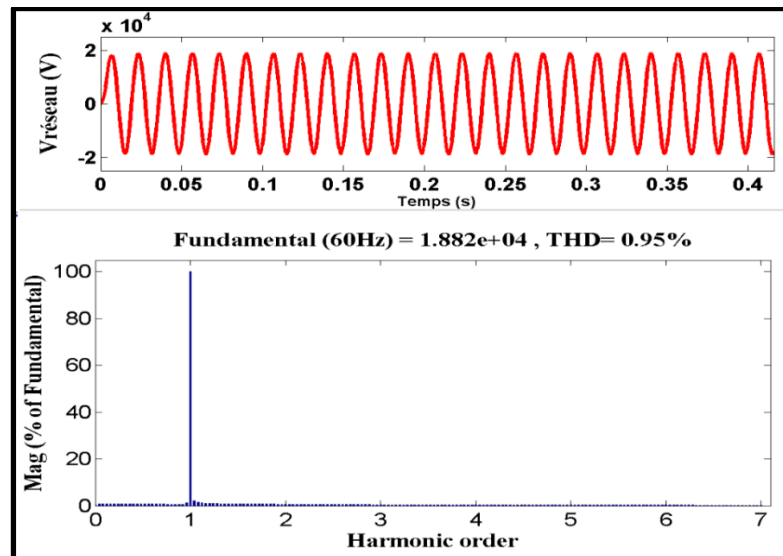


Figure 2.17 THD et tension de phase de réseau

Avec l'application de l'algorithme MPPT sur le PV, la Figure 2.16 présente la puissance maximale qui a été extraite. Cette puissance est transférée vers le réseau avec une parfaite continuité présentée sous forme de tension et courant purement sinusoïdaux (Figure 2.14 et 2.15), et une meilleure qualité de l'énergie (0.95% THD) présentée dans la Figure 2.17.

Les caractéristiques de puissance du système photovoltaïque sont diminuées jusqu'à 20% quand l'irradiation est moins de 250 W/m².

2.3 Système éolien offshore

2.3.1 Étapes et principe de fonctionnement

Avant de passer aux étapes de l'installation et l'implantation au site, chaque projet a besoin d'une étude technique, environnemental et financière afin d'éviter les imprévus. L'éolienne ou l'aérogénérateur génère l'énergie électrique due au mouvement des pales tournées par l'énergie cinétique du vent, cette dernière se transforme en énergie électrique à l'aide d'un générateur électrique (synchrone ou asynchrone...).

2.3.2 Turbines et générateurs éoliens

L'éolienne offshore a connu une croissance rapide depuis 2009. À la fin de l'année 2017, la capacité totale des parcs éoliens en mer installés dans le monde atteint 18.8 GW. La plupart de ces parcs se trouvent en Europe 15.8GW (Belgian Offshore Platform) le reste au Japon et la Chine, soit en total de 16.6 % de la capacité mondiale. Ce développement rapide est dû aux innovations dans les recherches scientifiques et évolutions de la puissance des turbines qui atteint 10 MW. Les grands parcs offshore se trouvent au Danemark, au Royaume-Uni, en Allemagne, en Suède et en Chine.

2.3.3 Éolienne PMSG connectée au réseau

L'éolienne utilisée dans notre recherche est couplée au générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) de puissance égale à 2MW. Le stator de PMSG est raccordé au réseau via un dispositif d'électronique de puissance (convertisseur dos-à-dos à deux niveaux) comme est présenté à la Figure 2.18 ci-dessous. Leur système de contrôle possède un

algorithme de commande afin d'extraire le maximum de la puissance (MPPT). Les deux convertisseurs sont contrôlés afin de maintenir la tension continue constante et de transmettre le maximum de puissance au réseau avec une grande fiabilité.

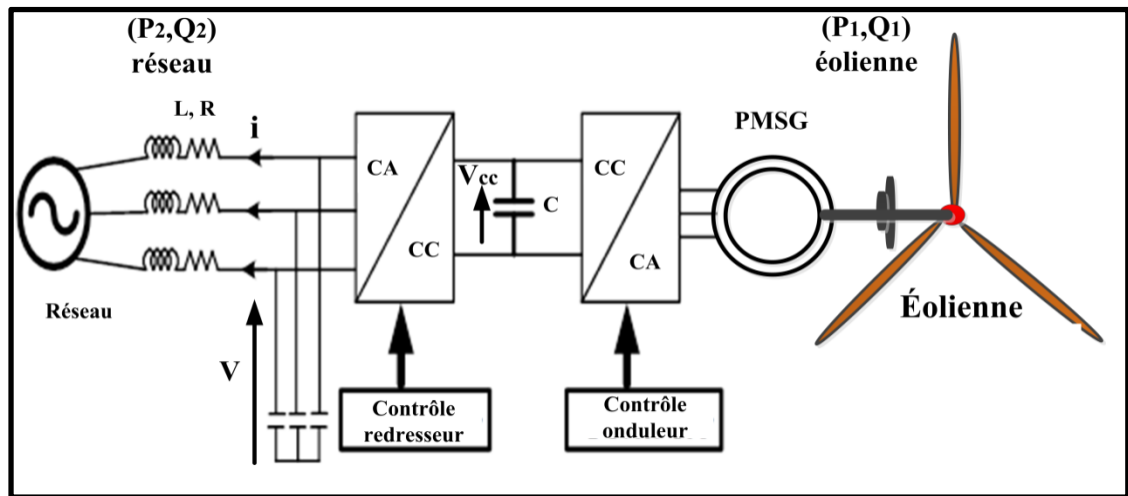


Figure 2.18 Éolienne PMSG reliée au réseau

2.3.3.1 Modèle aérodynamique de la turbine

La puissance mécanique de l'arbre de la turbine est calculée au moyen de l'expression donnée par (Attya et Hartkopf, 2014) ; (Courtecuisse et al. 2008).

La puissance mécanique (P_{mec}) est présentée par la forme suivante :

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (2.27)$$

Avec

$$S = \pi R^2 \quad (2.28)$$

Où C_p est le coefficient de la puissance, S est la surface balayée par les pales.

Le coefficient de puissance dépend de deux valeurs telles que la vitesse spécifique λ et l'angle d'inclinaison des pales β par rapport au vent. Le réglage de cet angle permet à l'éolienne d'extraire le maximum de la puissance (Cellier 2012).

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 * \beta - C_4 \right) e^{\frac{-C_5}{\lambda_i}} + \lambda C_6 \quad (2.29)$$

Où,

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + \beta * C_7} - \frac{C_8}{1 + \beta^2} \text{ et } C_1, C_2, \dots, C_8 : \text{Coefficients de la turbine ;}$$

Si on représente la caractéristique correspondant à l'équation (2.29), on s'aperçoit que le coefficient C_p caractérise le niveau de rendement d'une turbine. Il présente un maximum de $16/27$, soit 0.59 . Cette limite s'appelle limite de Betz, est une limite théorique qui n'est jamais atteinte en réalité. Elle fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, on utilise la vitesse réduite en extrême des pâles de la turbine ramenée à la vitesse du vent qui est donnée par la formule suivante :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V} \quad (2.30)$$

Tel que λ est le rapport de la vitesse (vitesse spécifique)

Où,

Ω : Vitesse angulaire de rotation des pâles (rad/s);

R : Le rayon des pâles de l'éolienne (m).

Les coefficients de puissance selon le type d'éolienne se représentent en fonction de la vitesse spécifique λ (Frédéric, 2003).

Le coefficient C_p des turbines à axe horizontal est toujours inférieur à la limite de Betz (0.59). Les éoliennes à trois pâles sont les plus utilisées, car elles représentent un compromis entre le coût de l'aérogénérateur et les vibrations causées par la rotation. Le coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et diminue lentement dès que la vitesse augmente. La figure suivante représente le bloc de la turbine.

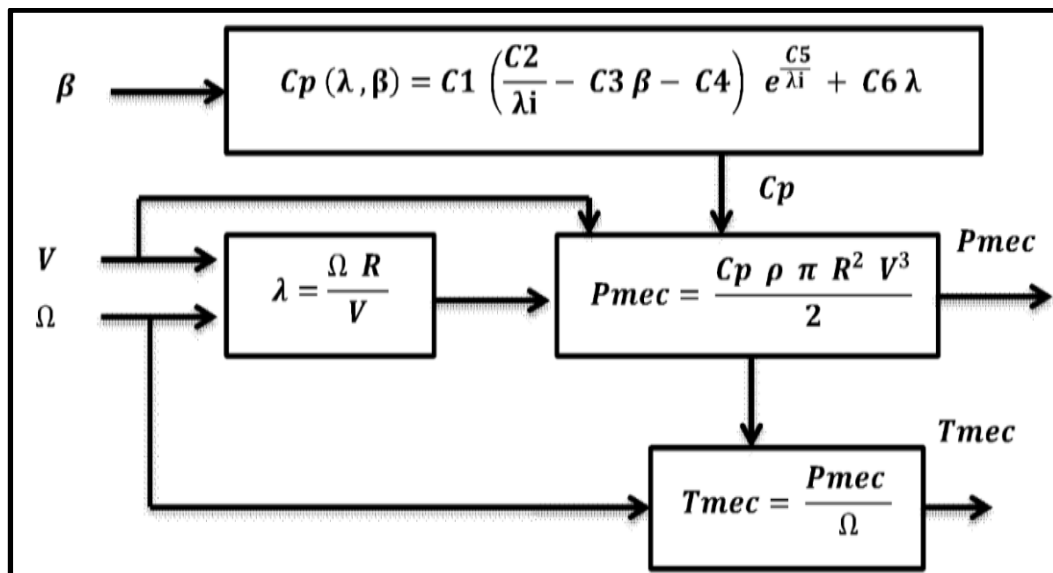


Figure 2.19 Bloc de la turbine

2.3.3.2 Extraction de la puissance maximale (MPPT)

La figure 2.20, présente la puissance mécanique de la turbine est modélisée par l'équation suivante.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\beta, \lambda) V^3 \quad (2.31)$$

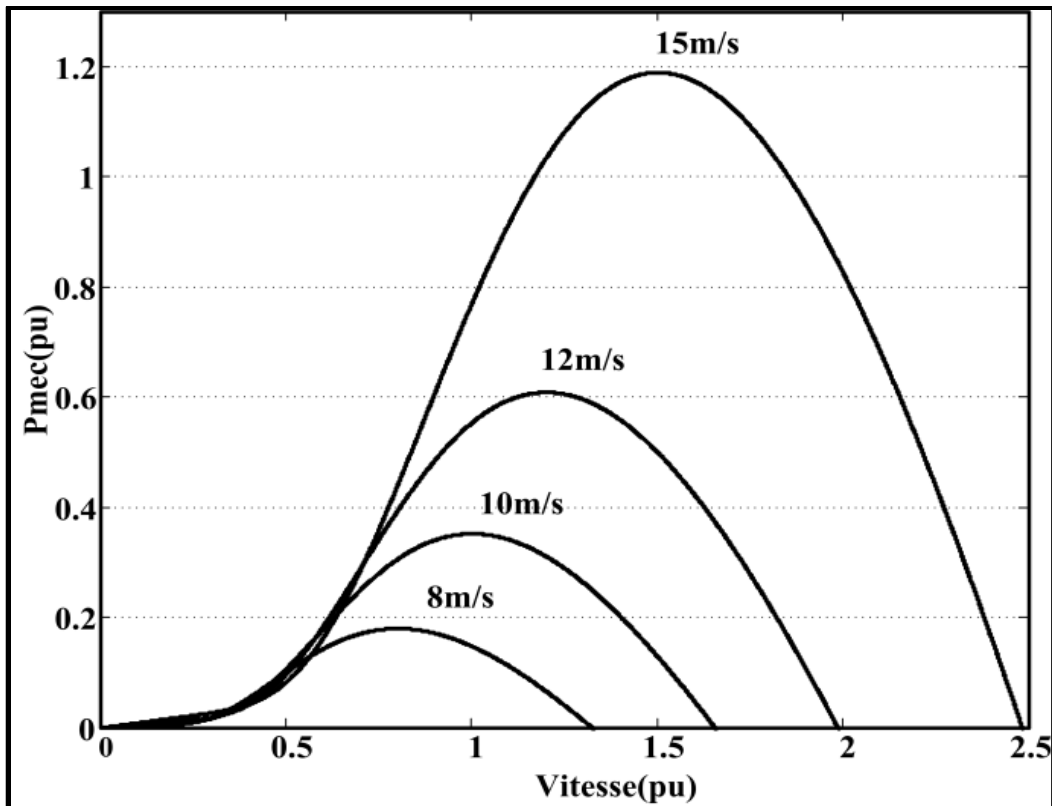


Figure 2.20 Allure de la puissance en fonction de la vitesse

2.3.3.3 Modélisation de la machine PMSG

Dans cette partie, la modélisation de la machine PMSG est introduite, l'avantage de cette machine est l'élimination des pertes dans le cuivre, grâce à l'élimination du bobinage au niveau du rotor (HAMADI.À 2011), qui est robuste et de grande densité de puissance.

2.3.3.4 Modélisation de la génératrice de la machine PMSG

Le modèle de la machine synchrone est utilisé pour étudier le comportement dynamique et l'implantation des lois de commande. Le modèle de Park est utilisé pour décrire les équations et de travailler en grandeurs continue. L'auteur (Krause et al, 2002) présente la machine, en considérant l'axe magnétique de la phase (a) comme axe de référence ainsi que les axes de transformation d et q.

Le schéma électrique de la machine en mode génératrice est présenté selon la Figure 2.21.

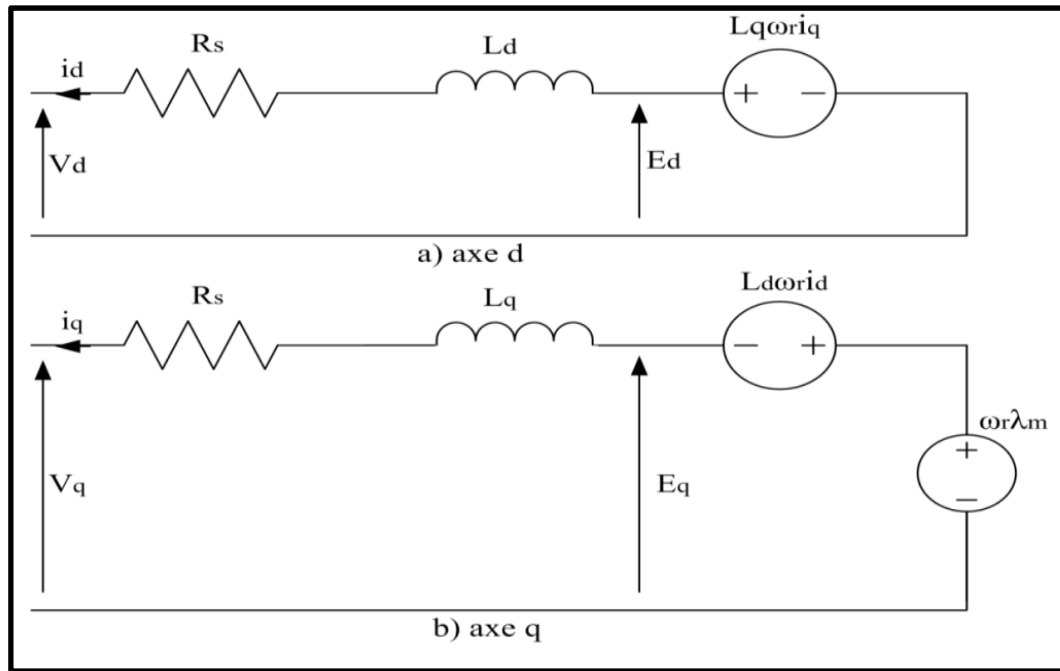


Figure 2.21 Modèle de la machine PMSG dans l'axe dq

Selon les phases de la machine, on peut écrire les équations d'après (Krause et al, 2002) de la tension et des forces électromotrices dans le repère fixe puis en utilisant la transformation de Park.

$$\begin{cases} v_d = L_q \cdot \omega_r \cdot i_q - \frac{L_d di_d}{dt} - R_s \cdot i_d \\ v_q = \lambda_m \cdot \omega_r - L_d \cdot \omega_r \cdot i_d - \frac{L_q di_q}{dt} - R_s \cdot i_q \end{cases} \quad (2.32)$$

Sachant que la force électromotrice est présentée par l'équation suivante :

$$\begin{cases} E_d = L_q \cdot \omega_r \cdot i_q \\ E_q = \lambda_m \cdot \omega_r - L_d \cdot \omega_r \cdot i_d \end{cases} \quad (2.33)$$

2.4 Conclusion

Les énergies renouvelables présentent actuellement un intérêt majeur dans la recherche scientifique, du fait qu'elles présentent une alternative aux énergies fossiles polluantes. Le caractère inépuisable de l'énergie solaire lui confère un avenir prometteur. Notre recherche s'est axée autour de la compréhension du fonctionnement de cette technologie, autrement dit la transformation de l'énergie lumineuse en énergie électrique. La comparaison des matériaux utilisés, les méthodes d'extraction du point maximal et la notion du rendement ont été prises en compte dans la suite de cette étude. L'utilisation de cellule en série et en parallèle a été réalisée, avec l'implémentation de l'algorithme perturbations et observations pour extraire le maximum de la puissance. Nous avons aussi étudié une éolienne à base de PMSG pour bien comprendre la réaction de cette turbine qui est la base des parcs offshore installés dans le monde. Les deux études (photovoltaïque et éolienne) nous permettent de faire le lien entre les panneaux et l'éolienne avec le réseau. Avec tous ces éléments, on aura un ensemble qui s'appelle un système hybride connecté entre eux. Nous allons ensuite utiliser ce bloc en l'intégrant dans un réseau électrique et d'une charge, afin de vérifier son bon fonctionnement par simulation et par expérience au laboratoire.

CHAPITRE 3

NOUVELLE STRATÉGIE DE CONTRÔLE POUR EXTRAIRE LE MAXIMUM DE PUISSANCE ET AMÉLIORER LA QUALITÉ DE L'ÉNERGIE DU SYSTÈME HYBRIDE PV-ÉOLIENNE CONNECTÉ AU RÉSEAU

3.1 Introduction

Les énergies éoliennes et solaires sont les sources d'énergie renouvelables les plus prometteuses et les plus abondantes. Le WECS utilisant PMSG a des caractéristiques attrayantes de haute efficacité et des exigences minimales de maintenance (Camurça, Lago et al. 2015) (Petrov and Pyrhonen 2013) (Ibrahim and Watson 2016). L'extraction d'énergie maximale à partir de sources d'énergie renouvelable (Wei, Zhang et al. 2016) (Wu, Gao et al. 2016) et la régulation de la tension du bus CC (Zhou, Liu et al. 2013) améliorent plus l'efficacité globale, la rentabilité et la fiabilité du système.

Dans ce chapitre, une stratégie de contrôle simple et robuste est présentée pour améliorer la qualité de l'énergie renouvelable connectée au réseau. Cette stratégie est basée sur la puissance maximale fournie au réseau provenant de sources éoliennes et solaires photovoltaïques. Le système considéré est composé d'un réseau photovoltaïque et d'un système de conversion d'énergie éolienne (WECS) basé sur un générateur synchrone à aimants permanents (PMSG).

Une combinaison entre le contrôle de MPPT et l'algorithme de contrôle de puissance active est appliquée à l'onduleur à deux niveaux en reliant les sources d'énergie PV-PMSG avec le réseau. La performance des modèles est présentée et testée en utilisant MATLAB / Simulink ensuite validée par le prototype expérimental dans le laboratoire GRÉPCI. Le VSC est contrôlé pour améliorer les puissances actives (P) et réactives (Q) et de réguler la tension du réseau AC.

L'algorithme de commande SRF développé est modifié en l'appliquant sur l'onduleur VSC connecté au réseau. Il fait améliorer la qualité de puissance désirée et minimise la distorsion harmonique totale (THD) et la régulation rapide de la tension du bus CC. L'efficacité et la robustesse du système proposé sont démontrées par la nature de la performance des résultats simulés. Le contrôleur proposé assure une action de régulation de la valeur désirée, rapide et sans aucun ajustement dans des conditions climatiques et des variations de la charge.

L'interconnexion série-parallèle des cellules PV forme un module PV (Labidi and Mami 2015) permettant d'obtenir une puissance et une tension électrique plus élevées. Cependant, ces systèmes photovoltaïques peuvent avoir des fluctuations de tension et de puissance dues aux nuages et aucune puissance dans les nuits (Kayatri, Vengatesh et al. 2016). Par conséquent, les algorithmes MPPT sont utilisés pour l'extraction de la puissance maximale du système PV, lorsque disponible, afin d'obtenir le coût énergétique le plus bas possible (Keyrouz and Georges 2011).

Cette recherche présentée pour atteindre l'objectif visé et de valider une nouvelle stratégie de contrôle (SRF) basée sur le contrôleur proportionnel-intégral (PI) anti-windup. Cette méthode fait améliorer la qualité de puissance au point PCC en présence de charges linéaires et non linéaires. En outre, le MPPT des systèmes éolien et photovoltaïque doit être obtenu pour améliorer l'efficacité globale du système. Les caractéristiques des courbes tracées par MATLAB / Simulink présentent la performance, la robustesse, l'efficacité et l'efficience du système proposé dans des différentes conditions de fonctionnement appliquées au système hybride.

3.2 Configuration de système et principe de fonctionnement

Le système hybride proposé pour la production d'énergie est modélisé et présenté à la Figure 3.1 (Seghir, Chandra et al. 2018). Les deux sources d'énergie renouvelable basées sur le PV et PMSG (Annexe I, Tableau-A I-1), sont raccordées par une liaison CC en utilisant un

convertisseur AC-CC et un convertisseur élévateur (boost) CC-CC, ensuite connecté au réseau via un convertisseur de tension (CC-AC).

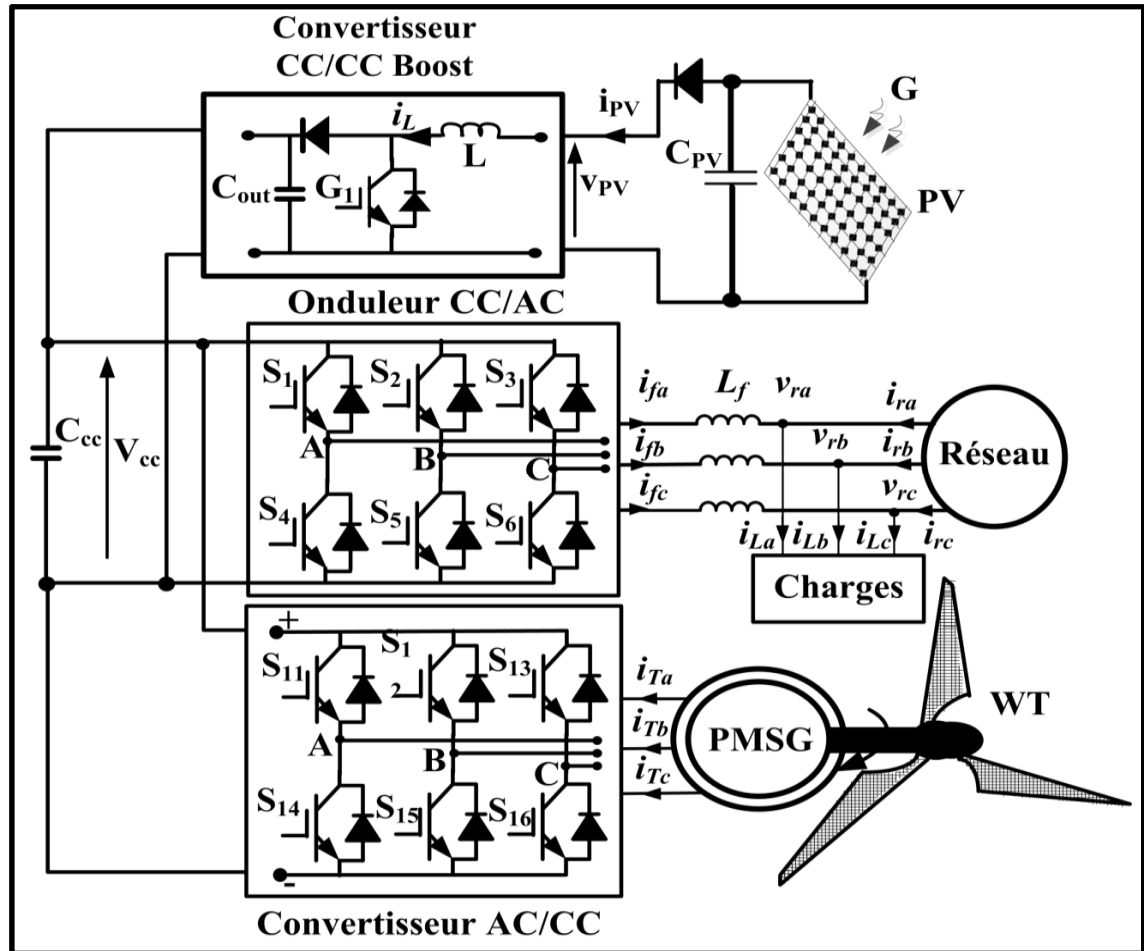


Figure 3.1 Le système hybride de production d'énergie renouvelable

3.2.1 Modélisation du solaire photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque tel que représenté sur la Figure 3.1 est composé des modules PV assemblés en série et en parallèle et dépendent de l'irradiance solaire et de la température. Le courant de la cellule dépend de la tension V_{pv} , et la conductance globale G , par conséquent, la puissance maximale peut être extraite en utilisant la méthode de perturbation et observation (P & O) présentée dans la Figure 2.8.

Le circuit équivalent utilisé pour la modélisation de la cellule PV est présenté par les équations suivantes (Chikh and Chandra 2015) : Le courant de sortie d'une cellule solaire est donné par :

$$I_{PV} = I_{Ph} - I_d = I_{Ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{PV}}{V_t}} - 1 \right) \quad (3.1)$$

Où I_d est le courant de jonction, I_0 est le courant de saturation inverse de diode et I_{ph} est le photo-courant.

L'équation de photo-courant est donnée comme suit :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{scr} + K_i (T_c - T_{c,ref})] \quad (3.2)$$

Où G et G_{ref} sont le rayonnement solaire et sa référence respectivement, i_{scr} est le courant de court-circuit, K_i est le coefficient de température du courant de court-circuit, T_c et $T_{c,ref}$ sont respectivement la température de la cellule et sa référence.

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_{0,ref} \left(\frac{T}{T_{c,ref}} \right)^3 e^{\left[\left(\frac{qE_g}{KT_cA} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \left(e^{\left(\frac{qV_{pv}}{KT_cA} \right)} - 1 \right) \quad (3.3)$$

Où $I_{0,ref}$ est le courant de saturation inverse, q la charge électrique d'un électron, V_{pv} la tension de la cellule, K est $1.38 \cdot 10^{-23}$ (constant de Boltzmann), E_g est l'écart d'énergie du semi-conducteur et A est le facteur d'idéalité.

3.2.2 Modélisation et contrôle du convertisseur boost

Le modèle de convertisseur élévateur CC-CC (boost) est représenté dans la Figure 3.2 et se compose d'un commutateur IGBT, d'une inductance, d'une diode et d'un condensateur. Il est connecté entre la source photovoltaïque et la liaison à courant continu de manière à piloter le fonctionnement du générateur photovoltaïque au point de puissance maximale.

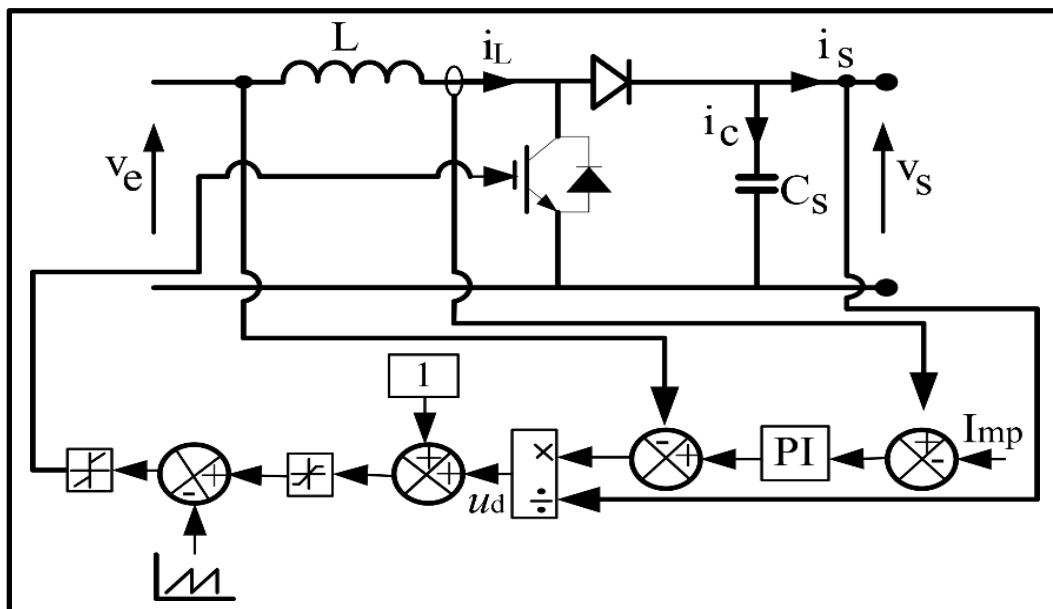


Figure 3.2 Schéma du contrôle de convertisseur boost

Le modèle mathématique est obtenu en fonction des états de l'interrupteur, c'est-à-dire $d = 0$ et $d = 1$. Les tensions et les courants peuvent être présentés comme.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e - V_s(1 - u_d) \quad (3.4)$$

$$C_s \frac{dV_s}{dt} = I_L(1 - u_d) - I_s \quad (3.5)$$

Où u_d est le rapport cyclique, V_e tension d'entrée, V_s tension de sortie et C_s capacité de sortie.

3.3 Modèle dynamique de la turbine éolienne

De nombreuses stratégies sont utilisées dans la littérature pour implémenter le système hybride au réseau (Al-Masri and Ehsani 2016, Hamatwi, Davidson et al. 2016). Cette section présente la modélisation mathématique de la turbine et du contrôle du convertisseur de puissance.

3.3.1 Modèle mathématique de PMSG

La puissance extraite par les pales du rotor peut être exprimée (Chen, Chen et al. 2014) :

$$P_{\omega} = 0.5C_p \rho A V_{\omega}^3 \quad (3.6)$$

Où P_{ω} est la puissance mécanique générée, C_p est le coefficient de la puissance d'éolienne, ρ est la densité de l'air, V_{ω} est la vitesse du vent et A est la surface balayée par les pales. Le rapport entre la puissance et la vitesse en relation avec le couple aérodynamique est le suivant :

$$T_{\omega} = \frac{P_{\omega}}{\omega_r} \quad (3.7)$$

Le coefficient de puissance C_p est présenté dans (Junior and Lima 2016) et sa valeur maximale égale à 0.593.

$$C_p(\lambda, \theta) = C_1 \left[\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \theta - C_4 \right] e^{\left(-\frac{C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \lambda \quad (3.8)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{1 + \theta^3} \quad (3.9)$$

Où $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$ sont les coefficients de la turbine, θ est l'angle de calage, λ est le ratio de vitesse de la turbine peut s'écrire comme suit :

$$\lambda = \omega_r * \frac{R}{V_\omega} \quad (3.10)$$

Où ω_r est la vitesse angulaire [rad/s], V_ω est la vitesse du vent [m/s] et R est le rayon du rotor [m].

La Figure 3.3 montre les caractéristiques de $C_p = C_p(\lambda, \theta)$ pour divers angles de pale θ . Le coefficient C_p détermine la puissance maximale du vent lorsque la vitesse V_ω est assurée. Un coefficient de puissance maximum est obtenu pour un angle de calage égal à zéro degré ($\theta = 0$) et pour une valeur de vitesse spécifique optimale $\lambda_{optimal} = 8.1$. Dans ces conditions, l'expression de MPPT est donnée par :

$$P_{\omega, \max} = 0.5 C_{p, \max} \rho A \left(\frac{R}{\lambda_{opt}} \omega_{opt} \right)^3 \quad (3.11)$$

La valeur de la vitesse optimale (ω_{opt}) dépend de la λ_{opt} et $P_{\omega, \max}$ selon l'équation suivante :

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \left(\frac{P_{\omega, \max}}{0.5 C_{p, \max} \rho A} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.12)$$

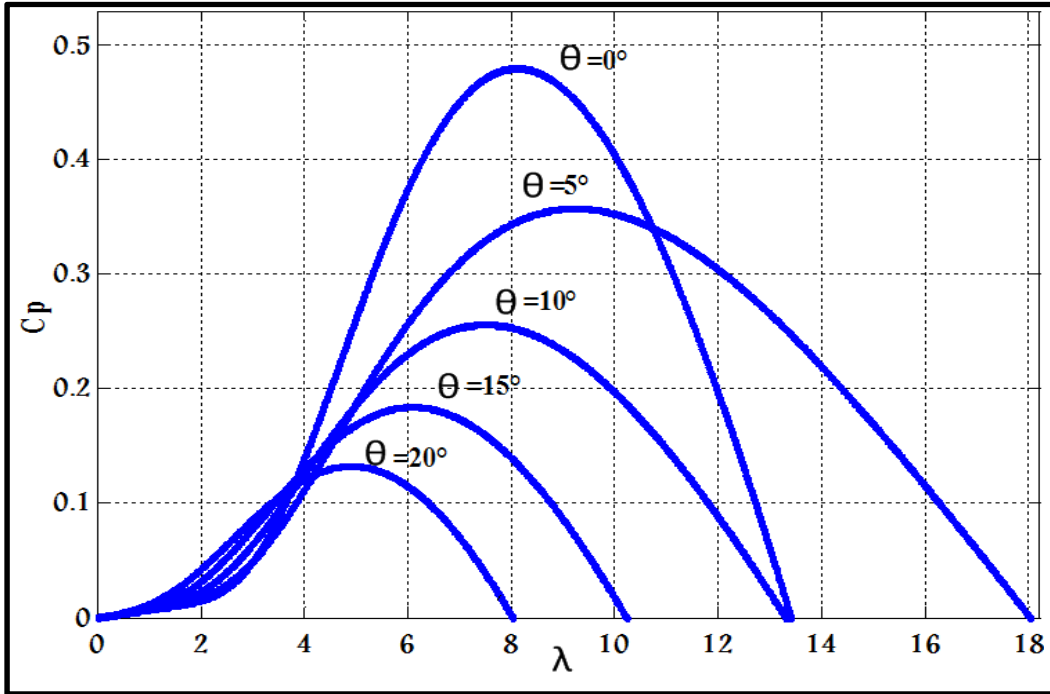


Figure 3.3 Caractéristiques du coefficient de puissance en fonction de divers angle θ de pale (pitch angles) et ration de la vitesse λ

La Figure 3.4 montre le modèle dynamique de la turbine éolienne utilisé dans le logiciel MATLAB / Simulink. La Figure 3.5 représente la caractéristique de la puissance maximale à partir de la relation entre la puissance mécanique et la vitesse du vent.

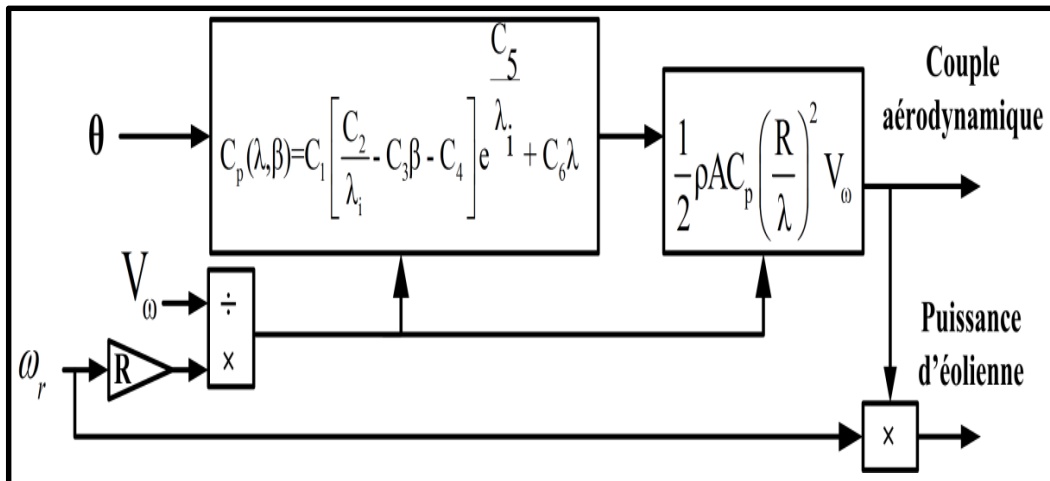


Figure 3.4 Modèle dynamique de la turbine éolienne

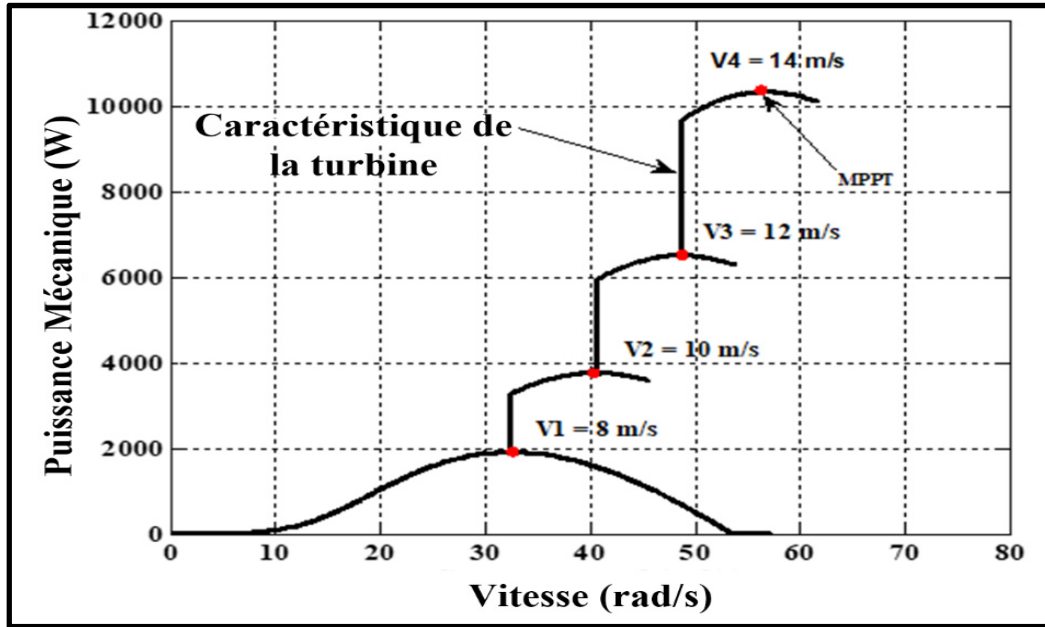


Figure 3.5 Caractéristiques de MPPT des puissances mécaniques en fonction de la vitesse du générateur

3.3.2 Commande de la génératrice (PMSG)

La source de puissance est définie comme une éolienne à base de génératrice PMSG qui est caractérisée comme une source triphasée et équilibrée. Les équations de la tension du générateur d'aimant permanent dans le plan d-q sont données ci-dessous :

$$V_d = -R_s i_{Td} - L_{sd} \frac{di_{Td}}{dt} + L_{sq} \omega_r i_{Tq} \quad (3.13)$$

$$V_q = -R_s i_{Tq} - L_{sq} \frac{di_{Tq}}{dt} - L_{sd} \omega_r i_{Td} + \omega_r \Phi_m \quad (3.14)$$

Où V_{dq} tension dans les axes d et q aux bornes du stator, R_s et L_s sont respectivement la résistance et l'inductance du stator et i_{Tdq} sont des courants de sortie qui peuvent former l'équation suivante :

$$E_{dq} = \begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = \omega_r \begin{bmatrix} L_{sq} i_{Tq} \\ \Phi_m - L_{sd} i_{Td} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Où E_{dq} tension dans les axes d et q, ω_r et ϕ_m sont la vitesse et le flux magnétique du rotor ; respectivement.

Le couple électromagnétique produit par le rotor est donné par :

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\phi_m i_{Tq} - (L_d - L_q) i_{Td} i_{Tq}) \quad (3.16)$$

Sachant que $L_d \approx L_q$ quand le rotor est cylindrique ce qui donne l'équation suivante,

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) \phi_m i_{Tq} \quad (3.17)$$

Selon la méthode d'estimation EMF présentée dans (Singh and Chandra 2011). La transformation α - β peut être applicable pour obtenir la vitesse de rotation estimée ω_{r_est} et la position estimée du rotor θ_{r_est} en utilisant e.m.f. La position et la vitesse du rotor peuvent être obtenues comme :

$$\theta_{r_est} = -\tan^{-1} \left(\frac{E_{\alpha_est}}{E_{\beta_est}} \right) \quad (3.18)$$

$$\omega_{r_est} = \frac{1}{p} \frac{d\theta_{r_est}}{dt} \quad (3.19)$$

Où ω_{r_est} est la vitesse estimée, p est le nombre de paires de pôles et θ_{r_est} est la position du rotor estimée.

3.4 Commande de convertisseur côté réseau

La stratégie de commande SRF basée sur le contrôleur PI- anti-windup est utilisée pour commander l'onduleur côté réseau comme est indiqué dans la Figure 3.8 en estimant les courants de référence du réseau CA.

Le système se compose d'une source PV de 3.5kW relié au PMSG de 12kW par le bus continu. Le système hybride est relié au réseau via un onduleur CC / CA. L'onduleur assiste l'écoulement de puissance vers la charge et le réseau électrique, maintient la tension du bus CC stable, ce dernier reste constant et stable dans les différents états de fonctionnement.

3.4.1 Algorithme de SRF

Le SRF basé sur PI Anti-windup en se basant sur l'estimation des courants de référence alternatifs en contrôlant le VSC est considéré comme l'une des techniques les plus attrayantes basées sur la régulation des courants. Ce système de contrôle est représenté sur la Figure 3.8. Les courants de charge (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc}), les tensions de réseau (v_{ra} , v_{rb} , v_{rc}) et la tension de liaison CC (V_{cc}) de VSC sont les principaux signaux mesurés. La transformation (dq) peut être utilisée pour convertir les courants de charge dans le plan (abc) est donné comme :

$$\begin{bmatrix} i_{Ld} \\ i_{Lq} \\ i_{L0} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{La} \\ i_{Lb} \\ i_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Où les éléments ($\sin(\theta)$ et $\cos(\theta)$) de l'équation sont obtenus à partir du circuit PLL (Phase Locked Loop) au niveau de point de mesure PCC de la tension (v_{ra} , v_{rb} , v_{rc}). Les harmoniques

sont éliminées par le filtre passe-bas (LPF). Le courant de référence dans l'axe dq qui contient le fondamental et le courant harmonique peut être écrit comme suit :

$$i_{Ldh} = \overline{i_{Ld}} - i_{Ld} \quad (3.23)$$

3.4.2 Facteur de puissance unitaire

Pour le facteur de puissance unitaire en utilisant la compensation de puissance réactive, le contrôleur fournit une composante d'axe direct des courants de charge et maintient la tension du bus CC constante (Verma, Singh et al. 2012).

Le régulateur PI fournit la puissance active nécessaire pour réguler les pertes au niveau de bus CC de VSC.

Le courant ci-dessous représente l'état de l'itération :

$$i_d^*(k) = i_d^*(k-1) + k_{id}\varepsilon(k) + k_{pd}(\varepsilon(k) - \varepsilon(k-1)) \quad (3.24)$$

Où $V_{cce}(k) = \varepsilon(k)$ est l'erreur entre la tension continue ($V_{cc}(k)$) et sa référence ($V_{cc}^*(k)$), k_{id} et k_{pd} sont respectivement les gains intégral et proportionnel.

L'amplitude du courant de référence alternatif est donnée par (Verma, Singh et al. 2012) :

$$i_d^* = i_{d_Vcc}^* + i_{Ldh} \quad (3.25)$$

La transformation inverse de Park s'applique pour obtenir les composants de courants de référence alternative estimée en contrôlant les interrupteurs de VSC :

$$\begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{r0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \\ i_0^* \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

3.4.3 Régulation de la tension AC

La régulation de la tension considère que le réseau principal doit transmettre le même composant d'axe direct i_d^* et le courant de quadrature (i_{Lq_cc}), le courant (i_q^*) et la sortie du régulateur PI de la tension alternative en PCC. L'amplitude des tensions de phase peut être calculée comme (Singh and Arya 2013) :

$$V_r = \sqrt{\frac{2}{3}(v_{ra}^2 + v_{rb}^2 + v_{rc}^2)} \quad (3.27)$$

Où v_{ra} , v_{rb} et v_{rc} représentent les tensions instantanées de phase.

La composante quadrature du courant est calculée comme suit :

$$i_{qref}^*(k) = i_{qref}^*(k-1) + k_{iq} v_{re}(k) + k_{pq} (v_{re}(k) - v_{re}(k-1)) \quad (3.28)$$

Où $v_{re}(k)$ erreur de tension entre ($v_r^*(k)$) et ($v_r(k)$) au point PCC. k_{iq} et k_{pq} sont respectivement les gains intégraux et proportionnels de la régulation de tension. L'amplitude du courant de référence en quadrature est donnée comme :

$$i_q^* = i_{qref}^* - i_{Lq_cc} \quad (3.29)$$

3.4.4 Contrôle de la tension continue par PI anti-windup

La Figure 3.7 montre que la tension du circuit est régulée à l'aide du régulateur PI anti-windup. C'est un contrôleur intelligent avec une meilleure réponse. L'objectif d'utiliser ce contrôleur est de régler la valeur V_{cc} à sa valeur de référence V_{cc}^* et de ne pas dépasser la limite de courant en utilisant le bloc de saturation en cas des perturbations du système. L'erreur ($V_{ccer} = \varepsilon$) est la différence entre la référence (V_{cc}^*) et la tension mesurée (V_{cc}) de VSC est donnée comme :

$$\varepsilon(k) = v_{ccer}(k) = v_{cc}^*(k) - v_{cc}(k) \quad (3.30)$$

$$\begin{cases} \frac{dy}{dt} = k_i(\varepsilon - k_l(i - i_{\max})) \\ i = y + \varepsilon k_p \end{cases} \quad (3.31)$$

Par conséquent.

$$\frac{dy}{dt} + k_i k_l * y = k_i \varepsilon (1 - k_p k_l) + k_i k_l i_{\max} \quad (3.32)$$

La solution de cette équation différentielle est présentée ci-dessous.

$$y(t) = \frac{\varepsilon(1 - k_p k_l) + k_l i_{\max}}{k_l} + \frac{k_l y_0 - \varepsilon(1 - k_p k_l) - k_l i_{\max}}{k_l} e^{-k_i k_l t} \quad (3.33)$$

Où y_0 est la valeur initiale de y .

À partir des relations (5) et (32), on peut déduire ce qui suit.

$$i(t) = \left(\frac{\varepsilon}{k_I} + i_{\max} \right) + \frac{k_I y_0 - \varepsilon(1 - k_p k_I) - k_I i_{\max}}{k_I} e^{-k_I k_I t} \quad (3.34)$$

En régime permanent, le second terme de l'équation tend vers zéro.

$$i = \frac{\varepsilon}{k_I} + i_{\max} \quad (3.35)$$

On peut schématiser les équations précédentes par le bloc suivant :

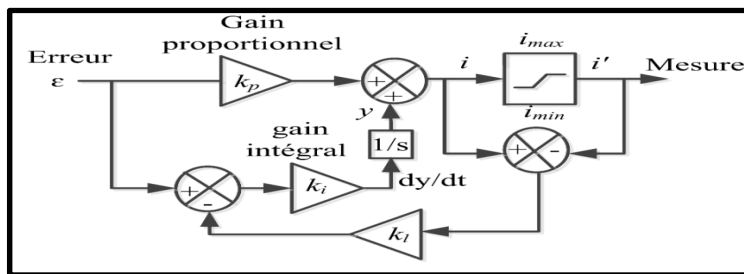


Figure 3.7 Structure du contrôleur PI anti-windup

Enfin, le système de contrôle (SRF) est représenté par la figure suivante.

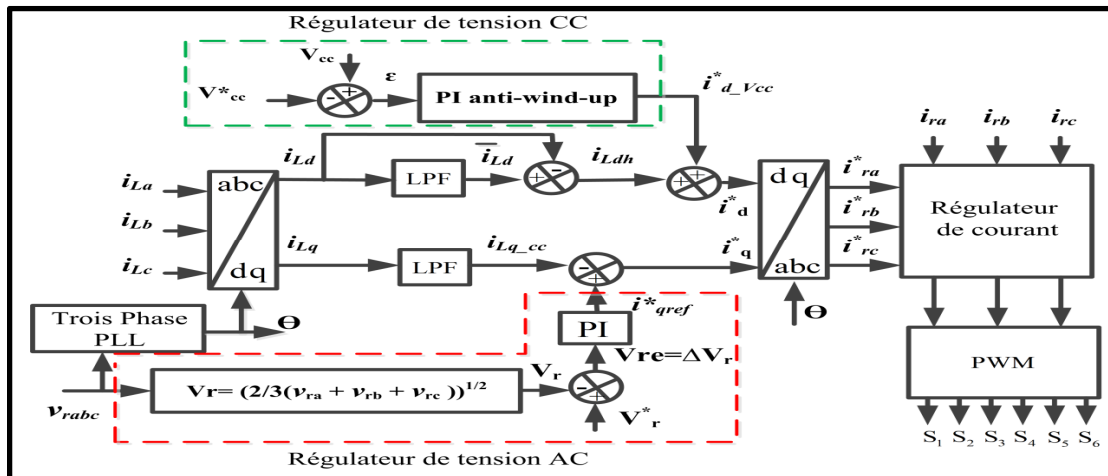


Figure 3.8 Schéma de contrôle de l'onduleur du système hybride par SRF

3.5 Résultats de simulation

Les performances du système de génération hybride PV-éolienne tel que représenté sur la Figure 3.1 et les algorithmes de contrôle proposés présentés sur les Figures 3.6 et 3.8, sont vérifiés en utilisant MATLAB / Simulink. Bien que les systèmes PMSG et PV aient une puissance de sortie variable et que la charge soit équilibrée, déséquilibrée et variable, le système offre une meilleure gestion du flux énergétique.

3.5.1 Évaluation de la performance à l'état stable du système hybride

Le système proposé est exploité dans différentes conditions pour valider les algorithmes de contrôle. Les résultats du système en états stables et sont montrés sur les Figures 3.9, 3.10 et 3.11. La Figure 3.9 montre la variation du courant photovoltaïque et la tension durant la variation de l'ensoleillement.

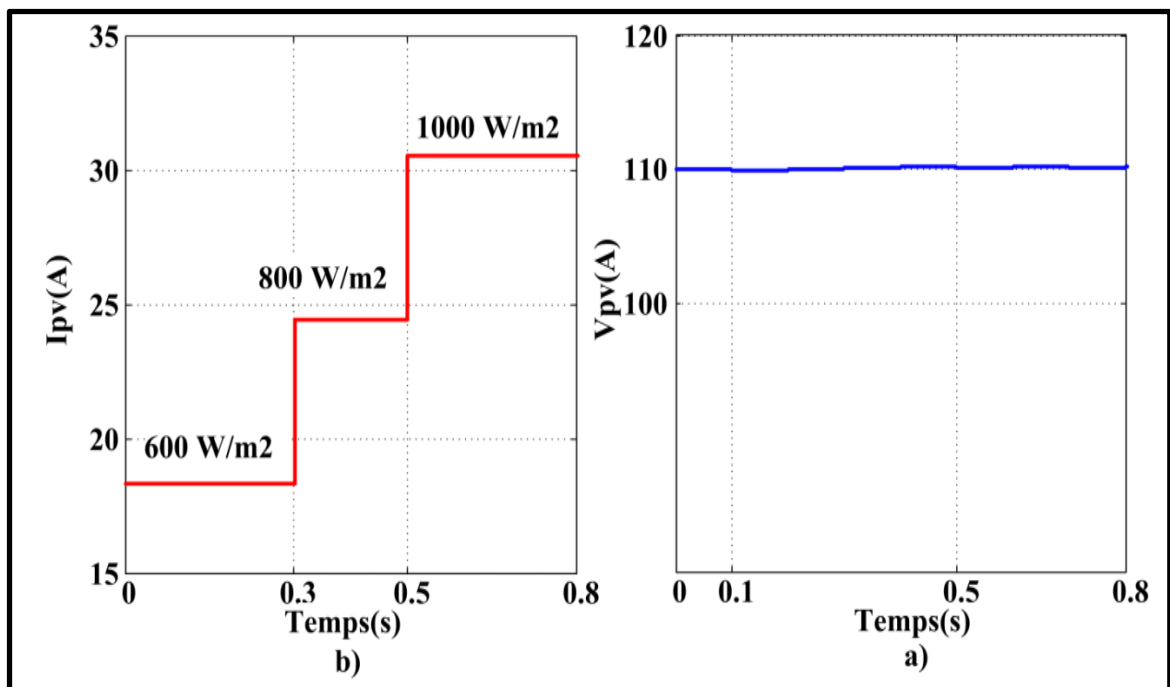


Figure 3.9 Résultats de simulation du courant et tension photovoltaïque sous différents ensoleillements

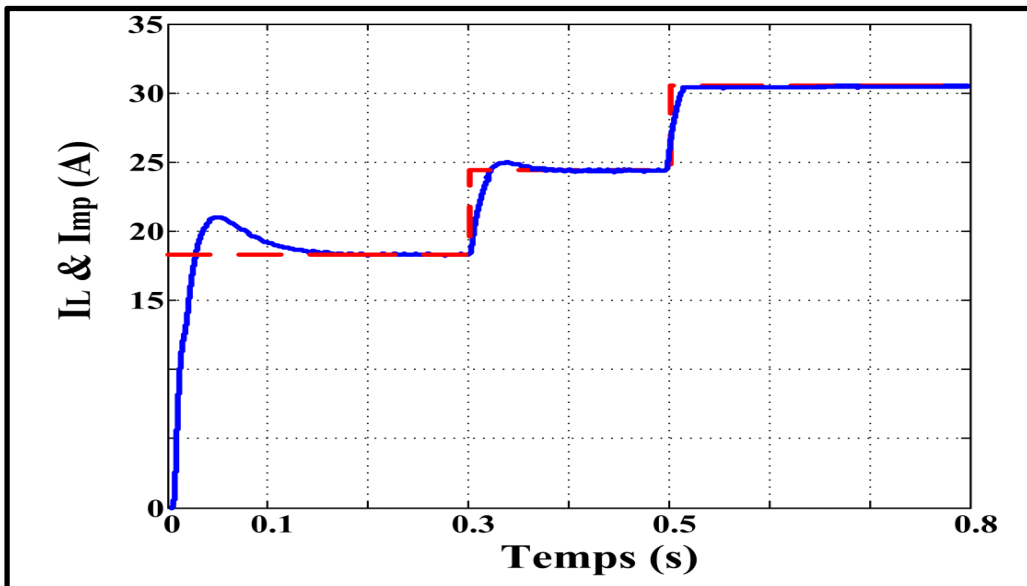


Figure 3.10 Caractéristique du courant de CC-CC (boost) et sa référence

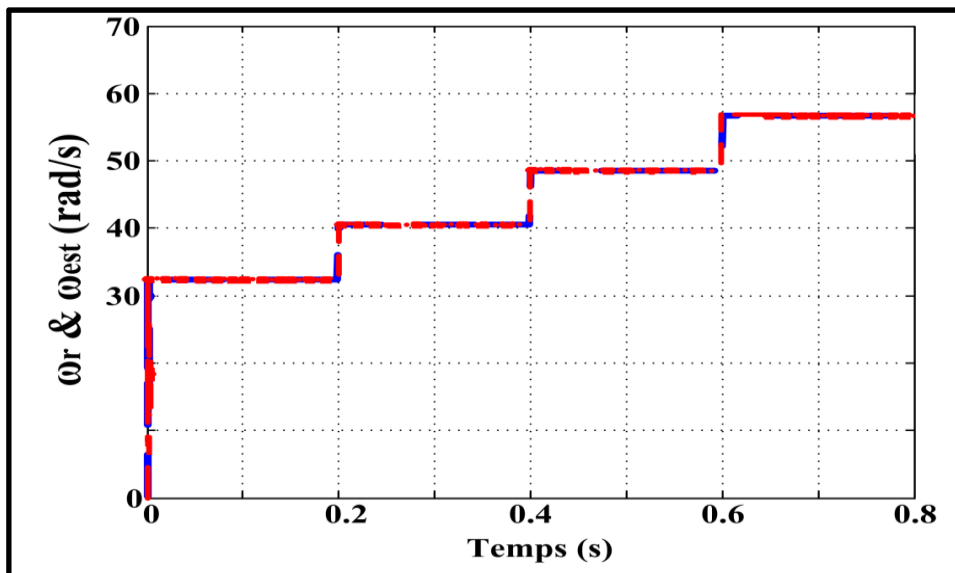


Figure 3.11 La vitesse estimée et sa référence du générateur PMSG

3.5.2 Performance du système hybride PV- éolienne dans le régime permanent

Le schéma de contrôle SRF est simulé sous MATLAB / Simulink. Le système étudié a été testé dans plusieurs modes selon les Figures 3.12, 3.13 et 3.14 :

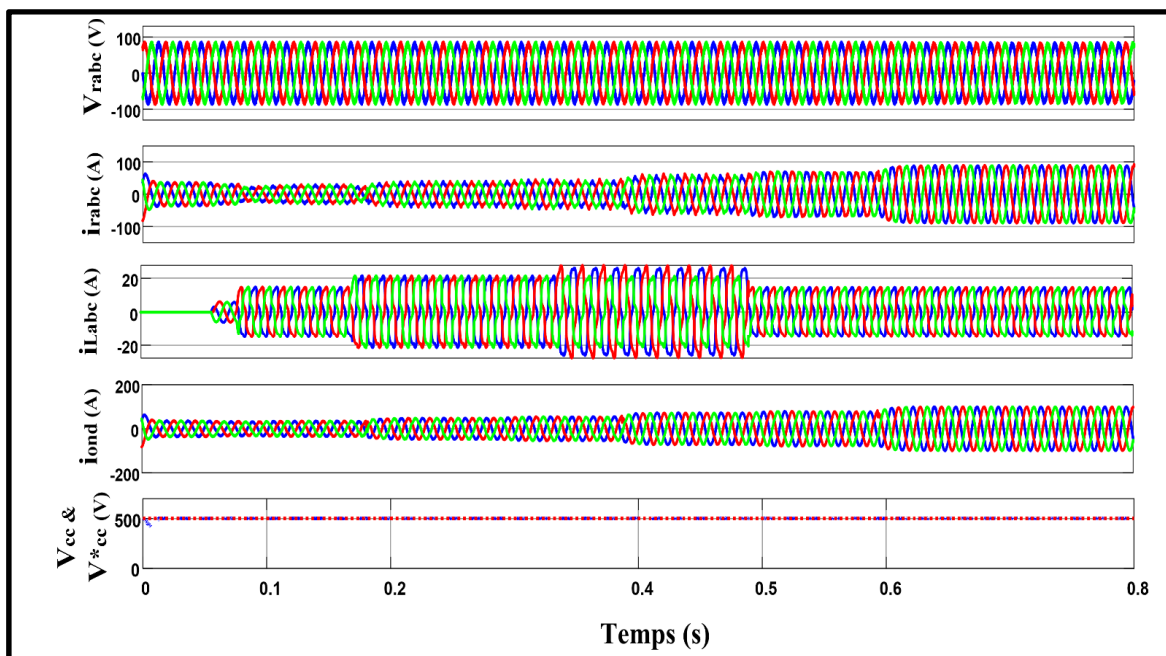


Figure 3.12 Formes d'ondes de la tension et courant du réseau, le courant de la charge équilibré et déséquilibré, le courant alternatif de l'onduleur et la tension de bus CC

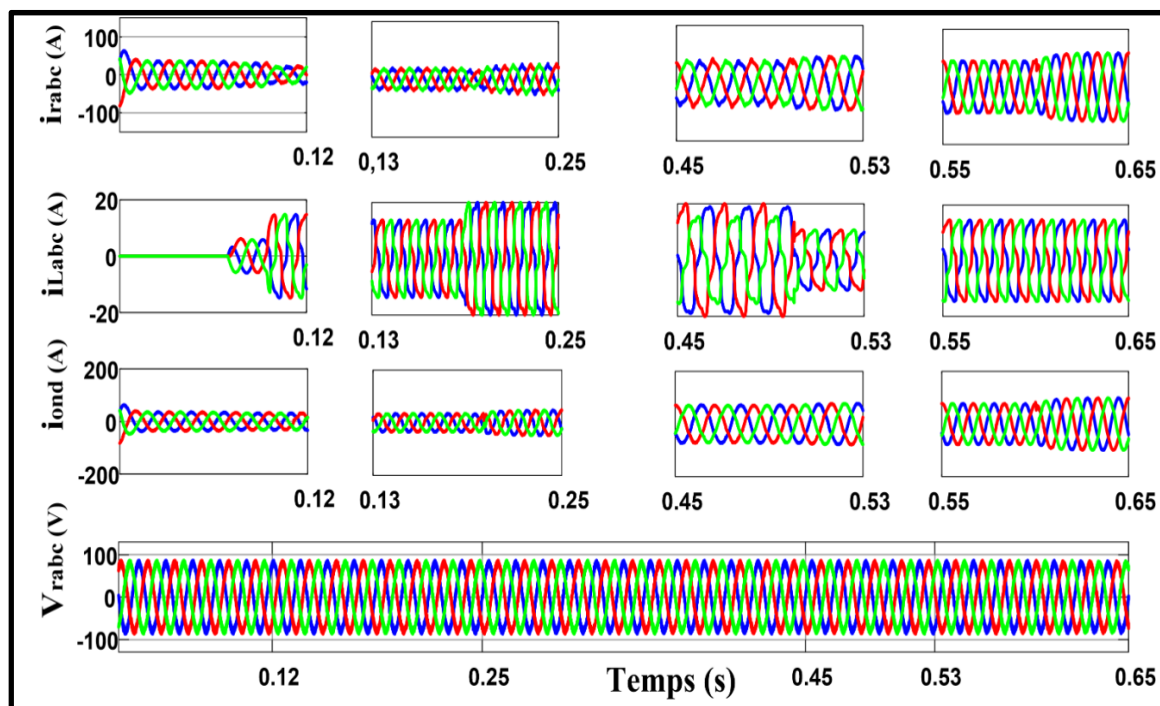


Figure 3.13 Zoom des formes d'ondes de la tension et courant du réseau, le courant de la charge équilibrée et déséquilibrée, le courant alternatif de l'onduleur

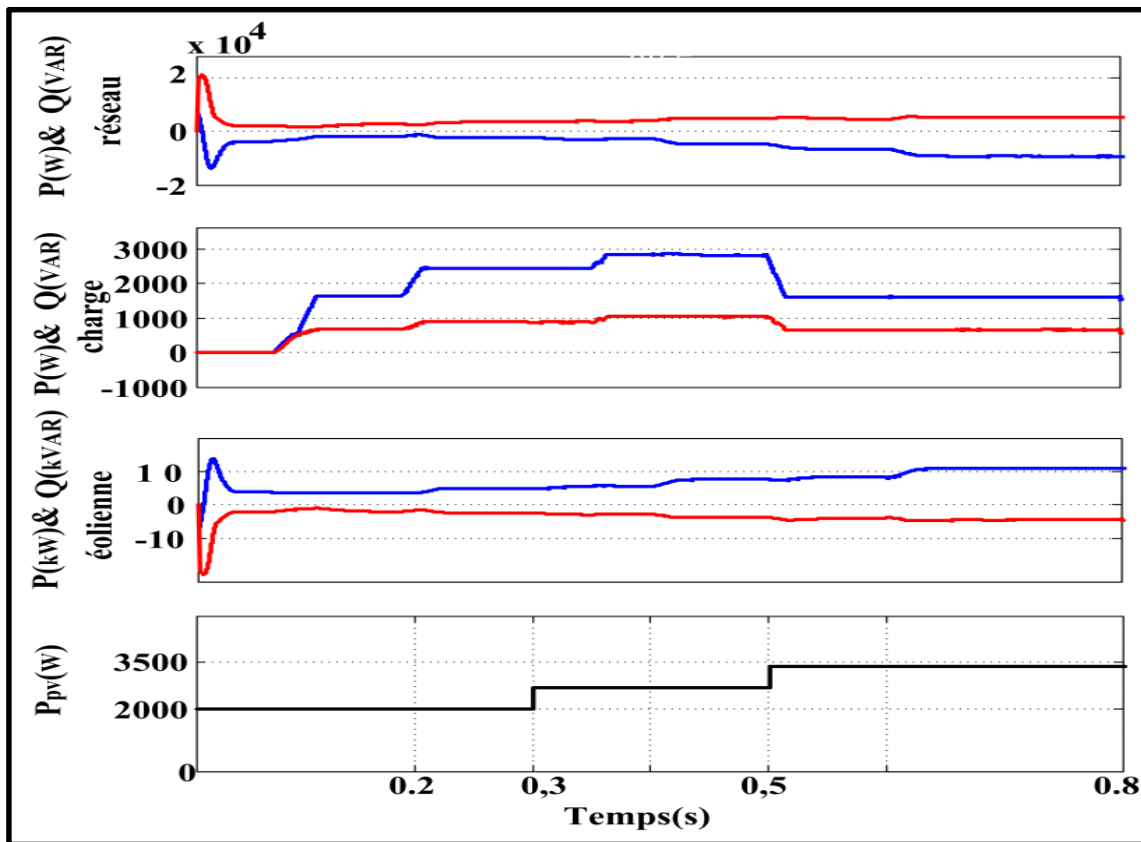


Figure 3.14 Puissances actives et réactives dans les cas équilibrés et déséquilibrés

La Figure 3.13 montre bien que la charge n'est pas connectée avant 0.08s. À partir de $t = 0,08$ à 0,1s, la charge linéaire est connectée. De $t = 0,19$ à 0,35s, la charge triphasée non linéaire équilibrée est connectée et la charge non linéaire déséquilibrée est connectée à $t = 0,35$ à 0,5s. Les redresseurs alimentent des circuits de type R-L.

Le bus CC et les tensions alternatives restent constants, le système hybride fournit la différence nécessaire à la charge du réseau. De $t = 0.5$ à 0.8s, la charge déséquilibrée non linéaire est déconnectée, le système photovoltaïque fournit la puissance maximale (3400W) et l'éolienne basée sur PMSG fournit 10.2 kW. Les formes d'onde de la tension et du courant des différentes sources PV-éolienne ont été analysées, on trouve que leur THD respecte les normes d'IEEE 519 sous les conditions variables de la charge en améliorant la qualité de la puissance. Le THD est bien inférieur à 5% tel que montré dans la Figure 3.15.

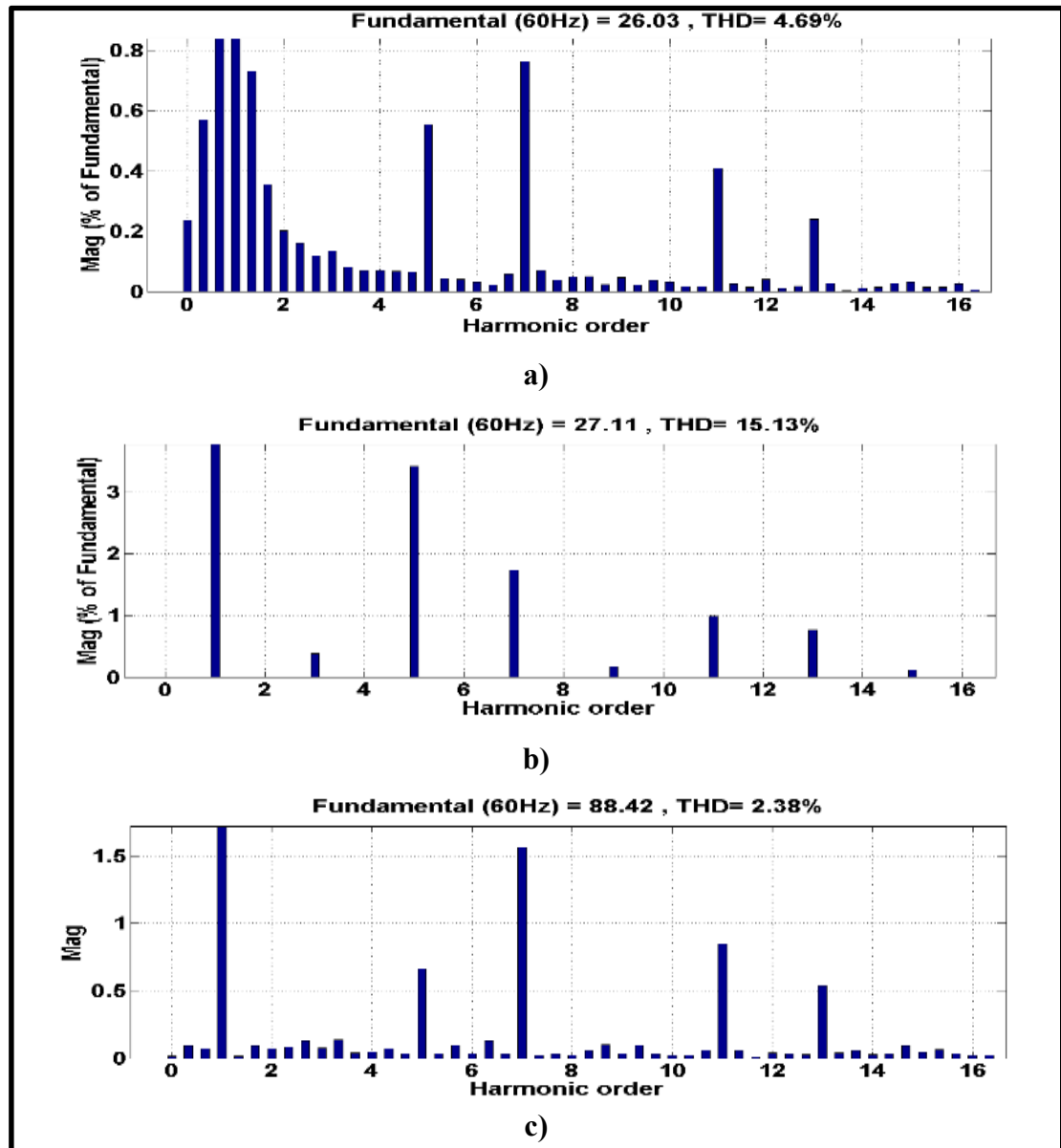


Figure 3.15 a) THD du courant de réseau, b) THD du courant de charge et c) THD de la tension au point PCC pour le système hybride connecté au réseau

3.6 Résultats expérimentaux

Les résultats de simulations obtenus ont été approuvés et améliorés par des expériences en laboratoire GRÉPCI en utilisant les dispositifs présentés en Figure 3.16 et dans l'Annexe II, Tableau-A II-1.

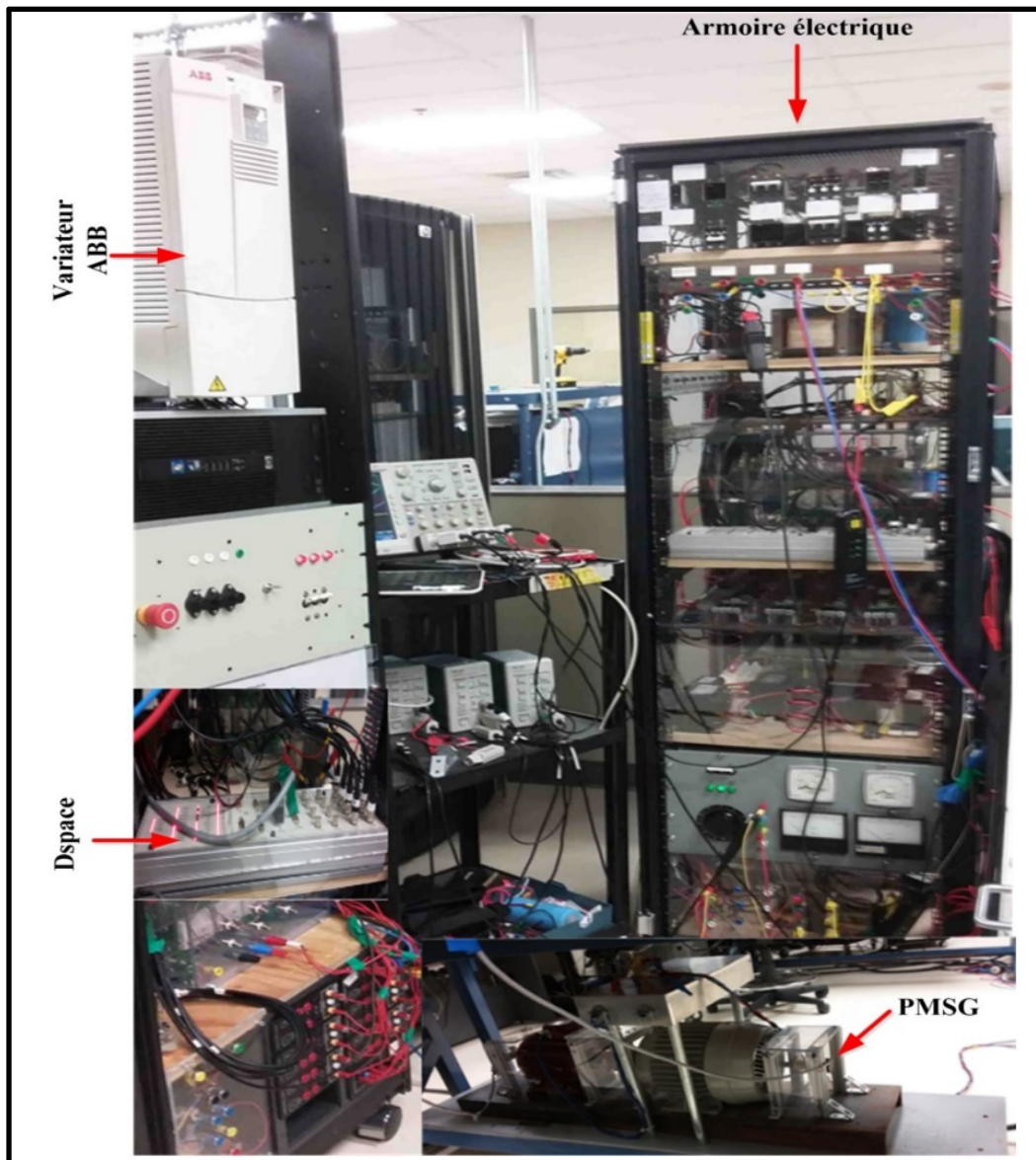


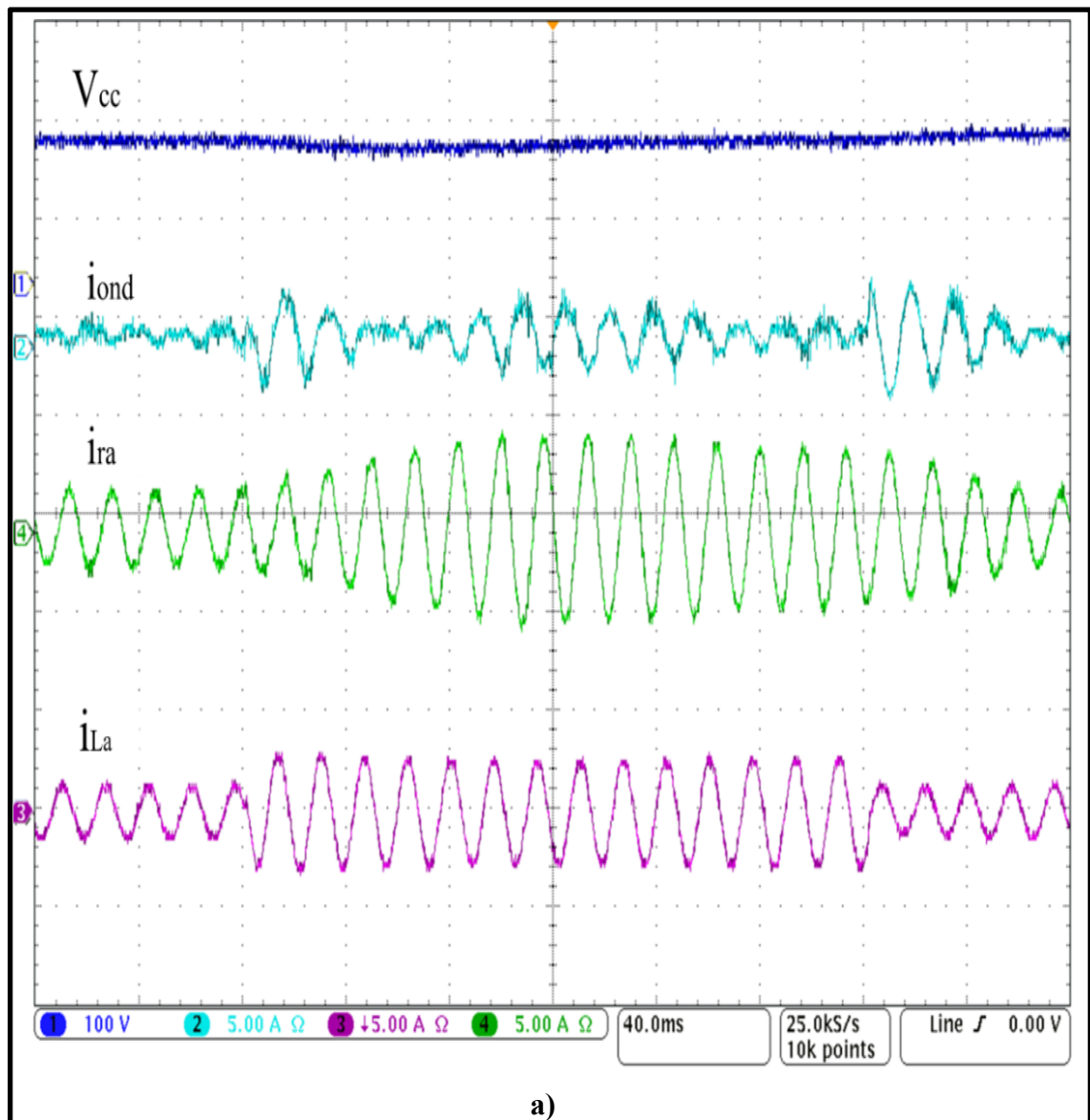
Figure 3.16 La configuration de matérielles d'expériences

3.6.1 Contrôle d'onduleur du système hybride par SRF

Le système est testé et validé dans des différentes conditions. La Figure 3.17 montre le résultat expérimental du système. On voit la compensation des harmoniques au niveau du courant de l'onduleur (i_{on}), la puissance réactive, les courants de réseau (i_{ra}) et de la charge

(i_{La}) ainsi que la tension de bus continu (V_{cc}) qui reste constante, quel que soit la variation de la charge.

Les Figures 3.17b et 3.17c représentent respectivement la charge linéaire déséquilibrée et la charge non linéaire. Le contrôle proposé est approuvé par des différents scénarios (équilibré et déséquilibré). On remarque que la tension du bus continu reste constante même en cas de déconnexion de la charge.



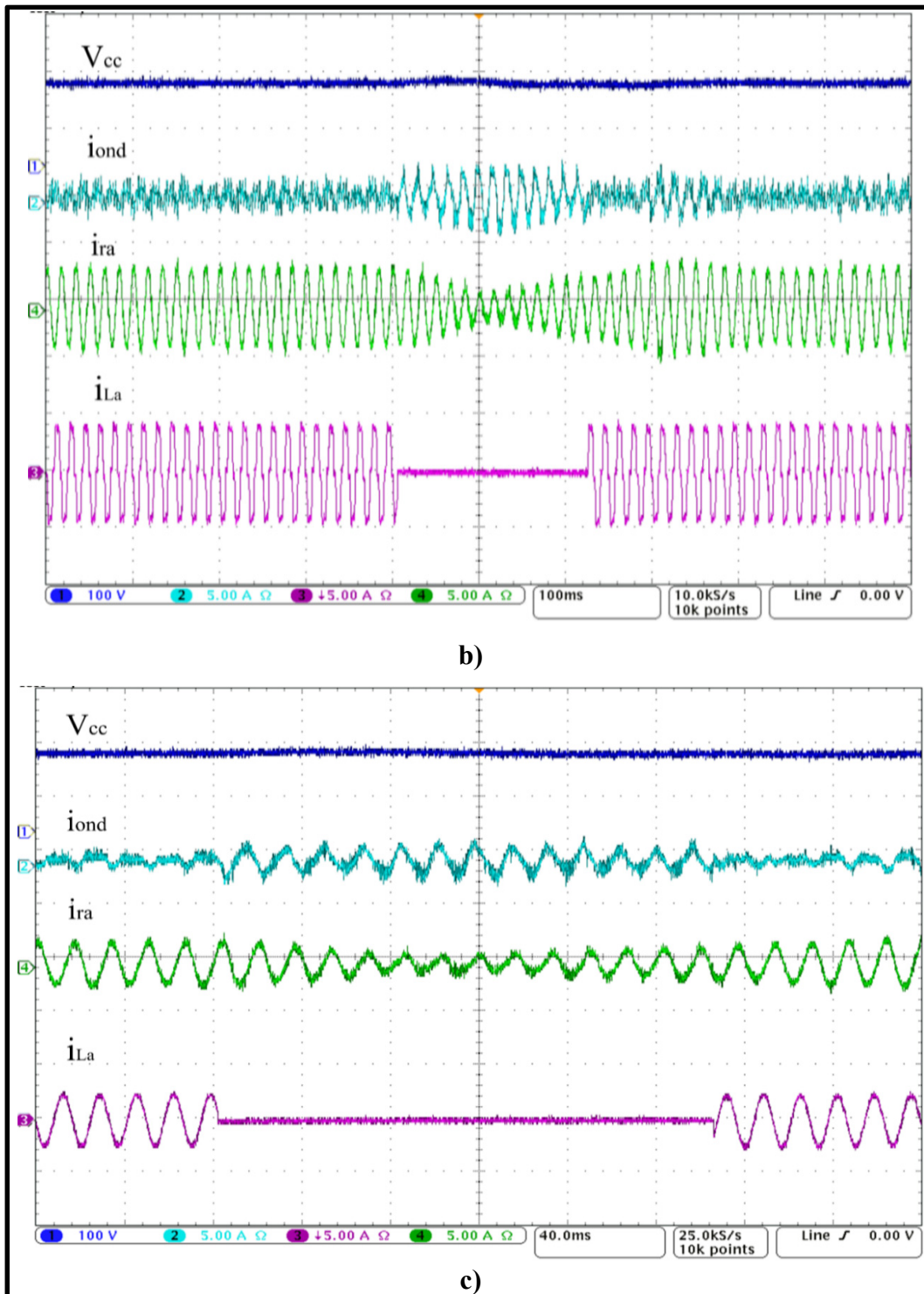


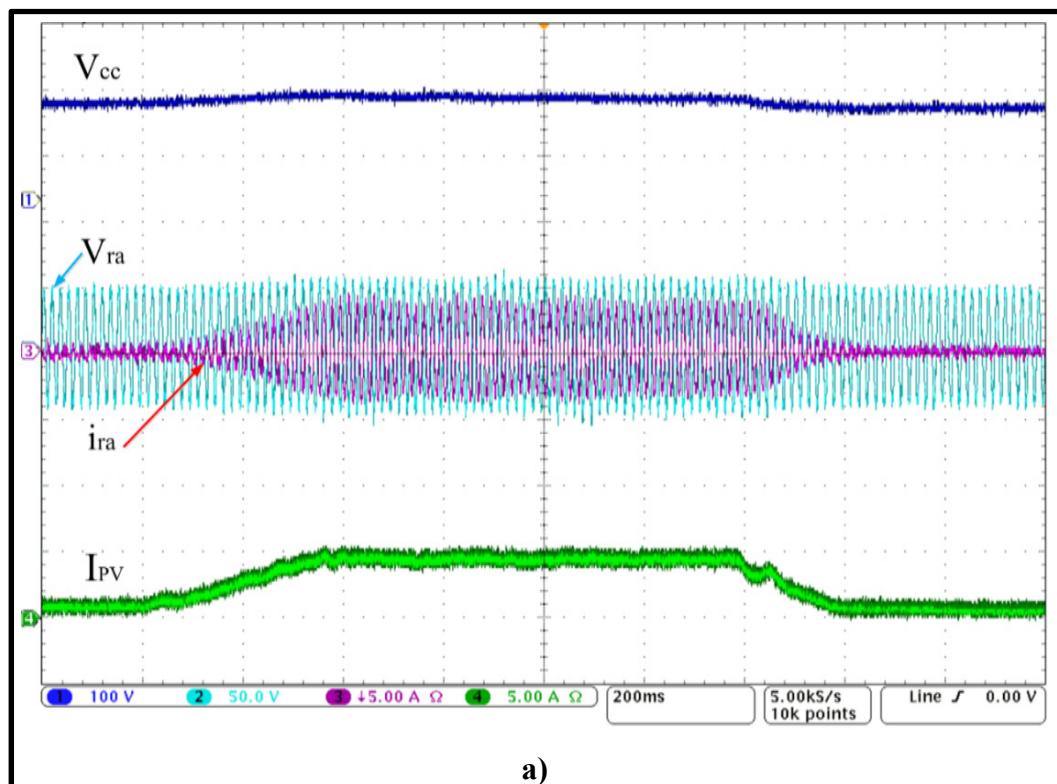
Figure 3.17 Résultats expérimentaux de la tension CC, courant d'onduleur, courant de réseau et de la charge. a) charge dynamique, b) charge non-linéaire déséquilibrée et c) charge linéaire déséquilibrée

3.6.2 Système photovoltaïque

Afin de valider la performance du contrôle SRF en utilisant la technique anti-windup, un test du système hybride PV-éolienne a été effectué au laboratoire GRÉPCI en utilisant PMSG de 2,5kW, source PV et un convertisseur VSC de trois phases connectées au réseau.

La Figure 3.18 montre le résultat expérimental du système photovoltaïque lorsque la puissance est injectée dans le réseau via un convertisseur électronique de puissance (onduleur) commandé par l'algorithme SRF. On voit la tension de bus CC (V_{cc}), la tension du réseau alternatif (V_{ra}), le courant du réseau (i_{ra}) et le courant de PV (I_{pv}).

La variation de courant photovoltaïque est clairement visible sur la Figure 3.18a. Les formes d'onde des tensions continues et alternatives (V_{cc} et V_{ra}) sont représentées sur la Figure 3.18 b et Figure 3.18 c elles restent stable bien que le courant alternatif augmente lorsque le système PV envoie de l'énergie vers le réseau.



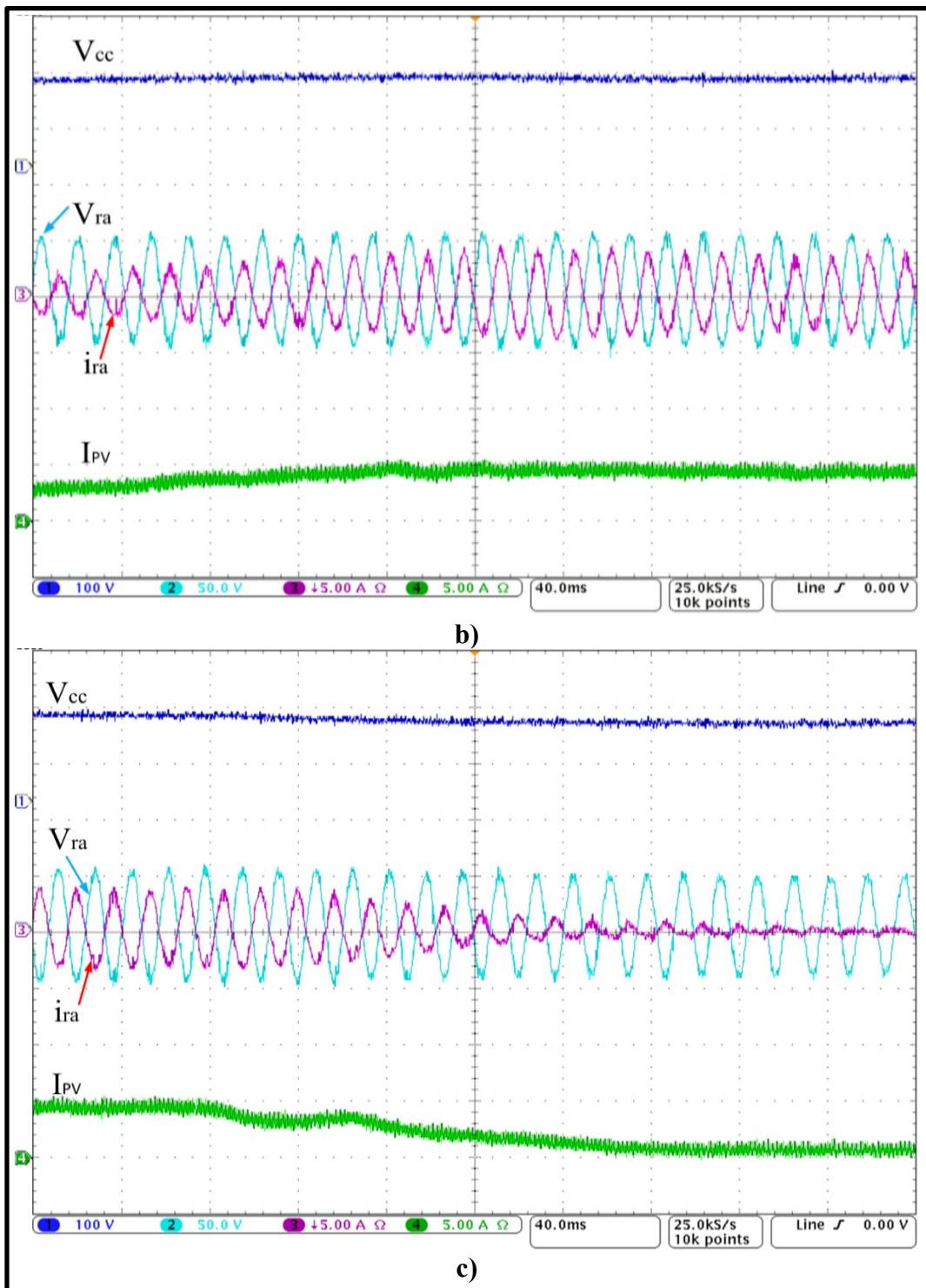


Figure 3.18 Réponse dynamique du photovoltaïque connecté au réseau :
 a) augmentation et diminution du courant PV, b) zoom en cas
 d'augmentation et c) zoom en cas de diminution

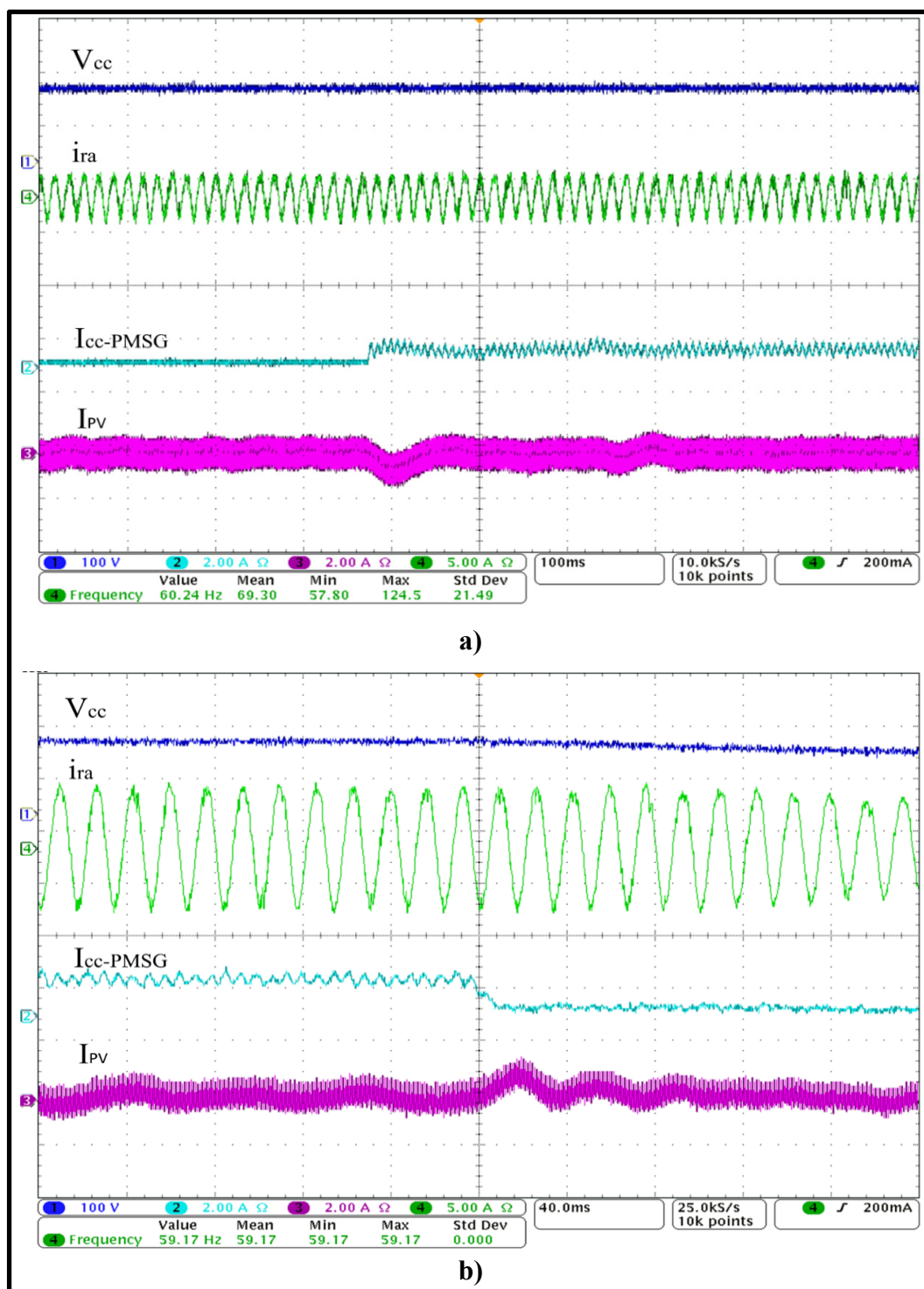


Figure 3.19 Caractéristiques expérimentales du système hybride connecté au réseau en changeant l'état de fonctionnement :
a) PMSG au démarrage et b) PMSG en état d'arrêt

Les Figures 3.19a et 3.19b montrent les résultats expérimentaux du système hybride. Lorsque le PMSG démarre (Figure 3.19a) et s'éteint (Figure 3.19b), la tension continue reste constante et le courant alternatif reste parfaitement sinusoïdal avant et après le démarrage et l'arrêt de la génératrice.

3.7 Conclusion

La simulation et l'analyse détaillée de la performance d'un nouveau contrôleur pour un système hybride basé sur l'éolienne et la production d'énergie photovoltaïque ont été présentées pour un réseau triphasé. Les performances du système sont obtenues dans différentes conditions de fonctionnements, telles que la perturbation et la variation de la charge, la variation de vitesse pour l'éolienne et la variation de l'irradiance solaire pour le système photovoltaïque.

Le nouveau contrôleur (SRF) du convertisseur VSC est utilisé pour corriger les harmoniques, la puissance réactive et d'améliorer la qualité de l'énergie au PCC. Les commandes des convertisseurs CC-CC boost et CA-CC sont utilisées pour extraire le MPP de PV et WECS, respectivement. Les résultats obtenus démontrent une THD inférieure à 5% (dans les limites des normes IEEE) avec des formes d'onde sinusoïdale de la tension et du courant au PCC. Les résultats du contrôleur montrent un suivi rapide et efficace des références, ce qui valide le concept du système hybride proposé et l'efficacité de l'approche SRF basée sur le contrôleur PI anti-windup.

CHAPITRE 4

MICRO-RÉSEAU INTELLIGENT (SMART MICRO-GRID)

4.1 Introduction

L'intégration des technologies intelligentes au réseau électrique traditionnel exige une modification dans la structure, son architecture et son fonctionnement pour l'adapter et le rendre plus intelligent. Le fonctionnement du réseau intelligent est différent de celui classique, principalement en raison de la haute sécurité humaine et matérielle, du niveau élevé de pénétration d'énergie renouvelable distribuée avec moins de perte et la capacité d'isoler les défaillances. D'autre part, le contrôle d'un nombre élevé des sources d'énergie électrique et la gestion des écoulements des puissances avec une supervision efficace ramène le réseau à être intelligent. Dans ce chapitre, nous traitons des différentes topologies et configurations qui constituent le micro-réseau intelligent.

Les micro-réseaux présentés dans la Figure 4.1 sont de plus en plus utilisés et atteignent des objectifs locaux et internationaux, tels que la fiabilité, la réduction des gaz à effet de serre, la diversification des sources d'énergie et la réduction des coûts. À l'instar du réseau électrique, les micro-réseaux intelligents génèrent, transmettent, distribuent et gèrent l'écoulement de puissance vers les consommateurs en toute sécurité.

Dans cette recherche, nous proposons une méthodologie en subdivisant les différentes parties du micro-réseau. La méthodologie est divisée en quatre étapes dont chacune est validée par simulation en utilisant MATLAB/Simulink.

Cette méthodologie est décrite comme suit :

- Étude et simulation de l'éolienne MADA ;
- Étude et simulation d'un système hybride PV-PMSG ;

- Micro-réseau (BT - HT) et alimentation d'un village sous un défaut de l'arc.

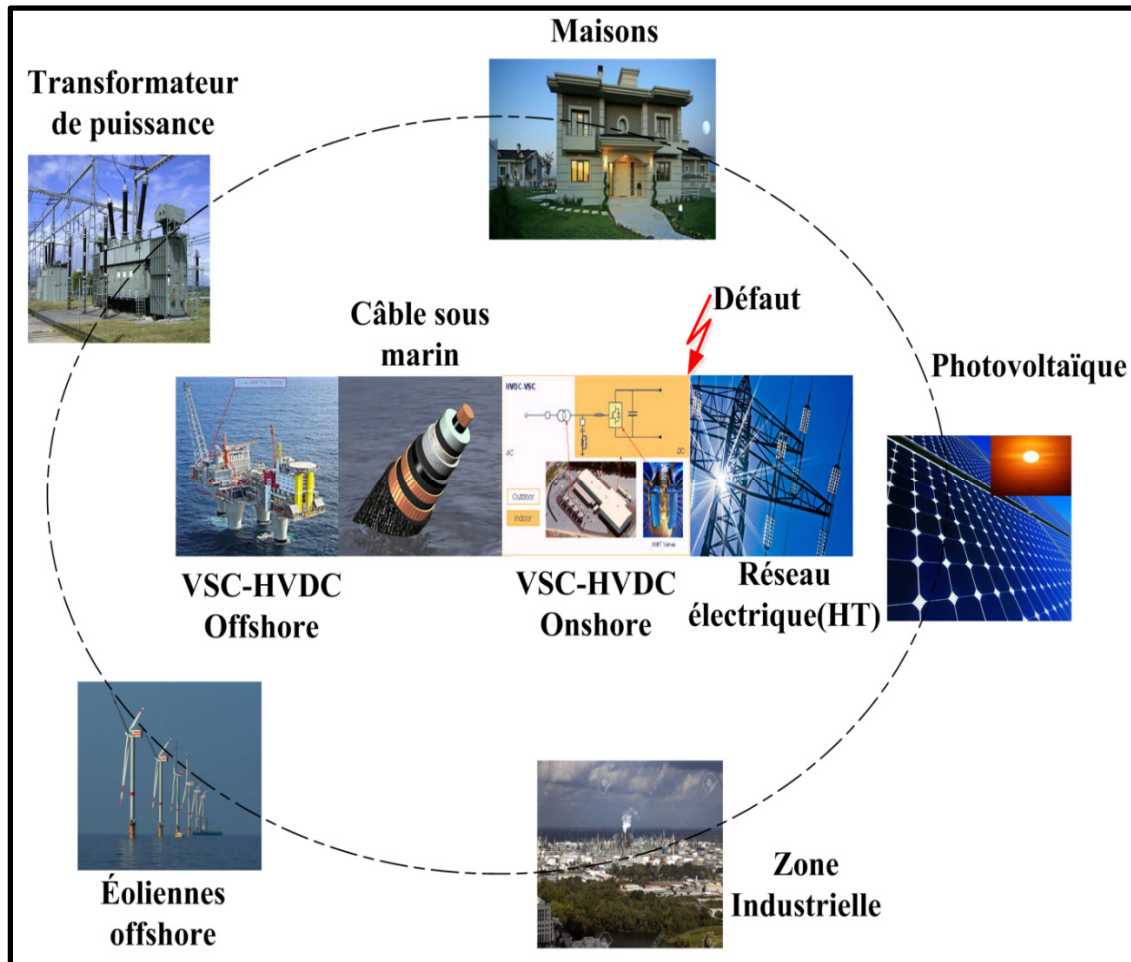


Figure 4.1 Configuration de micro-réseau intelligent

4.1.1 Interconnexion de l'éolienne MADA avec le réseau et des charges linéaires et non linéaires

4.1.1.1 Topologie proposée

Dans cette partie, la technologie développée est une éolienne à vitesse variable, basée sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA) équipée de deux convertisseurs de type dos-à-dos. Le convertisseur en opposition est l'interface entre le rotor et le primaire du

transformateur, cependant les enroulements statoriques sont directement connectés à un transformateur. Les deux convertisseurs sont commandés indépendamment l'un de l'autre. Un condensateur est placé entre les deux convertisseurs pour stabiliser la tension continue. Cette topologie permet au convertisseur d'extraire environ 30% de la puissance du MADA (Vittal, O'Malley et al. 2009).

La configuration de cette turbine éolienne à vitesse variable présentée dans la Figure 4.2 est connectée au réseau et alimente des charges linéaires et non linéaires. Les commandes sont conçues pour stabiliser le système, corriger les harmoniques et minimiser les pertes.

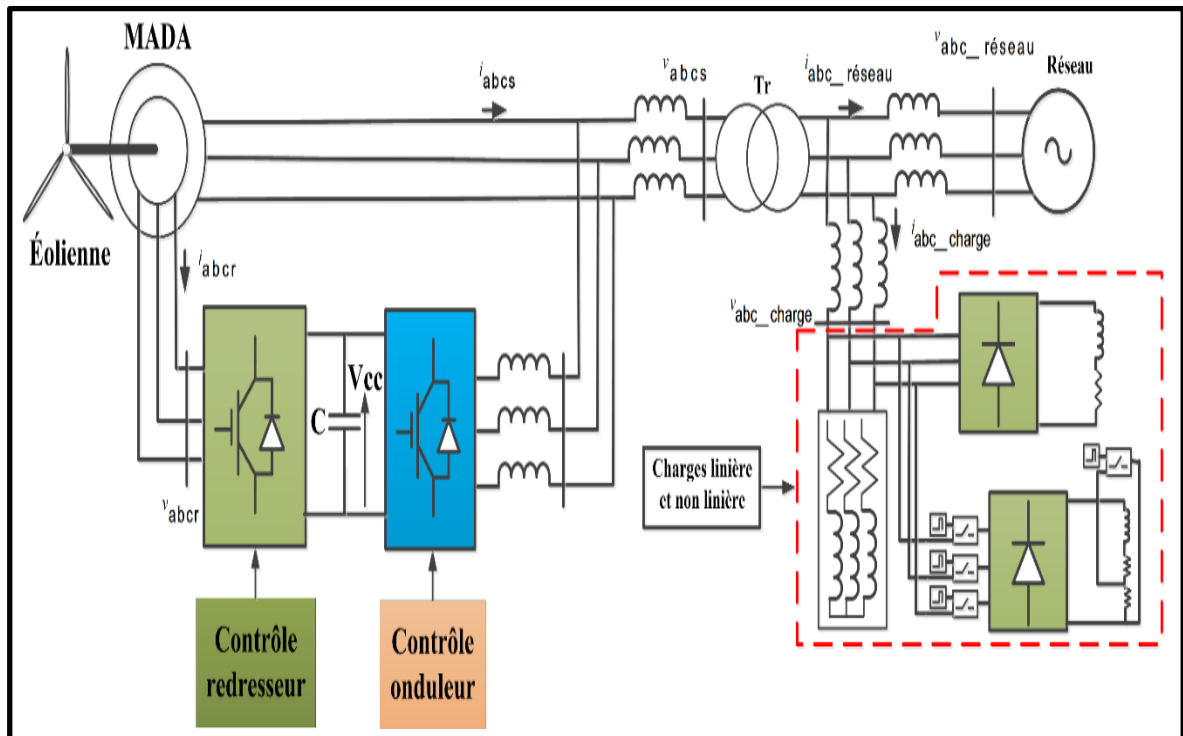


Figure 4.2 Configuration de l'éolienne MADA avec convertisseur dos-à-dos connecté au réseau et à une charge

La MADA est équipée des bagues collectrices pour transmettre la puissance électrique entre le convertisseur et le système d'enroulements du rotor. Le fonctionnement à vitesse variable est obtenu par injection d'un courant contrôlé dans le rotor à la fréquence de glissement

souhaitée. Ce type de la turbine éolienne peut transmettre de l'énergie électrique au réseau par le stator et par le rotor du générateur via des convertisseurs de puissance.

D'un autre côté, un défaut sur le réseau influence moins le fonctionnement de la MADA. Cette technologie présente de nombreux avantages comme l'optimisation de la production grâce à une grande plage de la variation de la vitesse de rotation, le découplage entre le réseau et la génératrice, d'avoir une meilleure optimisation de la production d'énergie et offre une grande souplesse d'adaptation aux conditions techniques de raccordement et la gestion de la réactive grâce à son interface d'électronique de puissance.

4.1.1.2 Commande de la turbine éolienne (MADA)

La turbine est l'origine de la génération et le premier étage de la conversion de l'énergie électrique. La modélisation de la turbine équipée de trois pales de la MADA est basée sur le même principe de fonctionnement de celle de PMSG.

L'extraction de la puissance maximale dépend de l'angle de calage β et du coefficient λ . La variation de l'angle β entraîne une extraction de la puissance maximale pour différentes valeurs de vent avec l'existence de C_{pmax} pour chaque β ce qui donne l'expression de la puissance :

$$P = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho_{air} A V^3 \quad (4.1)$$

Le coefficient de la puissance C_p de l'éolienne a été présenté de manière empirique suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = \left(\frac{1}{2} - 0.00167(\beta - 2) \right) \sin \left(\frac{(\lambda + 0.1)\pi}{18.5 - 0.3(\beta - 2)} \right) - 0.00184(\beta - 2)(\lambda - 3) \quad (4.2)$$

4.1.2 Modèle mathématique et contrôle de la MADA

4.1.2.1 Modèle dynamique

Cette partie traitera la commande de l'éolienne à vitesse variable MADA en se basant sur la référence de (Sow 2012) (Allam and Djeriri 2014) qui se compose de trois parties principales : commande de l'éolienne, commande de convertisseur côté rotor et commande de convertisseur côté réseau. La conception de la commande de la MADA est basée sur le modèle mathématique obtenu grâce à l'équation dynamique tirée du schéma de la Figure 4.2.

Le stator de la machine est connecté au réseau et parcouru par trois courants (i_a, i_b, i_c) qui engendrent des flux magnétiques dans les enroulements.

L'expression des tensions rotorique ($V_{abc r}$) et statorique ($V_{abc s}$) en fonction de résistance et flux est présentée par les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{abc r} = R_r i_{abc r} + \frac{d \psi_{abc r}}{d t} \\ V_{abc s} = R_s i_{abc s} + \frac{d \psi_{abc s}}{d t} \end{cases} \quad (4.3)$$

Avec R_r est la résistance du rotor ramenée au stator ;

$i_{abc r}$ est le courant du rotor ;

$V_{abc r}$ la tension du rotor ramenée au stator ;

$\psi_{abc r}$ est le flux du rotor.

4.1.2.3 Contrôle de convertisseur côté stator

Le contrôle de convertisseur côté stator de la MADA (CCS) est utilisé pour réguler la tension du bus continu afin de maintenir l'équilibre et l'écoulement de la puissance vers le réseau électrique.

Les courants mesurés du réseau sont comparés à des courants de références qui sont ensuite appliqués au MLI pour générer des signaux de commande. La Figure 4.4 présente le schéma de la commande du convertisseur (CCS).

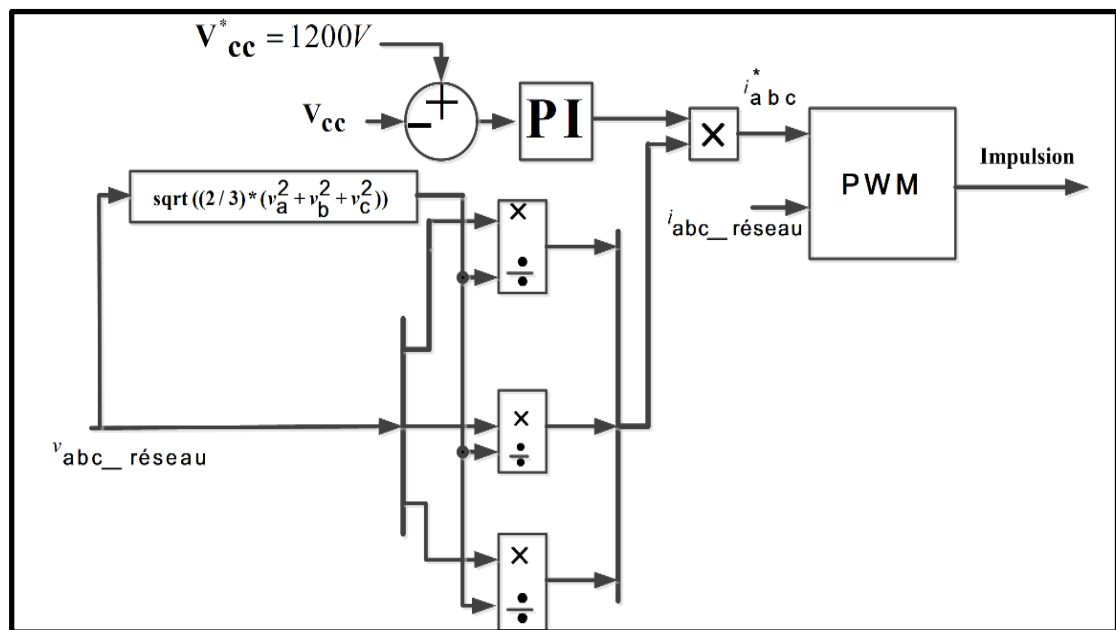


Figure 4.4 Schéma de contrôle du convertisseur côté stator de la MADA

4.1.3 Résultats de simulation

Pour tester les performances du schéma de contrôle proposé, une simulation a été effectuée avec le logiciel MATLAB / Simulink en utilisant des paramètres de l'Annexe I, Tableau-A I-4. Les résultats de simulation obtenus sur les figures ci-dessous nous permettent d'interpréter les différents signaux et de présenter les performances de l'éolienne MADA et la robustesse de la commande utilisée.

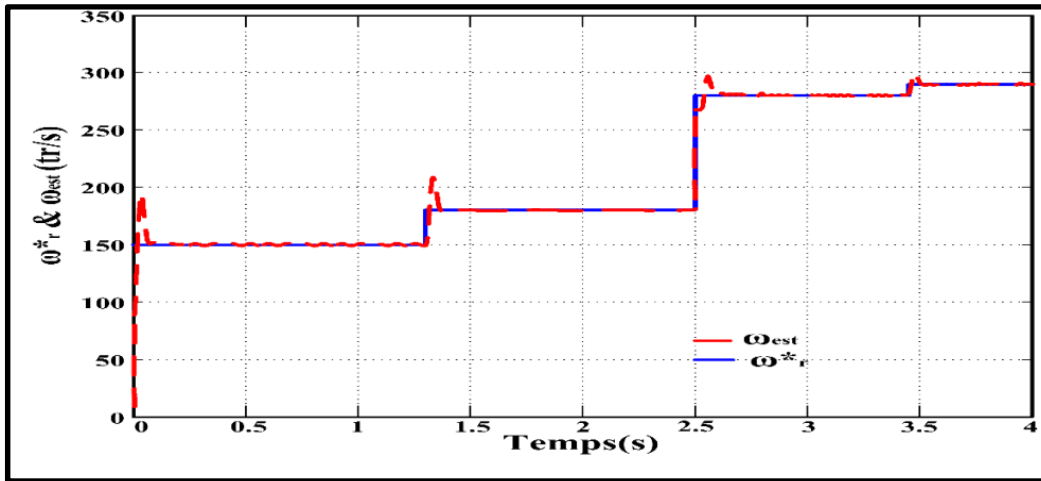


Figure 4.5 Résultats de simulation de la vitesse du rotor de la MADA

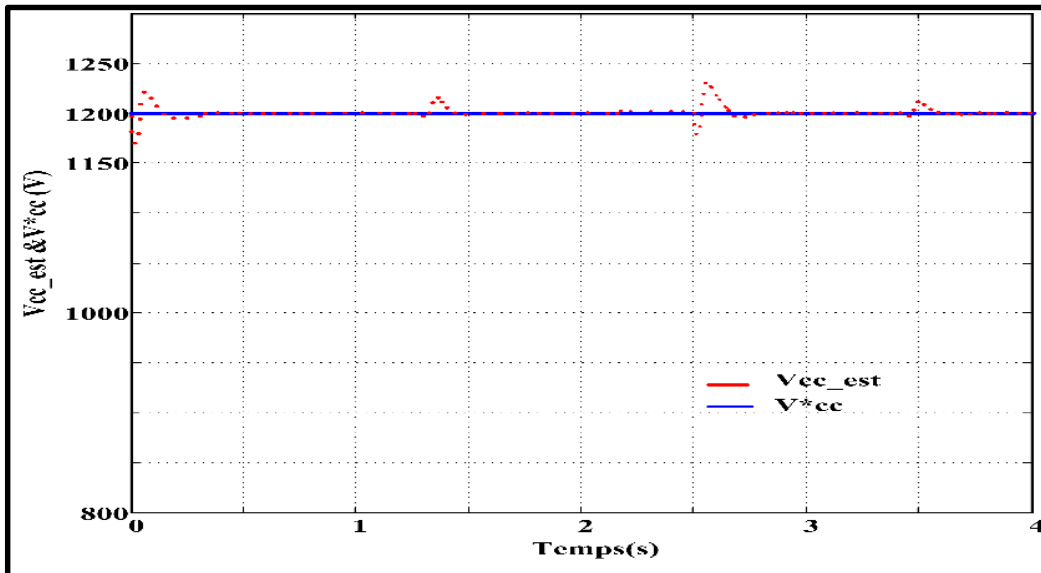


Figure 4.6 Résultats de simulation de la tension continue

Les Figures 4.5 et 4.6 montrent bien que la vitesse et la tension estimées suivent leurs références avec une légère variation au point où la vitesse du vent est changée brusquement.

La première variation de la vitesse se fait à $t = 1.4$ s où la vitesse de vent passe de 8.4 m/s à 10.8 m/s et la vitesse de référence de la machine augmente de 150 rad/s à 170 rad/s. La deuxième variation de la vitesse se fait à $t = 2.5$ s où la vitesse de la machine est de 270 rad/s correspondants à la vitesse du vent de 12 m/s. La dernière variation de la vitesse est à $t = 3.4$ s

tel que la vitesse de la machine passe à 280 rad/s quand la vitesse du vent est 13.2 m/s. En effet, une augmentation de la vitesse du vent engendre une augmentation de la vitesse de rotation de la machine pour extraire le maximum de puissance.

La Figure 4.7 montre que le courant et la tension du réseau électrique sont parfaitement sinusoïdaux pendant toute la période de simulation, la tension est de l'ordre de 208 V.

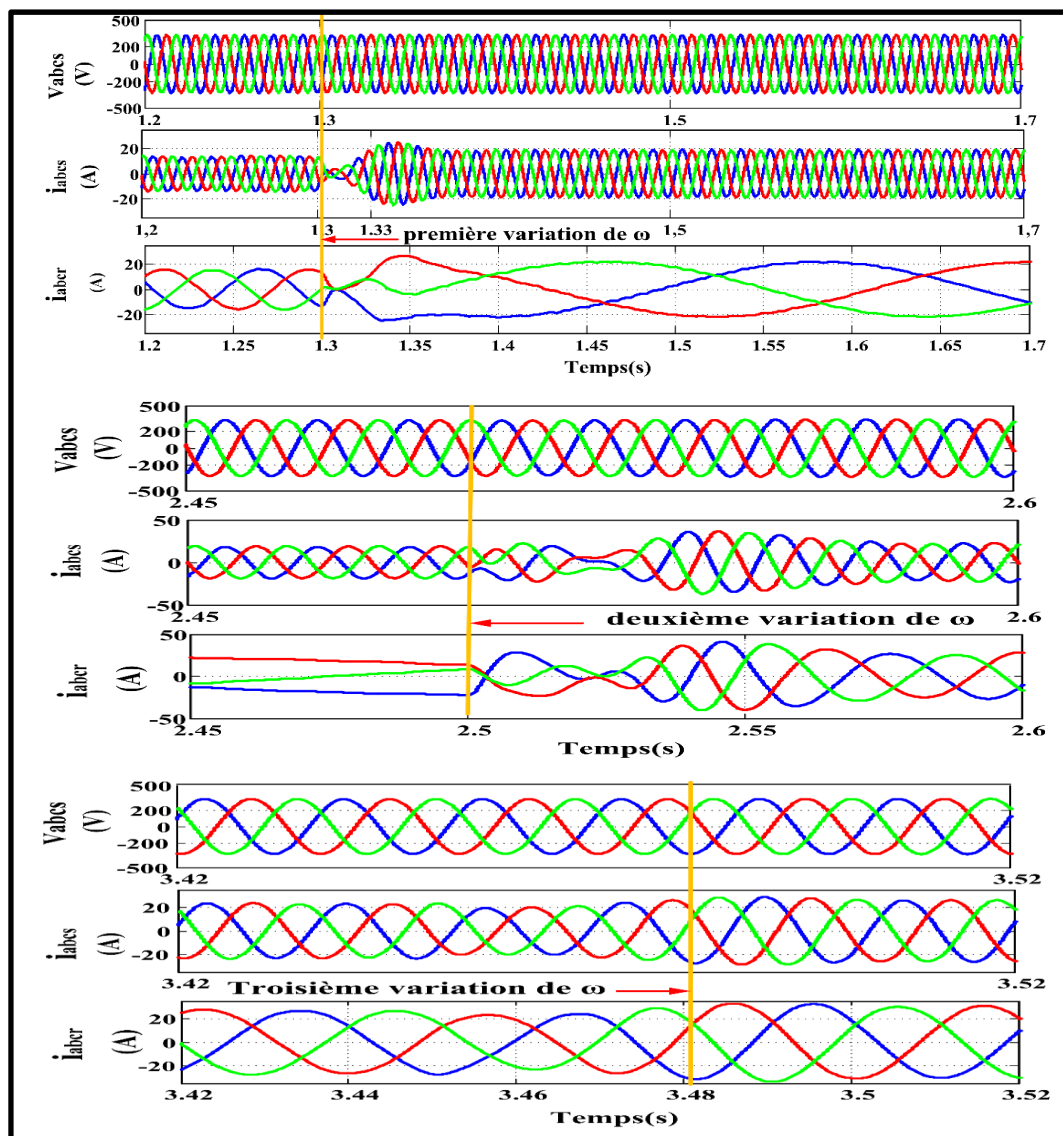


Figure 4.7 Tension et courant de stator et courant du rotor selon les variations de la vitesse

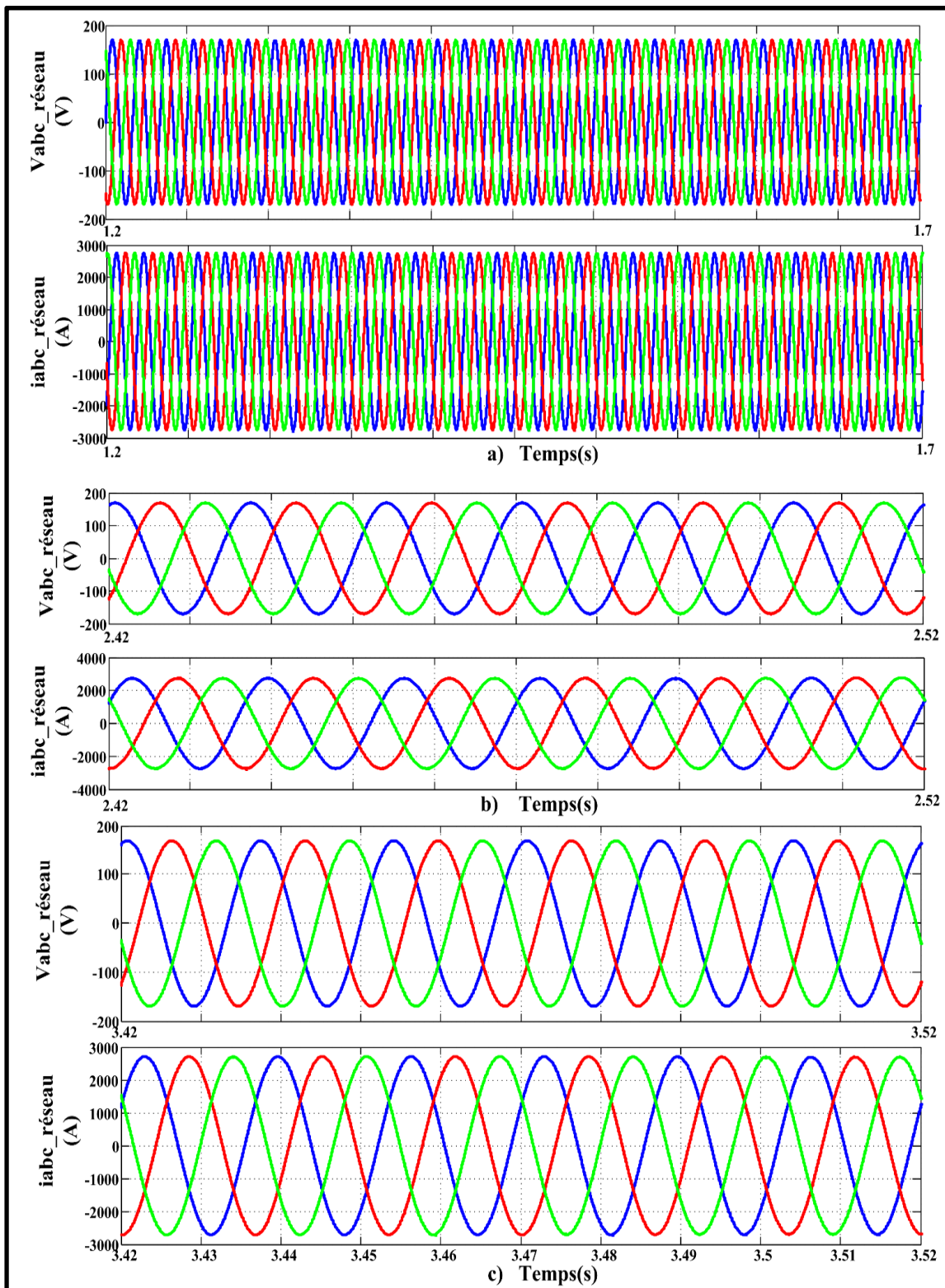


Figure 4.8 Tension et courant de réseau avec un zoom

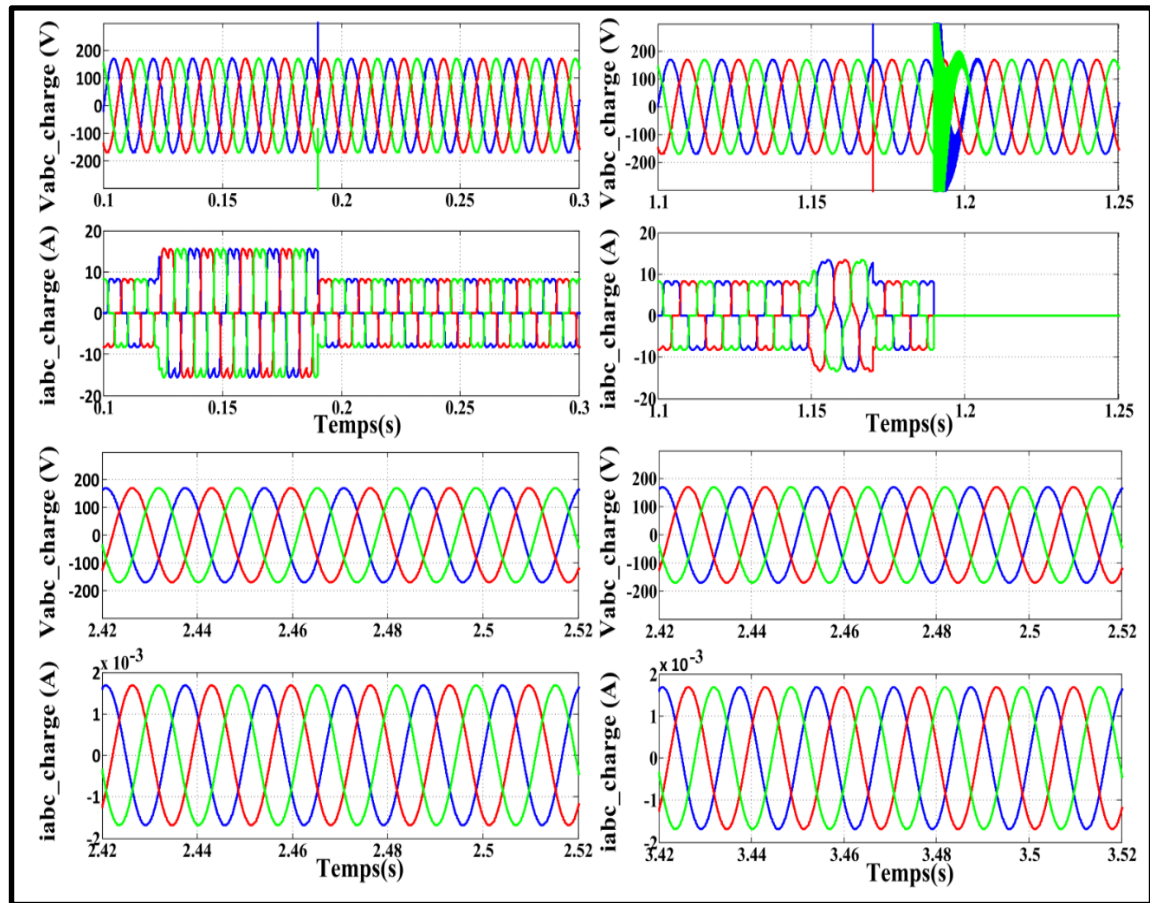


Figure 4.9 Tension et courant des charges

Les résultats de simulation des charges linéaires et non linéaires sont présentés aux Figures 4.7., 4.8 et 4.9. Nous avons choisi les périodes de changement de la vitesse pour représenter les signaux de l'éolienne, de réseau et des charges. On voit clairement que les tensions et courants sont purement sinusoïdaux durant toute la période de simulation, les courants du stator et du rotor gardent les mêmes amplitudes durant la simulation, ce qui implique que la tension est équilibrée et que l'algorithme de commande fonctionne parfaitement.

4.2 Cas de système hybride PV-PMSG connecté au réseau via deux convertisseurs AC/CC et CC/AC

Le système étudié et présenté dans la Figure 4.10, comprend une éolienne PMSG, un système photovoltaïque, des charges linéaires et non linéaires et d'un réseau électrique.

Les PMSG sont les plus utilisés pour les petites, moyennes et grandes éoliennes à vitesse variable pour produire à haut rendement et haute fiabilité, avec un moindre coût de production.

L'éolienne dans cette partie est connectée à une installation photovoltaïque au niveau du bus CC en évitant un système de stockage. L'énergie fournie par le système hybride est consommée par la charge linéaire et non linéaire, le reste est transféré vers le réseau électrique. Nous allons présenter dans cette partie les différents contrôles et les caractéristiques de réponse de chaque sous-système ainsi que le système hybride.

Le schéma de la Figure 4.10 illustre la topologie de système hybride photovoltaïque-éolienne, qui est raccordée au réseau via deux convertisseurs d'électronique de puissance, AC/CC et CC/CC, qui aura pour rôle de commander le générateur afin d'extraire le maximum de puissance. Par la suite, on va étudier les différentes configurations et commandes pour le système total.

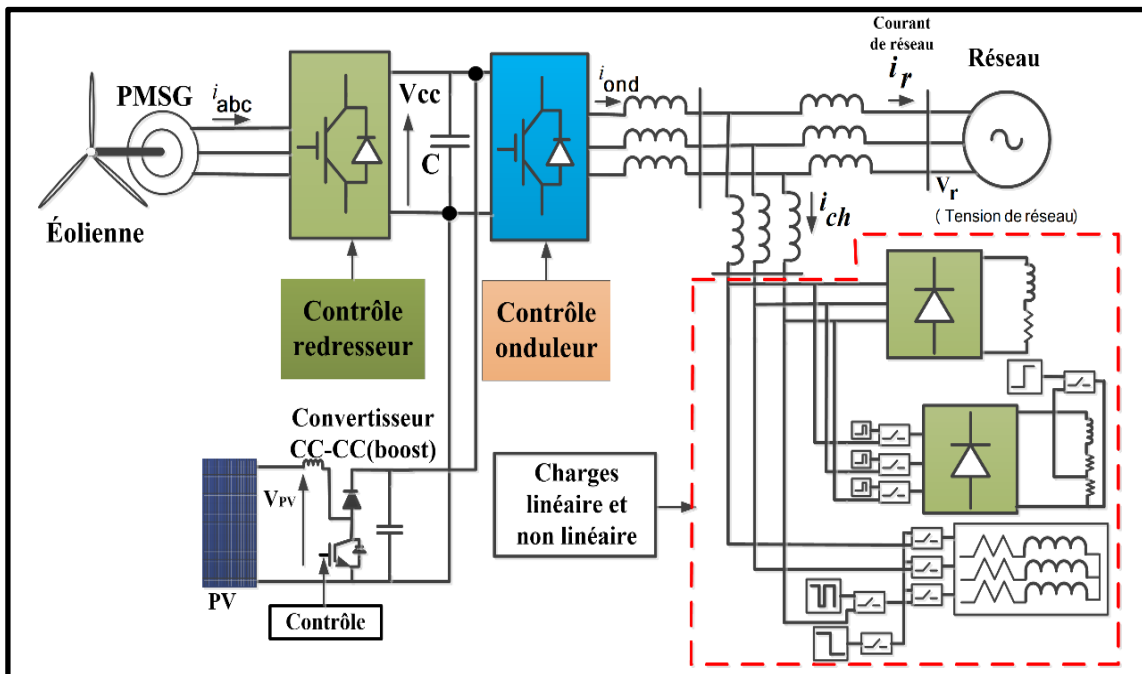


Figure 4.10 Schéma de système hybride (Photovoltaïque-PMSG) connecté au réseau

4.2.1 Topologie de PMSG connectée au réseau via deux convertisseurs AC/CC et CC/AC

Nous utilisons dans cette partie l'éolienne seule à base de générateur à aimant permanent avec la même charge que le système hybride et avec différentes vitesses du vent. Le modèle est donné à la Figure 4.11 avec les paramètres de l'Annexe I, Tableau-A I-2. Le système est validé par simulation en assurant le bon fonctionnement et l'efficacité du contrôle de différentes parties. Les charges linéaires et non linéaires sont soumises à des variations pour vérifier et valider la robustesse du système et l'efficacité des commandes.

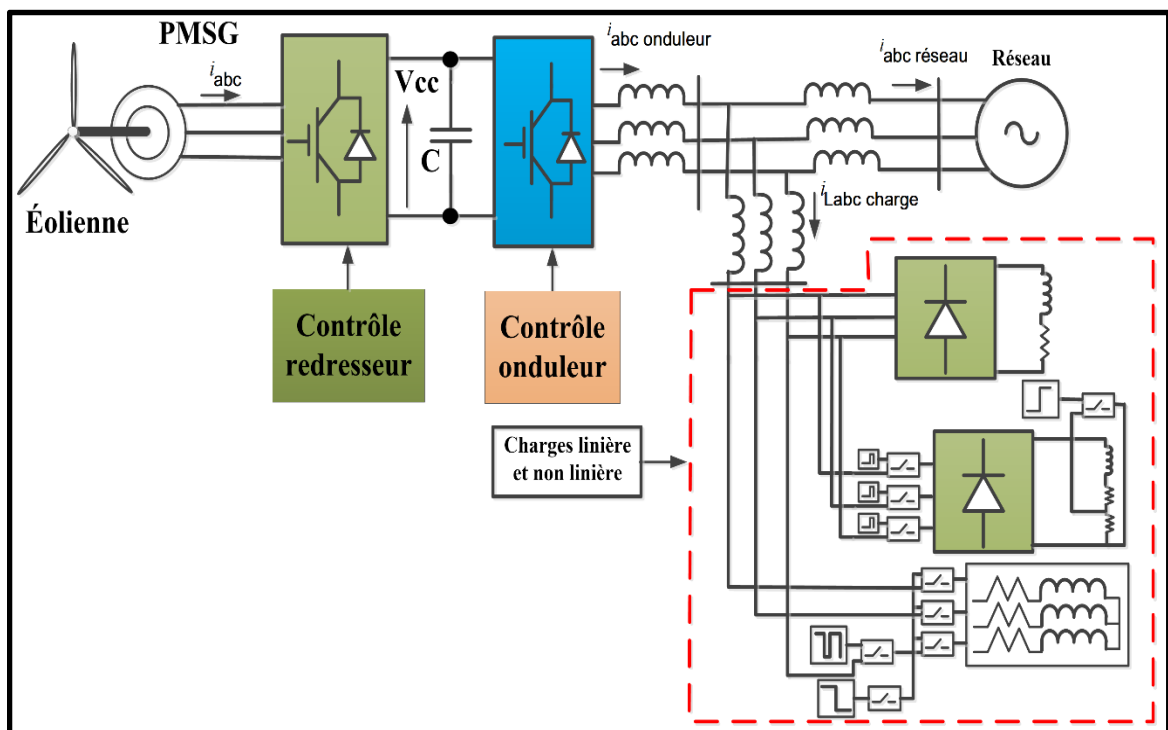


Figure 4.11 Schéma de l'éolienne PMSG connectée au réseau

4.2.1.1 Contrôle de redresseur

Le contrôle vectoriel schématisé dans la Figure 4.12 est basé sur l'utilisation des coordonnées dans la référence (dq0). La relation entre la puissance générée par l'éolienne et la tension

estimée du bus CC, donne naissance à un couple qui peut être facilement traité par la Table Lookup.

La vitesse de rotation estimée ω_{est} obtenue par la table est comparée à la vitesse de la génératrice (ω), l'erreur entre les deux vitesses est appliquée à l'entrée du régulateur PI pour que la vitesse de génératrice suive sa référence. Les courants statoriques de références dans l'axe (dq0) sont transformés au référentiel (abc) en utilisant la transformation de Park. Les courants de référence obtenus (i^*_a , i^*_b , i^*_c) sont comparés aux courants de la sortie du PMSG, l'erreur engendrée passe à travers la modulation par Hystérésis sous forme des pulsations pour commander le redresseur.

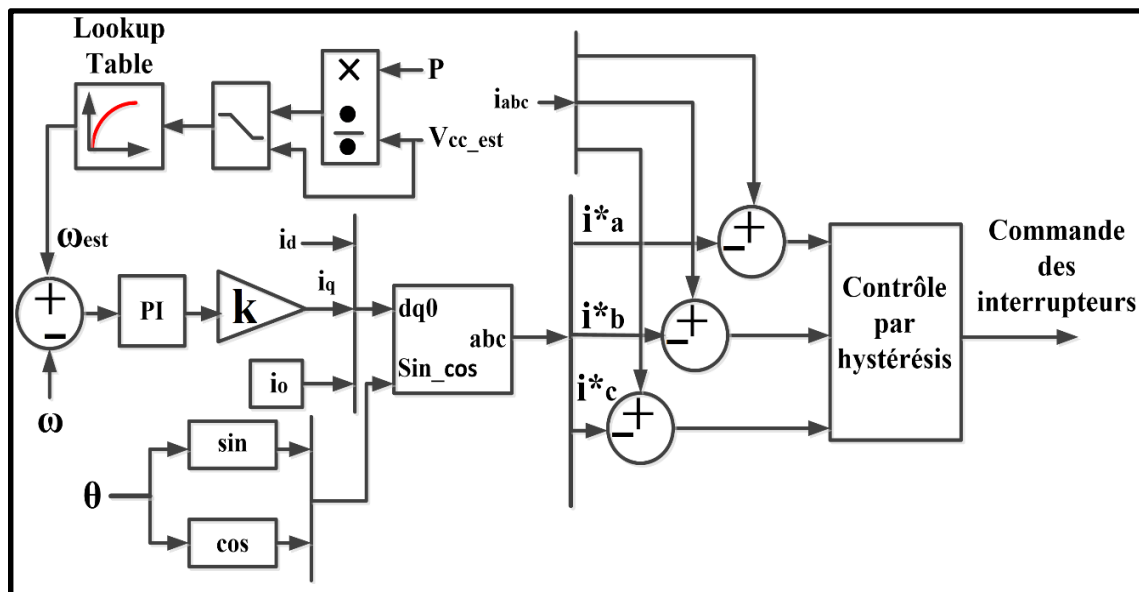


Figure 4.12 Schéma de contrôle du convertisseur côté AC/CC

4.2.1.2 Contrôle de l'onduleur

Dans cette topologie, nous utilisons l'onduleur afin de renvoyer la puissance de l'éolienne au réseau et aux charges, le contrôle a été réalisé à l'aide d'une commande non linéaire dans le plan dq et afin de tester le modèle, des charges linéaires et non linéaires ont été branchées au réseau. L'onduleur de tension peut jouer un rôle de filtre actif, et pour compenser les

harmoniques le filtre doit injecter des courants dans le réseau égal et en opposition aux courants harmoniques qui sont générés par la charge. Et par conséquent, le courant de la source devient sinusoïdal.

Pour contrôler l'onduleur, on va utiliser la commande de courant indirect qui est très avantageux, et qui ne nécessite pas la détection des composants harmoniques. Mais trois capteurs pour la détection de la tension du réseau, trois autres pour le courant de ligne d'alimentation et nous avons estimé la tension de condensateur V_{cc} par le filtre de Kalman.

La commande indirecte est une structure simple, facile et donne une meilleure performance de compenser les harmoniques (Anzari, Chandran et al. 2013).

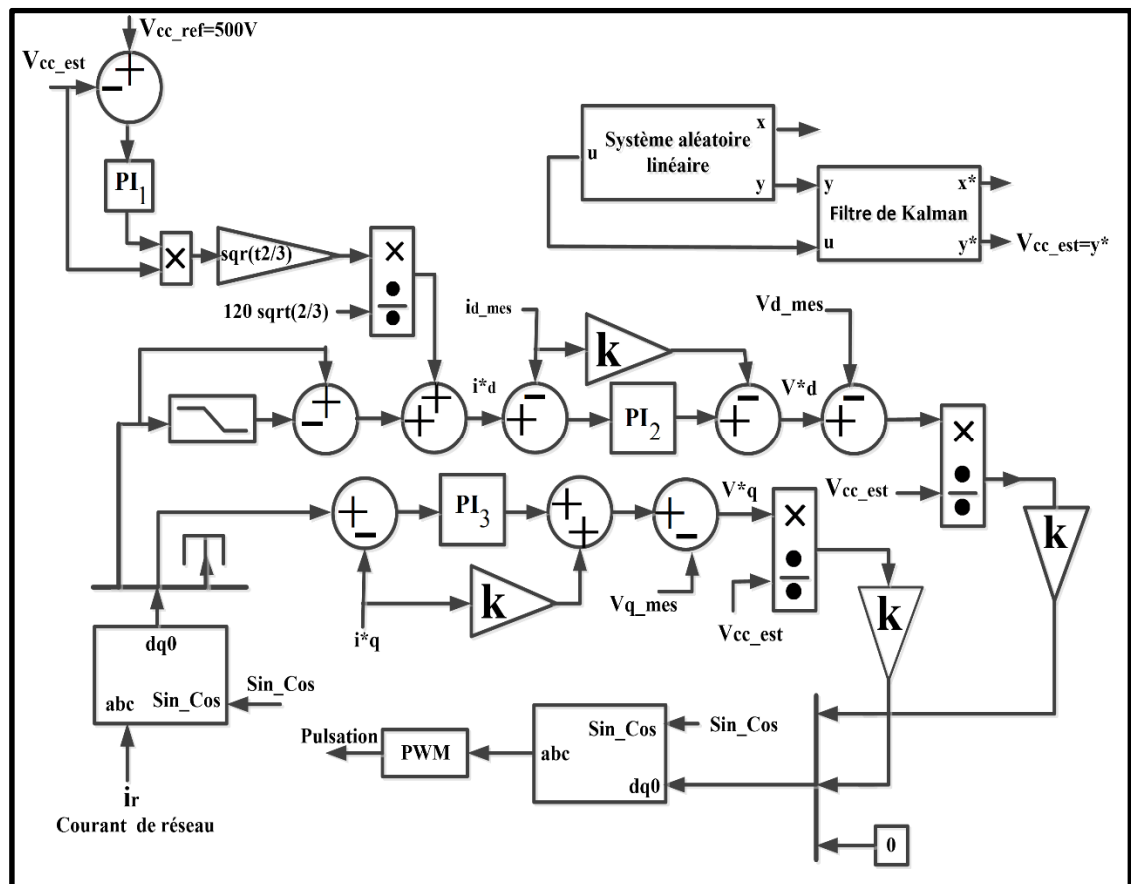


Figure 4.13 Schéma de contrôle du convertisseur CC/AC (Onduleur)

Comme montre la Figure 4.13 la commande de l'onduleur utilisant un régulateur (PI_1) pour corriger l'erreur de la tension du bus estimé (V_{CC_est}) et de la tension de référence (V_{CC_ref}). La sortie du régulateur devient une estimation du courant maximum du courant de source. Les tensions de référence de la source (V^*_d , V^*_q) sont comparées aux tensions (V_{d_mes} , V_{q_mes}) ensuite, ils sont divisés par la tension estimée du bus continu, puis à travers une technique de modulation par PWM, le système génère des signaux de commande de l'onduleur.

4.2.1.3 Résultats de simulation de PMSG

On remarque dans la Figure 4.14 que la vitesse de rotation estimée de la PMSG (vitesse de rotor) suit la variation de la vitesse du vent.

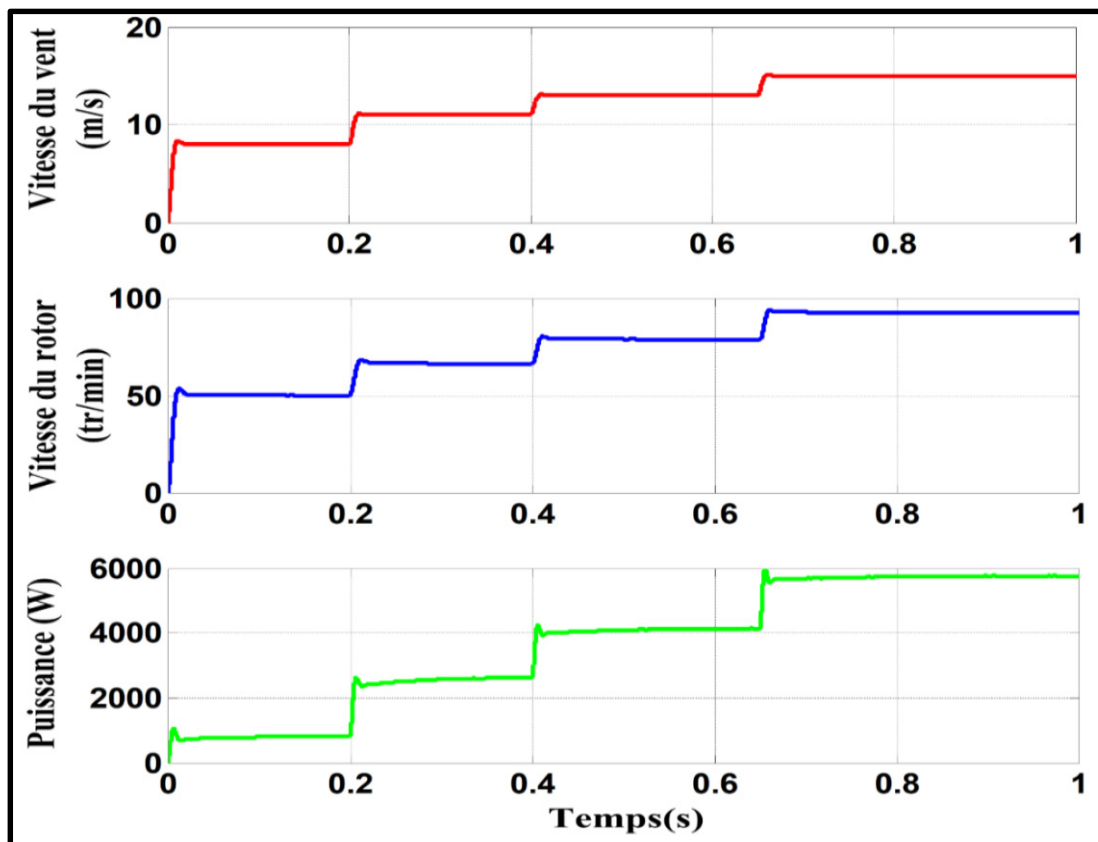


Figure 4.14 Variations de la vitesse du vent et de l'éolienne avec la puissance

Les résultats de simulation de la PMSG sont illustrés dans la Figure 4.15, et représentés respectivement selon les formes d'ondes des tensions (V_{abc}) et courants (i_{abc}) du réseau, courants de la charge (i_{Labc_charge}), courant de l'onduleur et enfin la tension de bus (V_{cc}) entre les deux convertisseurs.

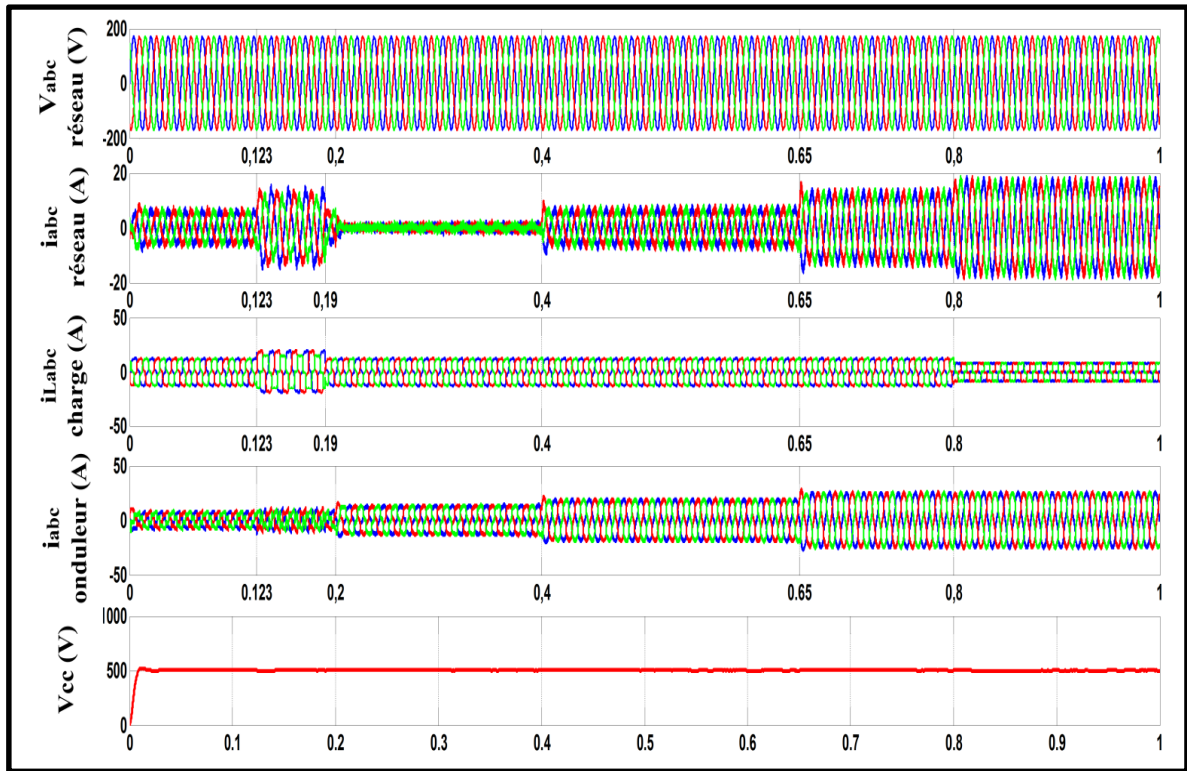


Figure 4.15 Résultats de la simulation du PMSG avec des charges linéaires et non linéaires

Figure 4.15 montre que la tension du bus CC est bien régulée à sa valeur de référence du convertisseur. On remarque que la tension de bus CC estimée suit la valeur de 500V correspondante à la tension de référence dans toute la période de simulation.

Pour une vitesse de la génératrice de 40 rad/s, de $t=0.1s$ à $t=0.2s$, on remarque que le courant du réseau a diminué et en phase avec la tension du réseau. De $t=0.2s$ à $t=0.3s$, la vitesse est augmentée à 60 rad/s, l'éolienne alimente la charge toute seule et le surplus de puissance est envoyé au réseau électrique. Dans cette partie, le courant et la tension sont en opposition de

phase. Dans la dernière partie de $t=0.3s$ à $t=0.5s$, l'éolienne continue à alimenter la charge et envoyer le surplus de courant au réseau électrique.

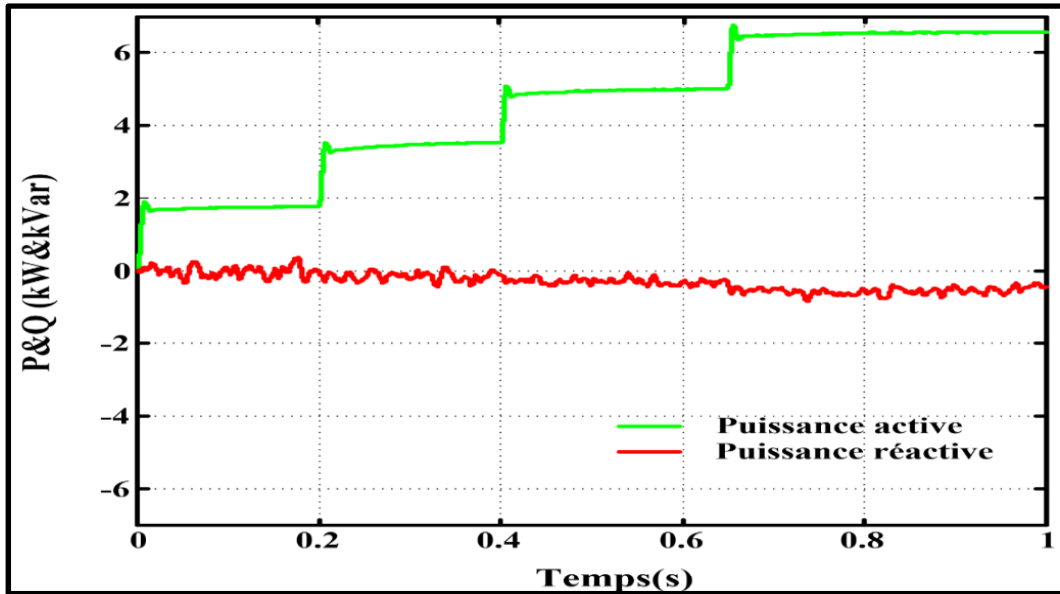


Figure 4.16 Puissances active et réactive de l'éolienne

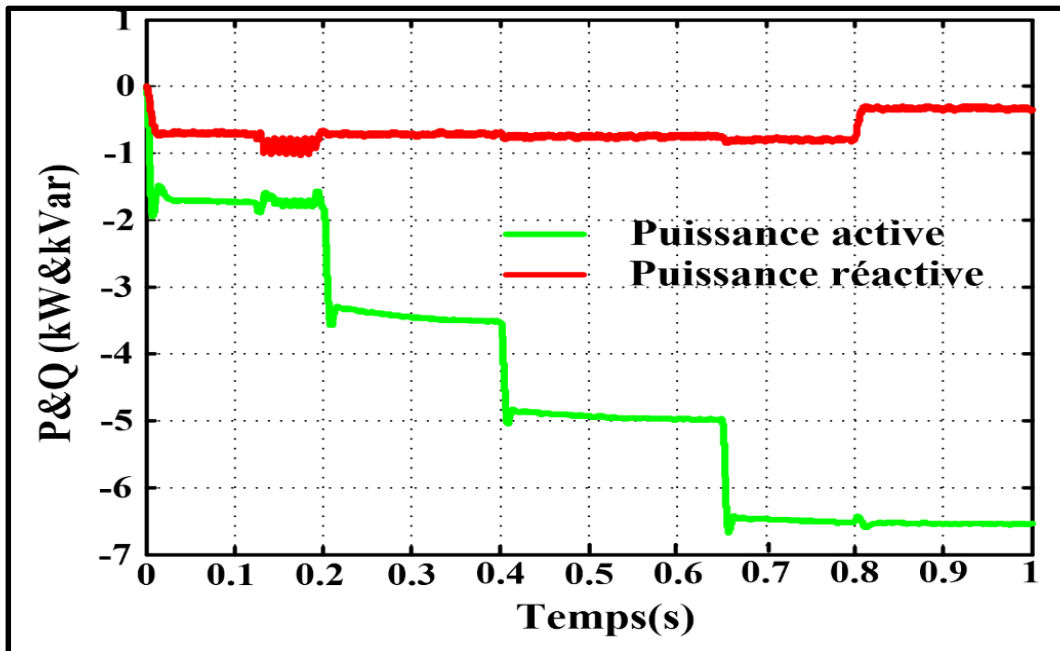


Figure 4.17 Puissances active et réactive côté onduleur

Les Figures 4. 16 et 4.17 montrent la puissance active et réactive de l'éolienne PMSG et au côté onduleur respectivement et on remarque bien que la puissance fournie par l'éolienne est transférée vers le réseau et la charge avec une perte presque égale à zéro, ainsi que la puissance varie selon la variation de la vitesse et de la charge.

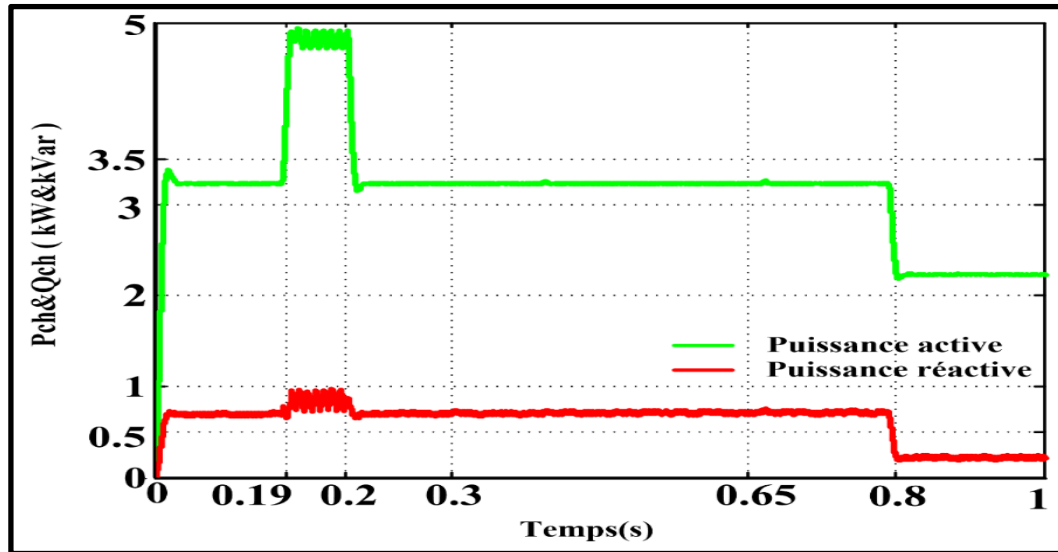


Figure 4.18 Puissances active et réactive de la charge

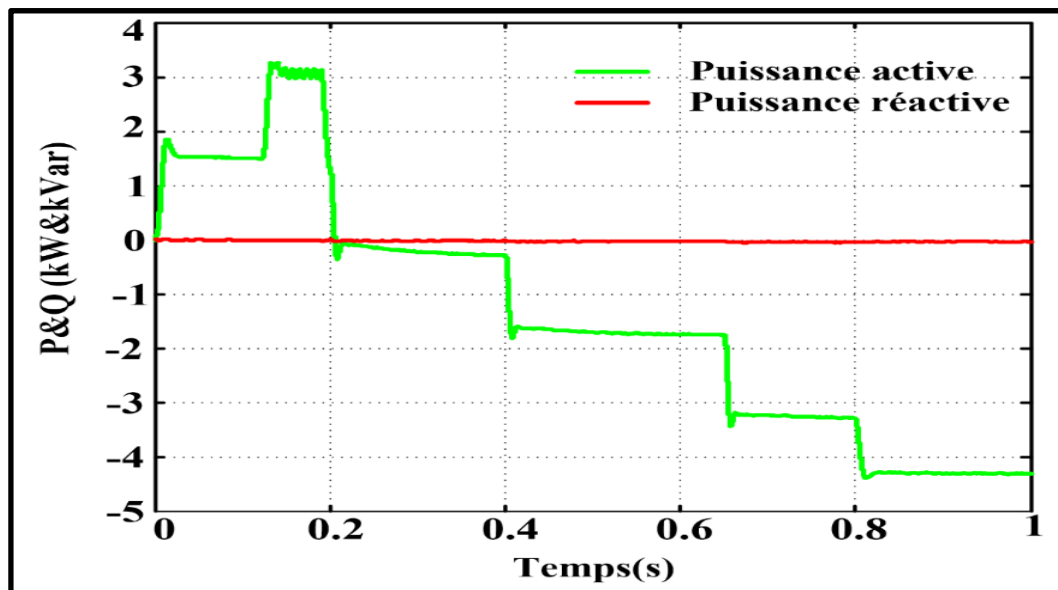


Figure 4.19 Puissances active et réactive du réseau

Les Figures 4.18 et 4.19 montrent bien l'interaction entre la puissance au niveau de réseau et la puissance de la charge. Entre 0s et 0.2s, l'éolienne fournit une puissance inférieure à celle demandée par la charge ce qui oblige le réseau d'intervenir et fournit la déférence et accomplir le manque. À partir de 0.2s, l'éolienne fournit plus de la puissance vers la charge et le reste est transféré vers le réseau électrique comme est montré dans la Figure 4.19.

4.2.2 Cas de système hybride PV-PMSG connecté au réseau

Le système hybride est constitué d'un générateur photovoltaïque (PV) connecté sur le bus CC à une éolienne PMSG, l'ensemble est connecté au réseau AC et des charges via un onduleur.

Le contrôle du convertisseur côté PMSG, est basé sur la commande vectorielle implantée dans la Figure 4.12. Pour contrôler l'onduleur, on va utiliser la commande de courant indirect qui est simple et très avantageux. L'élimination des capteurs pour la détection de la tension continue pour l'ensemble du système par estimation de la tension V_{PV} de photovoltaïque et de la tension continue de condensateur V_{cc} du système hybride par le filtre de Kalman.

4.2.2.1 Photovoltaïque connecté au réseau CC

Le panneau solaire photovoltaïque de 3520 watts produit un courant moyen de 32 ampères et une tension continue de 110 volts est connectée au bus CC. L'algorithme de filtre de Kalman est utilisé pour estimer la tension générée par photovoltaïque. La sortie de filtre de Kalman (V_{pvest}) obtenue est utilisée en contrôlant le boost CC-CC.

4.2.2.2 Simulation de système hybride (PV-PMSG)

La simulation sur MATLAB résulte que les différentes courbes sont montrées pour analyser les performances du système hybride PV- PMSG dans les conditions de la vitesse du vent et

de l'irradiance. Les Figures 4.20 et 4.21 montrent la simulation de système hybride connecté au réseau selon la Figure 4.10. On remarque que le courant du réseau est sinusoïdal et varie selon la variation de la vitesse de la génératrice et la variation de l'irradiance. La tension du réseau AC reste constante et sinusoïdale le long de simulation même dans la période de variation de la charge, la tension continue est bien régulée et suit sa valeur de référence de 500V dans toute la période de simulation ce qui montre l'efficacité et la robustesse des commandes appliquées sur chaque élément du système.

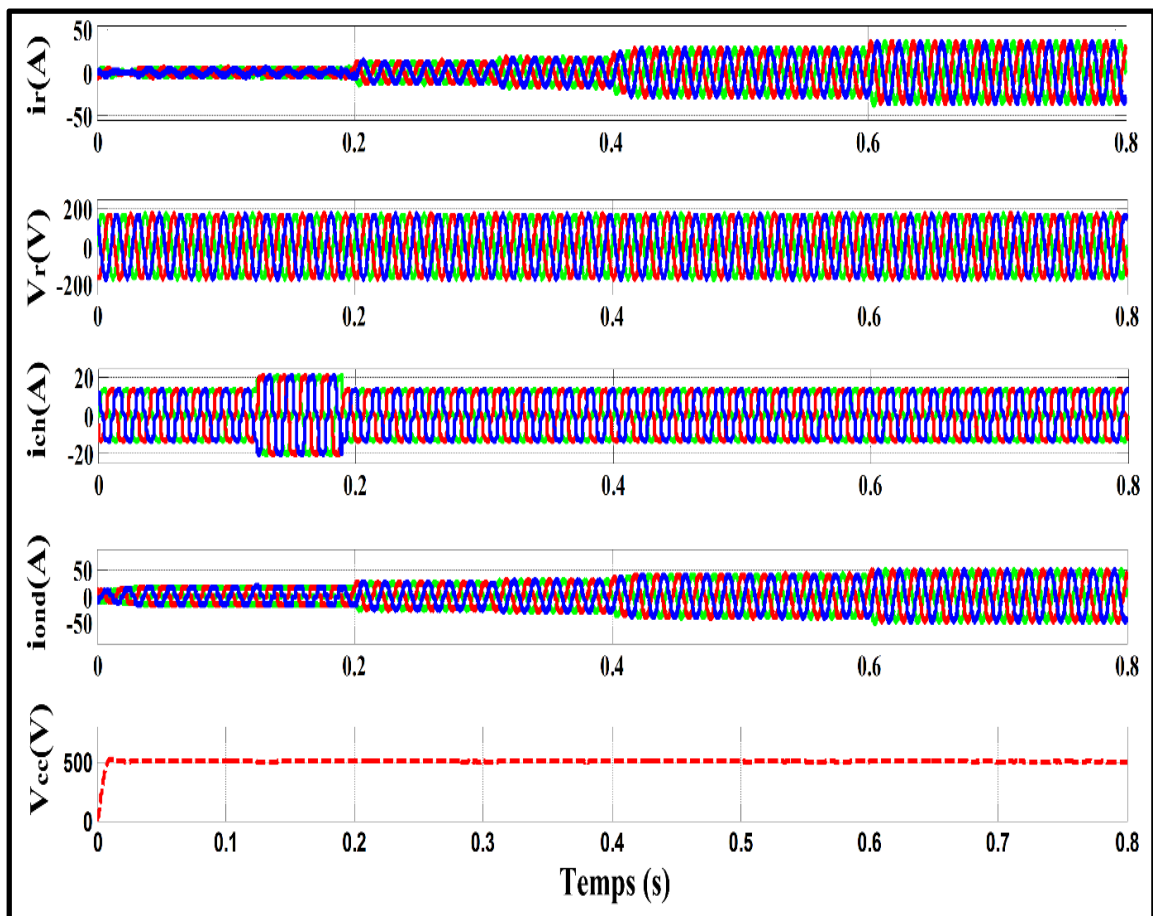


Figure 4.20 Formes d'ondes de PV-PMSG connecté au réseau et des charges

La tension de bus continu estimée V_{cc_est} est comparée à une tension de référence V_{cc_ref} pour le système hybride. La simulation de la Figure 4.22 montre que la tension estimée par le filtre de Kalman du bus CC est bien régulée à sa valeur de référence du convertisseur de 500V.

Le filtre de Kalman est utilisé pour estimer la tension de panneau photovoltaïque (V_{PVest}), la Figure 4.23 montre bien la différence entre la tension mesurée en utilisant le contrôleur PI (V_{PVmes}), et la tension estimée (V_{PVest}) en utilisant le filtre de Kalman, et que la méthode de Kalman donne des meilleurs résultats.

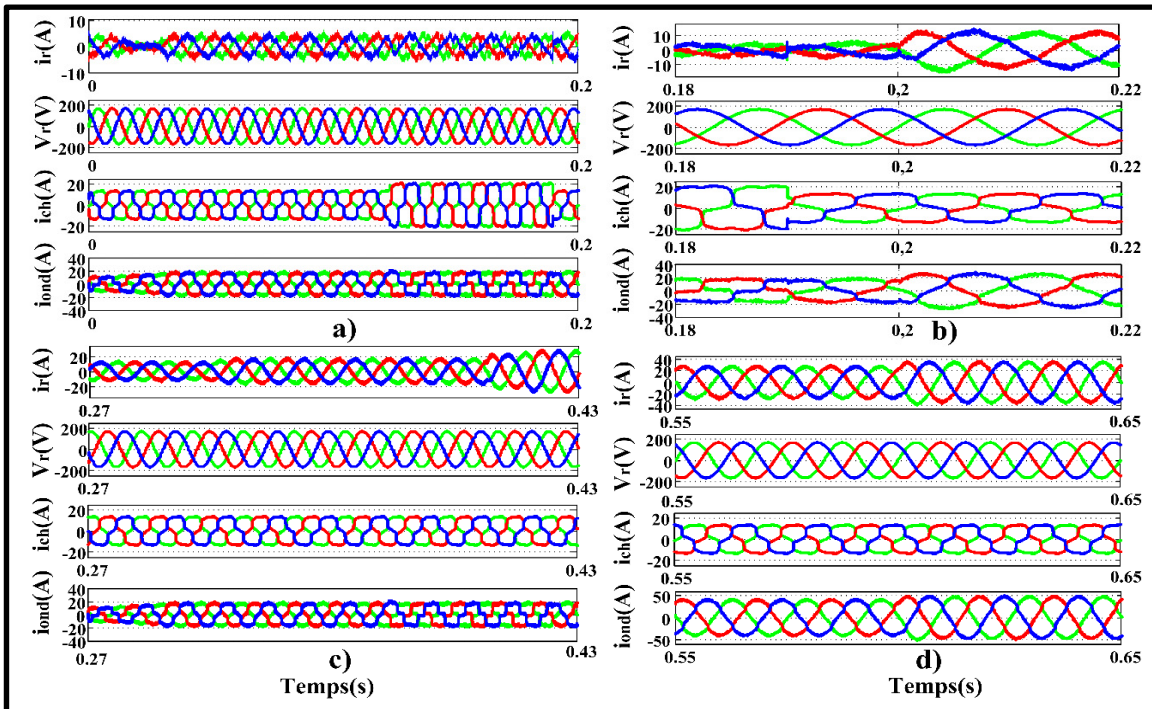


Figure 4.21 Formes d'ondes (Zoom) de PV-PMSG connecté au réseau et des charges

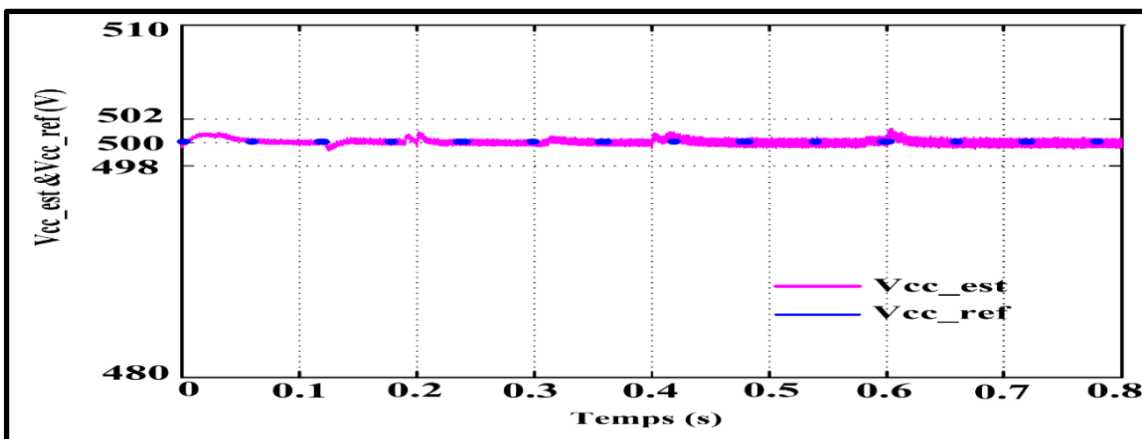


Figure 4.22 Tension estimée (V_{cc_est}) et tension de référence (V_{cc_ref}) côté onduleur

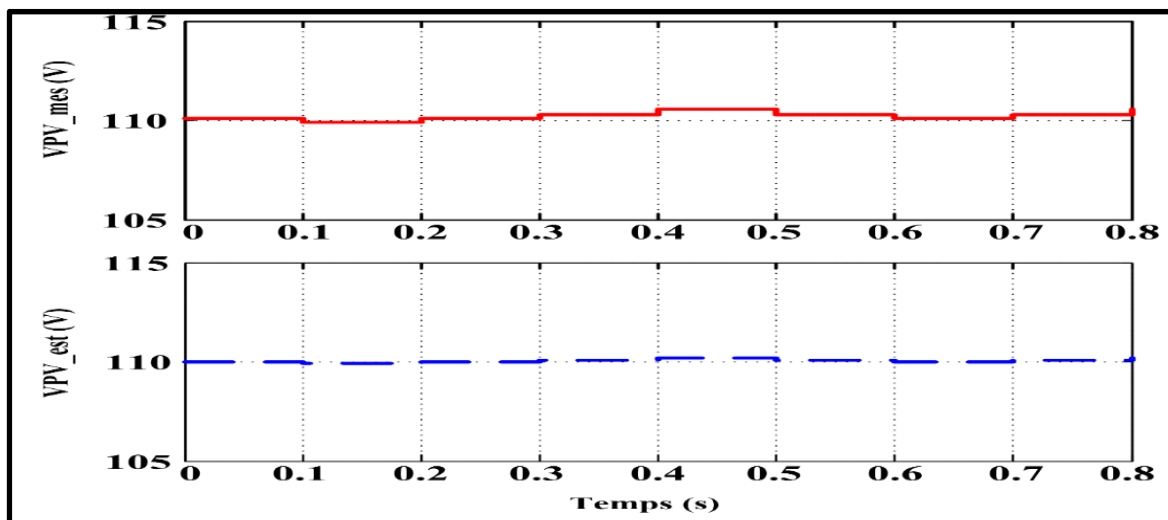


Figure 4.23 Tension estimée (V_{PV_est}) et mesurée (V_{PV_mes}) de système photovoltaïque

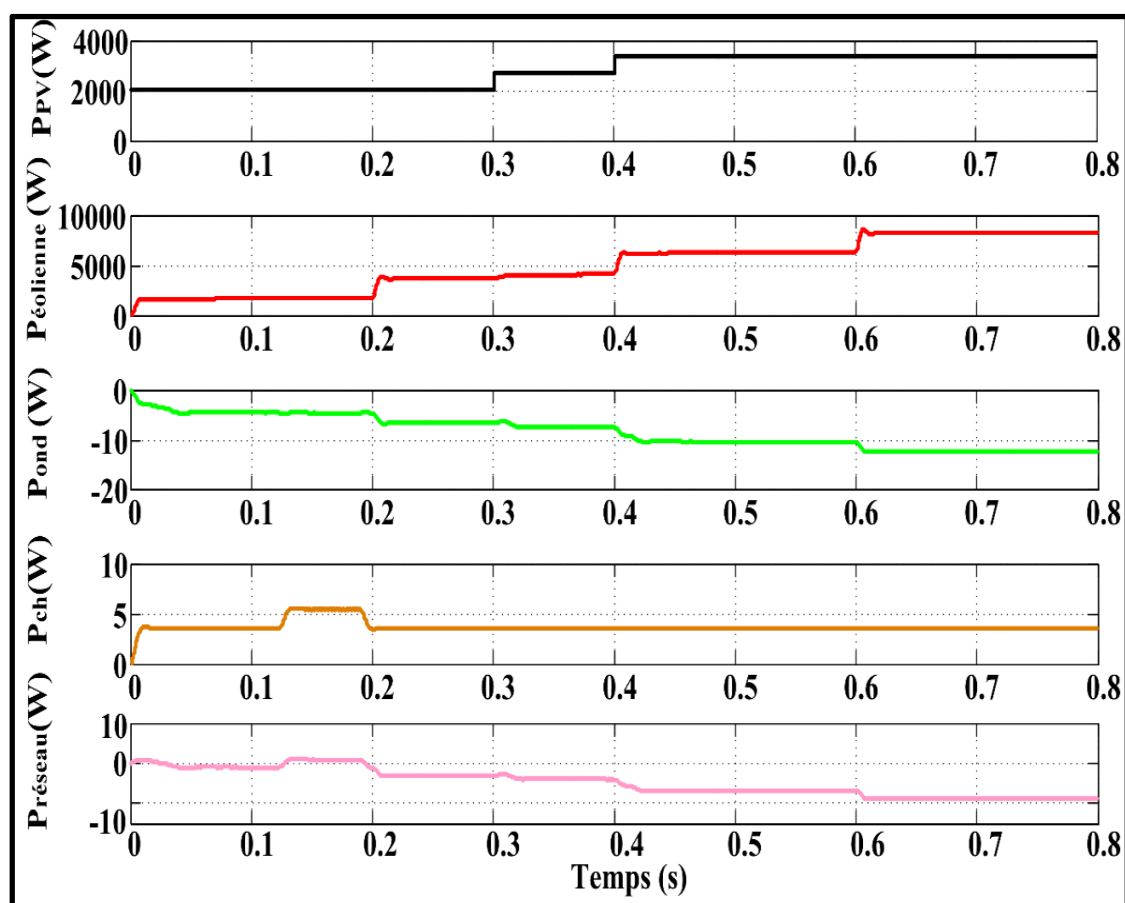


Figure 4.24 Différentes puissances de système hybride PV-PMSG

Les résultats de la simulation de différentes puissances de système hybride alimentant des charges et un réseau alternatif montrent l'écoulement des puissances et l'intérêt d'introduire des commandes robustes et intelligentes. Cet intérêt se manifeste par les contributions suivantes : la réduction des capteurs du générateur photovoltaïques et de la génératrice éolienne, réduisant ainsi le coût total du système et en augmentant le rendement (Figure 4.24 montre bien qu'on a des pertes presque négligeables) avec une meilleure qualité d'énergie électrique présentée par la Figure 4.25.

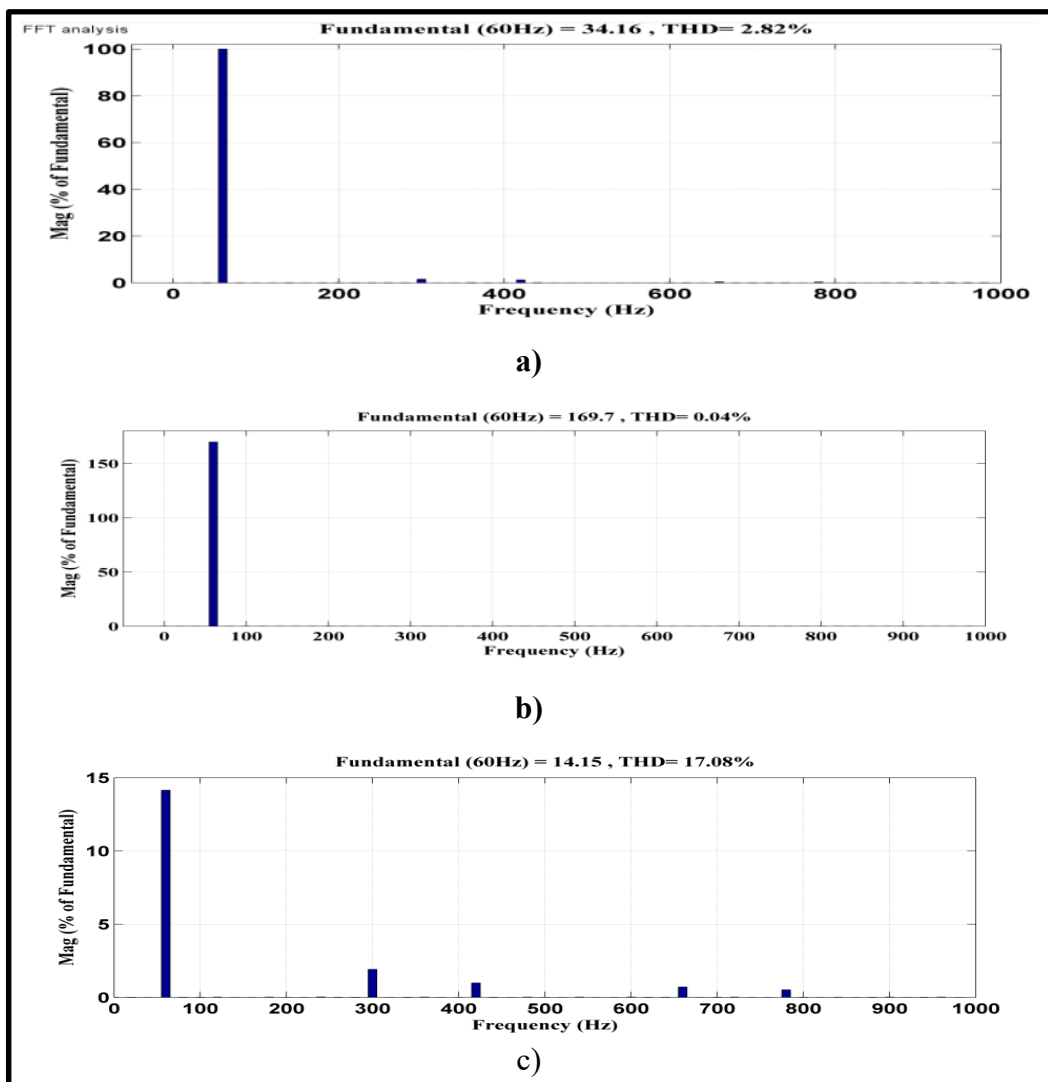


Figure 4.25 Spectres harmoniques de phase a : a) du courant de réseau, b) de la tension de réseau et c) courant de la charge

Les spectres harmoniques par phase (a) (courant de réseau, tension de réseau en PCC et courant de la charge) sont représentés sur les Figures 4.25 (a) -(b) et (c). Le THD du courant du réseau est faible et égal à 2,82% et le THD de la tension est aussi très faible (0,04%), ce qui montre que le système répond largement aux exigences des normes IEEE519.

4.2.3 Cas de micro-réseau (micro-grid)

Les systèmes d'alimentation micro-réseau intègrent généralement des sources d'énergie renouvelable avec des générateurs à base de combustibles fossiles pour fournir une alimentation électrique.

Ils sont généralement utilisés pour alimenter des réseaux de distribution et des charges dans les zones éloignées. Le système micro-réseau intelligent offre une meilleure performance, la flexibilité de la planification et des avantages environnementaux par rapport au système classique. Les systèmes des micros réseau intelligents donnent aussi la possibilité d'étendre la capacité de production afin de faire face à la demande croissante à l'avenir. Les régions éloignées constituent un grand défi pour les compagnies d'électricité. Les systèmes d'alimentation intelligents fournissent une excellente solution à ce problème en utilisant les sources naturelles disponibles dans la région comme le vent, l'énergie solaire ou de combiner plusieurs sources d'énergie.

4.2.3.1 Topologie proposée

Le schéma de principe de système micro réseau intelligent est donné à la figure suivante.

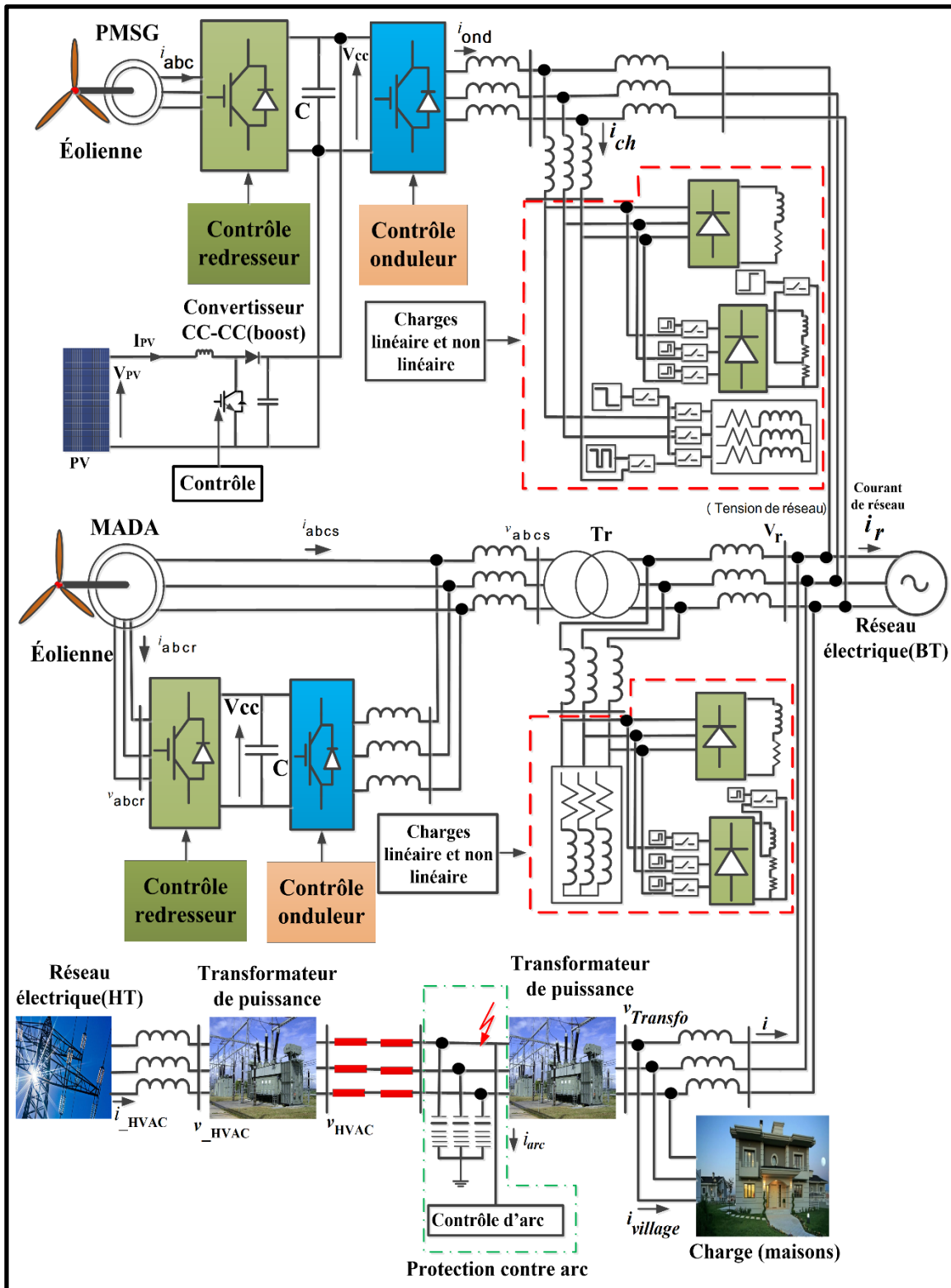


Figure 4.26 Schéma principe de micro-réseau intelligent

4.2.3.2 Simulation de micro-réseau

La performance de la stratégie de contrôle de micro-réseau intelligent pour améliorer l'écoulement de puissance entre différentes sources et récepteurs est démontrée pour la régulation de la tension, de courant ainsi que pour la réduction harmonique. Le micro-réseau est simulé pour tester l'écoulement d'énergie entre le système solaire photovoltaïque, le générateur à aimant permanent, l'éolienne MADA, le réseau de haute tension, les différentes charges et le réseau de basse tension. Les résultats des différentes étapes de la simulation sont discutés ci-après.

Les résultats de la simulation du réseau haute tension de 64Kv (Annexe I, Tableau-A I-12) qui alimente une charge et connecté au réseau de 208V au PCC avec un système de contrôle d'un défaut de l'arc sont présentés ci-dessous.

La Figure 4.27a et 4.27b présentent la tension et son zoom côté transformateur de 22kV dans la période où l'arc touche la ligne de la transmission, les signaux sont purement sinusoïdaux. Cependant, on voit clairement dans les Figures 4.28 et 4.29 le courant de l'arc qui atteint 20A et une légère variation de la résistance de l'arc.

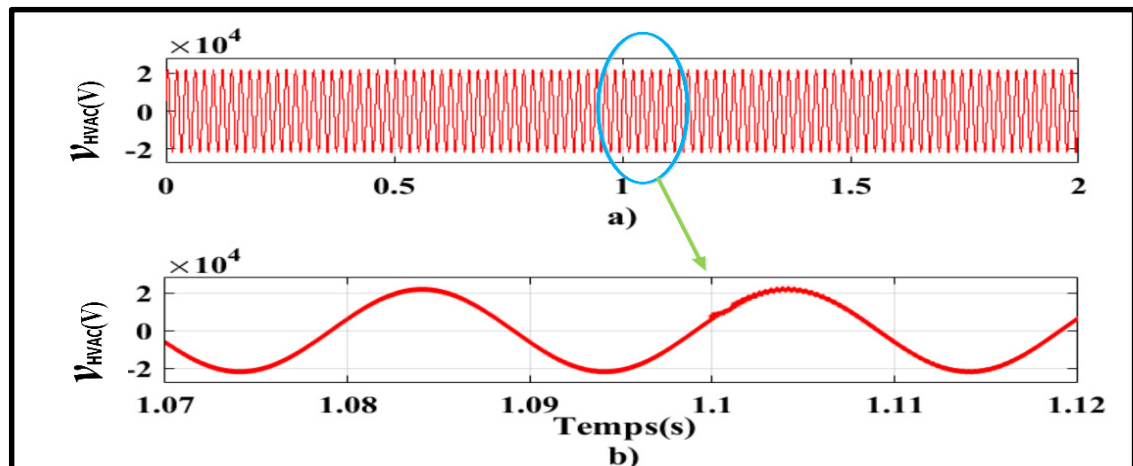


Figure 4.27 Effet de défaut sur la ligne HT : a) Tension de réseau HT et b) Zoom de la tension

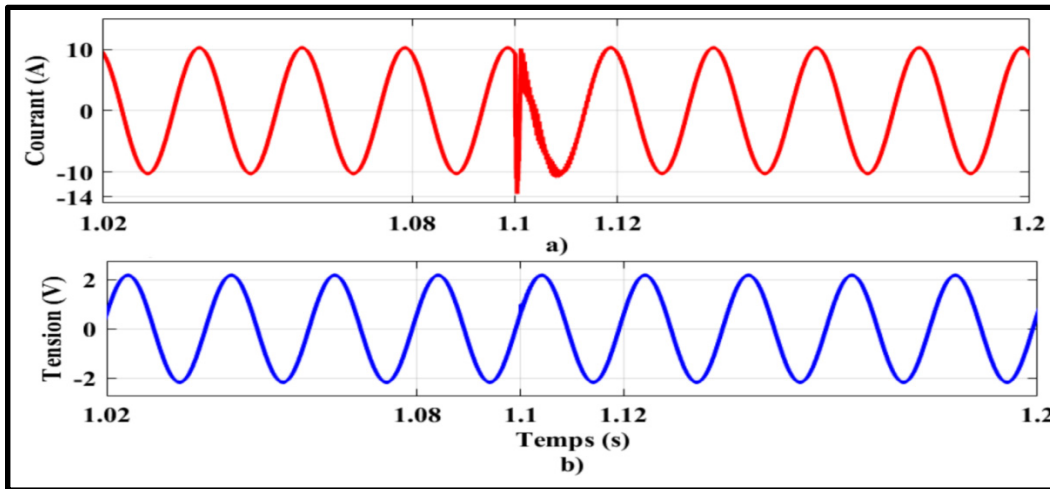


Figure 4.28 Résultat de simulation de la tension et courant de circuit Fournace

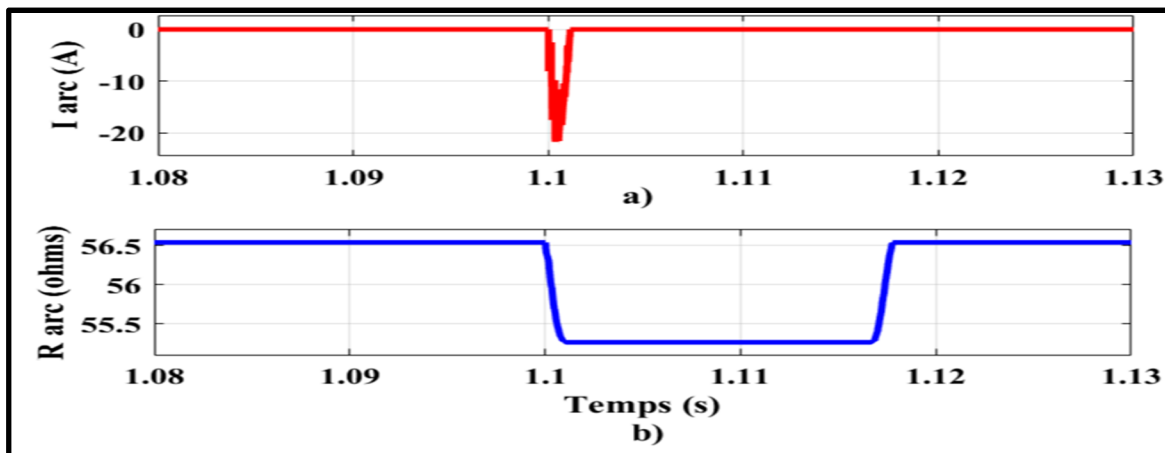


Figure 4.29 Résultats de simulation (zoom) du courant et la résistance de l'arc Fournace

Ensuite, une estimation de courant photovoltaïque illustrée dans la Figure 4.30 suit parfaitement la référence, cette variation est due au changement de l'irradiation ce qui démontre que l'algorithme utilisé dans notre système est efficace.

Après la simulation nous obtenons la courbe de la vitesse et de la puissance générée par le générateur éolien, le paramètre d'entrée est la vitesse du vent. Nous avons choisi la variation du vent [8 12 13 15] m / s à des moments [0 0.2 0.4 0.6] présentés dans la Figure 4.31. Selon la même figure, nous notons que la puissance fournie par l'éolienne suit la variation du vent.

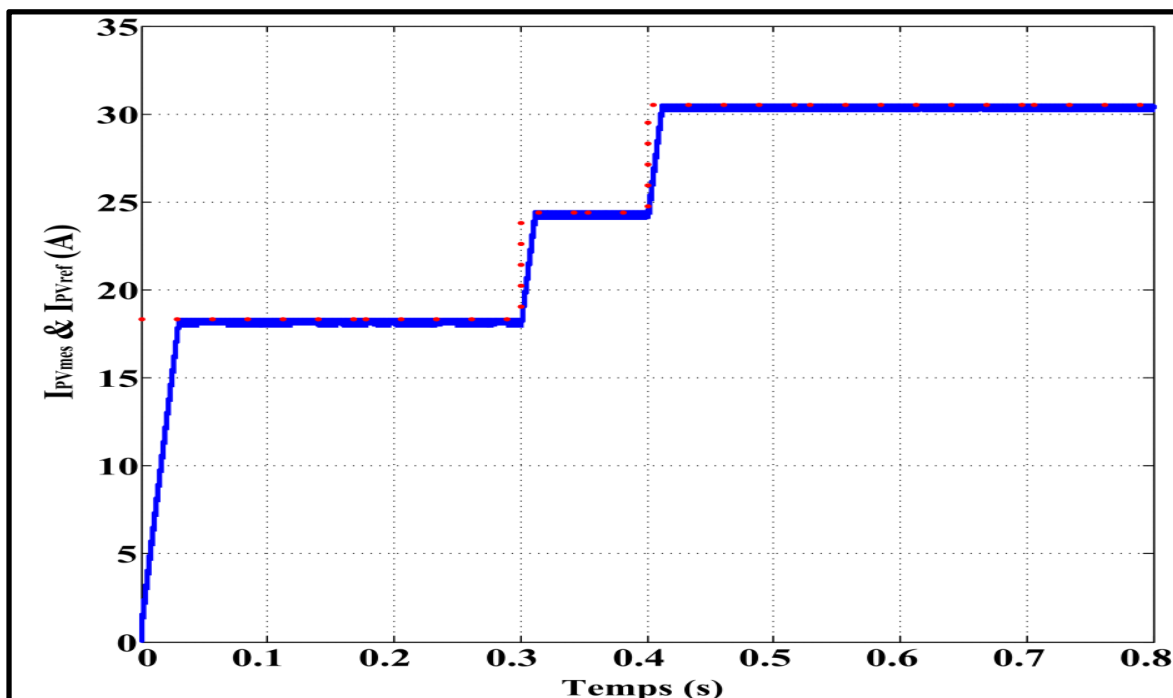


Figure 4.30 Caractéristique du courant photovoltaïque dans le micro-réseau intelligent

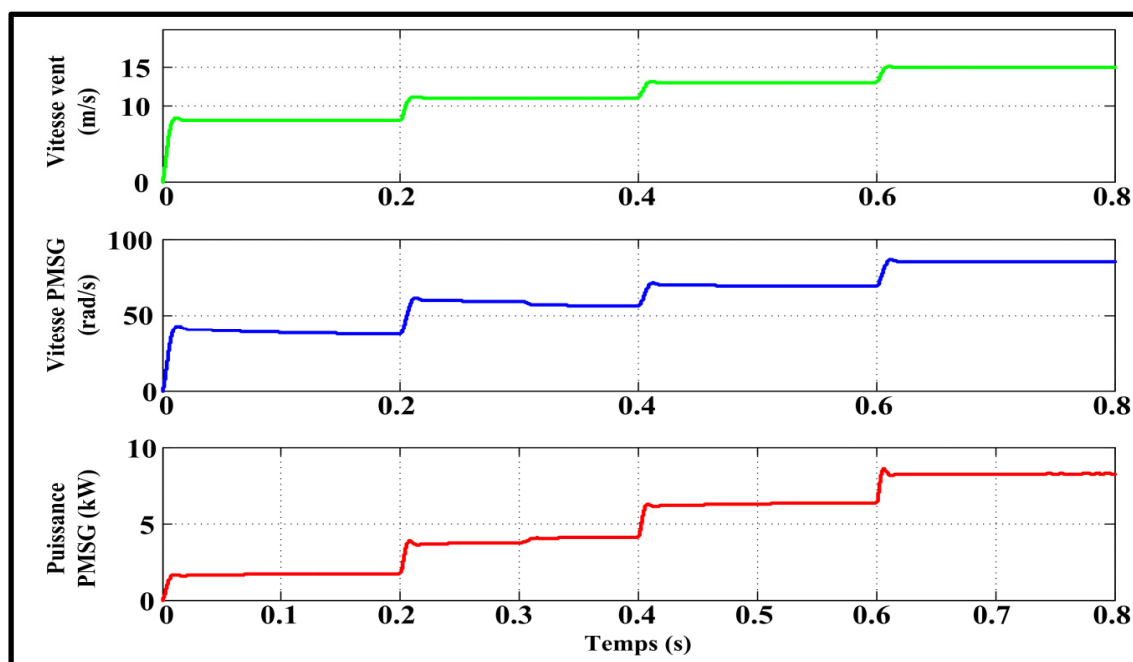


Figure 4.31 Résultats de simulation de l'éolienne PMSG dans le micro-réseau intelligent

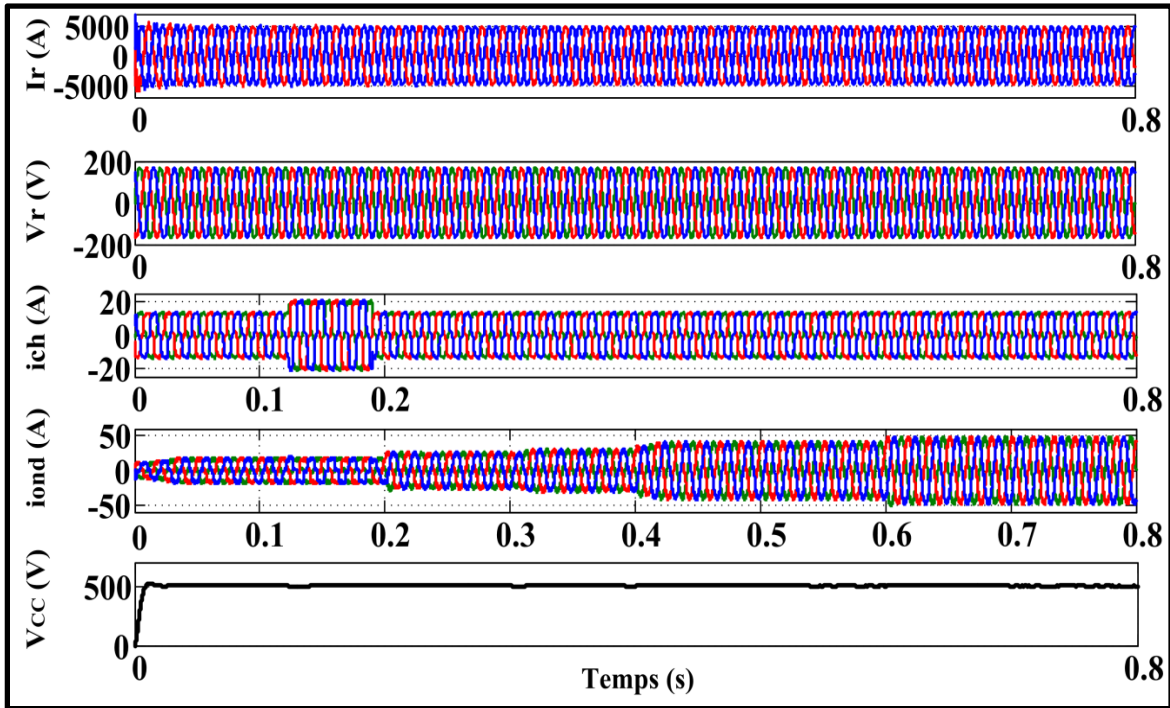


Figure 4.32 Résultats de simulation de tension et courant de la charge, de réseau et de bus CC

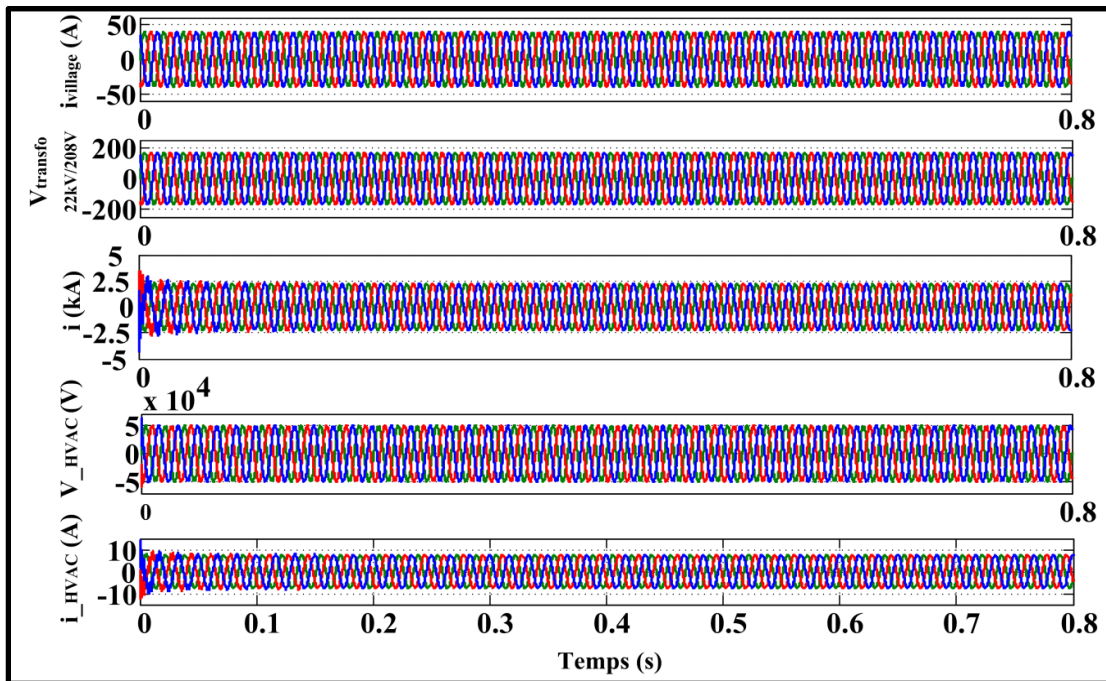


Figure 4.33 Tensions et courants de micro-réseau intelligent

L'objectif de simuler les tensions et courants de différente source et charge de micro réseau CC et AC, est de démontrer la stabilité, la performance et le bon fonctionnement des stratégies proposées au système.

Les différents signaux de courant et tension de micro-réseau implanté dans l'environnement MATLAB/Simulink sont présentés sur les Figures 4.32 et 4.33. Ces figures montrent bien que les courants et tensions sont sinusoïdaux, stables et bien régulés.

Dans cette partie, nous avons étudié et simulé un générateur PV, deux éoliennes PMSG et MADA et le réseau haute tension à courant alternatif connectés au réseau triphasé à basse tension et de différentes charges. La Figure 4.34 présente l'écoulement de puissance où l'énergie renouvelable produite n'est pas capable d'alimenter la charge dans un moment et l'énergie manquante est extraite du réseau.

Cette étude nous a permis de tirer une conclusion sur l'utilité de l'utilisation d'un micro-réseau à la place d'une seule source d'énergie.

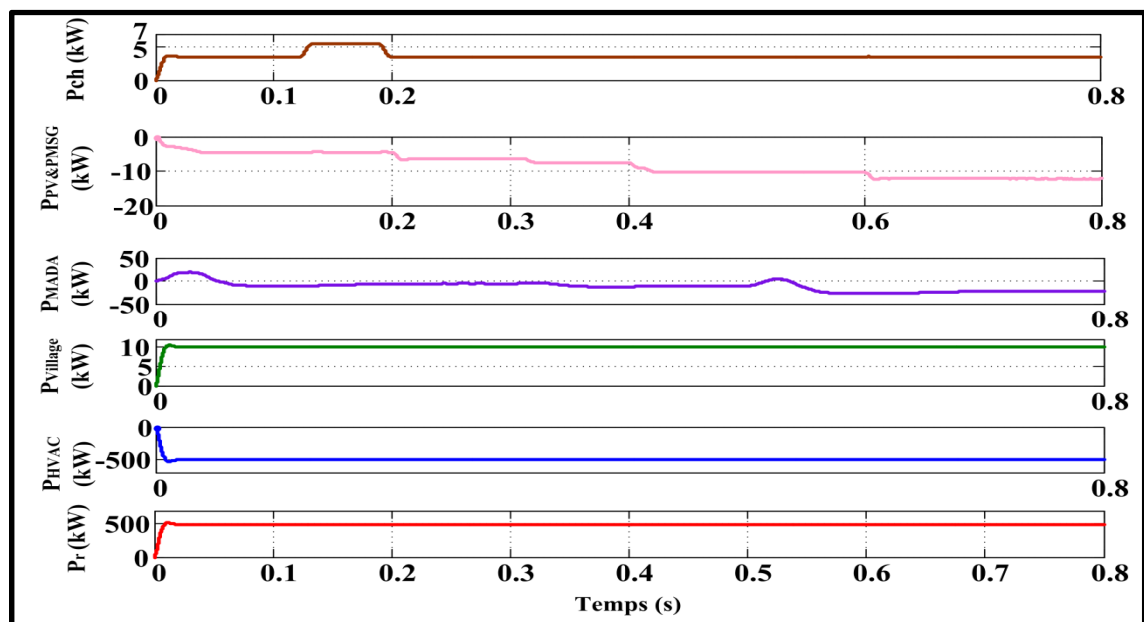


Figure 4.34 Puissances de micro-réseau intelligent

Enfin, pour répondre à la demande croissante en électricité, il est nécessaire d'utiliser des systèmes performants avec des sources d'énergie renouvelable et plus abordable. On constate que le meilleur moyen est d'utiliser des différentes sources d'énergie renouvelable en formant un micro-réseau. Dans les prochains chapitres, un micro-réseau CC sera modélisé et étudié. Le modèle de simulation est développé dans le logiciel MATLAB / Simulink contenant une centrale photovoltaïque, un parc éolien offshore et un système de transmission VSC-HVDC.

4.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé des commandes intelligentes appliquées aux différentes sources d'énergie renouvelable constituant un micro-réseau CC et AC afin de répondre à la demande croissante en électricité.

Dans cette partie, une analyse détaillée des différentes sources d'énergie renouvelable basées sur un système photovoltaïque et des éoliennes PMSG et MADA qui sont connectés entre eux sur le bus CC ou sur le PCC connectés directement sur le réseau alternatif. Les commandes qui ont été introduites sur le micro-réseau donnent des bonnes performances avec des signaux sinusoïdaux, une bonne régulation de la tension et courant continues, moins de perte, faible harmonique ($THD < 5\%$) et une réduction des coûts due au minimum de capteurs ce qui entraîne aussi moins d'intervention et de maintenance.

Cette étude en basse puissance et en basse tension va nous aider à développer notre système de la transmission en haute tension (VSC-HVDC/HVAC) avec une puissance très élevée en appliquant des commandes plus avancées sur le logiciel MATLAB/Simulink.

CHAPITRE 5

MODÉLISATION, CONTRÔLE ET IMPACT DES DEFAUTS SUR LA PERFORMANCE DYNAMIQUE DE VSC-HVDC UTILISANT LA COMMANDE SM ET LYAPUNOV

5.1 Introduction

Dans ce chapitre on présente tout d'abord les différentes topologies des convertisseurs utilisés, les structures d'éolienne et les différents défauts appliqués sur les systèmes VSC-HVDC, par la suite on va proposer un parc éolien connecté au réseau via un système de la conversion VSC-HVDC et des câbles de la transmission sous-marins et enfin on va simuler le système en utilisant le logiciel MATLAB/ Simulink.

Afin de traiter tous les aspects du problème, nous effectuons des recherches dans ce domaine afin de pouvoir trouver une solution efficace et moins coûteuse.

Le travail de recherche sur la nouvelle approche de contrôle pour améliorer la capacité de défaut « Ride Through » de parc éolien connecté au réseau VSC-HVDC a été effectué en 2014 par (I.Erich, Ch.Feltes et F.Shewarega). Les auteurs se sont basés sur leur recherche de l'influence de défaut (Ride Through) sur le système et le lien entre le parc éolien et le système de la transmission VSC-HVDC.

Une chute de tension dans le parc éolien est contrôlée dans le but de parvenir à une réduction rapide de puissance, pour cela l'auteur a proposé dans son approche d'injecter l'amplitude d'une tension à courant continu à durer prédéfinie afin de réduire la composante continue du courant de court-circuit. L'éolienne est fortement soumise à des stresses électriques et mécaniques qui peuvent l'endommager ou réduire sa durée de vie.

Alors que notre objectif est de vérifier la réponse du système au niveau de l'exigence du code et la norme de réseau électrique et les différentes possibilités de contrôler le système VSC-HVDC. La station VSC-HVDC est contrôlée par plusieurs méthodes comme le contrôle des courants actif et réactif, en plus de contrôler même les parcs éoliens (WF) pendant les opérations normales, le redresseur de système VSC-HVDC effectue un contrôle de puissance active, alors que le contrôle de l'onduleur est responsable du maintien de la tension de transmission à la valeur désirée. En cas de défaillance dans le réseau, une injection de la tension continue remplace les opérations de contrôle adoptées pendant le fonctionnement normal.

Notamment, sur la transmission à longue distance, il est souvent nécessaire de compenser la puissance réactive. L'utilisation et le choix du système de la transmission VSC-HVDC au lieu de HVAC sont dus aux raisons économiques et pour minimiser la perte de puissance (Chongru, Bo et al. 2008).

Les convertisseurs multiniveaux peuvent fournir une haute tension, grande efficacité énergétique, réduire les filtres et améliorer la qualité de la tension des réseaux électriques.

Par exemple, les convertisseurs à trois niveaux offrent une possibilité de régler le déphasage et l'amplitude de la tension ainsi que l'impédance de la ligne de la transmission, lorsqu'ils sont contrôlés de façon adéquate. Ils peuvent donc jouer le rôle de compensatrices statiques.

Dans cette partie, nous allons proposer et implanter le système global et émuler les différents scénarios dans MATLAB/Simulink. La simulation est subdivisée en trois parties :

- Simulation d'un système VSC-HVDC à deux niveaux transférant la puissance du réseau 1 vers le réseau 2, en appliquant d'une part un court-circuit du côté du réseau 1 et d'autre part en l'appliquant du côté du réseau 2 ;
- Simulation d'un système VSC-HVDC à trois niveaux transférant la puissance du réseau 1 vers le réseau 2, en procédant à un court-circuit du côté réseau 1 ;

- Simulation et comparaison entre SMC et PI contrôleur appliqué au système VSC-HVDC sous l'effet de défaut du bus CC.

5.2 Convertisseur de puissance dans la génération et la conversion de l'énergie

L'énergie renouvelable à base des éoliennes a connu un développement rapide, ceci a une influence sur l'innovation, la performance de production, la minimisation des pertes d'énergie et sur le développement des convertisseurs. En outre, la diminution des coûts/kVA des convertisseurs de puissance et la simplicité de contrôle dans le domaine des éoliennes en basse et en haute puissance ont encouragé et influencé positivement sur la génération de l'énergie renouvelable et surtout l'utilisation des stations VSC-HVDC dans les parcs offshores.

L'utilisation des convertisseurs de puissance comme interface entre les éoliennes et les stations de conversion VSC-HVDC est nécessaires et surtout dans notre cas où le PMSG et une génératrice qui utilise les convertisseurs dos-à-dos comme une topologie de convertisseur de puissance bidirectionnelle basé sur le PWM.

Le redresseur connecté à l'éolienne permet : de régler d'une part la puissance maximale en contrôlant le couple électrique de la machine et, d'autre part, de contrôler la tension continue ($V_{cc_éol}$) et la puissance réactive Q .

Au niveau de l'onduleur, la fréquence est imposée par le réseau CA, il contrôle aussi la tension V_{cc} et est capable de fournir de la puissance réactive au réseau ce qui est souvent demandé dans les codes actuels du réseau en 2012 (ARRE-03).

5.2.1 Modélisation du convertisseur à deux niveaux

La modélisation du convertisseur à deux niveaux présentés dans la Figure 5.1 peut-être modélisé par Hystérésis ou par MLI. Ce convertisseur contient six interrupteurs IGBT à diodes antiparallèles commandables. Cette partie de la recherche a pour but d'avoir des courants triphasés sinusoïdaux, de tension CC bien régulée, de compenser les harmoniques et d'avoir un facteur de puissance unitaire.

Les courants et tensions d'entrée de ce convertisseur sont (i_a, i_b, i_c) et (v_a, v_b, v_c) respectivement, l'inductance de ligne (L) et la résistance de ligne (R) sont présentées entre les barres mesurant la tension (u_a, u_b, u_c) côté réseau et la tension v_{abc} côté convertisseur. Le convertisseur peut être modélisé en écrivant les équations différentielles de chaque phase régissant le fonctionnement du système. Plusieurs méthodes sont envisagées pour la modélisation, parmi ces méthodes on trouve la transformation dq et la transformation vectorielle.

On suppose que le système triphasé composé des tensions u_a, u_b et u_c est équilibrés.

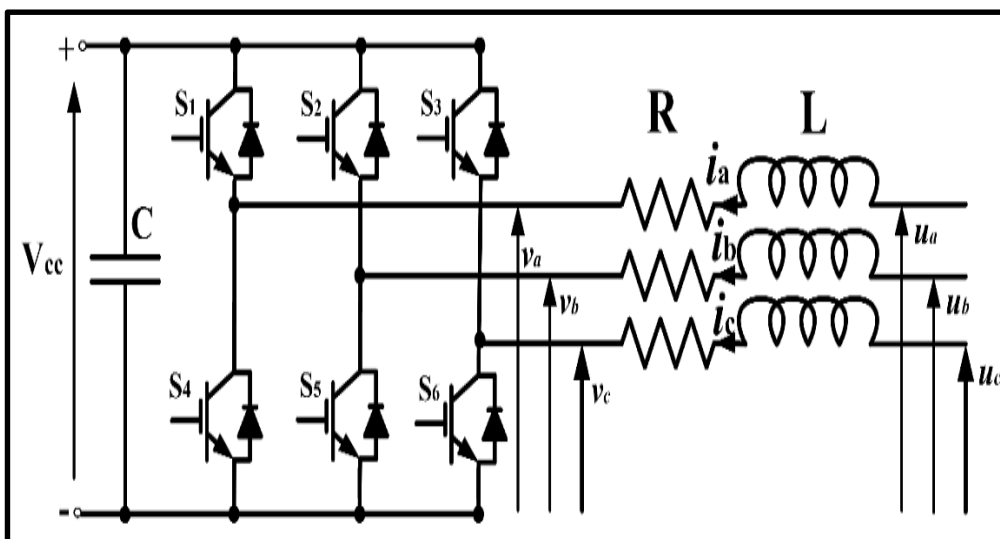


Figure 5.1 Convertisseur VSC à deux niveaux

$$\begin{cases} u_a = V_m \cos(\omega t) \\ u_b = V_m \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ u_c = V_m \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (5.1)$$

Où,

V_m est l'amplitude maximale de la tension.

Nous représentons les équations dynamiques des tensions en appliquant la loi de Kirchhoff pour chaque phase.

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = u_a - v_a - Ri_a \\ L \frac{di_b}{dt} = u_b - v_b - Ri_b \\ L \frac{di_c}{dt} = u_c - v_c - Ri_c \end{cases} \quad (5.2)$$

La conversion de l'équation (5.2) dans la transformation dq devient.

$$\begin{cases} u_d = L \frac{di_d}{dt} - L\omega i_q + Ri_d + v_d \\ u_q = L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d + Ri_q + v_q \end{cases} \quad (5.3)$$

Enfin, ce système est linéaire, la régulation du courant et de la tension se fait par le contrôleur proportionnel-intégral (PI).

5.2.2 Modélisation du convertisseur à trois niveaux

Nous développons dans cette partie, la modélisation du convertisseur NPC à trois niveaux avec une modification de la topologie de (Yacoubi 2004) montrés ci-dessous dans la Figure 5.2 sur lequel porte aussi notre étude et sera la base sur toutes les topologies modifiées.

Le convertisseur produit des tensions de ligne à trois niveaux, diminue les harmoniques en respectant les normes d'IEEE 519, en réduisant la taille des composantes réactives et en ayant une commutation rapide.

Pour modéliser ce convertisseur, on va brancher deux charges aux bornes de deux condensateurs C_1 et C_2 .

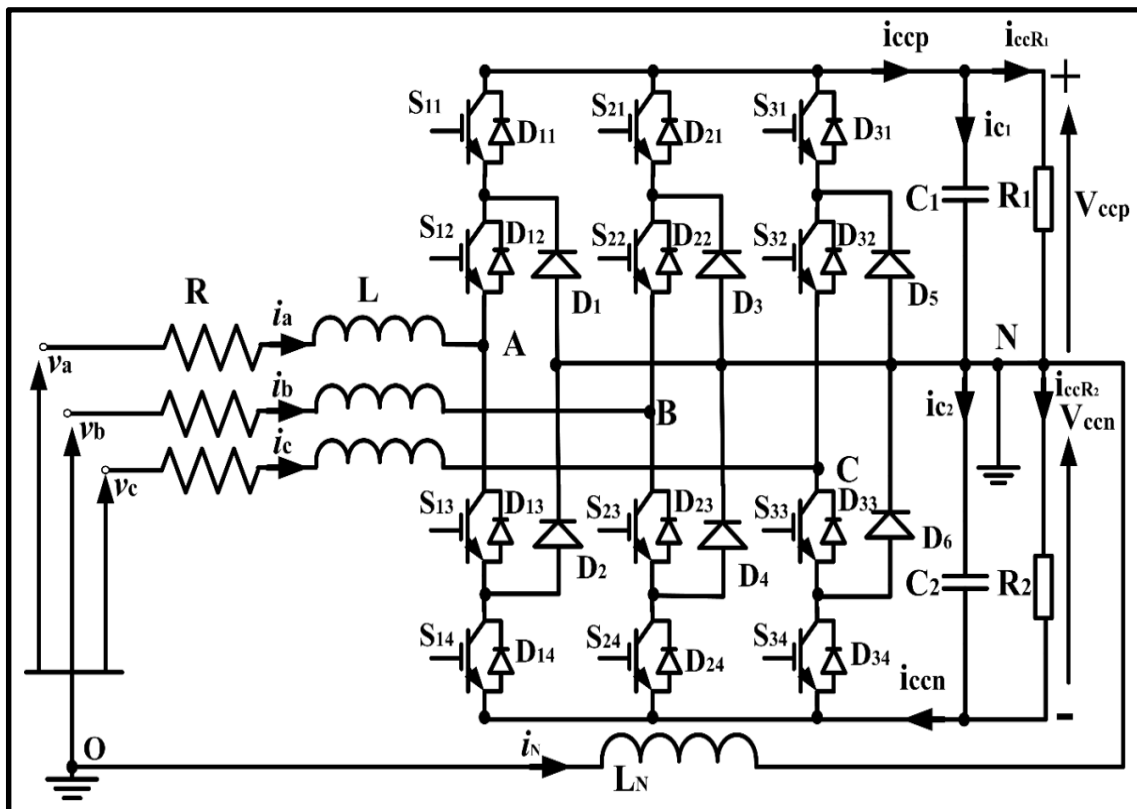


Figure 5.2 Convertisseur VSC NPC à trois niveaux

5.2.2.1 Modélisation du convertisseur dans le plan (abc)

L'application de la loi de maille sur le circuit de la Figure 5.2 nous permet de déduire les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{AN} + V_{NO} \\ V_{BO} = V_{BN} + V_{NO} \\ V_{CO} = V_{CN} + V_{NO} \end{cases} \quad (5.4)$$

Avec V_{AO} , V_{BO} et V_{CO} sont les tensions à l'entrée du redresseur par rapport au point A, B et C respectivement.

Ensuite nous appliquons les lois de Kirchhoff en négligeant la résistance R, ce qui nous donne les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_a = L \frac{di_a}{dt} + V_{AO} \\ v_b = L \frac{di_b}{dt} + V_{BO} \\ v_c = L \frac{di_c}{dt} + V_{CO} \\ V_{NO} = -L_N \frac{di_N}{dt} \end{cases} \quad (5.5)$$

On suppose que le système triphasé est équilibré et à partir de l'équation précédente on peut déduire ce qui suit :

$$(v_a + v_b + v_c) - L \left(\frac{di_a}{dt} + \frac{di_b}{dt} + \frac{di_c}{dt} \right) = V_{AO} + V_{BO} + V_{CO} = V_{ON} = L_N \frac{di_N}{dt} \quad (5.6)$$

Ce qui nous permet d'écrire :

$$V_{ON} = \frac{1}{4} (V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \quad (5.7)$$

En utilisant l'état des interrupteurs du convertisseur, on peut trouver les tensions suivantes :

$$V_{ON} = \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1} V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4} V_{ccn} \right) \quad (5.8)$$

La fonction de commutation des interrupteurs $s_{ik} \in \{0,1\}$, les switches $k \in \{1, 2, 3\}$ et les quatre bras $i \in \{1, 2, 3, 4\}$.

Enfin, les résultats des deux dernières équations nous donnent l'expression suivante :

$$\begin{cases} V_{AO} = s_{11} V_{ccp} - s_{14} V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1} V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4} V_{ccn} \right) \\ V_{BO} = s_{21} V_{ccp} - s_{24} V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1} V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4} V_{ccn} \right) \\ V_{CO} = s_{31} V_{ccp} - s_{34} V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1} V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4} V_{ccn} \right) \end{cases} \quad (5.9)$$

À partir des résultats obtenus dans les dernières équations, nous avons :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 v_a = L \frac{di_a}{dt} + s_{11}V_{ccp} - s_{14}V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1}V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4}V_{ccn} \right) \\
 v_b = L \frac{di_b}{dt} + s_{21}V_{ccp} - s_{24}V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1}V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4}V_{ccn} \right) \\
 v_c = L \frac{di_c}{dt} + s_{31}V_{ccp} - s_{34}V_{ccn} - \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1}V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4}V_{ccn} \right) \\
 L_N \frac{di_N}{dt} = \frac{1}{4} \left(\sum_{i=1}^3 s_{i1}V_{ccp} - \sum_{i=1}^3 s_{i4}V_{ccn} \right)
 \end{array} \right. \quad (5.10)$$

5.2.2.2 Modélisation du convertisseur dans le plan (dq0)

Nous effectuons la transformation de Park du plan (abc) de l'équation (5.10) vers le plan synchrone (dq0). Ainsi, nous ramenons l'équation de notre système qui contient trois variables d'état dans le plan (dq0).

$$\left\{ \begin{array}{l}
 v_d = L \frac{di_d}{dt} - L\omega i_q + d_{1d}V_{ccp} - d_{4d}V_{ccn} \\
 v_q = L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d + d_{1q}V_{ccp} - d_{4q}V_{ccn} \\
 L \frac{di_0}{dt} = -\frac{3}{4} (d_{10}V_{ccp} - d_{40}V_{ccn})
 \end{array} \right. \quad (5.11)$$

Ce qui nous donne le modèle de l'état final dans le plan (dq).

Les courants et tensions (i_d, i_q, i_0) , (v_d, v_q, v_0) sont respectivement les composantes actives, réactives et homopolaires des courants et tensions de ligne dans le plan synchrone (dq0).

$$\begin{cases} v_d = L \frac{di_d}{dt} - L\omega i_q + u_d \\ v_q = L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d + u_q \\ L \frac{di_0}{dt} = v_0 - u_0 \end{cases} \quad (5.12)$$

D'après notre système qui contient cinq variables d'états, il nous reste à déterminer les deux autres variables qui sont les tensions du bus CC aux bornes des condensateurs (C_1, C_2).

Premièrement, on suppose la conservation de l'énergie, alors, nous pouvons écrire la relation entre la puissance active instantanée $P_{éol}$ et la puissance P_{cc} du côté CC.

$$P_{cc} = V_{ccp} * i_{ccp} + V_{ccn} * i_{ccn} \quad (5.13)$$

Sachant que.

$$P_{éol} = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (5.14)$$

Et

$$\begin{cases} i_{ccp} = i_{c_1} + i_{ccR_1} \\ i_{ccn} = i_{c_2} + i_{ccR_2} \end{cases} \quad (5.15)$$

Les équations des courants de condensateurs peuvent être définies par :

$$\begin{cases} i_{c_1} = C_1 \frac{dV_{ccp}}{dt} \\ i_{c_2} = C_2 \frac{dV_{ccn}}{dt} \end{cases} \quad (5.16)$$

Et à partir de la loi de la conservation de l'énergie, nous pouvons déduire :

$$\begin{cases} \frac{d(V_{ccp} - V_{ccn})}{dt} = -\frac{1}{C} (i_N + i_{R_1} + i_{R_2}) \\ \frac{d(V_{ccp} + V_{ccn})}{dt} = -\frac{1}{C} \left[(i_{R_1} + i_{R_2}) - \frac{i_N (V_{ccp} - V_{ccn}) + 3v_d i_d}{V_{ccp} + V_{ccn}} \right] \end{cases} \quad (5.17)$$

Avec $C_1=C_2=C$

Enfin, les cinq variables d'états des systèmes sont présentées dans les équations suivantes.

$$\begin{cases} v_d = L \frac{di_d}{dt} - L\omega i_q + u_d \\ v_q = L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d + u_q \\ L \frac{di_0}{dt} = v_0 - u_0 \\ \frac{d(V_{ccp} - V_{ccn})}{dt} = -\frac{1}{C} (i_N + i_{R_1} + i_{R_2}) \\ \frac{d(V_{ccp} + V_{ccn})}{dt} = -\frac{1}{C} \left[(i_{R_1} + i_{R_2}) - \frac{i_N (V_{ccp} - V_{ccn}) + 3v_d i_d}{V_{ccp} + V_{ccn}} \right] \end{cases} \quad (5.18)$$

5.3 Description du système VSC-HVDC entre deux réseaux alternatifs

Dans ce paragraphe, nous allons présenter les résultats préliminaires obtenus par le logiciel MATLAB/Simulink du système VSC-HVDC entre deux réseaux alternatifs. Les paramètres de ce système sont présentés dans l'Annexe I, Tableau-A I-6.

La Figure 5.1, montre la topologie utilisée par le système VSC-HVDC. C'est une topologie de transmission bipolaire à deux conducteurs. Chaque conducteur a un potentiel par rapport à la terre avec une polarité opposée et des convertisseurs réversibles.

La transmission d'énergie en HVDC est en général basée sur des convertisseurs IGBT (Petter, Raffel et al. 2007). Ce système est le plus utilisé pour des grandes distances grâce à son coût compétitif, sa simplicité et l'indépendance de contrôle des puissances active et réactive (Adam, Ahmed et al. 2010). Cette topologie est caractérisée par une large gamme de niveaux de puissances qui peut dépasser les 50 MVA. Elle est utilisée généralement pour compenser la puissance réactive (Al-Haiki and Shaikh-Nasser 2011). Pour améliorer la qualité de l'énergie, les interrupteurs sont contrôlés par la modulation de largeur d'impulsion (MLI) et les pertes de commutation sont réduites à un niveau plus bas (Flourentzou and Agelidis 2007).

5.3.1 Stratégie de contrôle des deux convertisseurs à deux niveaux VSC-HVDC

Les équations qui modélisent le convertisseur sont définies précédemment dans la section 5.2.1 en supposant que les deux convertisseurs sont identiques.

En supposant que les pertes dans les convertisseurs sont négligeables dans le régime permanent, la puissance active instantanée est égale à la puissance au niveau du bus CC, ce qui nous ramène à identifier les équations suivantes.

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) = V_{cc} I_{cc} \quad (5.19)$$

Le convertisseur à deux niveaux est contrôlé par la loi de commande présentée dans la figure suivante :

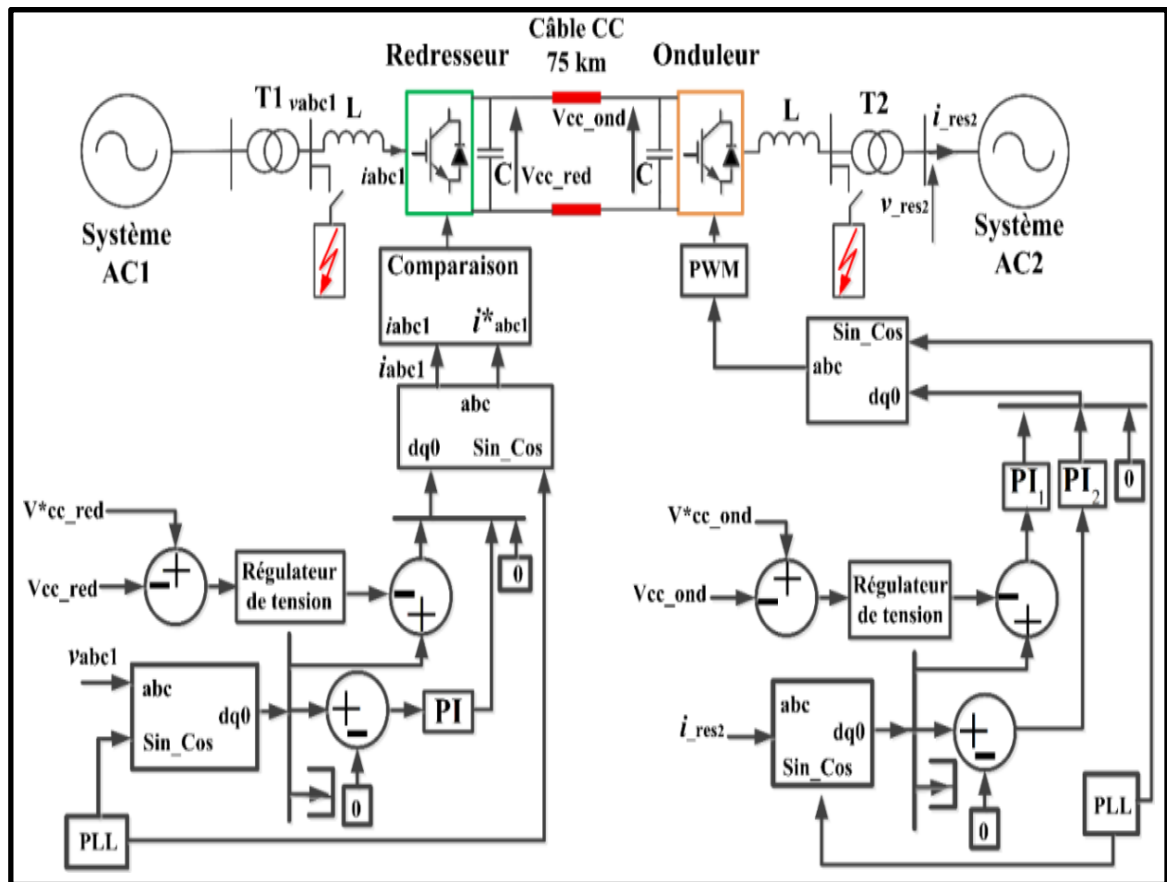


Figure 5.3 Transmission VSC-HVDC à deux niveaux avec défaut côté redresseur (réseau1) et côté onduleur (réseau 2)

5.3.2 Résultats de simulation

La topologie est présentée par les convertisseurs (redresseur/onduleur) à base d'IGBT. Les deux convertisseurs sont reliés entre eux par un câble CC de 75km et sont connectées par une deux sources de puissance infinie.

La Figure 5.4 montre les résultats de simulation obtenus lors de l'application d'un défaut à $t=1.5s$ sur le système de la Figure 5.3, on voit clairement que la puissance active et réactive sont affectées par ce défaut entre 1.5s et 1.64s et la tension tend vers zéro au cours du défaut.

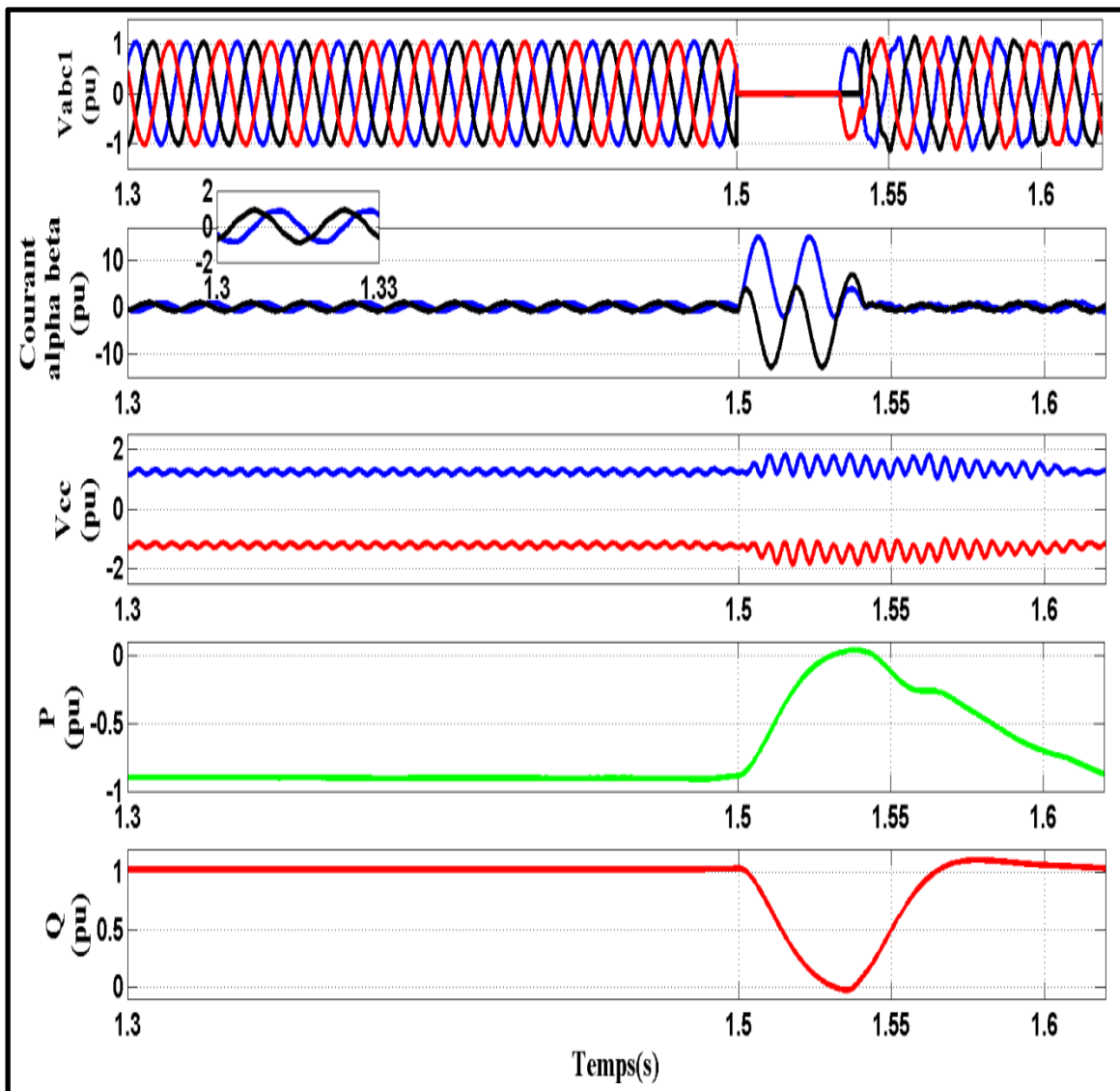


Figure 5.4 Simulation de HVDC avec défaut côté redresseur (station 1)

Après le défaut côté station 1 (station de redressement), on applique un autre défaut sur le côté d'onduleur (station 2), en respectant les mêmes conditions que la partie en haut comme le montre la Figure 5.5.

Les résultats de simulation du système montrent que le court-circuit à un grand effet sur le courant de défaut provenant du réseau 2 comme cela est montré dans la Figure 5.5. La tension alternative s'annule dans l'intervalle de défaut en même temps qu'il y a apparition des ondulations au niveau de la tension CC aux bornes du condensateur. Cependant, les puissances actives et réactives tendent vers zéro pendant le défaut et se reprennent leur allure initiale après.

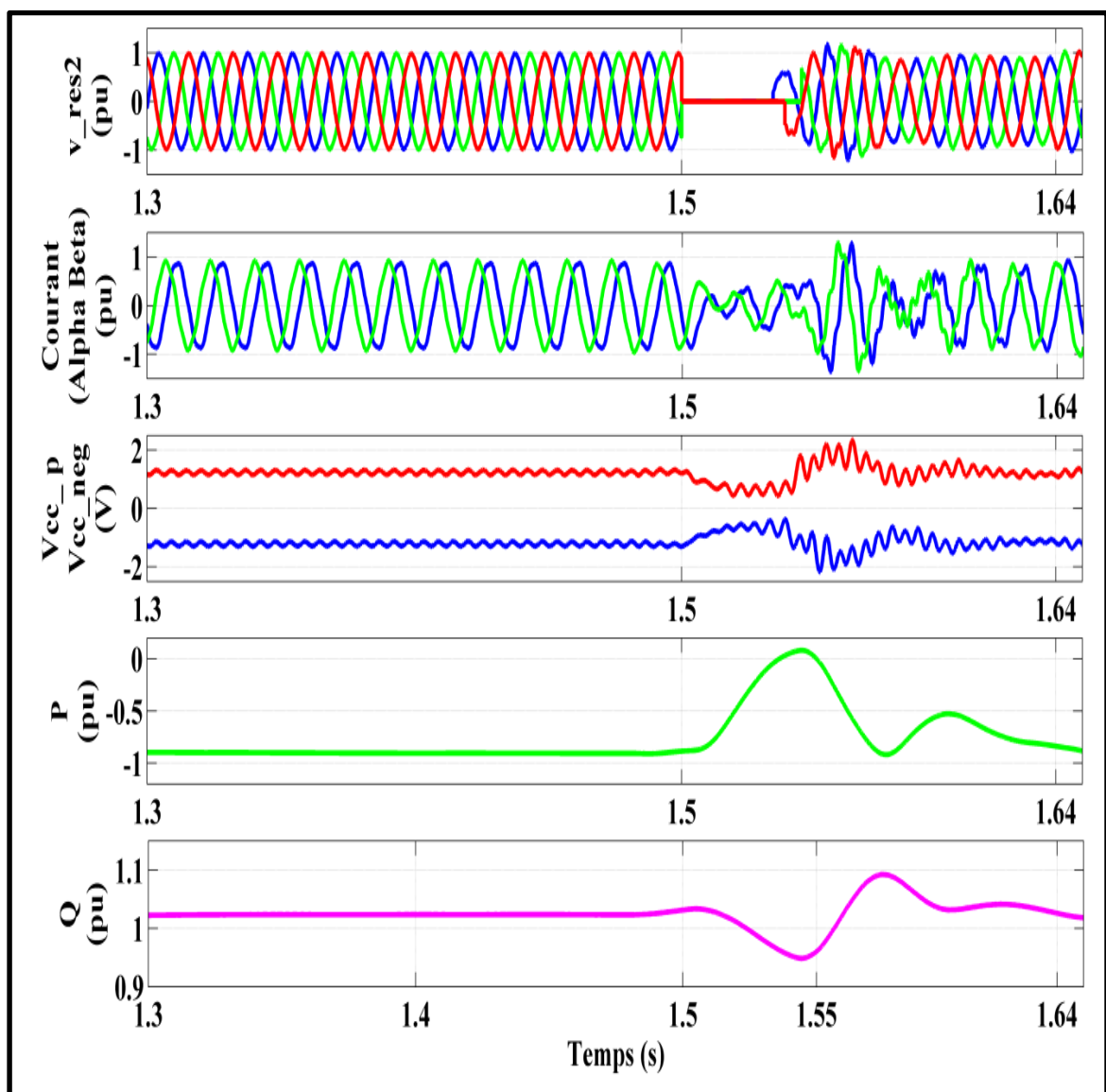


Figure 5.5 Simulation de HVDC avec défaut côté onduleur (station 2)

5.4 Simulation du système VSC-HVDC à trois niveaux entre deux réseaux alternatifs

Le système VSC-HVDC composé de deux convertisseurs à trois niveaux est présenté dans la Figure 5.6, ces paramètres sont présentés dans l'Annexe I, Tableau-A I-9 : le redresseur qui reçoit de la puissance du réseau 1 fait transférer l'énergie vers l'onduleur qui fait transiter cette puissance vers le réseau 2. Les systèmes de commande de l'onduleur et de redresseur sont illustrés dans les Figures 5.7 et 5.8 respectivement. Un défaut triphasé a été appliqué entre le réseau 1 et le redresseur triphasé commandé comme cela est montré sur la figure ci-dessous.

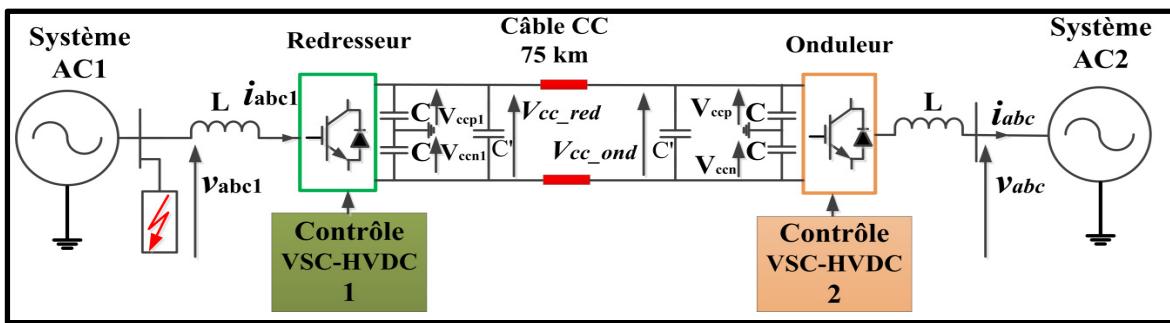


Figure 5.6 Schéma d'implantation de VSC- HVDC à trois niveaux (NPC) : avec défaut triphasé

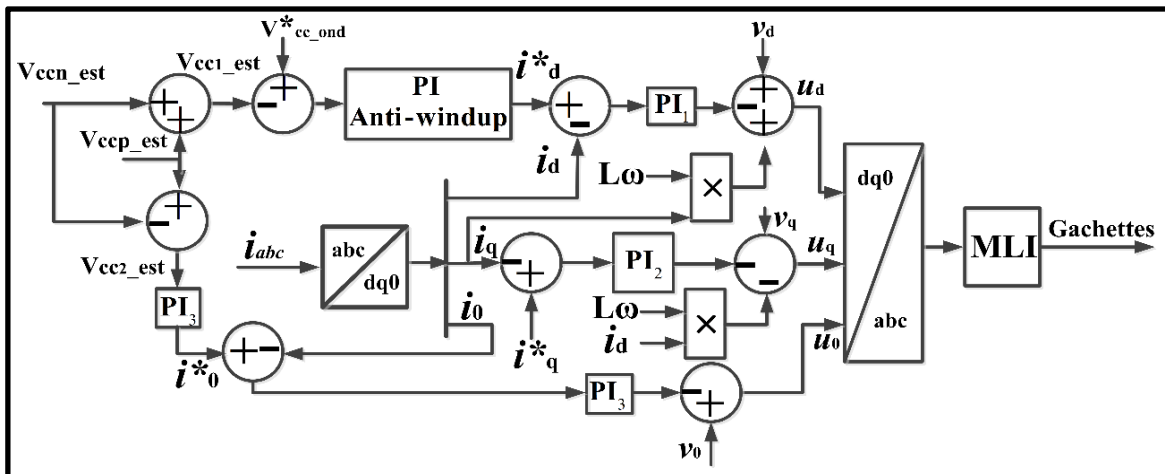


Figure 5.7 Schéma de commande de l'onduleur NPC VSC-HVDC

Au niveau de contrôle du redresseur NPC à trois niveaux en régulant la tension continue et alternative par le régulateur PI et en supposant que $v_q=0$. Le bloc-diagramme de la figure 5.8 montre la commande de redresseur NPC VSC-HVDC qui a été simulé sous l'environnement Matlab/Simulink.

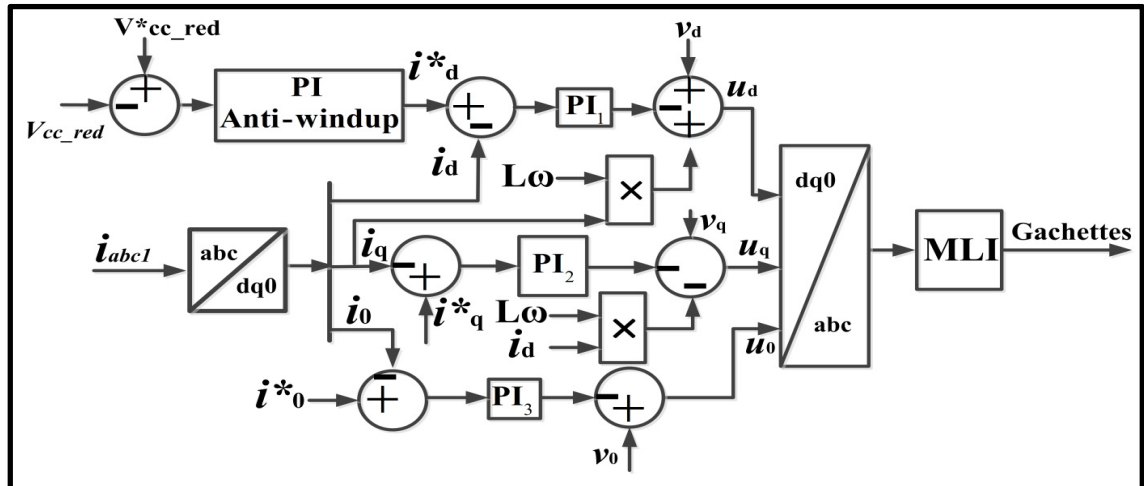


Figure 5.8 Schéma de commande du redresseur NPC VSC- HVDC

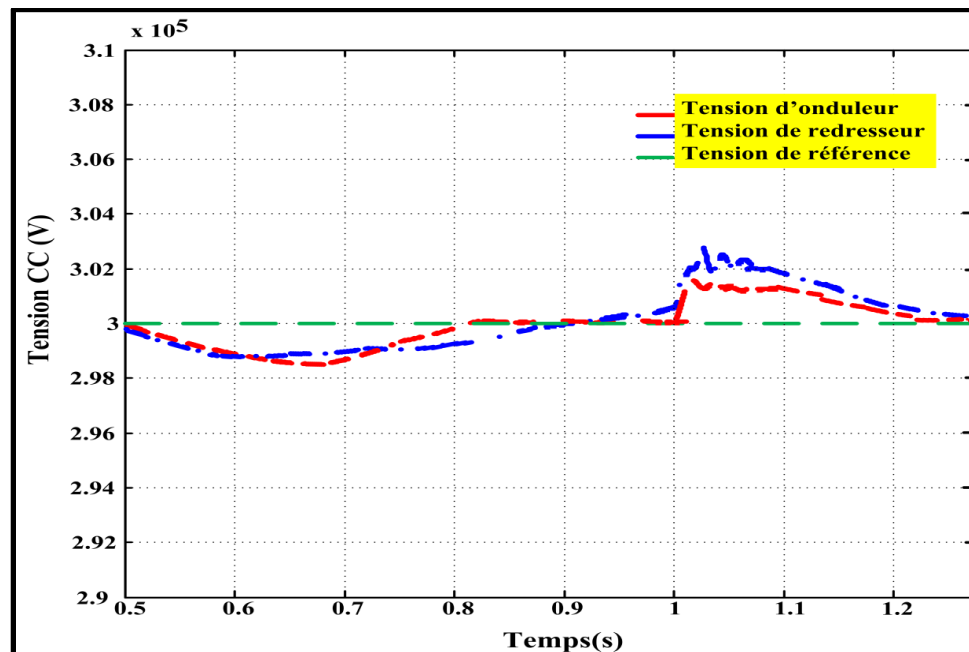


Figure 5.9 Simulation de NPC VSC- HVDC côté redresseur

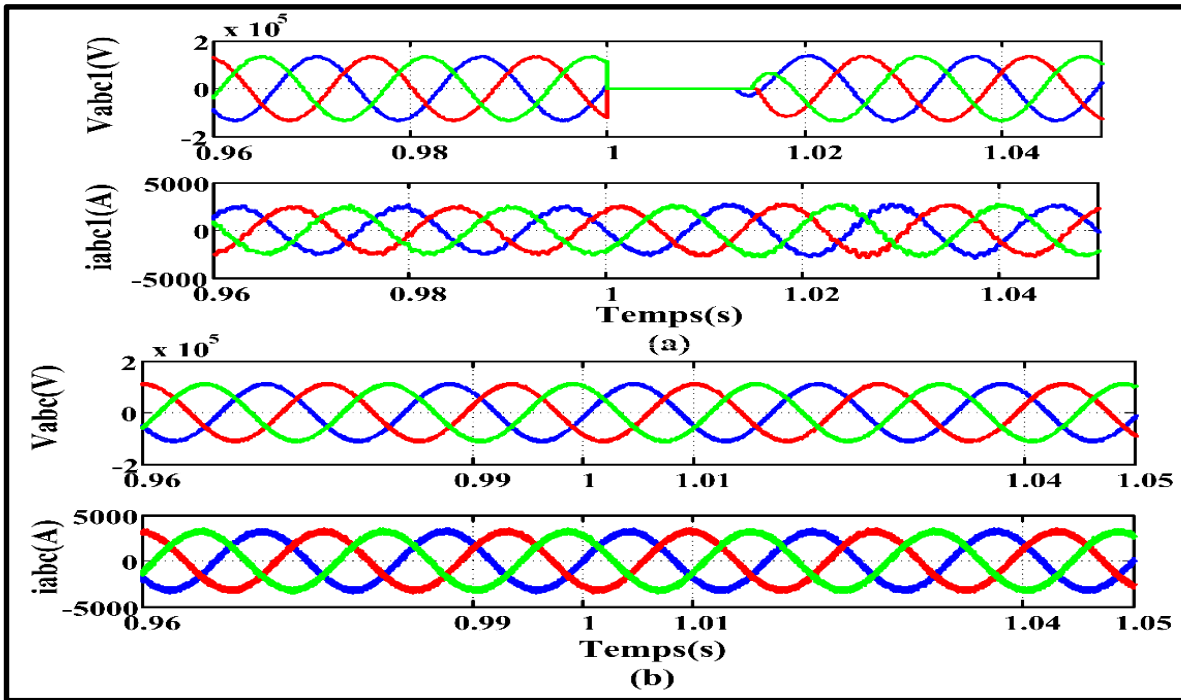


Figure 5.10 Simulation de NPC VSC-HVDC côté onduleur sur un défaut AC :
 a) Tension et courant côté redresseur, b) Tension et courant côté onduleur

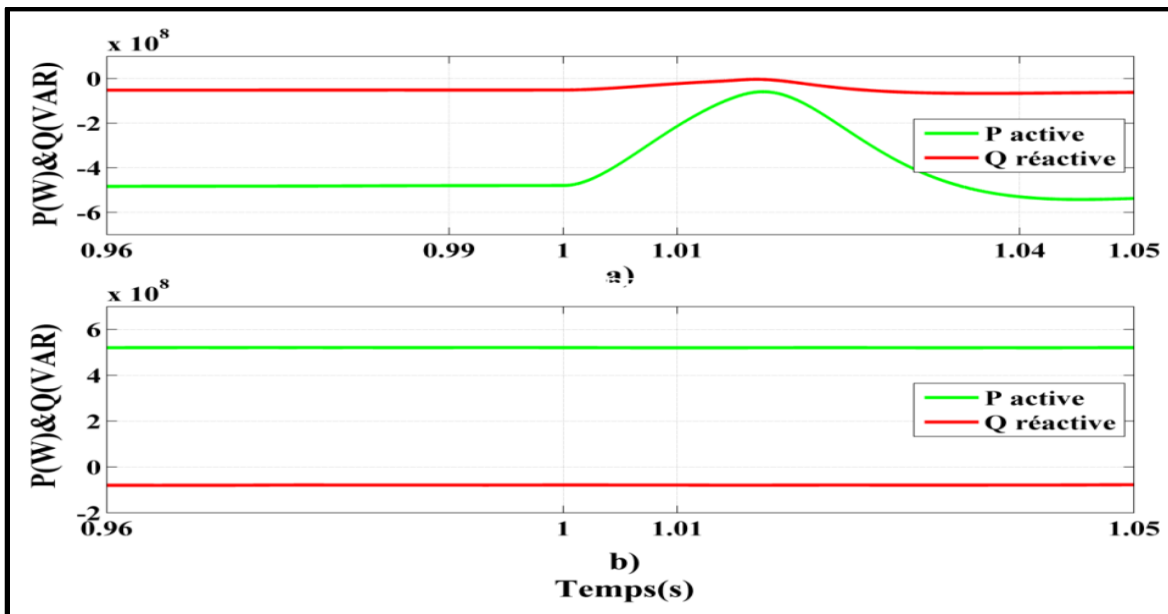


Figure 5.11 Bilans de puissances du système NPC VSC-HVDC : a) Puissance active et réactive côté redresseur, b) Puissance active et réactive côté onduleur

Les résultats de simulation montrent la validation du système VSC-HVDC à trois niveaux de type NPC de la Figure 5.6 dans l'environnement MATLAB. La Figure 5.9 montre que la tension continue des deux stations (redresseur et onduleur) est bien régulée et suit la référence de 300kV, les deux tensions sont légèrement influencées par le défaut AC. La Figure 5.10, montre les formes d'ondes de la tension, du courant alternatif (côté redresseur et onduleur) qui sont purement sinusoïdaux même dans la période de l'apparition de défaut (annulation de la tension côté redresseur). Dans la Figure 5.11, on voit les formes d'ondes de la puissance active et réactive qui sont bien régulées avec minimum de pertes, les puissances (côté onduleur) restent stables au cours de défaut, cependant, ils sont touchés sur le côté redresseur.

Cette expérience de défaut de court-circuit des trois phases de tension appliqué au système VSC-HVDC nous a donné une idée sur le comportement et la réaction de chaque système envers l'apparition de défaut triphasée. Le système NPC VSC-HVDC se comporte mieux que le système VSC-HVDC à deux niveaux ce qui est bien présenté dans les simulations des deux systèmes où on voit clairement que les courants et tensions du système à trois niveaux restent sinusoïdaux avant, pendant et après le défaut.

5.5 Effet de l'algorithme mode de glissement (SMC) et Lyapunov sur le système offshore VSC-HVDC en présence de défauts au bus CC

Dans cette partie, l'étude est basée sur le travail de (Benadja et Benhalima, 2018) une comparaison entre le mode de glissement et le contrôleur PI qui sont conçus et appliqués à une modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour commander la station onshore à base d'un onduleur à deux niveaux. L'objectif du contrôleur est d'injecter la puissance générée par le parc offshore à base de PMSG vers le réseau électrique HTAC.

Les résultats de simulation par le logiciel MATLAB/Simulink et des tests expérimentaux montrent la performance et les avantages de l'algorithme de commande proposé (SMC) en termes de taux de distorsion harmonique (THD <5%), de la réponse dynamique rapide, de

faible ondulation de la tension continue et de robustesse de la commande envers le défaut du bus CC.

5.5.1 Description et modèle de parc éolien offshore

L'étude est concentrée sur un parc éolien offshore de 20MW à base des PMSG de 2MW chaque. À travers un transformateur élévateur d'isolement, chaque génératrice est connectée au redresseur triphasé à diodes, de convertisseur CC/CC (boost) et d'un onduleur à deux niveaux comme illustré à la Figure 5.12. L'énergie fournie par le parc éolien est transportée à la station onshore à l'aide d'un câble sous-marin à courant continu de 100 km.

La station onshore VSC-HVDC à base de convertisseur à deux niveaux (IGBT) assure la conversion d'énergie, le passage de la haute tension CC à la haute tension AC, la performance et la stabilité du système en cas de perturbation (cas de défaut CC). Les paramètres de cette topologie sont présentés dans l'Annexe I, Tableau-A I-8.

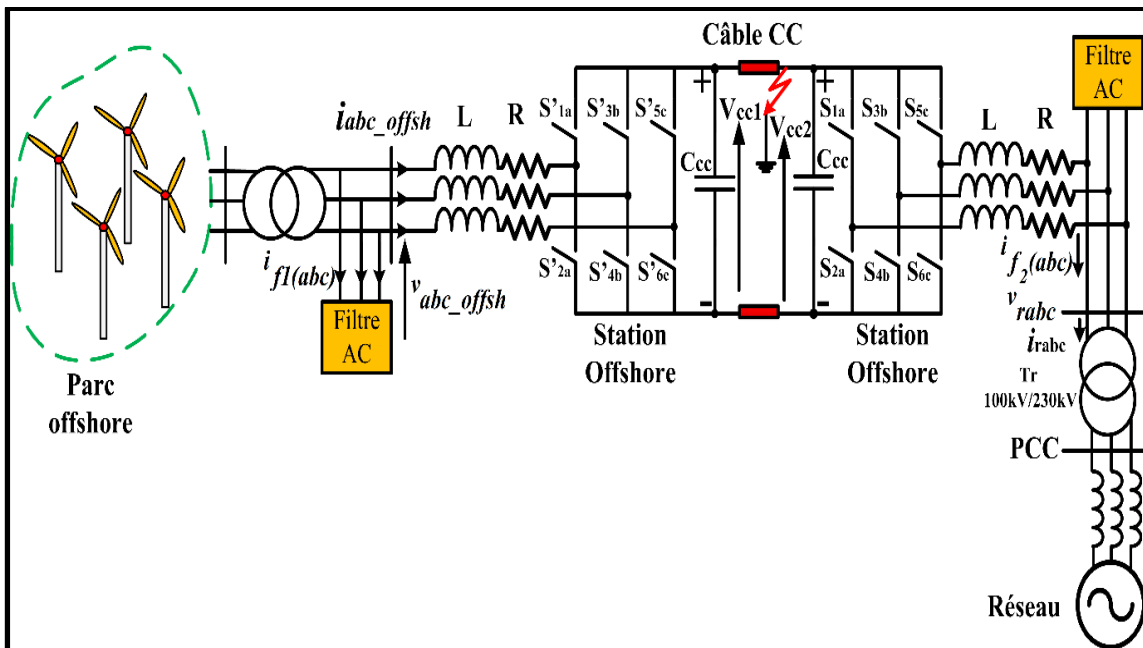


Figure 5.12 Parc éolien offshore connecté au réseau HTCC/HTAC

5.5.1.1 Extraction de la puissance de l'éolienne

La méthode d'extraction de la puissance maximale (MPPT) utilisée dans cette partie est la même que celle utilisée dans le travail de (Benhalima et Chandra, 2017).

Comme c'est montré dans le paragraphe précédent, le convertisseur boost extrait le maximum de puissance où la génératrice de la Figure 5.13 alimente un convertisseur triphasé à diodes avec un boost commandé par son courant.

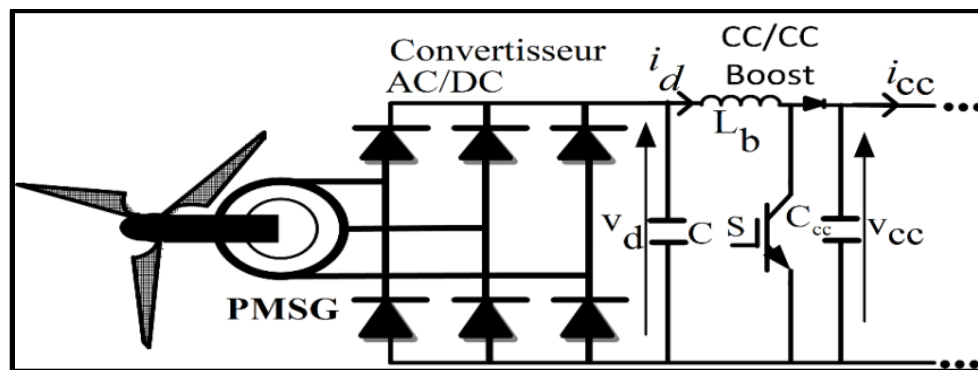


Figure 5.13 Schéma d'éolienne PMSG connectée au boost

5.5.1.2 Contrôle du hacheur élévateur (Boost) avec MPPT

Le convertisseur CC/CC (boost) représenté sur la Figure 5.13 est une interface qui permet l'adaptation de niveau de la tension CC entre le convertisseur à diode alimenté par PMSG et le système de la transmission. Le circuit se compose d'un condensateur, d'une inductance, d'une diode et d'un commutateur commandé (IGBT). Le but de ce convertisseur CC/CC est d'élever la tension et d'extraire le maximum de la puissance généré par l'éolienne PMSG.

L'algorithme MPPT utilisé dans la commande du convertisseur hacheur élévateur est une commande de fonctionnement optimal du PMSG. Le principe de cette commande est basé sur la mesure de la vitesse du vent et la référence de vitesse du rotor (ω^*) obtenue après l'extraction du maximum de puissance. Ensuite, la régulation de l'erreur de la vitesse est

5.5.3 Application du contrôleur SM sur la station VSC-HVDC onshore

Le contrôle en mode de glissement est conçu pour cette installation en assurant l'efficacité et la robustesse du système non linéaire étudié en cas de sévère condition où de l'instabilité avec une très faible sensibilité pendant la variation brusque de la charge.

La méthode SMC est basée sur deux approches : l'une se base sur le choix des variables d'états. L'autre est de forcer l'état d'atteindre le point de glissement à un certain moment et de forcer le signal d'erreur à s'approcher de la surface, telle que : $S(t) = 0$.

Le modèle d'état du système étudié VSC-HVDC à deux niveaux est présenté par l'équation suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q - \frac{s_d}{L}V_{cc2} + \frac{1}{L}v_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}i_q - \omega i_d - \frac{s_q}{L}V_{cc2} + \frac{1}{L}v_q \\ \frac{dV_{cc2}}{dt} = \frac{1}{C_{cc}}(s_d i_d + s_q i_q) \end{cases} \quad (5.20)$$

Cette équation est présentée dans le travail de (Hu Vi, Wang Xiaoru, Shen Feng, Chen Dalin) et (Benadja et Benhalima) qui peut s'écrire comme suit :

$$\dot{x} = f(x) + G(x)u_c + Z \quad (5.21)$$

Où x est un vecteur d'état tel que $x = [x_1 \quad x_2 \quad x_3]^T = [i_d \quad i_q \quad V_{cc2}]^T$

u_c est le vecteur d'état tel que $u_c = \begin{bmatrix} u_{ceq} & u_{dis} \end{bmatrix}^T$. Il contient deux composantes, continue (u_{ceq}) et discontinue (u_{dis}).

La surface de mode de glissement (S) tel qu'elle est exprimée en (5.22) est sélectionnée pour garantir l'atteinte de la surface avec la dynamique souhaitée.

$$\begin{cases} s_d = k_1(x_1 - x_1^*) + k_3(x_3 - x_3^*) \\ s_q = k_2(x_2 - x_2^*) \end{cases} \quad (5.22)$$

Et comme le système travaille en mode de commutation, alors le vecteur d'entrée peut fonctionner en modes continus et discontinus. À partir de ces conditions, le choix de la loi de contrôle définie par l'équation (5.23) fait orienter le vecteur d'état vers la surface de glissement.

La fonction discontinue peut être définie comme suit :

$$u_{dis} = \begin{cases} k_3 \operatorname{sgn}(s_d) & \text{si } s > 0 \\ k_3 \operatorname{sgn}(s_q) & \text{si } s < 0 \end{cases} \quad (5.23)$$

5.5.3.1 Théorèmes de la stabilité de Lyapunov

Pour assurer la stabilité au niveau de la méthode SMC, une approche basée sur la théorie de Lyapunov a été utilisée et donnée par l'équation suivante.

$$V(x) = \frac{1}{2} s^2(x) \quad (5.24)$$

Cette fonction est définie comme suit, $V(x) : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ sachant que $V(0) = 0$.

Le système est asymptotiquement stable si :

$V(x) > 0$: Définie positive

$V(x) < 0$: Définie négative

Pour réaliser la stabilité, l'entrée de système doit être choisie de telle sorte à assurer que la dérivée de la fonction de Lyapunov devrait être négative tel que :

$\dot{V}(x) = s(x) \dot{s}(x) < 0$. Cette condition garantit la stabilité et la convergence de la trajectoire vers la surface (Benadja et Benhalima, 2017).

Où

$$\dot{s}(x) = kB(x)\text{sgn}(s) \quad (5.25)$$

Après l'étude théorique, nous avons déterminé les gains (k_1 , k_2 et k_3). Trois étapes sont nécessaires pour sélectionner les gains des constantes impliquées dans le mode de glissement.

La première étape consiste à donner des valeurs positives pour les gains (k_1 , k_2 et k_3) du contrôleur SM appliqués à la commande de l'onduleur.

On peut simuler le modèle mathématique de l'onduleur en utilisant le contrôle SM. Ensuite,

on peut signaler les valeurs $\dot{x} = f(x)$, telles que : $x = [x_1 \quad x_2 \quad x_3]^T = [i_d \quad i_q \quad V_{cc2}]^T$

La deuxième étape consiste à suivre la même procédure, mais pour les autres valeurs des gains (k_1 , k_2 et k_3). La troisième étape consiste à comparer les résultats obtenus en termes de meilleure réponse rapide obtenue pour atteindre l'origine.

Enfin, les gains du mode de glissement seront choisis parmi les résultats de la simulation montrés aux Figures 5.16, 5.17 et 5.18 des trois valeurs de gains sélectionnées.

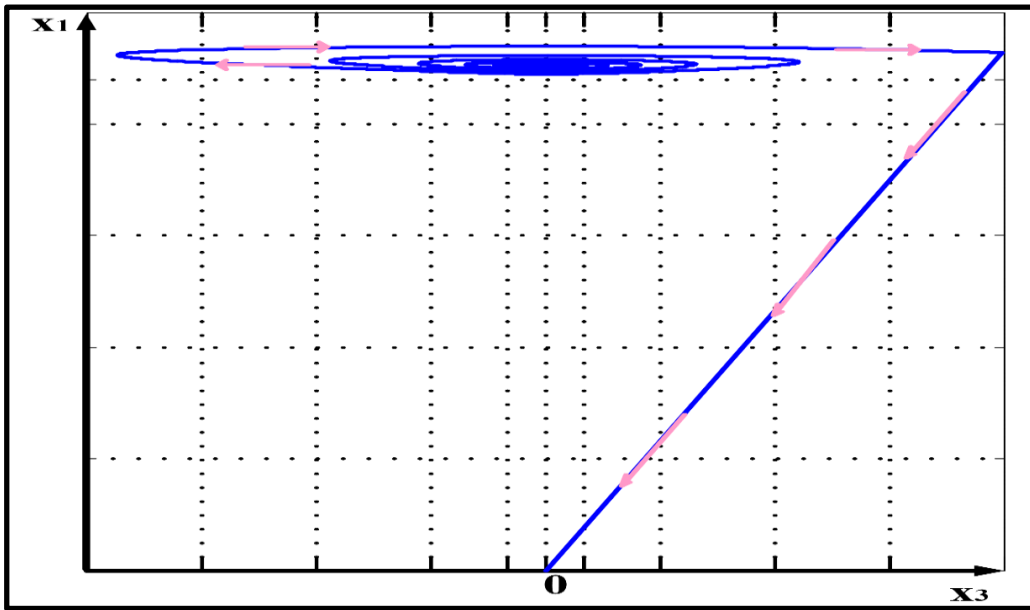


Figure 5.16 Schéma de $f(x_3) = x_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=0.5$

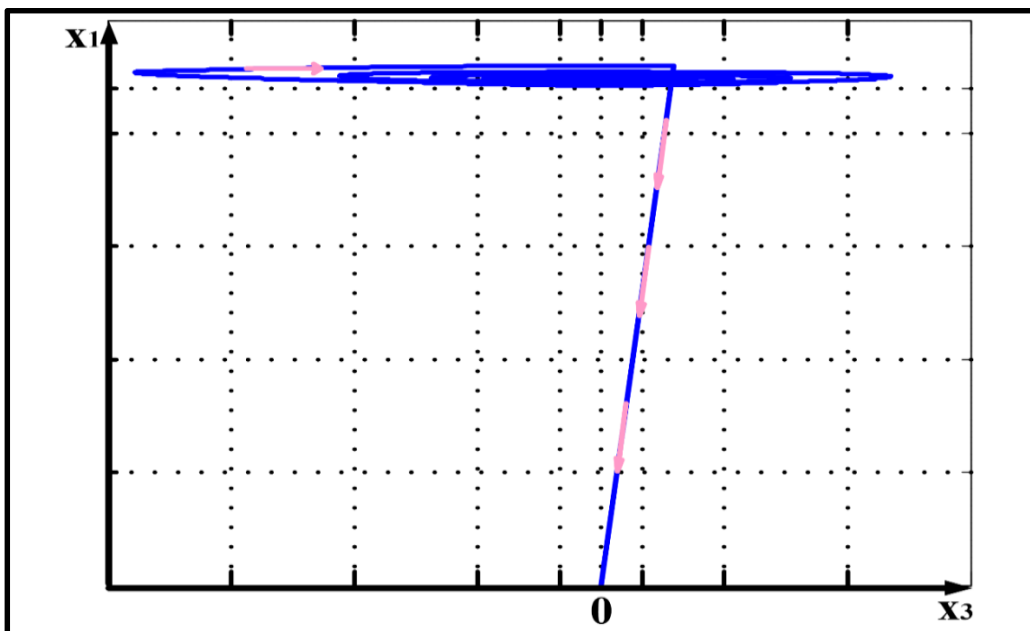


Figure 5.17 Schéma de $f(x_3) = x_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=0.9$

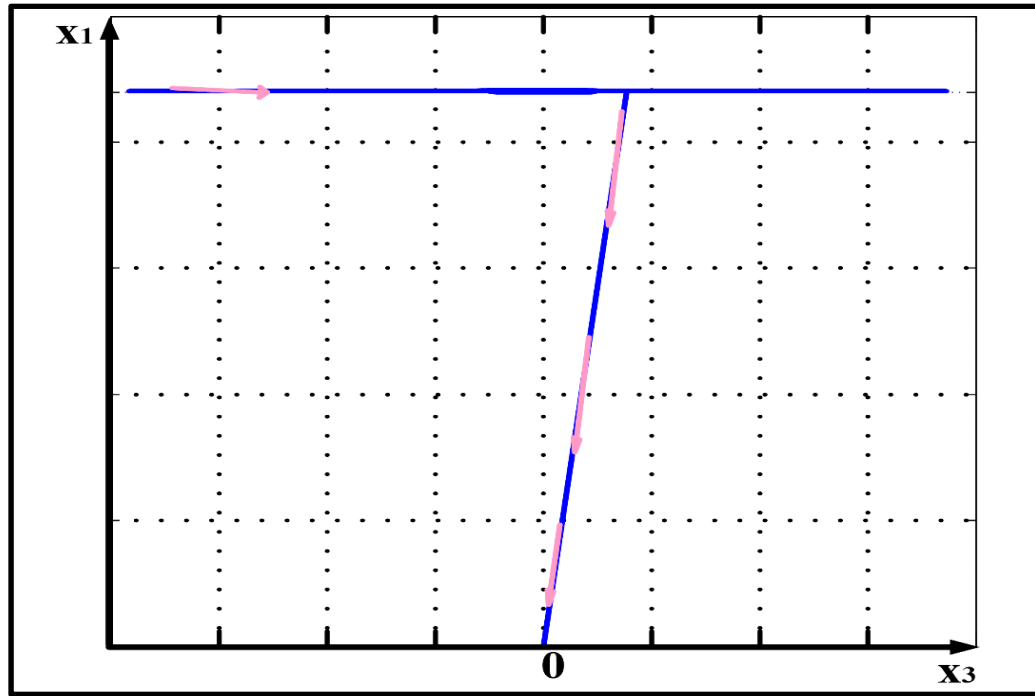


Figure 5.18 Schéma de $\dot{f}(x_3) = x_3$ avec des gains $k_1=0.002$, $k_2=0.08$ et $k_3=3$

En comparant ces trois Figures (5.16, 5.17 et 5.18), il est noté que le signal de la Figure 5.18 est la meilleure réponse rapide obtenue pour atteindre l'origine. Dans ce cas, les gains de la Figure 5.18, $K_1 = 0.002$, $K_2 = 0.08$ et $K_3 = 3$ sont choisis pour la commande de la station VSC-HVDC onshore.

5.5.3.2 Condition d'existence de la commande

Après avoir atteint le point de fonctionnement et pour garder les variables d'état sur la surface, l'existence de la commande équivalente est nécessaire pour assurer que l'état du système reste en mode de glissement et satisfait à l'équation suivante :

$$\dot{s}(x) = 0 \quad (5.26)$$

Et le contrôle équivalent est présenté comme suit :

$$u_{ceq} = \begin{bmatrix} u_{ceqd} \\ u_{ceqq} \end{bmatrix} = \frac{1}{k_1 \frac{x_3}{L} \left(\frac{k_2 x_1}{C} - \frac{k_1 x_3}{L} \right)} \begin{bmatrix} -\frac{k_1 x_3}{L} & \frac{-k_2 x_2}{C} \\ 0 & \frac{k_2 x_1}{C} - \frac{k_1 x_3}{L} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} k_1 x_2 \omega + \frac{k_1 v_d}{L} - \frac{k_1 x_1 R}{L} - k_1 \dot{x}_1^* \\ -k_1 x_1 \omega - \frac{k_1 x_2 R}{L} - k_1 \dot{x}_2^* \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

Le schéma de commande de la station onshore est présenté par la Figure 5.19.

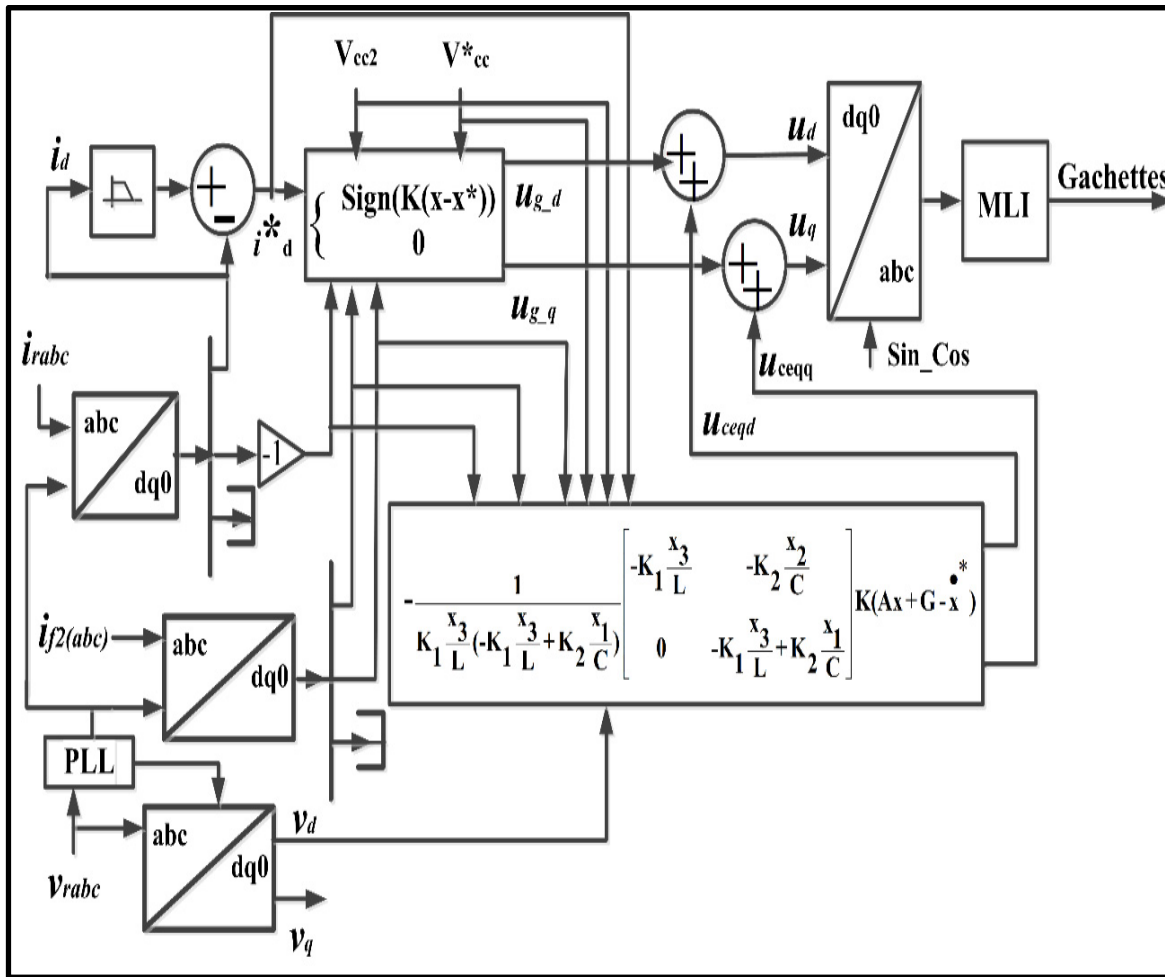


Figure 5.19 Schéma de contrôle du convertisseur onshore VSC-HVDC à deux niveaux par SMC

5.5.4 Résultats de simulation

Pour vérifier la performance de notre système et l'efficacité de la commande SM par rapport au contrôleur PI, le système est soumis à des simulations en fonctionnement permanent et en fonctionnement de défaut de bus CC.

5.5.4.1 Fonctionnement du système sous les conditions normales

Les Figures ci-dessous présentent les réponses dynamiques de la simulation du système en appliquant le contrôle par PI et SM.

Les Figures 5.20 et 5.21 présentent les formes d'ondes des signaux alternatifs de la tension et du courant du réseau sous l'application du contrôleur PI et le SM. Ces signaux sont purement sinusoïdaux et stables au cours de la simulation.

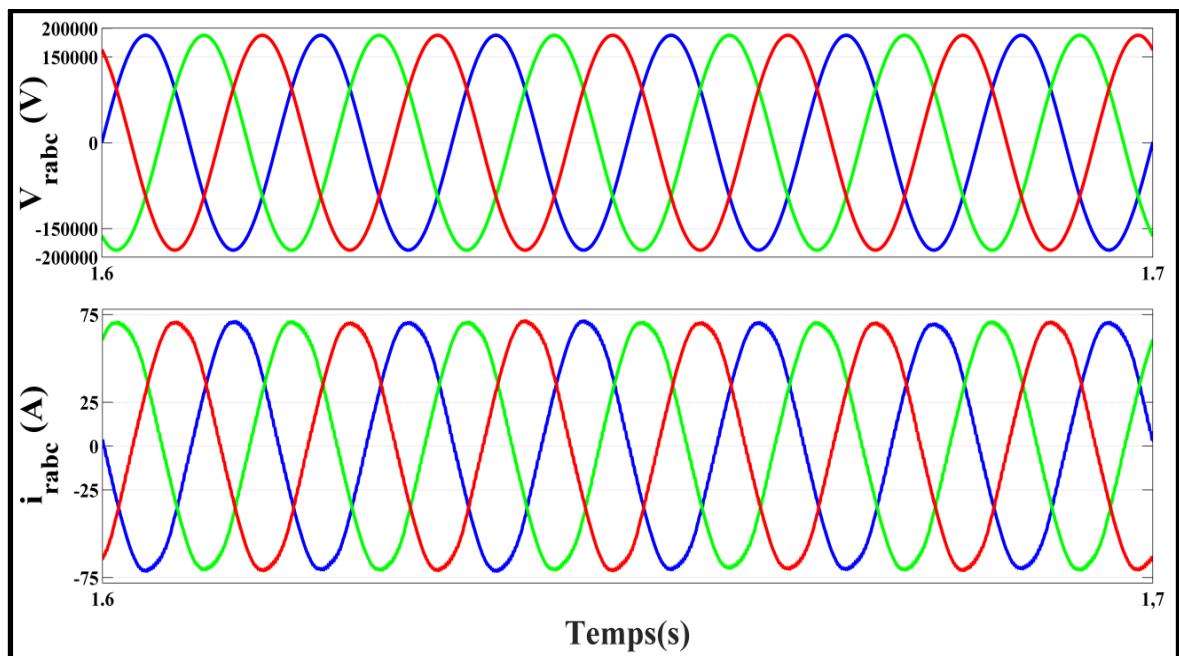


Figure 5.20 Schéma de la tension et courant du réseau côté station onshore avec PI sous les conditions normales

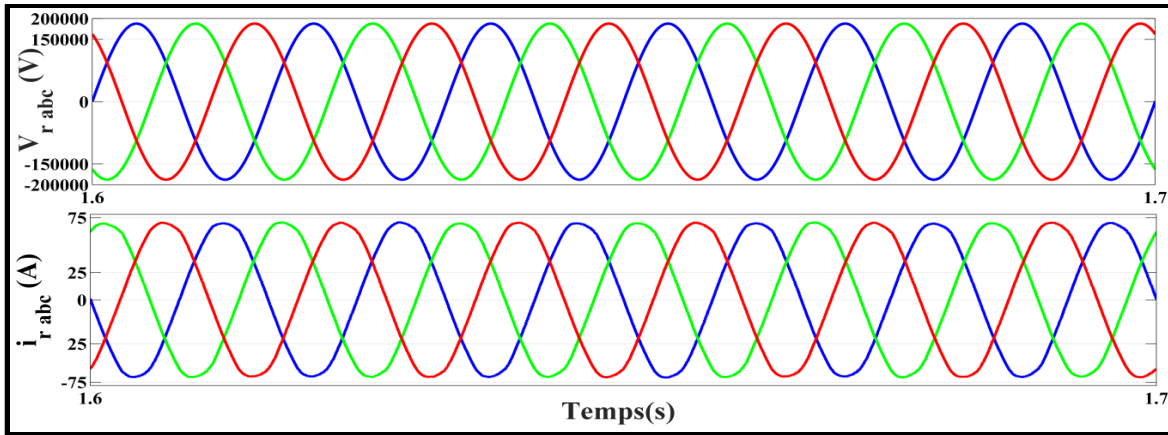


Figure 5.21 Schéma de la tension et courant du réseau côté station onshore avec SMC sous les conditions normales

La Figure 5.22 présente le signal de la tension du bus CC (V_{cc}) avec une petite variation dans le cas du contrôleur PI. Cette variation s'annule dans le cas de l'application de SM. Ces résultats indiquent que la commande SM est plus efficace que celle de PI.

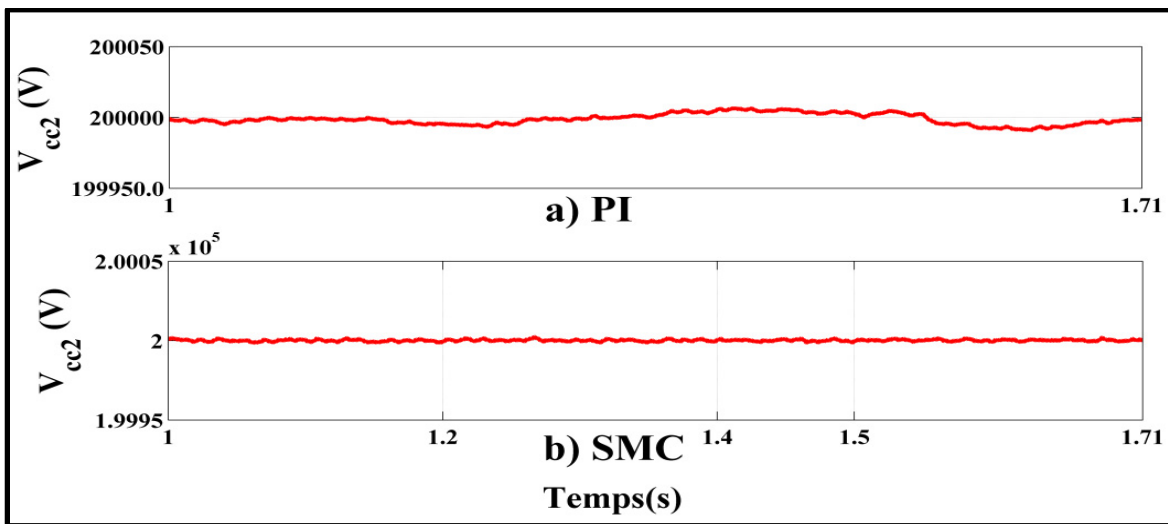


Figure 5.22 Schéma de la tension du bus CC de la station onshore avec les commandes : a) PI et b) SM

Les Figures 5.23 et 5.24 présentent les formes d'ondes des puissances actives et réactives transférées vers la station onshore et reçues par le grand réseau alternatif (HVAC). On voit

clairement que la puissance générée par le parc éolien est reçue par le réseau avec des pertes d'énergie négligeable, ce qui indique que la commande choisie est efficace dans l'application de PI et SM.

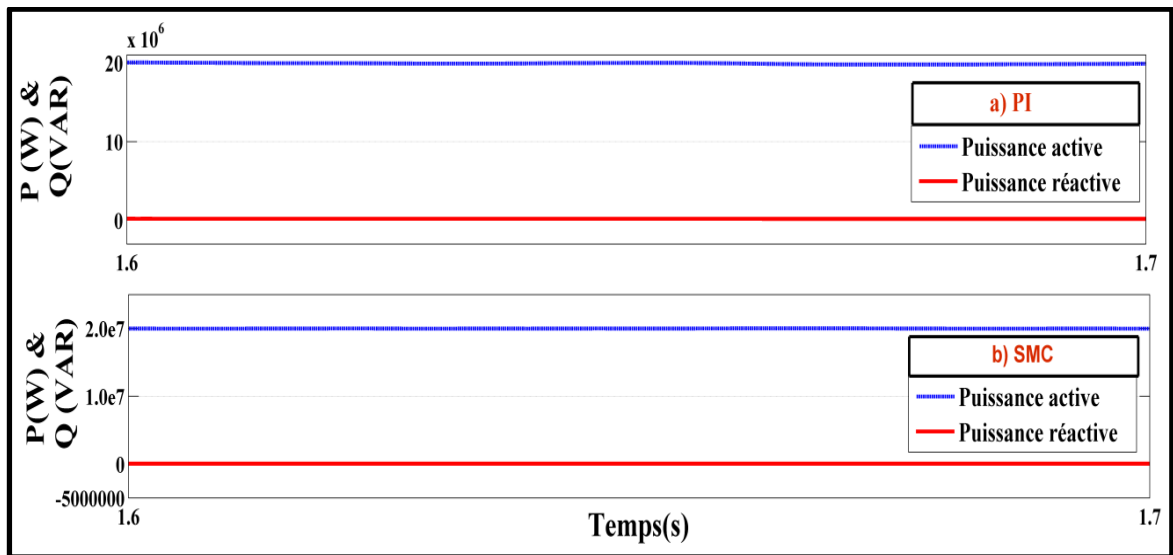


Figure 5.23 Les formes d'ondes de la puissance active et réactive côté onshore: a) Contrôleur PI, b) Contrôleur SM

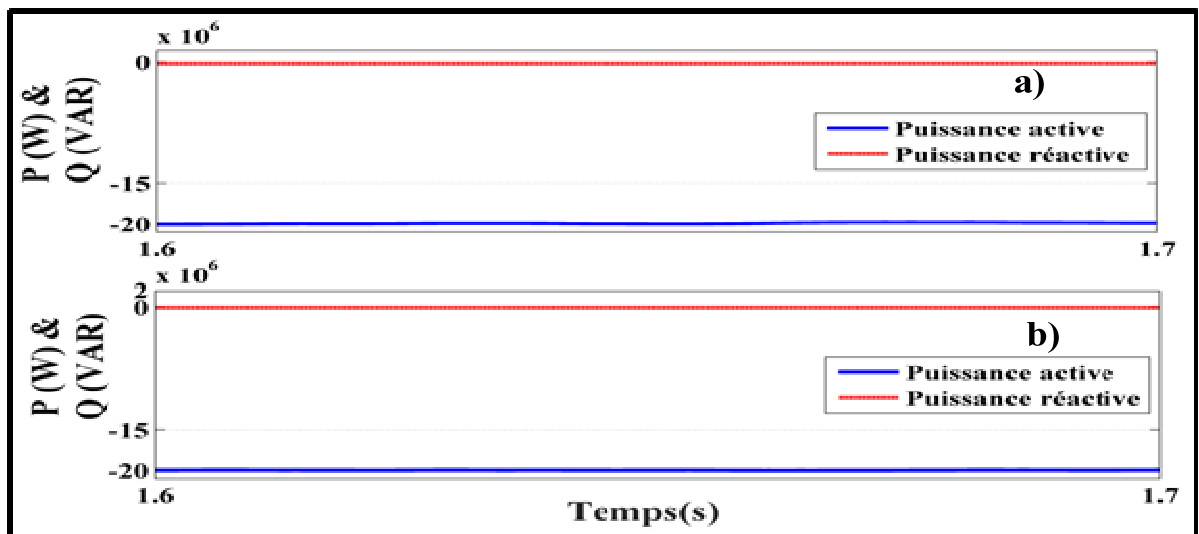


Figure 5.24 Les formes d'ondes de la puissance active et réactive côté réseau : a) Contrôleur PI, b) Contrôleur SM

5.5.4.2 Fonctionnement du système en cas de défaut

Le défaut du pôle positif de câble CC à la terre a été appliqué à 1,63s au niveau de la transmission HTCC et éliminé après 1,66s. La réponse dynamique du système au cours de défauts CC avec les commandes utilisant PI et SM est présentée dans les figures ci-dessous.

Les formes d'ondes de la tension et courant du réseau alternatif à l'aide des commandes PI et SM sont représentées aux Figures 5.25 et 5.26, respectivement. On observe que pour les deux méthodes de contrôle (PI et SM), le réseau est alimenté par le parc offshore via des stations VSC-HVDC. Dans l'intervalle de défaut $t = 1,63\text{s}$ à $t = 1,66\text{s}$, l'amplitude du courant alternatif des Figures 5. 26a et 26b diminue pour les deux commandes, mais le signal reprend rapidement sa forme sinusoïdale. Ce qui implique un effet sur l'écoulement de puissance vers le réseau comme cela est indiqué dans les Figures 5.27 et 5.28.

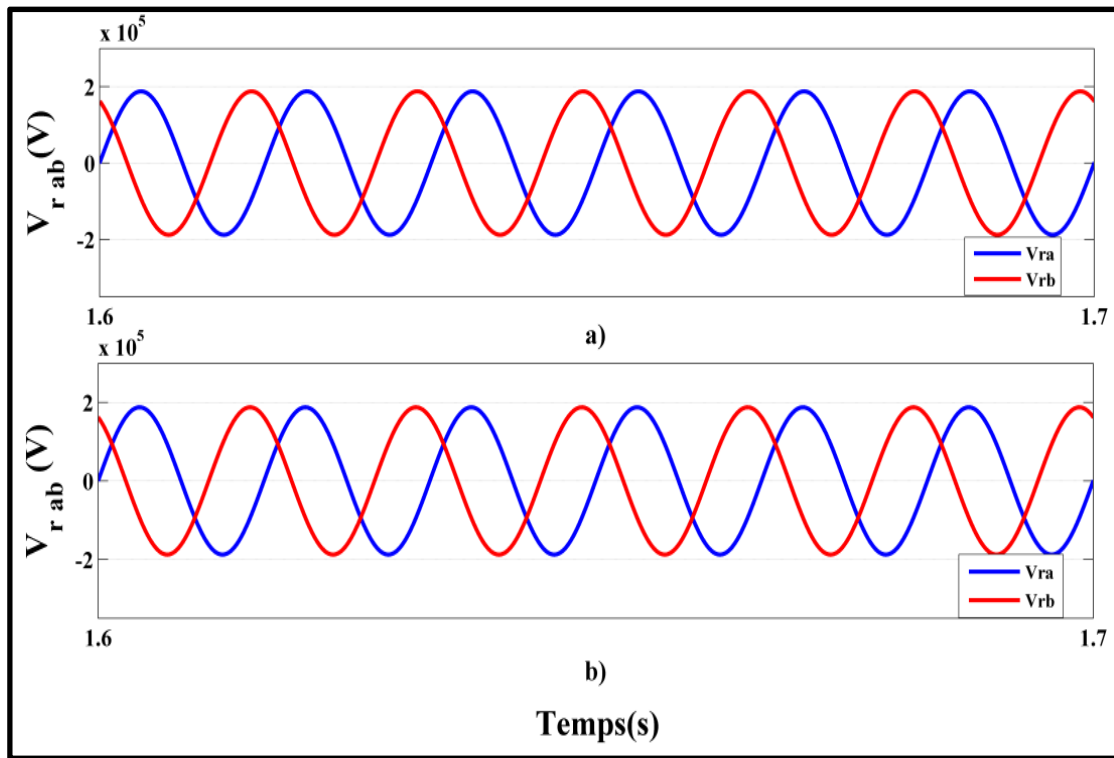


Figure 5.25 Schémas des tensions du réseau AC de système onshore avec présence de défaut CC côté onshore: a) PI et b) SM

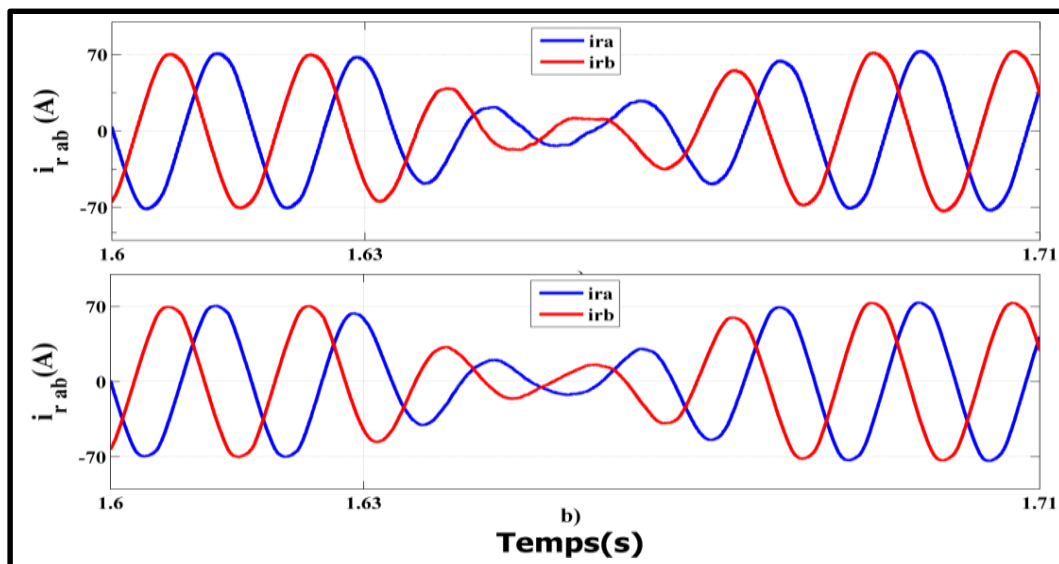


Figure 5.26 Schémas des courants de réseau AC de système onshore avec présence de défaut CC côté onshore: a) PI et b) SMC

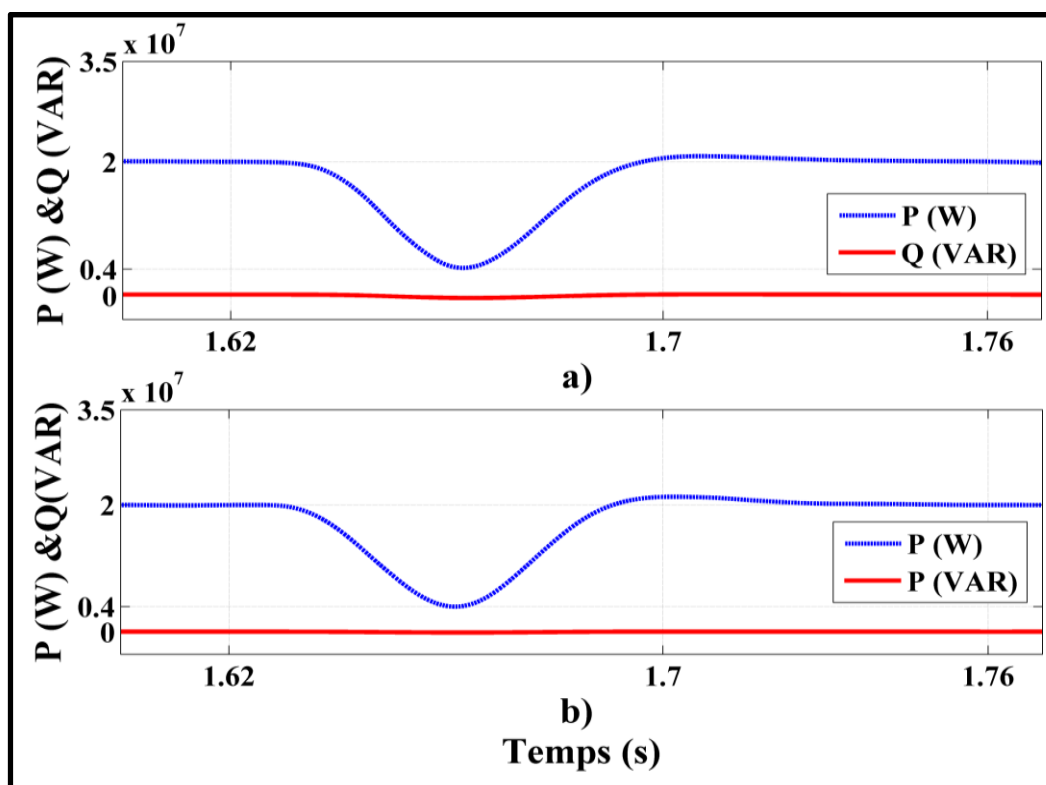


Figure 5.27 Schémas des puissances P et Q de la station onshore avec présence de défaut CC côté onshore a) PI et b) SM

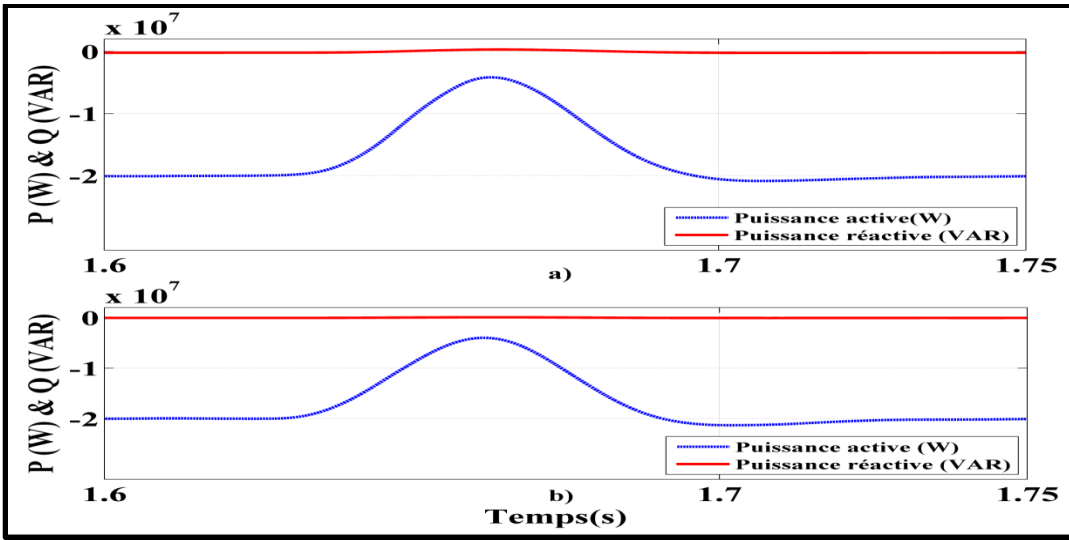


Figure 5.28 Schémas de puissances active et réactive de la station VSC-HVDC offshore avec défaut CC coté onshore: a) PI et b) SM

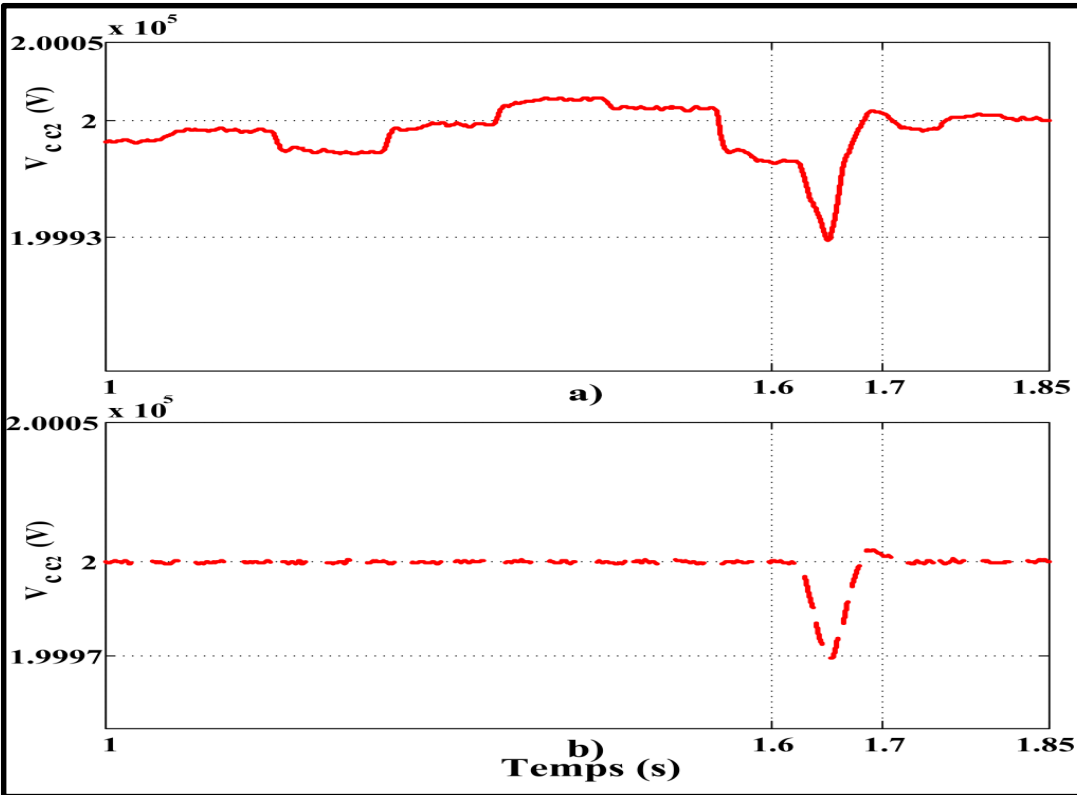


Figure 5.29 Schémas de la tension continue de la station VSC-HVDC avec présence de défaut CC coté onshore: a) PI et b) SM

La tension mesurée du bus continu de la station terrestre VSC-HVDC utilisant les deux commandes (PI et SM) est illustrée à la Figure 5. 29. On voit clairement que la tension continue mesurée suit précisément sa référence (200 kV) avec une petite perturbation pendant le défaut CC dans le cas de SM comme cela est illustré dans la Figure 5. 29b. Cependant, la forme d'onde de la tension du bus continu dans le cas du contrôleur PI n'est pas constante, mais oscille légèrement autour de sa référence avec une erreur négligeable qui respecte les normes de la transmission en haute tension à courant continu. Pendant l'intervalle de défaut, la tension de bus continu avec le contrôleur PI a diminué plus que celle utilisant le contrôleur SM.

5.5.5 Résultats expérimentaux

Pour valider les performances de l'approche SMC proposée en contrôlant la station VSC-HVDC onshore, un prototype à échelle réduite du système proposé a été testé en laboratoire sous un défaut continu et une coupure brusque de la charge. Le prototype utilisé pour des tests est constitué d'un variateur de vitesse ABB, des charges, d'un générateur à aimant permanent de 2.5 kW à vitesse variable entraînée par un moteur à induction de 2.5 kW connecté au réseau alternatif par l'intermédiaire d'un redresseur en pont de diodes, d'un hacheur élévateur, d'un onduleur et d'un autotransformateur. Les signaux de commande PWM sont générés par un dSPACE1104.

La Figure 5.30 illustre les formes d'ondes de la tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur dans le régime permanent. On observe que la tension et le courant côté générateur sont en phase, ce qui prouve que l'éolienne à base de PMSG a fourni la puissance au réseau alternatif.

La Figure 5.31 illustre les formes d'ondes de la tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur, avant, pendant et après l'intervalle de défaut continu. On voit que les amplitudes de la

tension et du courant côté générateur sont légèrement influencées pendant l'intervalle du défaut continu.

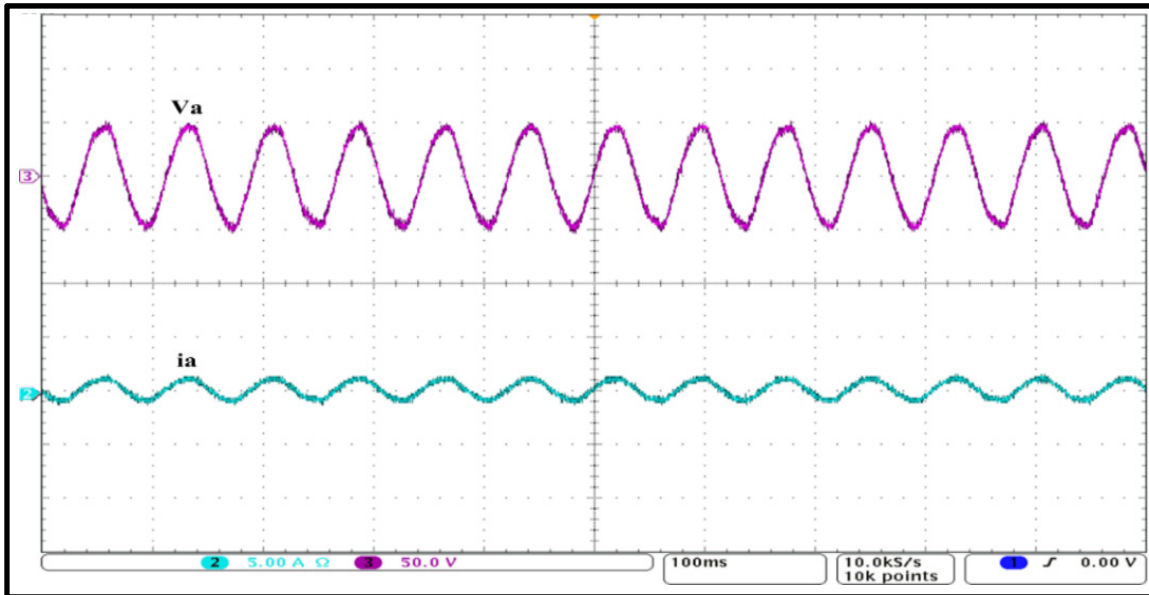


Figure 5.30 Résultats expérimentaux de la dynamique de la tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur en régime permanent

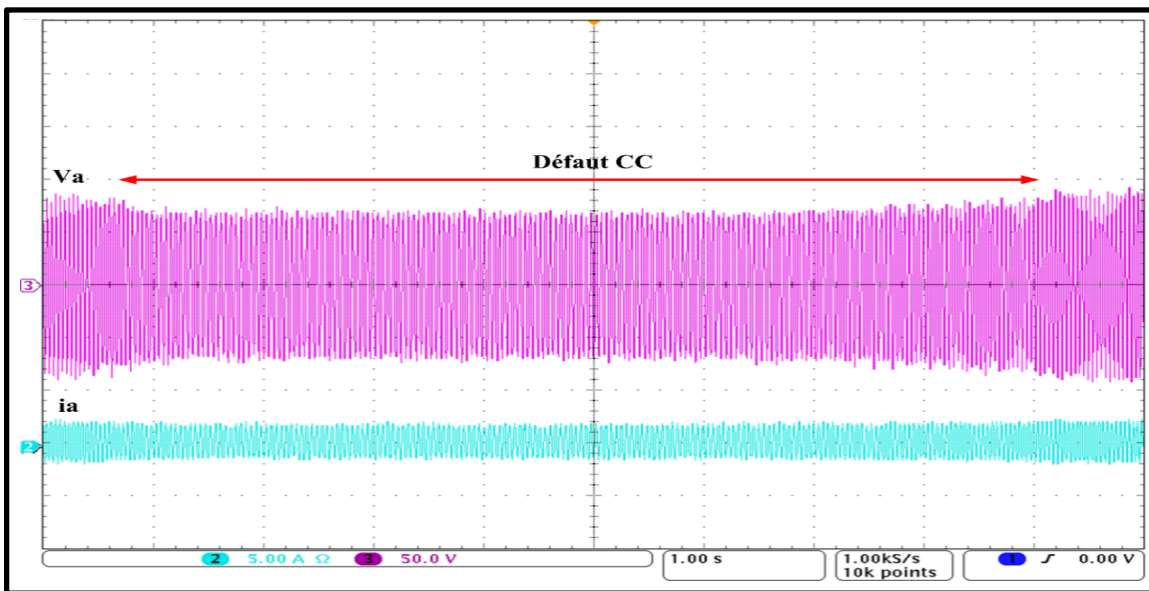


Figure 5.31 Résultats expérimentaux de la dynamique de tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur avec défaut continu

Les Figures 5.32 et 5.33 illustrent les formes d'ondes zoomées de la tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur avant, pendant et après l'intervalle du défaut continu respectivement.

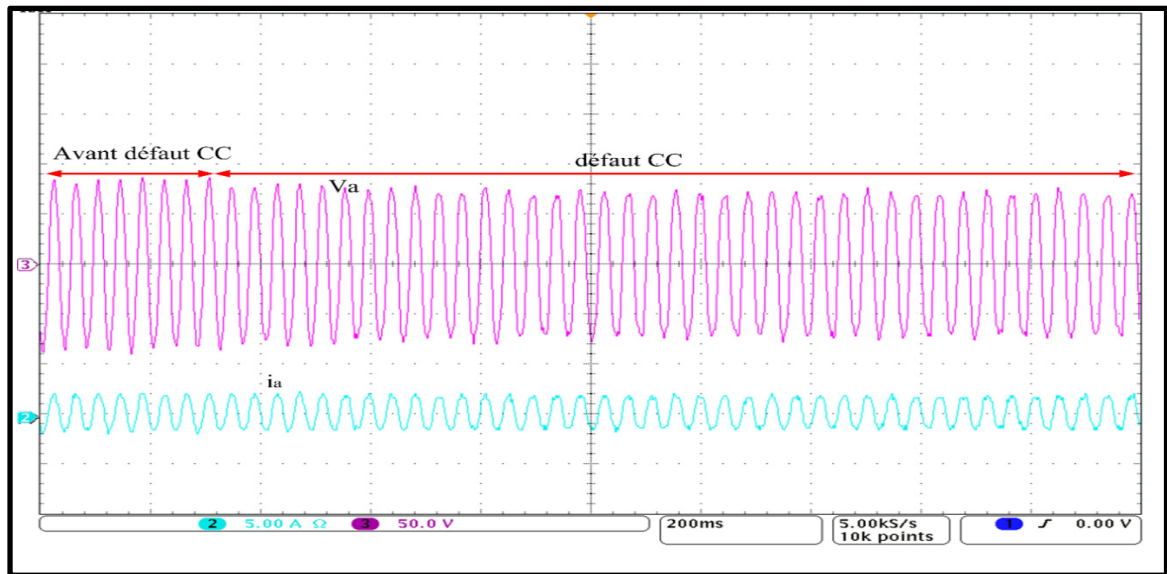


Figure 5.32 Résultats expérimentaux avec zoom de la dynamique de la tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur avant et pendant le défaut CC

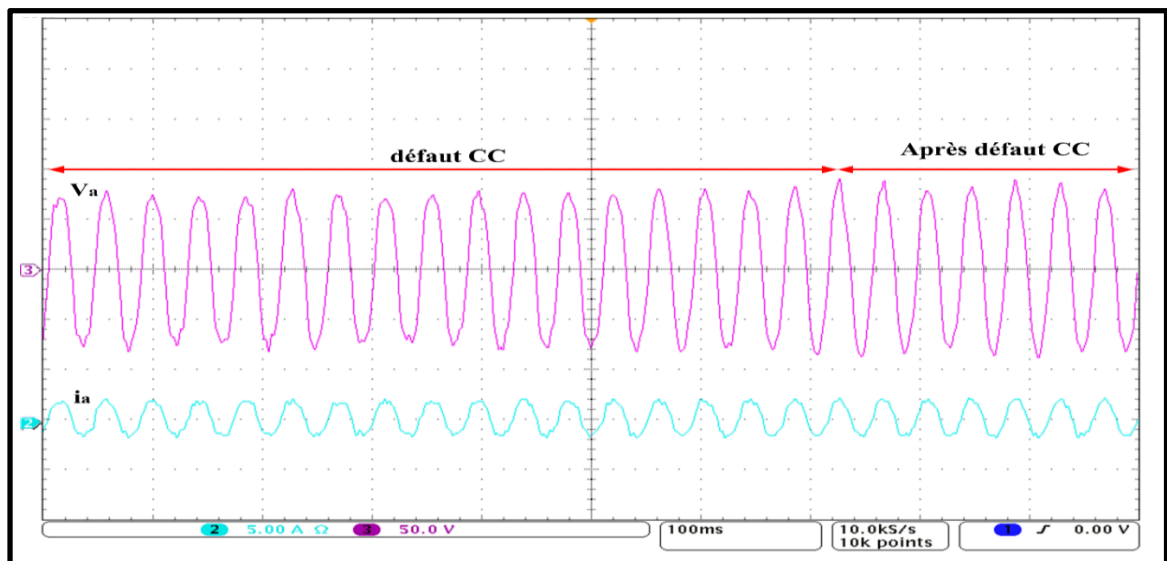


Figure 5.33 Résultats expérimentaux avec zoom de la dynamique de tension (v_a) et du courant (i_a) côté générateur pendant et après le défaut CC

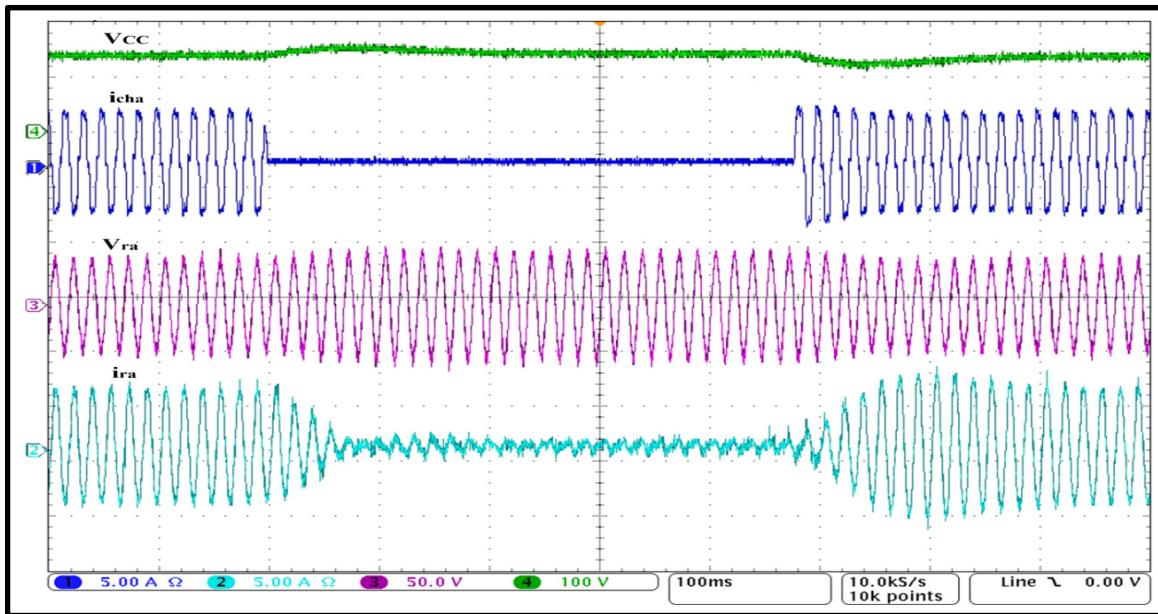


Figure 5.34 Résultats expérimentaux de la tension (V_{cc}), courant (i_{cha}), tension (v_{ra}) et de courant (i_{ra}) du réseau avec une coupure brusque de la charge

La Figure 5.34 illustre les formes d'ondes de la tension de bus continu (V_{cc}), du courant de la charge, de la tension de réseau alternatif (v_{ra}) et du courant de réseau alternatif (i_{ra}) avant, pendant et après le temps de défaut de coupure brusque de la charge.

La figure montre que la tension du bus CC mesurée correspond exactement à la tension du bus CC de référence, sauf pendant le défaut de l'illumination et de l'apparition de la charge avec une légère variation. D'autre part, on observe que lorsque le défaut se produit, l'amplitude de la tension du réseau alternatif a augmenté légèrement sans se déformer, ce qui vérifie la robustesse et la performance de notre système proposé.

5.5.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons simulé les différentes topologies de VSC-HVDC connecté au réseau dans les deux côtés sous des différents défauts (AC et CC), ensuite nous avons appliqué une méthode de contrôle en mode de glissement qui a été testée par simulation sur

MATLAB / Simulink pour un parc offshore à base des stations VSC-HVDC et validée expérimentalement dans un prototype de laboratoire à l'échelle réduite. Les résultats des simulations numériques et des tests expérimentaux illustrent des meilleures performances de la méthode SMC proposée. Dans le système offshore VSC-HVDC, l'algorithme MPPT a été introduit pour extraire la puissance maximale des éoliennes. L'approche SMC est utilisée pour contrôler la station VSC-HVDC onshore afin de transférer l'énergie fournie par l'éolienne à base de PMSG, vers le réseau à courant alternatif (onshore).

La comparaison entre le SM et le contrôleur PI est effectuée, et on peut conclure que l'utilisation de la SM améliore la réponse dynamique du système par rapport à l'utilisation du contrôleur PI. L'approche de contrôle SM montre un comportement meilleur par rapport à celle utilisant un PI en termes de stabilité, de qualité du signal, et au niveau du temps de la réponse du système. Les résultats expérimentaux ont confirmé la performance de SMC qui est capable de transférer de l'énergie au réseau alternatif en présence de défauts continus et en présence de la disparition et de l'apparition de la charge, en générant des formes d'ondes stables et bien régulées.

La stratégie proposée basée sur SMC offre d'excellentes performances dynamiques et transitoires pour le système VSC-HVDC connecté au parc offshore (éolienne PMSG) et le système réduit au court de la perturbation et du défaut CC.

CHAPITRE 6

IMPACT DE NOUVELLE STRATÉGIE DE CONTRÔLE DE PARC ÉOLIEN OFFSHORE À BASE DE NPC VSC-HVDC EN CAS DE DÉFAUT CC

6.1 Introduction

Ces dernières années, l'énergie éolienne offshore prend de plus en plus d'importance en raison de développement accru accordé aux ressources écologiquement durables et grâce à des progrès dans le domaine des technologies éoliennes. La raison principale pour choisir la production d'énergie éolienne offshore est de compenser de sites onshore appropriés. Après la crise mondiale de l'énergie pétrolière en 1970 (Gustafson 1981) et son influence sur l'économie (Maul, Turner et al. 1993, Sweet 2009, Knoll 2013), le monde a commencé à étudier de nouvelles sources d'énergie telles que l'énergie éolienne, marémotrice et houlomotrice (Chompoo-inwai, Chompoo-inwai et al. 2008). Ces sources d'énergie renouvelables (SER) sont propres, durables et gratuites par rapport aux sources d'énergie conventionnelles telles que le pétrole qui est polluant et épuisable (Chauhan, Jain et al. 2010, Ahmad, Coppens et al. 2013).

Cependant, les SER sont intermittentes ; et ne peuvent pas être envoyés directement sur le réseau sans une interface de conversion. Selon (Dai, Xu et al. 2009, Raza, Dianguo et al. 2017), la question de la transmission de l'énergie fournie par les parcs éoliens offshore raccordés au réseau est le défi le plus important à résoudre. Parmi les solutions proposées pour relier les parcs éoliens offshore au réseau via des longues distances, deux technologies de transmission sont disponibles telles que la haute tension à courant alternatif (HTCA) et la haute tension à courant continu (HTCC) (Chou, Wu et al. 2012, Wang and Thi 2013). Parmi celles-ci, la technologie VSC-HVDC présente de nombreux avantages par rapport aux systèmes HTCA (HVAC) décrits dans (Dai, Xu et al. 2009 Chou); (Wu et al. 2012); (Liu and Chen 2015) et (Liang and Jackson 2009, Song-Manguelle, Todorovic et al. 2014), tels que :

- Seule une paire de câbles est utilisée pour les VSC-HVDC en haute puissance. En outre, les câbles HVDC ont des paramètres importants tels que des diamètres plus petits, des pertes et des poids plus faibles que les câbles AC pour la même capacité de transfert de puissance ;
- Utilisation des câbles sous-marins sur les longues distances ;
- Meilleure transmission et des pertes plus faibles sur des longues distances ;
- Aucune synchronisation requise entre les deux stations ainsi que plus de stabilité lors des perturbations.

De nombreuses approches de contrôle du système VSC-HVDC sont rapportées dans plusieurs recherches pour atteindre une performance élevée. Une approche basée sur un contrôle indépendant des puissances actives et réactives proposées dans (Liu and Chen 2015, Kabiri, Holmes et al. 2016), est simple et robuste contre les perturbations par rapport aux approches de contrôle existantes données dans (Eriksson 2013, Schmuck, Woittennek et al. 2014).

L'utilisation de ces approches ramène à une transmission de puissance de l'offshore à l'onshore sans affecter la polarité de la tension continue.

En général, le convertisseur VSC à deux niveaux est utilisé pour cette application, mais récemment le convertisseur à trois niveaux à base de NPC se démarque et plus utilisé que le VSC à deux niveaux lors de l'utilisation de la tension plus élevée ainsi que la transmission en haute puissance (Benhalima, Chandra et al. 2017).

Généralement, plusieurs générateurs à vitesse variable entraînés par des éoliennes sont installés dans les parcs offshore. Le générateur synchrone à aimants permanents (PMSG) est plus approprié pour cette application en raison de :

- Facilité et son faible coût de maintenance ;
- Découplage complet du réseau ;

- Convertisseur de puissance qui fonctionne en pleine capacité.

Passons maintenant à la protection de VSC-HVDC qui est un grand problème selon (Eriksson 2013, Schmuck, Woittennek et al. 2014, Kabiri, Holmes et al. 2016), en particulier lors d'une panne de câble CC. De nombreuses méthodes sont décrites dans la littérature pour trouver une meilleure solution avec un coût réduit à ce problème en augmentant la sécurité du système. Pour éliminer le défaut CC, l'ouverture de tous les disjoncteurs AC est suggérée dans (Tang and Ooi 2007). Cette solution n'est pas efficace à cause de l'arrêt de la source d'énergie. Dans (Neumann 2006, Chen, Chen et al. 2016) le problème de défaut du câble CC relié à la terre est résolu en utilisant le limiteur de courant supraconducteur résistif et inductif (SFCL), mais c'est une solution lente. De plus, le défaut CC peut endommager le système.

Pour réduire le risque de défaut CC et l'éliminer rapidement, une nouvelle approche est bien proposée en utilisant le hacheur CC. Cependant, des nouvelles topologies et stratégies de contrôle sont développées pour assurer une transmission sûre et efficace de l'énergie produite par des parcs éoliens offshore vers la station onshore. En outre, une étude détaillée du système de contrôle basée sur la détection de la variation des courants et leurs effets sur les différents systèmes est appliquée aux réseaux de la transmission.

Dans ce chapitre, une nouvelle approche de contrôle est proposée pour atteindre une haute performance en cas de défaut CC sur le NPC (VSC-HVDC) à trois niveaux. Cette configuration permet l'intégration optimale d'un parc éolien offshore à grande échelle et démontre une bonne performance du VSC-HVDC en présence d'un défaut de câble CC rapidement éliminé. En outre, il est capable de maintenir un fonctionnement stable des convertisseurs de puissance existants. Le contrôle proposé est basé sur la détection de défaut du câble positif qui est court-circuité à la masse en mesurant le niveau de tension du câble et les variations de la tension continue et du courant. De plus, l'action de contrôle de protection du hacheur CC corrige le courant de défaut pour rétablir la transmission de puissance après

l'élimination du défaut, en améliorant ainsi la fiabilité du réseau et la qualité de l'alimentation.

La modélisation, simulation et test expérimentaux sont mis en validation pour tester la robustesse de la conception proposée, ainsi que les approches de contrôle développées.

6.2 Description du système

Le système étudié (Benhalima, Chandra et al. 2017), tel qu'illustré à la Figure 6.1, comprend le parc éolien offshore basé sur des PMSG et des VSC dos-à-dos, des transformateurs, des stations VSC-HVDC basées sur les convertisseurs NPC à trois niveaux et deux câbles CC sous-marins (XLPE) (Annexe I, Tableau-A I-11). Chaque terminal de parc offshore est constitué de PMSG présenté dans la Figure 6.2 qui est connectée au bus AC par l'intermédiaire des convertisseurs AC-CC-AC, une ligne de transmission CA triphasé et un transformateur connecté à la station offshore.

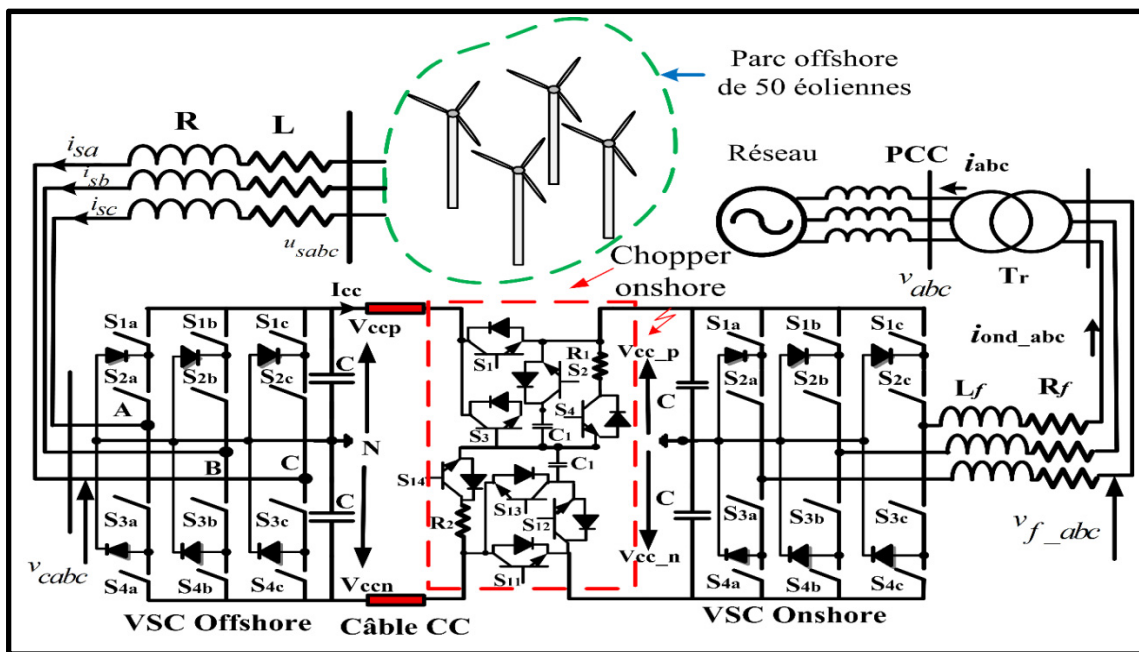


Figure 6.1 Topologies de parc éolien offshore avec un hacheur intégré au système de la transmission VSC-HVDC

La puissance générée par le parc éolien est transmise au réseau principal via la station onshore. De plus, un nouveau hacheur CC est installé en parallèle avec les condensateurs CC afin d'atténuer la surtension continue, réduire la puissance générée par les éoliennes offshore et protéger les convertisseurs et les lignes CC en cas de défaut de court-circuit.

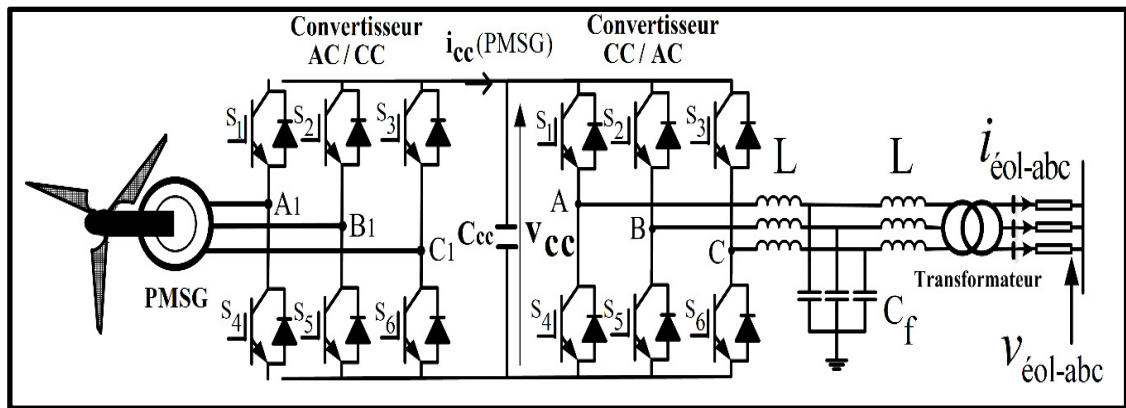


Figure 6.2 Schéma individuelle de PMSG utilisé dans le parc éolien offshore

6.3 Modélisation et Contrôle du Système proposé

Dans cette section, la modélisation des différents éléments du système et les algorithmes de contrôle développés sont présentés.

6.3.1 Maximum de la puissance générée

L'éolienne peut produire la puissance maximale à la vitesse nominale et un angle de calage égal à zéro ($\beta = 0$) comme est indiqué dans la Figure 6.3.

La puissance mécanique (P_m) est définie par :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p \left(\frac{R \omega_m}{\lambda} \right)^3 \quad (6.1)$$

La Figure 6.3 montre la caractéristique de la puissance mécanique de l'éolienne en fonction de la vitesse du rotor pour des différentes vitesses du vent.

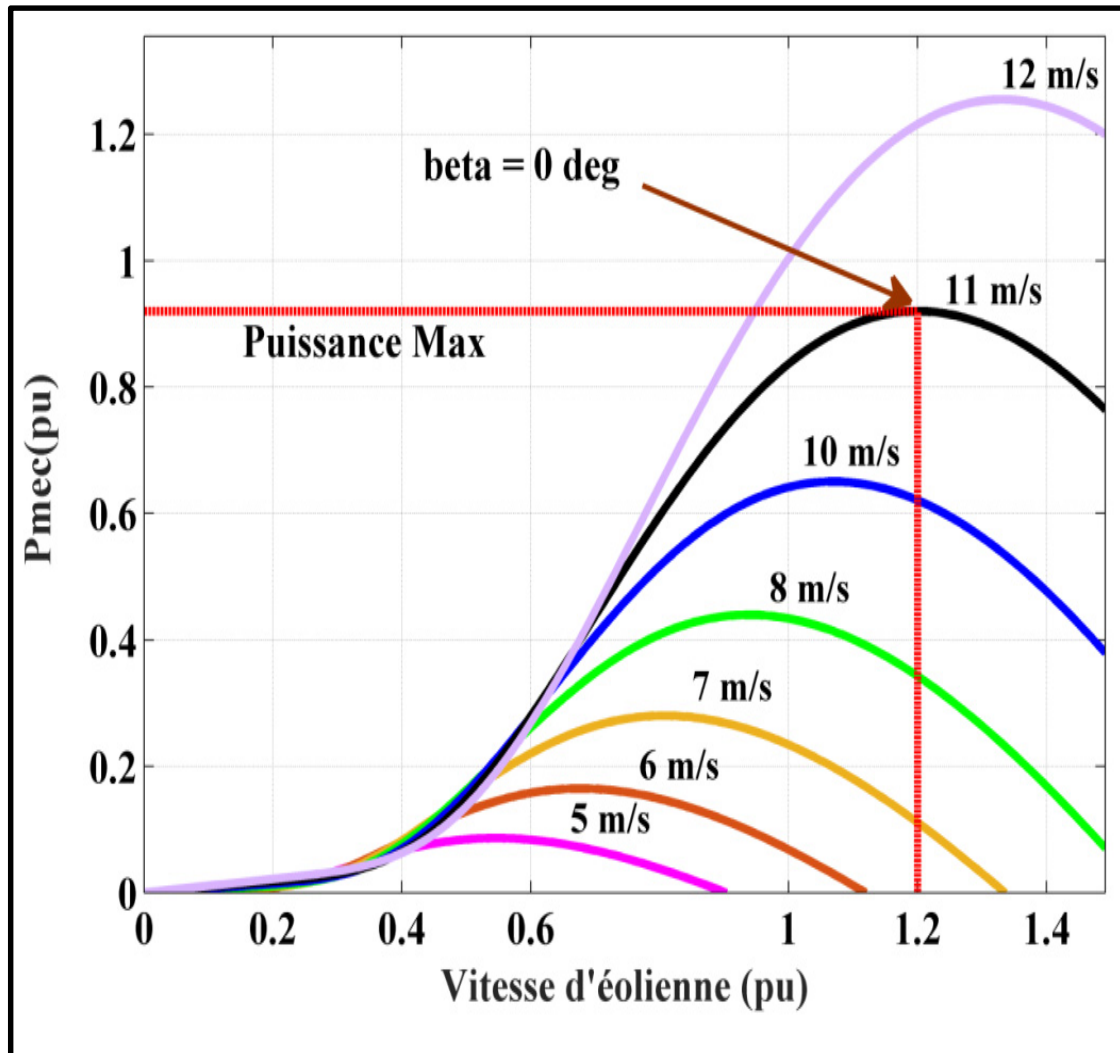


Figure 6.3 Courbe de la puissance (P_{mec}) de PMSG en fonction de la vitesse de rotation

6.3.2 Modélisation du système proposé

L'algorithme de contrôle de la station offshore VSC-HVDC proposé assure l'écoulement de puissance avec une meilleure efficacité.

Le modèle dynamique du convertisseur VSC qui est illustré à la Figure 6.1, est décrit comme suit :

$$\begin{cases} u_{sa} = Ri_{sa} + L \frac{di_{sa}}{dt} - \omega Li_{sa} + v_{ca} \\ u_{sb} = Ri_{sb} + L \frac{di_{sb}}{dt} - \omega Li_{sb} + v_{cb} \\ u_{sc} = Ri_{sc} + L \frac{di_{sc}}{dt} - \omega Li_{sc} + v_{cc} \end{cases} \quad (6.2)$$

Où u_{sa} , u_{sb} et u_{sc} , désignent les tensions alternatives au PCC, R est la résistance de ligne, L est l'inductance de ligne, et i_{sa} , i_{sb} et i_{sc} représentent respectivement les courants de parc offshore.

Les valeurs v_{ca} , v_{cb} et v_{cc} , désignent des tensions triphasées de convertisseur ligne-neutre.

En utilisant la matrice de transformation de Park, qui est détaillée dans (Li, Haskew et al. 2010) et décrite dans (6.3).

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}, \theta = \omega t \quad (6.3)$$

Après simplification le modèle mathématique de VSC exprimé en (6.2) est obtenu par l'expression suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L}(u_{sd} - v_{cd}) - \frac{R}{L}i_{sd} - j\omega i_{sq} \\ \frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L}(u_{sq} - v_{cq}) + j\omega i_{sd} - \frac{R}{L}i_{sq} \\ \frac{di_{s0}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{s0} + \frac{1}{L}(u_{s0} - v_{c0}) \end{cases} \quad (6.4)$$

Le système triphasé est considéré équilibré. Par conséquent, les composantes homopolaires sont égales à zéro, et l'équation (6.4) devient comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L}(u_{sd} - v_{cd}) - \frac{R}{L}i_{sd} - j\omega i_{sq} \\ \frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L}(u_{sq} - v_{cq}) + j\omega i_{sd} - \frac{R}{L}i_{sq} \end{cases} \quad (6.5)$$

De (6.5), la forme matricielle des tensions du convertisseur peut être écrite comme :

$$\begin{bmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -R & L\omega \\ -L\omega & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} - s \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

6.3.3 Stratégie de contrôle de VSC offshore

La stratégie de contrôle développée à la station VSC-HVDC offshore est basée sur la théorie de la puissance triphasée instantanée développée dans (Li, Haskew et al. 2010). Cependant, les composantes actifs et réactifs de référence i^*_d et i^*_q sont estimés comme suit :

$$\begin{cases} i_d^* = \left(k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s} \right) (P_s - P_{mes}) \\ i_q^* = \left(k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s} \right) (Q_{ref} - Q_{mes}) \end{cases} \quad (6.7)$$

Où k_{i1} , k_{p1} , k_{i2} et k_{p2} , P_s , P_{mes} , Q_{mes} et Q_{ref} , représentent les gains intégraux et proportionnels des contrôleurs de puissance active et réactive, puissance de référence générée par le parc offshore, des puissances actives et réactives mesurées et la référence de la puissance réactive.

Les P_{mes} et Q_{mes} dans le plan stationnaire abc du côté réseau de la station sont calculées comme.

$$\begin{cases} P_{mes} = u_{sa}i_{sa} + u_{sb}i_{sb} + u_{sc}i_{sc} \\ Q_{mes} = \frac{(u_{sb} - u_{sc})u_{sa} + (u_{sa} - u_{sb})u_{sc} + (u_{sc} - u_{sa})u_{sb}}{\sqrt{3}} \end{cases} \quad (6.8)$$

Et dans le plan de référence d-q, ces équations sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} P_{mes} = u_{sd}i_{sd} + u_{sq}i_{sq} \\ Q_{mes} = u_{sq}i_{sd} - u_{sd}i_{sq} \end{cases} \quad (6.9)$$

La composante q de la tension (u_{sq}) égale à zéro, car, en régime permanent, l'axe d est aligné sur la position de la tension au point PCC. Ainsi (6.9) devient comme suit :

$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{P_{mes}}{u_{sd}} \\ i_{sq} = -\frac{Q_{mes}}{u_{sd}} \end{cases} \quad (6.10)$$

Par conséquent, les puissances active et réactive du côté AC du VSC peuvent être facilement contrôlées en utilisant (6.10) et en contrôlant uniquement les courants i_{sd} et i_{sq} . La tension continue (V_{CC}) des deux côtés des convertisseurs de puissance doit être régulée de façon constante pendant les conditions normales et de perturbation.

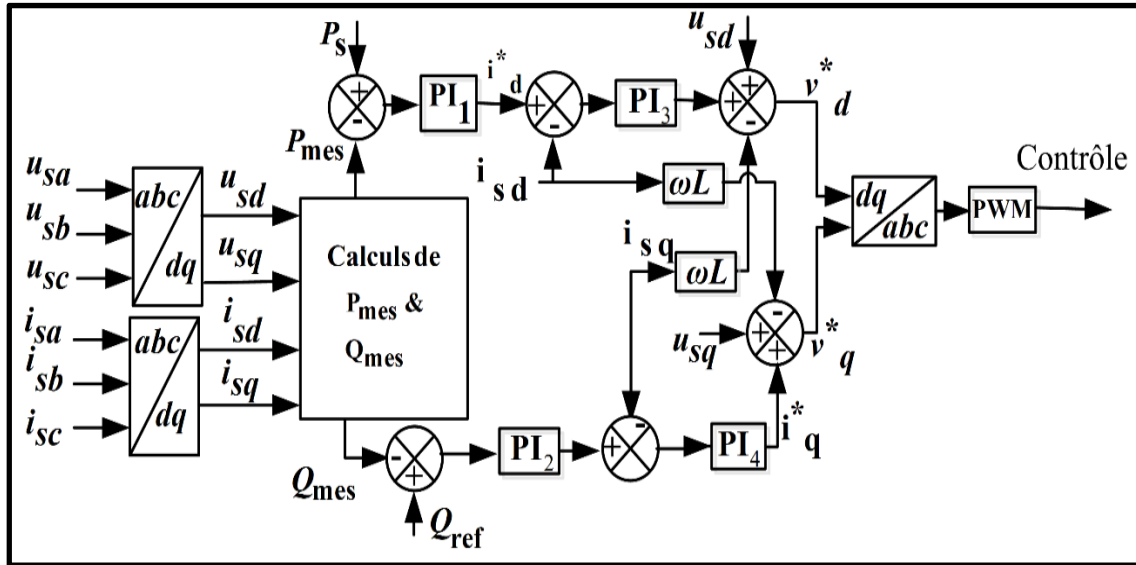


Figure 6.4 Schéma de contrôle du convertisseur VSC-HVDC offshore

La puissance active générée par le parc offshore (P_s) est mesurée et injectée au contrôle du VSC. La tension alternative est maintenue constante en contrôlant la puissance réactive. L'algorithme de contrôle du redresseur est développé et représenté dans la Figure 6.4. Le terme (ωL) est utilisé pour découpler les contrôleurs internes. Les références de tension obtenues en d-q sont transformées en (abc) en utilisant la transformation inverse de Park. Les tensions abc obtenues sont comparées à des formes d'onde triangulaires pour obtenir des signaux en commandant les commutateurs IGBT.

6.3.4 Stratégie de contrôle de VSC-HVDC onshore

Le schéma de principe proposé de la commande du convertisseur VSC à trois niveaux est présenté à la Figure 6.5, pour réguler le V_{cc} , maintenir un fonctionnement stable du système

en présence de court-circuit, synchroniser le système et injecter la puissance générée en le transférant vers le réseau terrestre.

Les paragraphes suivants détaillent les méthodes permettant de déterminer les lois de contrôle du système VSC à trois niveaux.

6.3.4.1 Commandes de puissance active et réactive

En utilisant les lois de Kirchhoff au convertisseur VSC à trois niveaux, les équations suivantes sont obtenues par :

$$\begin{cases} \frac{di_a}{dt} + Ri_a = v_a - v_{fa} \\ \frac{di_b}{dt} + Ri_b = v_b - v_{fb} \\ \frac{di_c}{dt} + Ri_c = v_c - v_{fc} \end{cases} \quad (6.11)$$

Où v_{abc} , i_{abc} et v_{fabc} désignent les tensions et les courants du réseau, les tensions côté onduleur, respectivement.

L'application de la transformation de Park à l'équation (6.11), donne l'expression suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} + \frac{R}{L}i_d - \omega i_q = \frac{v_d - v_{fd}}{L} \\ \frac{di_q}{dt} + \frac{R}{L}i_d + \omega i_q = \frac{v_q - v_{fq}}{L} \end{cases} \quad (6.12)$$

En négligeant les pertes au niveau de VSC onshore à trois niveaux et les pertes dans le transformateur, la puissance active et réactive peuvent être se présenter comme suit :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \\ Q_r = \frac{3}{2}(v_d i_q - v_q i_d) \end{cases} \quad (6.13)$$

La puissance active de référence (P_{ref}) est calculée selon l'équation suivante :

$$P_{ref} = P_r - P_{cc}^* \quad (6.14)$$

La puissance réactive de référence (Q_{ref}) peut aussi être calculée par :

$$Q_{ref} = Q^* - Q_r \quad (6.15)$$

Où P_{cc}^* représente la puissance de référence dans la liaison CC, qui est présentée par l'expression suivante :

$$P_{cc}^* = v_{cc} * i_{cc} \quad (6.16)$$

Et

$$\begin{cases} v_{cc} = \frac{\sqrt{2}}{m} v_f \\ C \frac{dv_{cc}}{dt} = i_{cc} - i_{ond} \end{cases} \quad (6.17)$$

Où m , v_{cc} et i_{cc} désignent respectivement l'indice de modulation, la tension continue et le courant continu.

La sortie du régulateur PI présente la tension de référence V_{cc}^* selon l'équation (6.18).

$$v_{cc}^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (i_{cc}^* - i_{cc}) \quad (6.18)$$

Où, k_p , k_i représentent les gains proportionnels et intégraux du régulateur de courant continu. Le courant actif est obtenu en divisant la référence de la puissance active par la tension de sortie de l'onduleur.

$$i_{dref} = \frac{P_{ref}}{v_{fd}} \quad (6.19)$$

Et le courant réactif est calculé comme suit :

$$i_{qref} = \frac{Q_{ref}}{v_{fq}} \quad (6.20)$$

6.3.4.2 Contrôle de la tension continue de VSC à trois niveaux

La tension du convertisseur VSC à trois niveaux à point milieu relié à la terre (NPC), est calculée comme suit :

$$v_{cc} = \frac{v_{cc_p} - v_{cc_n}}{2} \quad (6.21)$$

Le courant actif i_d^* trouvé après la régulation de la tension continue par le régulateur PI est injecté dans la boucle interne avec le courant actif calculé en (5.22).

$$i_d^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (v_{cc}^* - v_{cc}) \quad (6.22)$$

Où k_i et k_p sont respectivement les gains intégraux et proportionnels du contrôleur de la tension continue.

Les courants de références i_{dref} , i_{qref} sont calculés à partir des puissances actives et réactives. Les tensions de référence dans l'axe abc (v_a^* , v_b^* , v_c^*) sont obtenues en utilisant l'inverse de la matrice de Park. Les signaux obtenus sont appliqués à une modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale pour commander les commutateurs du VSC à trois niveaux, comme indiqué sur la Figure 6.5.

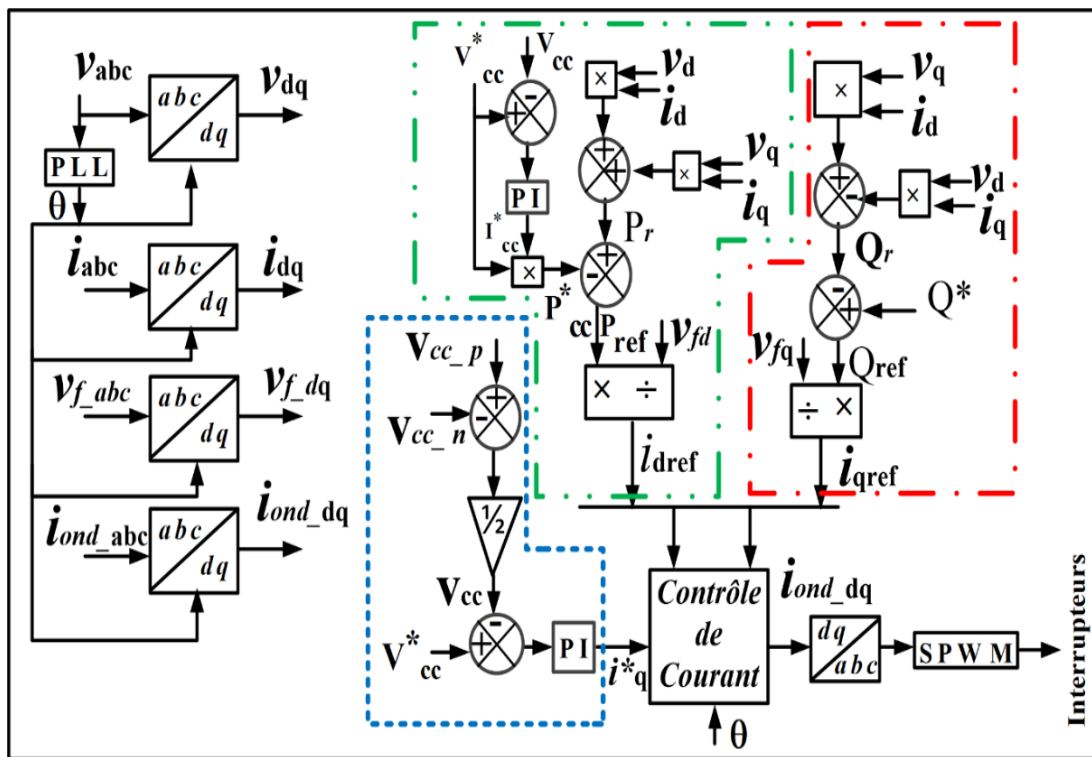


Figure 6.5 Contrôle du convertisseur VSC-HVDC onshore

6.3.4.3 Solution proposée avec Chopper CC

La configuration proposée du chopper CC à trois niveaux de quatre commutateurs pour chaque bras est représentée sur la Figure 6.1. Ce nouveau dispositif est branché en parallèle

avec les condensateurs NPC afin de réguler la tension continue en cas de défaut CC. Comme est représenté à la Figure 6.6, les deux tensions de liaison CC (V_{cc_p} et V_{cc_n}) ont été mesurées et comparées à des références de la tension continue (V_{cc}^*) selon l'équation suivante :

$$i_{cc} = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) \left(v_{cc}^* - \frac{v_{cc_p} - v_{cc_n}}{2} \right) \quad (6.23)$$

Où k_p et k_i représentent les gains proportionnels et intégraux du régulateur de la tension continue.

L'erreur obtenue est contrôlée par le PI Anti-windup en contrôlant les quatre commutateurs du chopper comme présenté à la Figure ci-dessous.

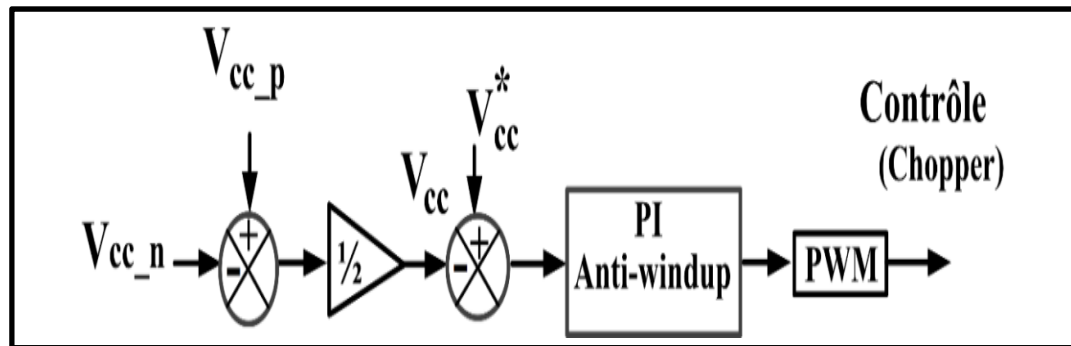


Figure 6.6 Commande de la tension continue du Chopper par PI anti-windup

6.4 Résultats et discussions

La performance de l'approche proposée pour contrôler le système, ainsi que la nouvelle protection proposée à l'aide d'un chopper est testée par MATLAB/Simulink en présence de défauts de court-circuit. Les paramètres du système sont présentés en Annexe I, Tableau-A I-9 I. Enfin, le prototype représenté sur la Figure 6.22 est réalisé pour tester en temps réel et validé l'efficacité et la robustesse du système.

6.4.1 Performances du VSC-HVDC en régime permanent

Les formes d'onde du V_{cc} dans la station onshore et offshore et leur référence (V_{cc}^*) sont montrées sur la Figure 6.7.

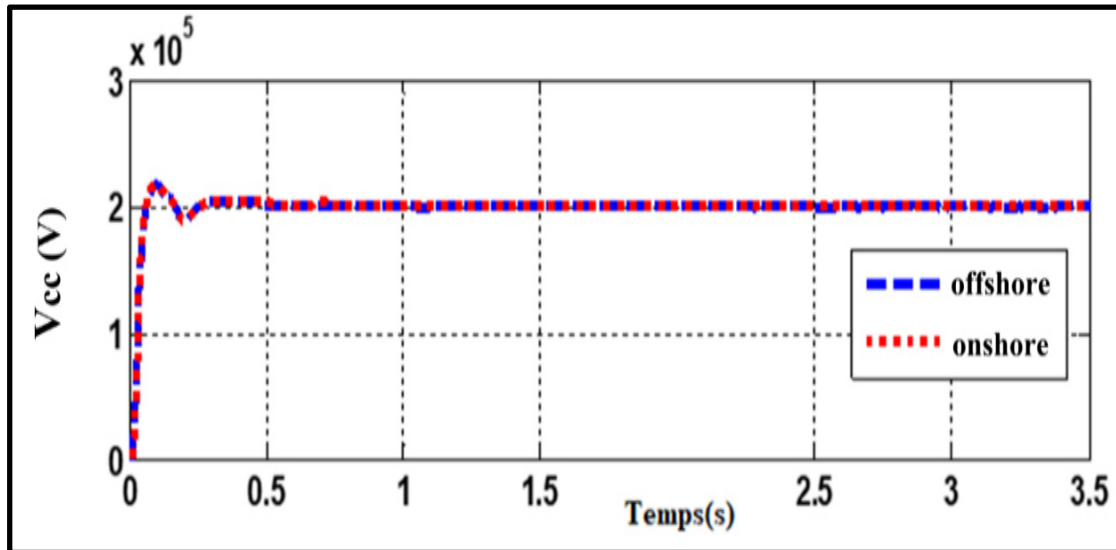


Figure 6.7 Stabilité de la tension continue dans la station offshore et onshore

On observe que le V_{cc} suit sa référence et est régulée à sa valeur nominale (200kV). Cela confirme l'efficacité de l'approche du contrôle proposée pour la régulation de la tension continue.

Les performances du système VSC-HVDC et de parc éolien offshore en régime permanent sont présentées à la Figure 6.10. Pour chaque éolienne de 2MW à base de PMSG, on peut voir clairement dans les Figures 6.9 et 6.10 que la puissance active (P) et la puissance réactive (Q) du parc éolien, qui se compose de 50 éoliennes, sont régulées et restent constantes. On observe que la tension (v_{s_abc}) et le courant (i_{s_abc}) de sortie sont constants et sinusoïdaux. De plus, la tension du bus CC est maintenue constante pendant cette période. Sur la base des résultats obtenus en régime permanent, il est conclu que l'algorithme de contrôle proposé montre une excellente exploitation offshore.

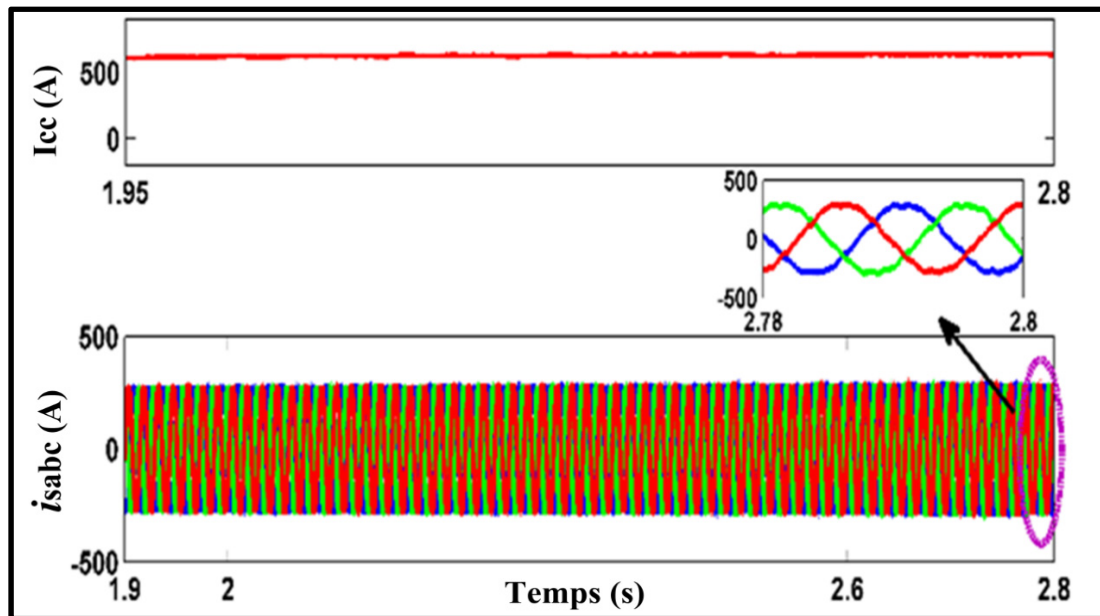


Figure 6.8 Performance du courant continu de bus CC et du courant alternatif Côté VSC-HVDC offshore

Sur la Figure 6.8, le courant continu et les formes d'onde du courant alternatif triphasé au côté redresseur sont représentés. On observe que le courant de sortie du parc éolien est constant et sinusoïdal.

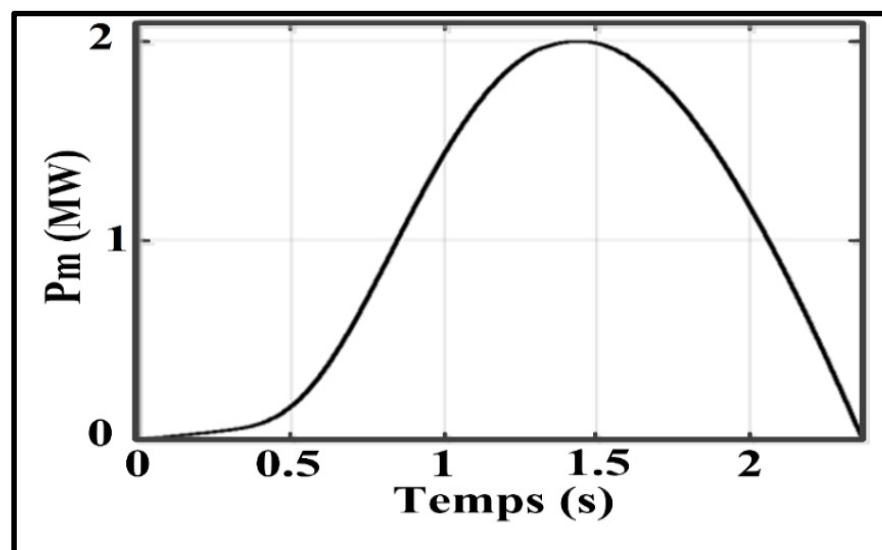


Figure 6.9 Puissances d'une seule génératrice PMSG (2MW)

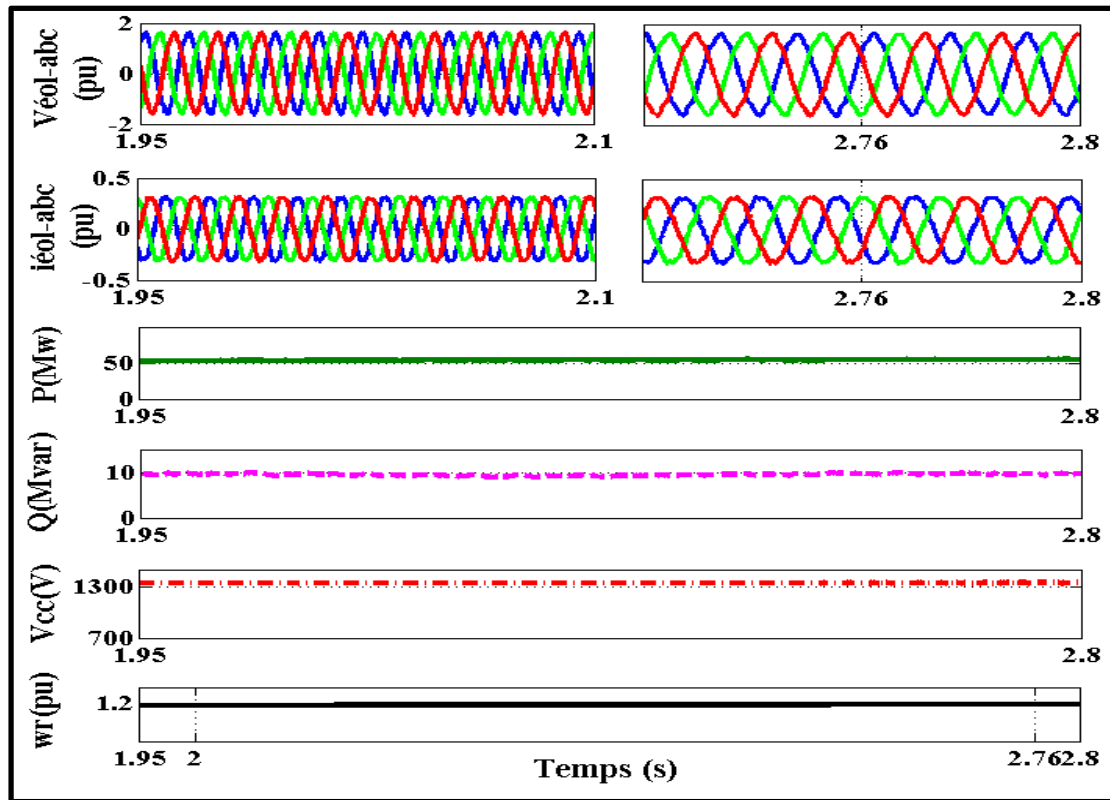


Figure 6.10 Performances en régime permanent de : Tension et courant d'une seule éolienne, puissance active et réactive du parc, tension du bus CC et la vitesse d'une machine au parc offshore

6.4.2 Performance sous la perturbation de la tension alternative

Pour tester la performance de l'approche du contrôle proposée côté onduleur, une variation de la tension (sag) au niveau du système symétrique triphasée est appliquée sur la tension côté offshore à 2,1s avec 40% de la tension nominale (RMS). On peut voir clairement sur la Figure 6.12 qu'à $t = 2,1s$, une perturbation mineure de la tension continue est apparue dans les deux côtés des stations offshore et onshore. On observe aussi sur la Figure 6.11 que l'amplitude du courant est touchée sans perdre la forme sinusoïdale, les puissances actives et réactives de la station onshore sont influencées par cette perturbation. On peut voir clairement l'effet de défaut sur le courant triphasé alternatif, cependant la tension de réseau reste constante et sinusoïdale.

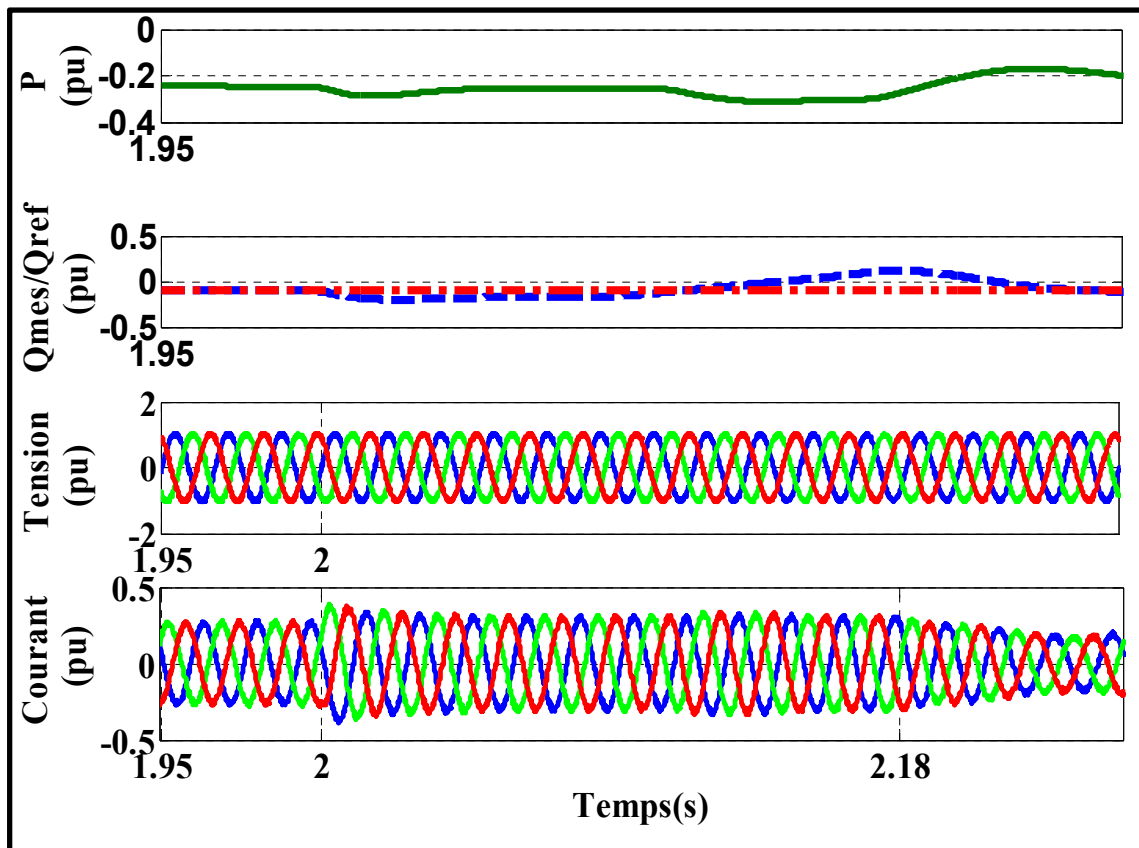


Figure 6.11 Performances sous la perturbation de la tension alternative (sag) à 2.1s

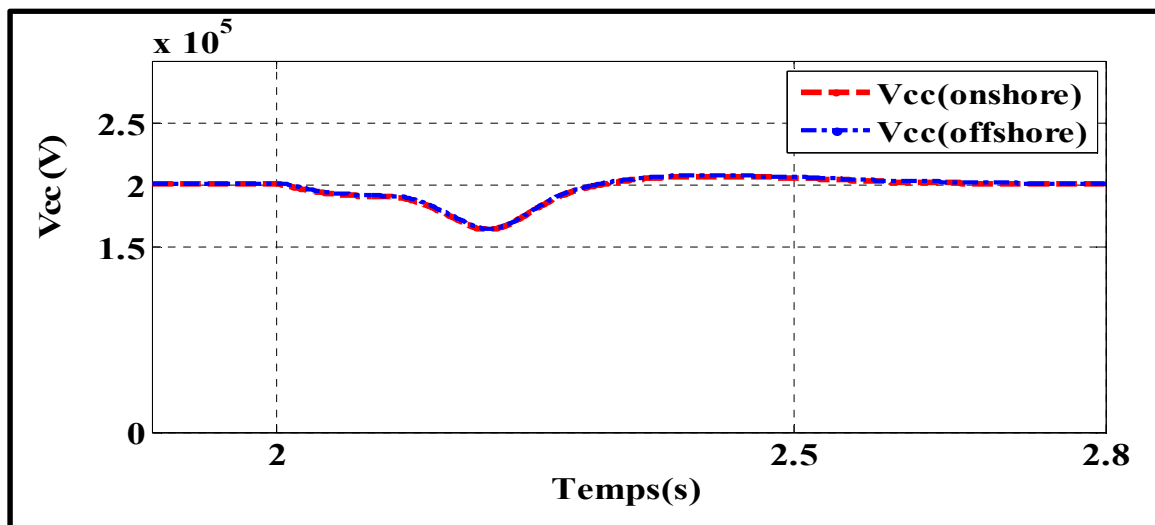


Figure 6.12 Réponses de la tension Vcc dans les stations offshore et onshore pendant le défaut de la tension AC (sag) à 2.1s

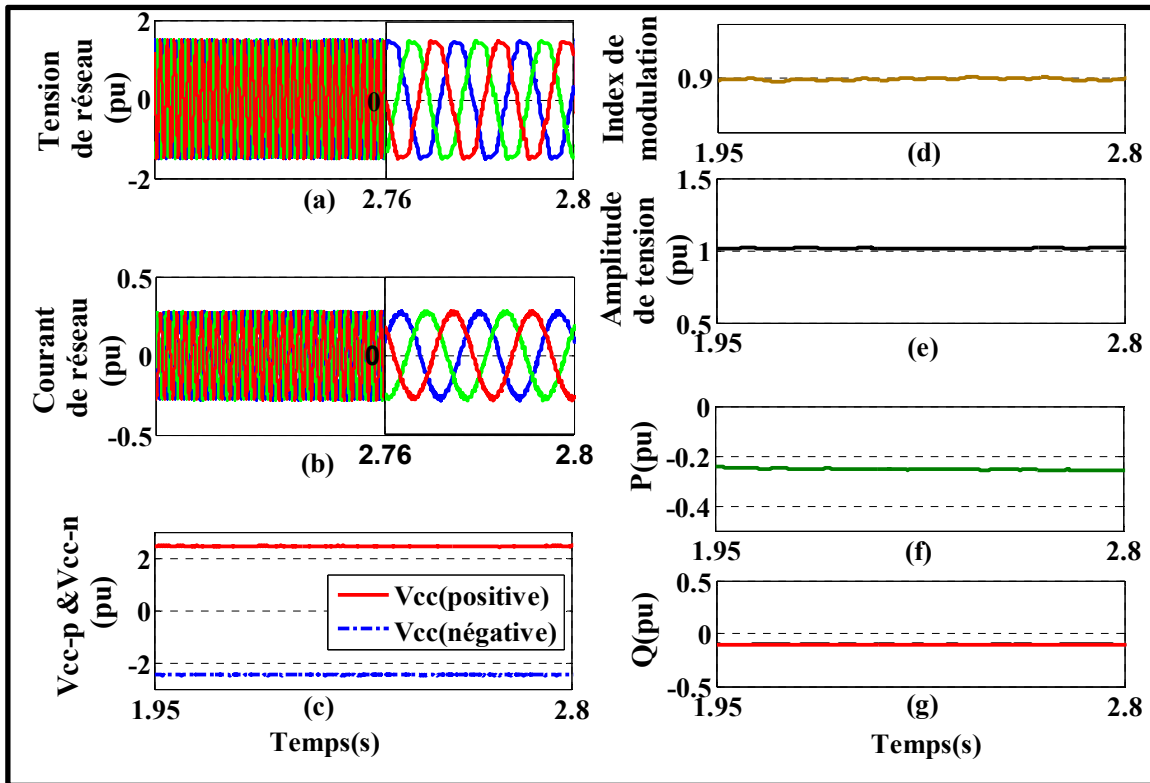


Figure 6.13 Les formes d'onde en régime permanent : a) Tension de réseau, b) courant de réseau, c) tension positive et négative de bus CC, d) index de modulation, e) amplitude de tension, f) puissance active et g) puissance réactive

Les formes d'onde de la tension alternative, du courant alternatif, des tensions positives et négatives de la liaison CC, de l'indice de modulation et de la puissance active et réactive de la station onshore en régime permanent sont représentées sur la Figure 6.13. On observe que la tension et le courant du système sont constants et sinusoïdaux, les séquences des tensions continues CC sont constantes et que l'indice de modulation est égal à 0,9. De plus, les puissances actives et réactives sont constantes et bien régulées.

La Figure 6.14, montre bien les formes d'onde au cours de défaut (sag) de la tension et courant de l'éolienne, des puissances actives et réactives, la tension continue et la vitesse. On observe que la tension et le courant du système sont sinusoïdaux et légèrement touchés avec une petite variation sur la puissance et la tension continue ce qui nous montre que notre

système et les commandes utilisées empêchent dans certains niveaux la propagation du défaut.

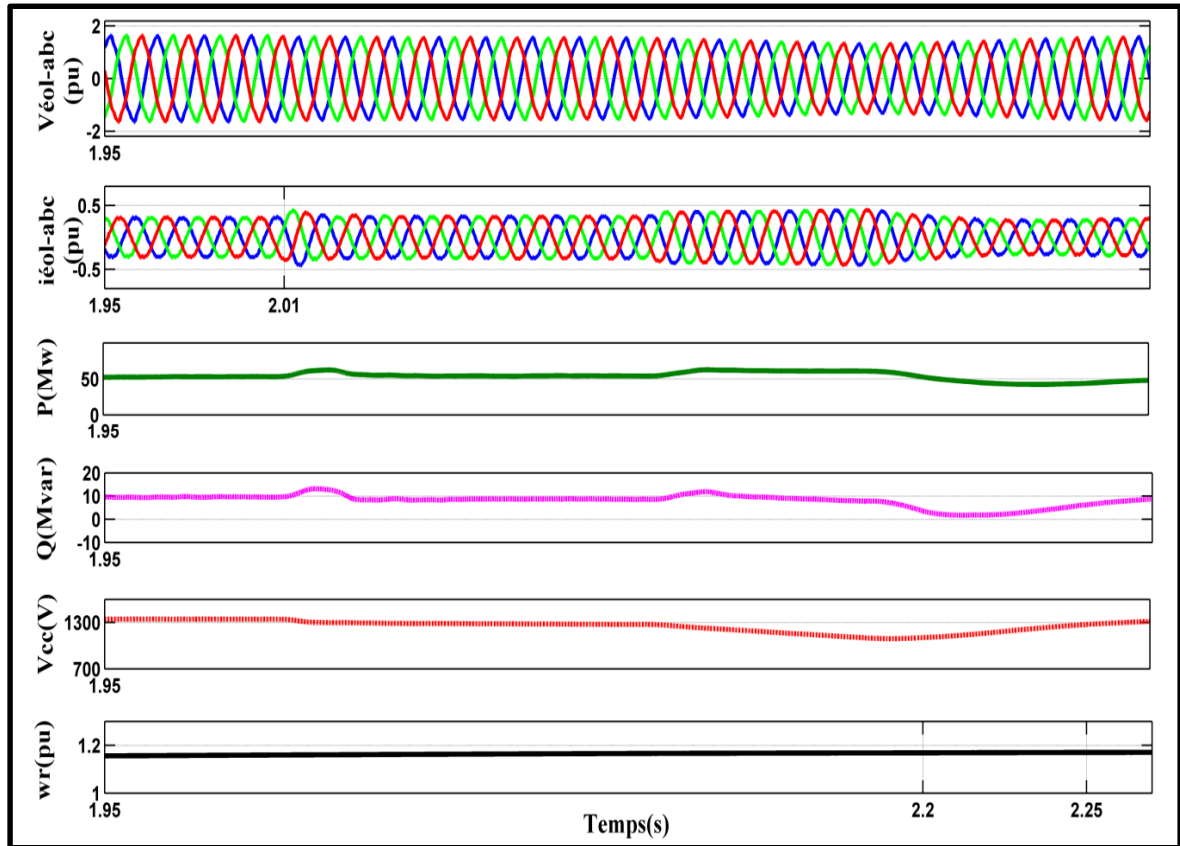


Figure 6.14 Résultats de simulation du parc éolien avant et après le défaut (sag) à 2.1s

6.4.3 Performance au cours de défaut CC

La Figure 6.15 montre les formes d'onde de la tension continue V_{cc} onshore et offshore, de l'indice de modulation, de la puissance active et réactive générée par le parc sous le défaut positif CC de la station offshore entre 2,6s et 2,61s. On peut voir clairement que la tension alternative n'est pas affectée et est maintenue constante et sinusoïdale pendant les perturbations AC et CC, ce qui confirme la robustesse de l'approche de contrôle proposée contre les perturbations et les défauts.

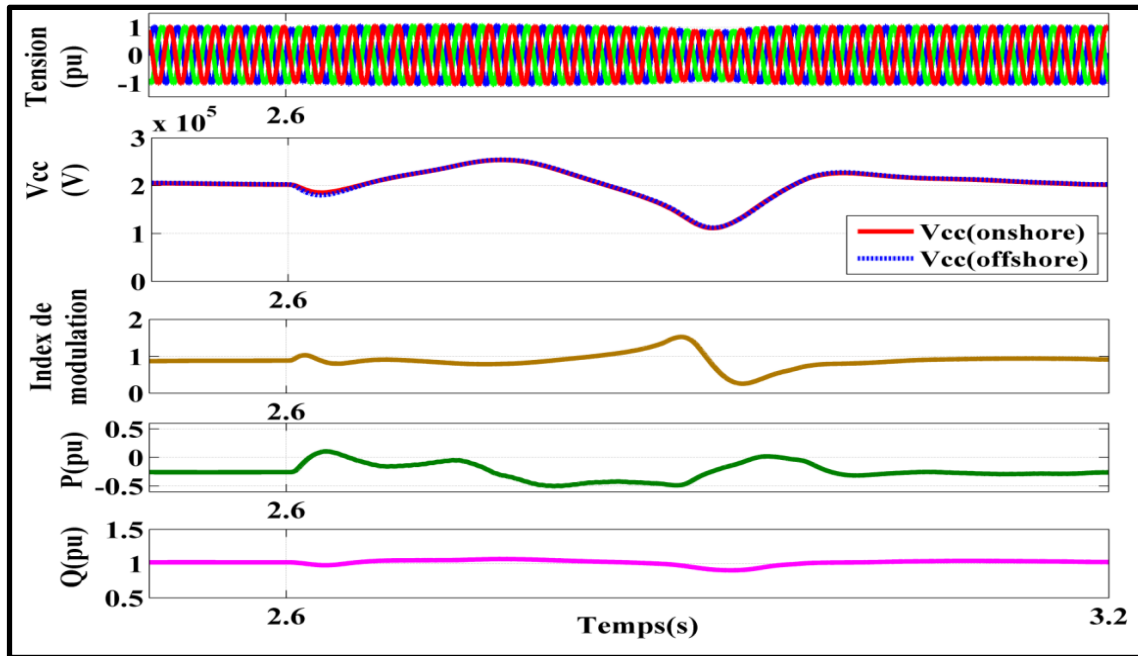


Figure 6.15 Résultats de simulation (station onshore) avant et après le défaut (sag) à 2.1s et le défaut CC à 2.6s

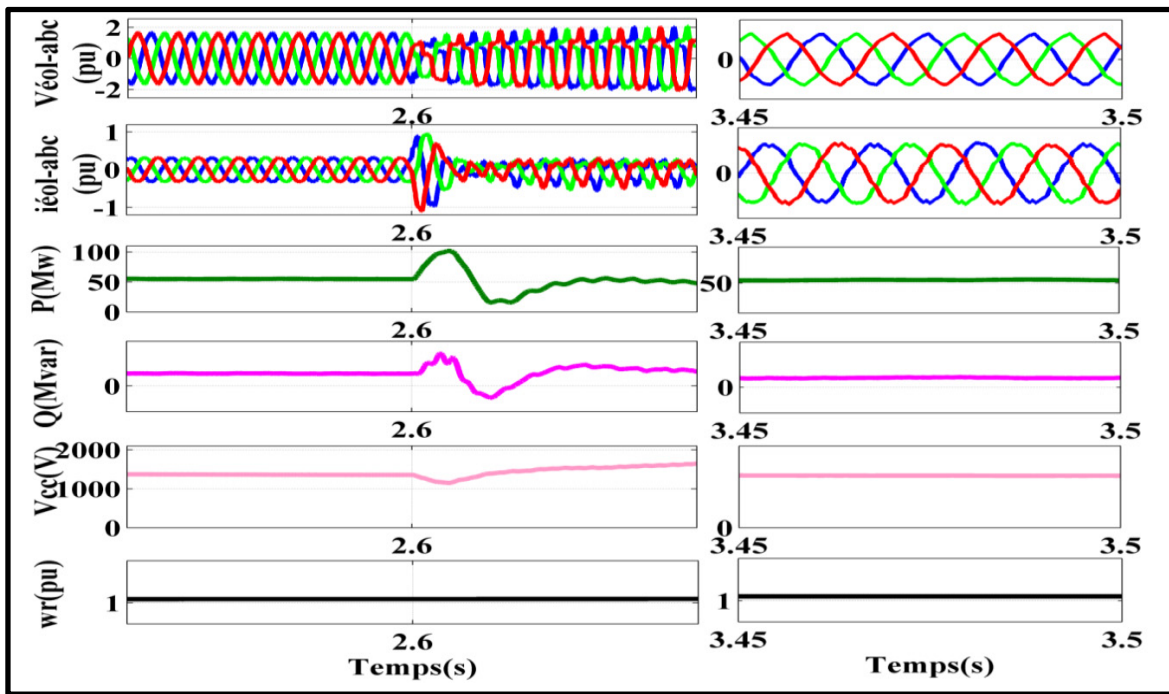


Figure 6.16 Résultats de simulation d'un parc éolien offshore pendant le défaut CC à 2.6s

La Figure 6.16 montre les formes d'onde du parc offshore pendant le défaut CC. On observe que la tension et le courant alternatif sont affectés. Même s'il y a un dysfonctionnement du parc éolien, la tension alternative représentée se rétablit rapidement, elle reste presque constante et sinusoïdale.

6.4.4 Chopper CC proposé et la performance du système pendant le défaut

La Figure 6.17 montre les performances d'un parc éolien avec chopper CC. On peut voir clairement que l'approche proposée est efficace. La tension et le courant alternatif de sortie sont sinusoïdaux. De plus, le parc éolien est maintenu opérationnel même en cas de défaut CC.

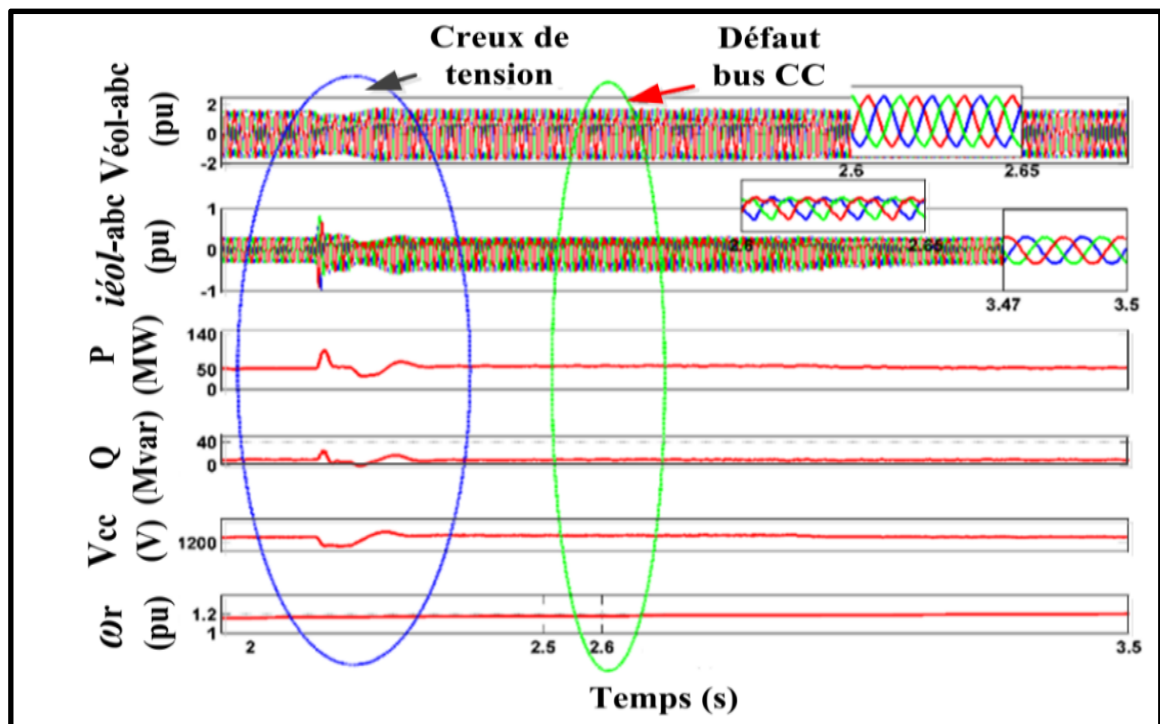


Figure 6.17 Performances de parc éolien après l'utilisation du chopper comme méthode de protection de défaut CC

La Figure 6.18 montre que les deux tensions (V_{cc}) de redresseur et onduleur sont alors égales et non perturbées lorsque le défaut a été appliqué à $t = 2,6$ s et la tension continue mesurée

suit sa référence. La puissance active et réactive augmente et diminue rapidement pour atteindre les valeurs nominales. Le système de commande proposé pour contrôler l'onduleur ainsi que la topologie du chopper avec condensateur sont capables de détecter le défaut CC et de résoudre ses conséquences. De plus, le nouveau concept proposé maintient la tension V_{cc} et les tensions du bus continu CC (V_{ccP} et V_{ccN}) de la station onshore constante sans aucune perturbation.

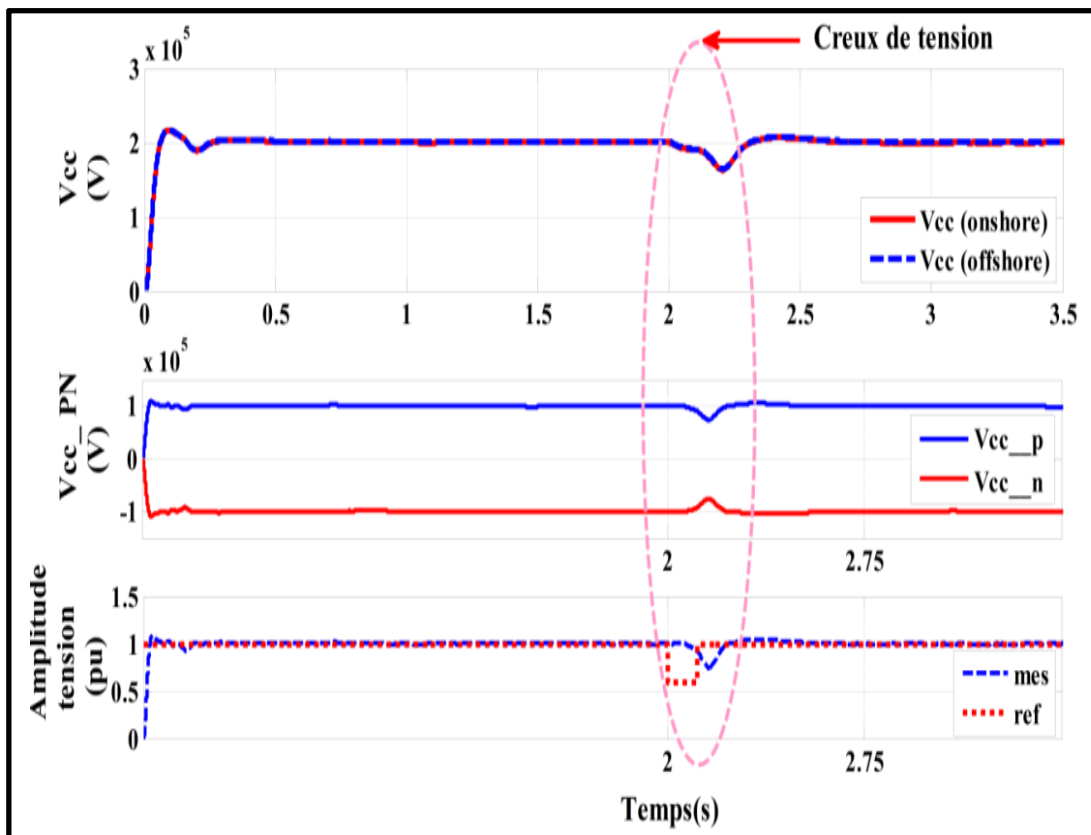


Figure 6.18 Performances de formes d'onde de la station onshore avec chopper avant, pendant et après les défauts (sag/CC)

6.5 Validation des résultats expérimentaux

Le prototype expérimental du système proposé est présenté dans la Figure 6.22, Le PMSG est contrôlé par le variateur de vitesse ABB (ACS800). Du côté onshore; le système est représenté par le réseau alternatif, des charges linéaires et non linéaires.

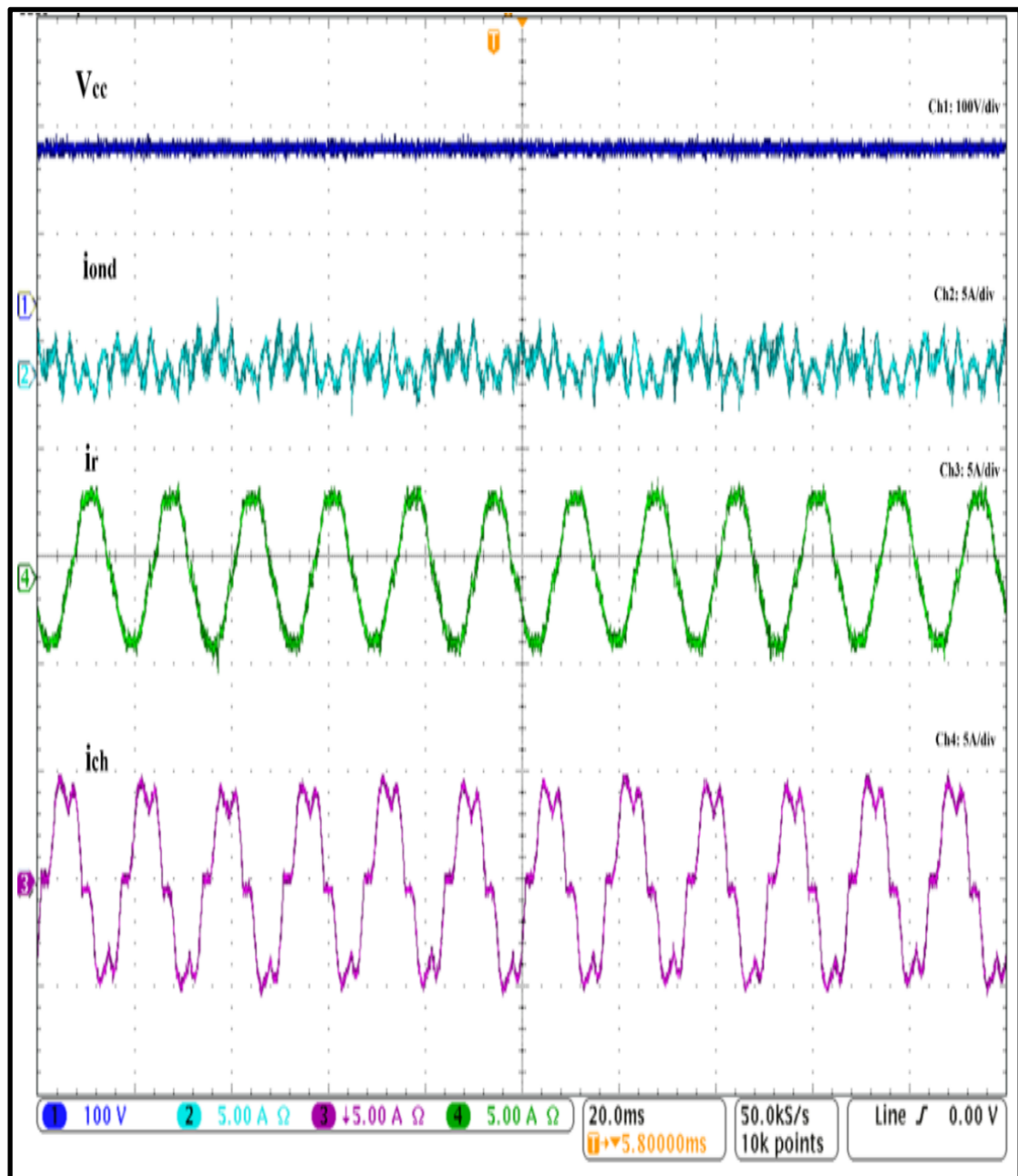


Figure 6.19 Performances du système

Sur la Figure 6.19, on observe le courant de VSC (i_{ond}), le courant de réseau (i_r), le courant de la charge (i_{ch}) et la tension continue (V_{cc}) qui est bien régulée et parfaitement constante. Les résultats montrent que le système compense les harmoniques lors de la présentation de la charge, confirmant la performance et la robustesse de l'approche proposée.

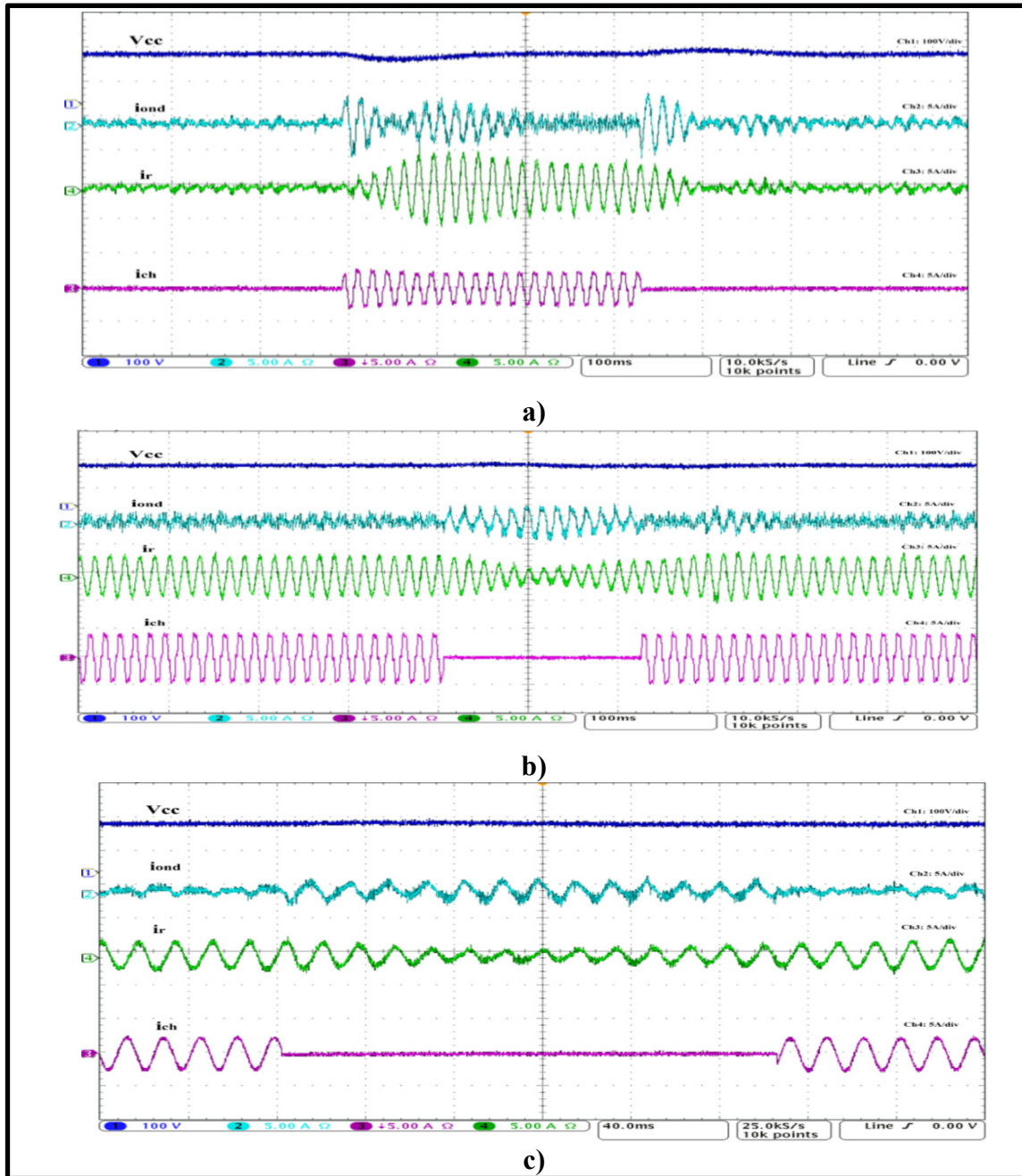


Figure 6.20 Essai expérimentale du système proposé sous : a) une charge non linéaire brusquement connectée, b) charge non linéaire déconnectée et c) une activation et désactivation de la charge linéaire

Les Figures 6.20 (a et b) présentent la tension continue (V_{cc}), le courant de VSC (i_{ond}), le courant de réseau (i_r) et de la charge non linéaire (i_{rl}), et la charge linéaire en Figure 6.20c. La

connexion et la déconnexion de la charge linéaire ou non linéaire n'affectent pas le fonctionnement du système et la tension CC est bien régulée à sa référence et reste constante. Cela confirme l'efficacité et la robustesse de l'approche proposée.

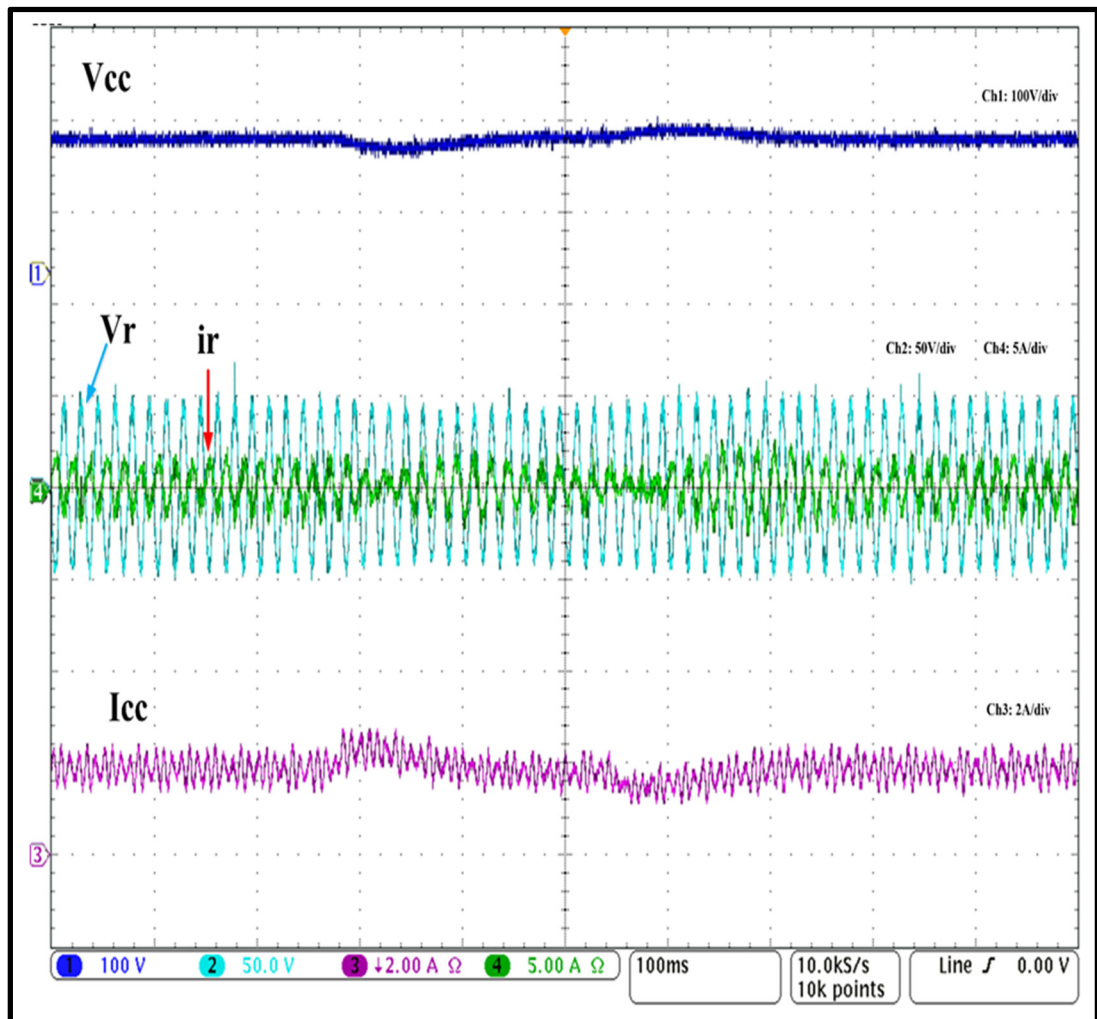


Figure 6.21 La performance des formes d'onde dans la condition de perturbation

La Figure 6.21 représente la tension continue (V_{cc}), la tension (V_r) et le courant (i_r) de réseau, et le courant continu (i_{cc}) sous l'effet de l'application de défaut. Les deux tensions sur les côtés CC et CA sont régulées de manière constante pendant la variation soudaine du courant continu, ce qui confirme la robustesse de l'approche proposée par rapport à l'application de défaut soudaine.

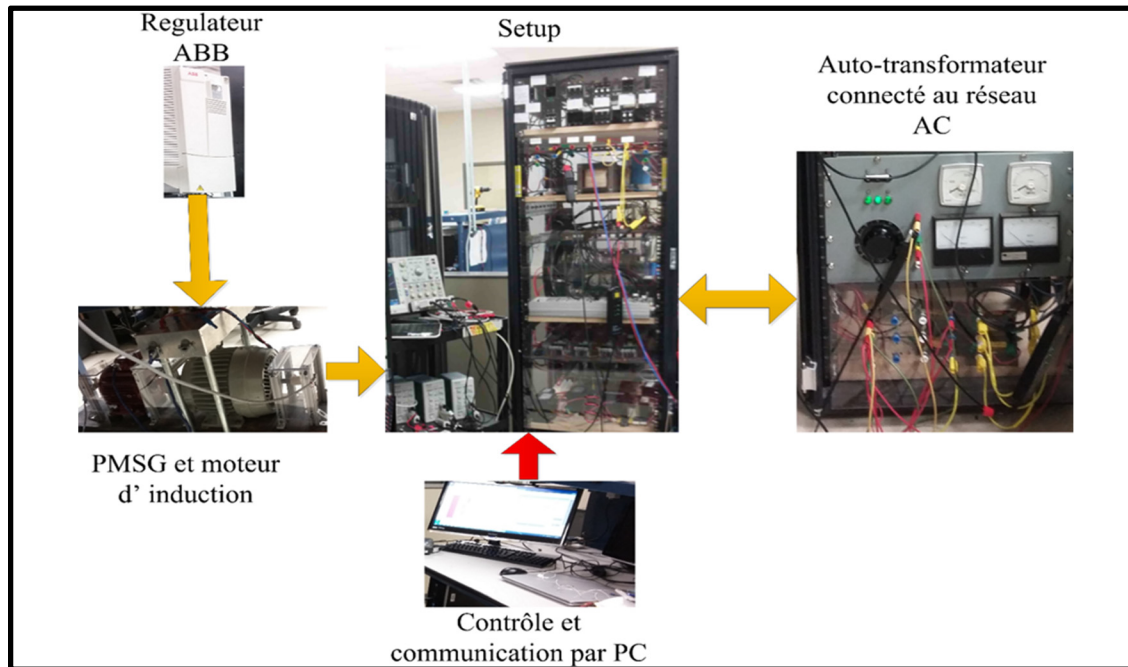


Figure 6.22 Différents éléments du montage expérimental

6.6 Conclusion

Dans ce chapitre, une nouvelle topologie de l'éolienne offshore ainsi que l'approche de contrôle du chopper CC et deux stations NPC VSC-HVDC à trois niveaux avec un câble sous-marin CC ont été présentées. Cette nouvelle méthode de protection basée sur le chopper CC a été introduite dans le système VSC-HVDC afin d'améliorer le fonctionnement global de la génération et de la transmission en cas de défaut sur le bus CC. Ceci atténue l'effet de défaut sur le système de la transmission VSC-HVDC. Comme on peut le voir d'après le résultat de la simulation, lorsque le bus CC positif du redresseur est court-circuité, le parc éolien offshore et le réseau ne sont pas fortement influencés, le VSC-HVDC améliore la qualité de l'énergie électrique et fait transférer l'énergie propre efficacement au réseau électrique. Les résultats des tests expérimentaux ont été obtenus en vérifiant la réaction du système aux diverses perturbations appliquées.

CHAPITRE 7

APPLICATION DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE SUR DES SYSTÈMES BASSES ET HAUTES TENSIONS

7.1 Application de l'intelligence artificielle sur un système photovoltaïque

7.1.1 Introduction

Un système photovoltaïque (PV) est une source d'énergie renouvelable à faible pollution de l'environnement ayant une forte demande (Chao and Huang 2014). Les PV sont utilisés pour la production d'électricité dans les zones isolées, ainsi que pour les systèmes connectés au réseau (Errouissi, Al-Durra et al. 2016). Il existe deux configurations pour les connecter au réseau : convertisseur à un et/ou deux étages (Chen, Amirahmadi et al. 2014, Eid and Rahim 2016). Selon (Eid and Rahim 2016), l'onduleur à deux étages est plus approprié en raison de sa robustesse, de sa stabilité et de son efficacité par rapport à celle d'un étage.

Dans (Errouissi, Al-Durra et al. 2016), l'onduleur à deux étages est utilisé pour obtenir un contrôle total de la puissance active. Les résultats obtenus montrent une efficacité satisfaisante, mais l'utilisation de plusieurs capteurs complique sa mise en œuvre en temps réel. La plupart du temps, l'onduleur est commandé à l'aide d'un régulateur PI pour maintenir la tension constante du bus CC (Ge, Peng et al. 2014). Ce contrôleur est simple à implémenter en temps réel, mais il ne peut pas fonctionner correctement pendant la période transitoire (Moallem, Mirzaeian et al. 2001, Çelik, Dalcali et al. 2013). Plusieurs contrôleurs sont proposés dans la littérature pour traiter ces inconvénients, tels que la logique floue, ANFIS et le réseau de neurones à base radiale (RBFNN) (Dash, Mishra et al. 2000, Chikh and Chandra 2014, Bayhan, Demirbas et al. 2016).

De plus, l'onduleur devrait également améliorer la qualité de l'énergie au PCC du réseau. De nombreuses approches de contrôle sont proposées par différents auteurs dans la littérature

pour accomplir cette tâche, telles que : le contrôle basé sur la méthode (SRF) (Kanjiya, Singh et al. 2013), le contrôle non linéaire (Wang, Wang et al. 2014), la puissance instantanée (Hu, Zhu et al. 2017) et le réseau de neurones adaptatif (ANN) (Kazemlou and Mehraeen 2014). Dans toutes les approches, un contrôleur linéaire PI est proposé, ce qui rend le système sensible aux perturbations.

Pour trouver le MPPT, de nombreux algorithmes sont proposés dans la littérature (Bastos, Aguiar et al. 2014, Chen and Lin 2014). Parmi ces méthodes, on trouve l'algorithme PSO (Particle Swarm Optimization) (Miyatake, Veerachary et al. 2011), et la méthode conventionnelle de perturbation et d'observation (P&O) (Teng, Huang et al. 2016), qui sont facile et simples à mettre en œuvre en temps réel. Selon (Liu and Lopes 2004), P&O possède certains inconvénients, tels que l'oscillation autour du MPP requis en régime permanent et sa dynamique assez lente. Ces inconvénients sont résolus dans (Hu, Zhu et al. 2017). Malheureusement, cette méthode a nécessité plus d'amélioration pour bien fonctionner.

L'application de l'algorithme PSO converge vers le point maximum plus rapidement que la méthode P&O, ce qui économise de l'énergie, quelle que soit la perte de puissance lors de l'initialisation (Chaieb and Sakly 2015). Selon (Youngseok, Junghun et al. 2005), la méthode P&O est plus efficace comparée à (IP&O). Ils existent aussi le contrôle en mode de glissement (SMC) proposé dans (Montoya, Ramos-Paja et al. 2016, Rezkallah, Sharma et al. 2017), le réseau de neurones (NN), l'algorithme ANFIS (Kalla, Singh et al. 2018), les algorithmes génétiques optimisés par le contrôleur flou ou le réseau de neurones à base radiale proposé dans (Hossain and Ali 2015).

Les résultats obtenus selon les méthodes MPPT mentionnées dans (Montoya, Ramos-Paja et al. 2016, Rezkallah, Sharma et al. 2017 et (Kalla, Singh et al. 2018)), montrent des performances satisfaisantes, mais le seul problème est la complexité de matérielle par rapport à la méthode P&O classique, qui est largement utilisée dans l'industrie. Pour surmonter les inconvénients cités ci-dessus, et obtenir des performances élevées du réseau solaire

photovoltaïque, ainsi la puissance extraite et l'injectée dans le réseau avec une amélioration de la qualité d'énergie, les objectifs suivants sont développés dans ce travail de recherche pour résoudre les problèmes cités en haut.

1) La méthode P&O avec le contrôleur ANFIS est utilisée pour obtenir MPPT sans oscillation autour du MPP. La conception optimale des paramètres de l'ANFIS aide à avoir une réponse dynamique rapide lors d'un changement soudain d'irradiation solaire. De plus, le rapport cyclique est obtenu en utilisant le modèle dynamique du boost ainsi les contributions dans cette recherche sont citées ci-dessous.

2) L'algorithme Adaline est utilisé pour estimer le courant de la source afin d'assurer l'écoulement de la puissance et de le rendre stable avec une amélioration élevée de la qualité de l'énergie. Pour cette approche, la boucle (PLL) n'est pas utilisée, ce qui minimise le risque de perte de contrôle pendant la perturbation de la tension.

3) La conception optimale des paramètres des régulateurs ANFIS est utilisée pour réguler la tension de bus CC, la tension alternative et les courants de la source. L'utilisation du contrôleur ANFIS nous permet de réguler les signaux de sortie avec une réponse dynamique rapide et sans aucune saturation pendant les transitions.

4) Concevoir un convertisseur élévateur CC-CC plus efficace en présence du faible rayonnement solaire : en sélectionnant la tension PV de sortie légèrement inférieure à la tension du circuit intermédiaire (bus CC), l'inductance du convertisseur élévateur CC-CC est sélectionnée plus petite et la tension de l'interrupteur est réduite.

L'amélioration du rendement passe par la fiabilité et la stabilité globale du système ainsi que l'amélioration des algorithmes de contrôle.

Après la simulation sous le logiciel MATLAB/Simulink du système photovoltaïque utilisant la commande intelligente artificielle (Adaline) à base de l'ANFIS, le système est mise en test expérimental en temps réel au laboratoire en implémentant la configuration par dSPACE. Pour démontrer les performances de la configuration proposée, le système est d'abord simulé

et testé expérimentalement sous différents scénarios et les résultats de simulation et expérimentaux sont ensuite présentés pour valider le concept.

7.1.2 Système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque connecté au réseau est représenté dans la Figure 7.1. Le circuit proposé est composé d'un PV, d'un convertisseur élévateur CC-CC et d'un onduleur CC-CA connecté au réseau. Pour obtenir le MPPT à partir d'un générateur PV et d'une méthode P&O basée sur le contrôleur ANFIS est introduit, ainsi pour réguler les tensions CC et CA et améliorer la qualité de l'énergie, une méthode de l'intelligence artificielle (Adaline contrôle) à base de contrôleurs ANFIS est utilisée (Benhalima, Chandra et al. 2019).

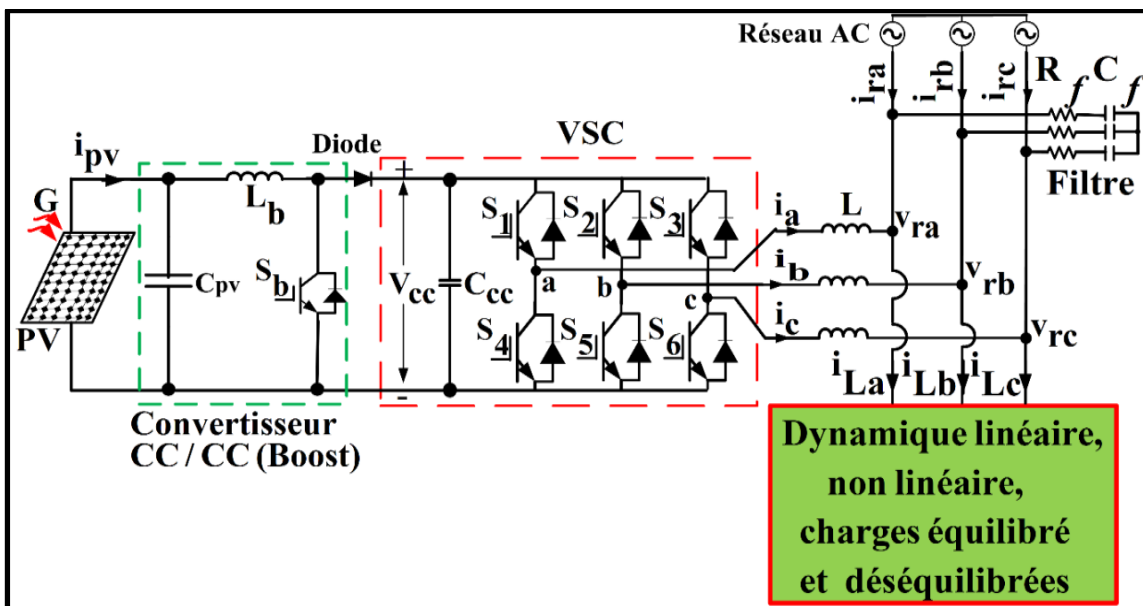


Figure 7.1 Schéma de raccordement du système photovoltaïque au réseau

7.1.3 Contrôle du système photovoltaïque

Dans cette section, les algorithmes de contrôle développés au niveau des convertisseurs CC - CC boost et l'onduleur CC-CA sont discutés en détail.

7.1.3.1 Méthode d'extraction de MPP

Le système photovoltaïque solaire est contrôlé à l'aide de la méthode P&O (Langer, Bhat et al. 2014) et d'un régulateur ANFIS. L'organigramme de l'algorithme est représenté sur la Figure 7.2a, où la tension et le courant mesurés à la sortie PV (V_{pv} , I_{pv}) sont introduits pour obtenir le courant photovoltaïque maximum (I_{mp}).

7.1.3.2 Modélisation et contrôle du convertisseur CC-CC boost

Le convertisseur boost est constitué d'une inductance, d'un interrupteur IGBT et d'une diode, ce boost permet d'extraire le MPPT, d'augmenter la tension et de la stabiliser.

Les équations du modèle de boost s'écrivent sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_{L_b}}{dt} = -\frac{V_{cc}}{L_b} - \frac{d}{L_b} + \frac{V_{pv}}{L_b} \\ \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{i_{L_b}}{C_{pv}} - \frac{d}{C_{pv}} \end{cases} \quad (7.1)$$

Où L_b , i_{L_b} , C_{pv} et V_{cc} désignent respectivement l'inductance du convertisseur élévateur, son courant, la capacité de la source PV et la tension de bus CC.

La dynamique du courant est obtenue par l'équation suivante :

$$L_b \frac{di_{L_b}}{dt} = V_{pv} - (1-d)V_{cc} \quad (7.2)$$

Et

$$u = V_{pv} - (1-d)V_{cc} \quad (7.3)$$

Alors la loi de contrôle est donnée par l'expression :

$$d = 1 + \frac{V_{pv-ref} - V_{pv}}{V_{cc}} \tag{7.4}$$

Où V_{pv} et V_{pv-ref} représentent respectivement, la tension photovoltaïque et sa référence, (d) est le rapport cyclique.

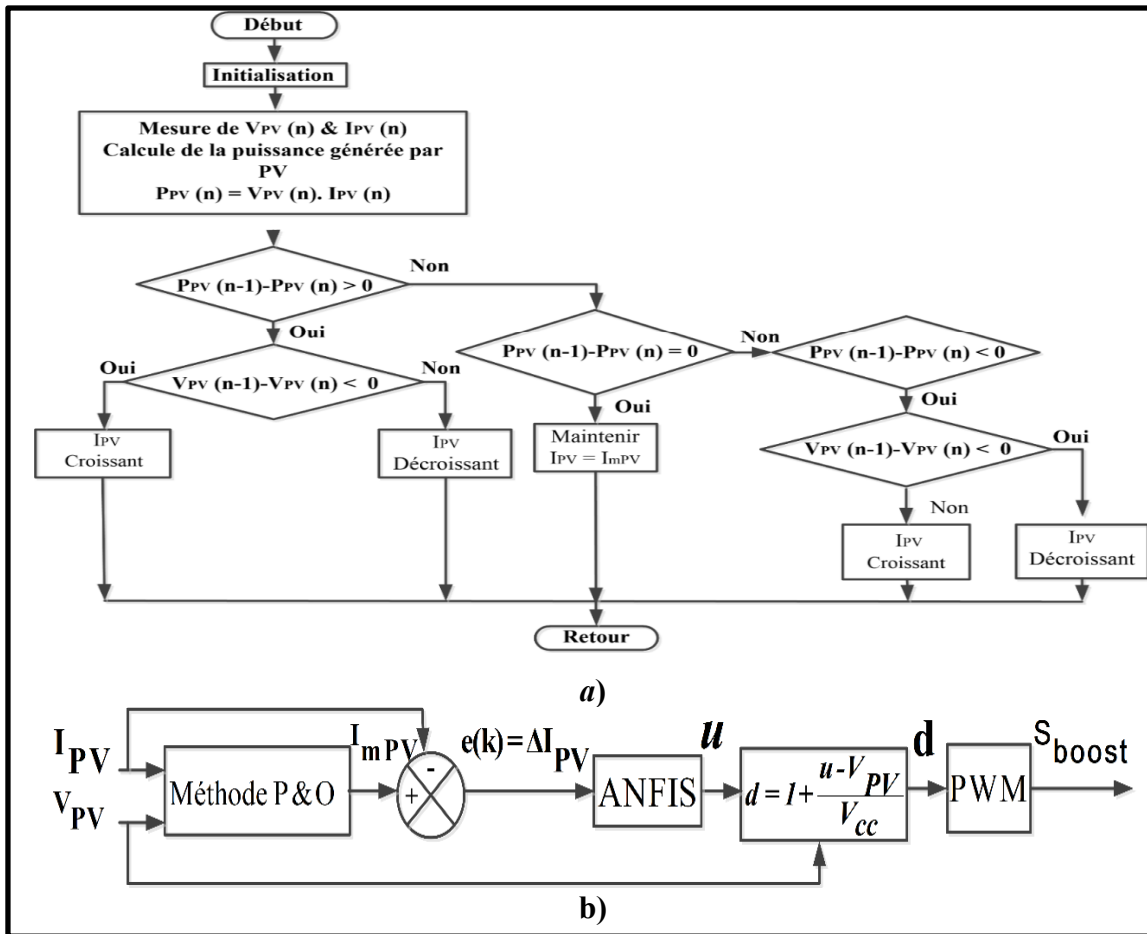


Figure 7.2 Contrôle du convertisseur boost: a) Organigramme de l'algorithme P&O, b) estimation de la tension (V_{PV}) par ANFIS basé sur MPPT (P&O)

La sortie (u) du régulateur ANFIS est obtenue en comparant le courant traversant l'inductance du boost avec sa référence I^*_{pv} , qui représente le courant photovoltaïque maximum I_{mp} obtenu à l'aide de la méthode P&O. Le rapport cyclique (d) exprimé en (7.4)

est appliqué à une PWM afin de commander le boost. La Figure 7.1 illustre le schéma de principe du système photovoltaïque connecté au réseau en utilisant un onduleur à deux étages. Le boost CC-CC est contrôlé pour atteindre le MPP à partir de la source solaire PV et augmenter la tension de sortie V_{PV} . Comme le montre la Figure 7.2b, un contrôleur basé sur ANFIS est développé, où le courant photovoltaïque I_{PV} est détecté et comparé à sa référence I^*_{PV} , qui représente I_{mp} . L'erreur ($e(k)=\Delta I_{PV}$) est envoyée au contrôleur basé sur ANFIS.

7.1.3.3 Design du contrôleur de courant à base d'ANFIS

Pour concevoir le régulateur ANFIS de courant, les cinq états d'ANFIS proposés pour les variables entrées/sorties sont présentés comme : 1) grand négatif (NeBi), 2) grand positif (PoBi), 3) négatif (Ne), 4) positif (Po) et 5) zéro (Ze). La méthode de réglage de la logique floue pour contrôler le courant du convertisseur boost est présentée dans le Tableau 7.1.

Table 7.1 Matrice des décisions de la logique contrôlant le courant

Δi_{ref}		e_2				
		NeBi	Ne	Ze	Po	PoBi
e_1	NeBi	NeBi	NeBi	NeBi	Ne	Ze
	Ne	NeBi	NeBi	Ne	Ze	Po
	Ze	NeBi	Ne	Ze	Po	PoBi
	Po	Ne	Ze	Po	PoBi	PoBi
	PoBi	Ze	Po	PoBi	PoBi	PoBi

La Figure 7.2b indique la commande du boost en utilisant la méthode P&O et le régulateur ANFIS pour augmenter la tension PV et atteindre le MPP à la sortie du système photovoltaïque. Au niveau de la conception d'ANFIS, le réseau est formé par 30 époques et l'erreur de trajectoire est fixée à 0%. La forme d'onde obtenue est représentée sur la Figure 7.3b. La Figure 7.3a montre les fonctions d'appartenance de la différence entre le courant PV

de la sortie et sa référence. Ces fonctions d'appartenance sont générées par le contrôleur ANFIS.

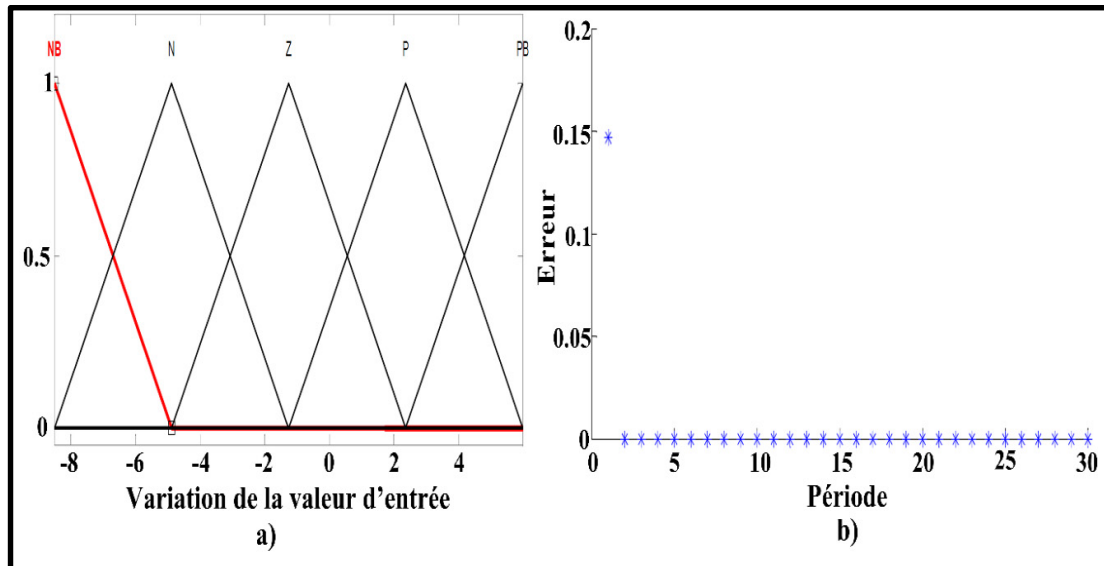


Figure 7.3 a) Les fonctions d'appartenance triangulaire de la variable d'entrée et b) Fonction d'erreur ANFIS de convertisseur boost

7.1.4 Contrôle de l'onduleur CC-CA

La Figure 7.5 montre la méthode Adaline basée sur un contrôle ANFIS développée pour commander l'onduleur CC-CA en facilitant l'écoulement de puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau et la charge, d'améliorer la qualité de l'énergie, réguler la tension CC, ainsi que maintenir la tension du réseau CA constante pendant la transition et estimer les courants de référence du réseau en estimant leurs composantes actives et réactives. Pour obtenir ces composantes, des modèles unitaires en phase et en quadrature sont utilisés comme est indiqué dans les équations ci-dessous.

7.1.4.1 Estimation de la tension

Les tensions unitaires en phase sont estimées au PCC et calculées comme suit :

$$\left\{ \begin{aligned} u_{ap} &= \frac{v_{ra}}{V_{pr}}, u_{bp} = \frac{v_{rb}}{V_{pr}}, u_{cp} = \frac{v_{rc}}{V_{pr}} \end{aligned} \right. \quad (7.5)$$

Où v_{ra} , v_{rb} et v_{rc} représentent les tensions de phase instantanées, et V_{pr} est l'amplitude des tensions de phase, calculée comme suit :

$$V_{pr} = \sqrt{\frac{2}{3}(v_{ra}^2 + v_{rb}^2 + v_{rc}^2)} \quad (7.6)$$

Les modèles d'unités en quadrature sont exprimés comme suit :

$$\left\{ \begin{aligned} u_{aq} &= \frac{(u_{cp} - u_{bp})}{\sqrt{3}}, u_{bq} = \frac{(u_{bp} + 3u_{ap} - u_{cp})}{2\sqrt{3}} \\ u_{cq} &= \frac{(u_{bp} - 3u_{ap} - u_{cp})}{2\sqrt{3}} \end{aligned} \right. \quad (7.7)$$

7.1.4.2 Estimation de la composante active

Le vecteur de poids de la composante active des courants triphasés du réseau est estimé en utilisant l'expression suivante.

$$w_{pabc}(k) = \sum \eta \left[\begin{aligned} &\left\{ (i_{r(abc)}(k) - u_{p(abc)}(k) w_{p(abc)}(k-1)) \right\} \\ &\left\{ (u_{p(abc)}(k) + K i_{r(abc)}(k) w_{p(abc)}(k-1)) \right\} \end{aligned} \right] \quad (7.8)$$

Où $w_{pabc}(k)$ désigne les composantes actives du courant de réseau dans les phases a, b et c.

Les composantes réactives du courant sont estimées à l'aide de l'équation suivante :

$$w_{qabc}(k) = \sum \eta \left[\begin{array}{l} \left\{ \left(i_{r(abc)}(k) - u_{q(abc)}(k) w_{q(abc)}(k-1) \right) \right\} \\ \left\{ \left(u_{q(abc)}(k) + K i_{r(abc)}(k) w_{q(abc)}(k-1) \right) \right\} \end{array} \right] \quad (7.9)$$

Où η est une taille de pas fixe ayant n'importe quelle valeur de 0,1 à 1, et est sélectionné égal à 0,2.

Le poids moyen de la composante active du courant de réseau est calculé comme (Badoni, Singh et al. 2015).

$$w_{pA}(k) = \frac{w_{pa}(k) + w_{pb}(k) + w_{pc}(k)}{3} \quad (7.10)$$

Le poids moyen de la composante réactive du courant de réseau est exprimé par :

$$w_{qA}(k) = \frac{w_{qa}(k) + w_{qb}(k) + w_{qc}(k)}{3} \quad (7.11)$$

Où $w_{qa}(k)$, $w_{qb}(k)$ et $w_{qc}(k)$ désignent respectivement les composantes réactives du courant de réseau des phases a, b et c.

7.1.4.3 Régulation de la tension continue

La tension du bus CC est régulée à l'aide du contrôleur ANFIS, comme le montre la Figure 7.5. Il s'agit essentiellement d'un contrôleur adaptatif non linéaire et intelligent. Pour cette nouvelle architecture ANFIS basée sur une conception d'entrée/sortie, l'utilisation de l'éditeur MATLAB/ANFIS avec les données initiales est nécessaire.

$$V_{ccE}(k) = V_{ccr}(k) - V_{cc}(k) \quad (7.12)$$

Où $V_{cc}(k)$, $V_{ccr}(k)$ et $V_{cce}(k)$ représentent la tension de la liaison CC mesurée et sa référence, ainsi que l'erreur de la tension, respectivement.

La composante active du courant est celle de la sortie de l'ANFIS sont calculé comme suit.

$$i_{dcp}(k) = i_{dcp}^*(k) \quad (7.13)$$

Et

$$i_{dcp}^*(k) = \sum_{i=1}^5 w_i f_i(k) \quad (7.14)$$

Où $i_{dcp}(k)$ est le courant de la sortie du contrôleur ANFIS, w_i représente les poids actifs.

$$w_{pc} = i_{dcp} - i_{pvp} \quad (7.15)$$

L'expression du courant photovoltaïque instantané est donnée par :

$$i_{pvp} = \frac{2P_{pv}}{V_{pr}} \quad (7.16)$$

7.1.4.4 Design de l'ANFIS

Le logiciel MATLAB/Simulink est utilisé pour valider l'algorithme de contrôle proposé qui est basé sur ANFIS. Pour ce contrôleur, 30 époques sont utilisées pour former ANFIS. Le système d'inférence floue (FIS) est construit en utilisant les données d'entrée/sortie. Comme le montre la Figure 7.4a, l'erreur d'apprentissage est réduite à environ 0,16%.

La Figure 7.4b montre ses fonctions d'appartenance pour les entrées de différence entre la tension du bus CC et sa référence générée par le contrôleur ANFIS.

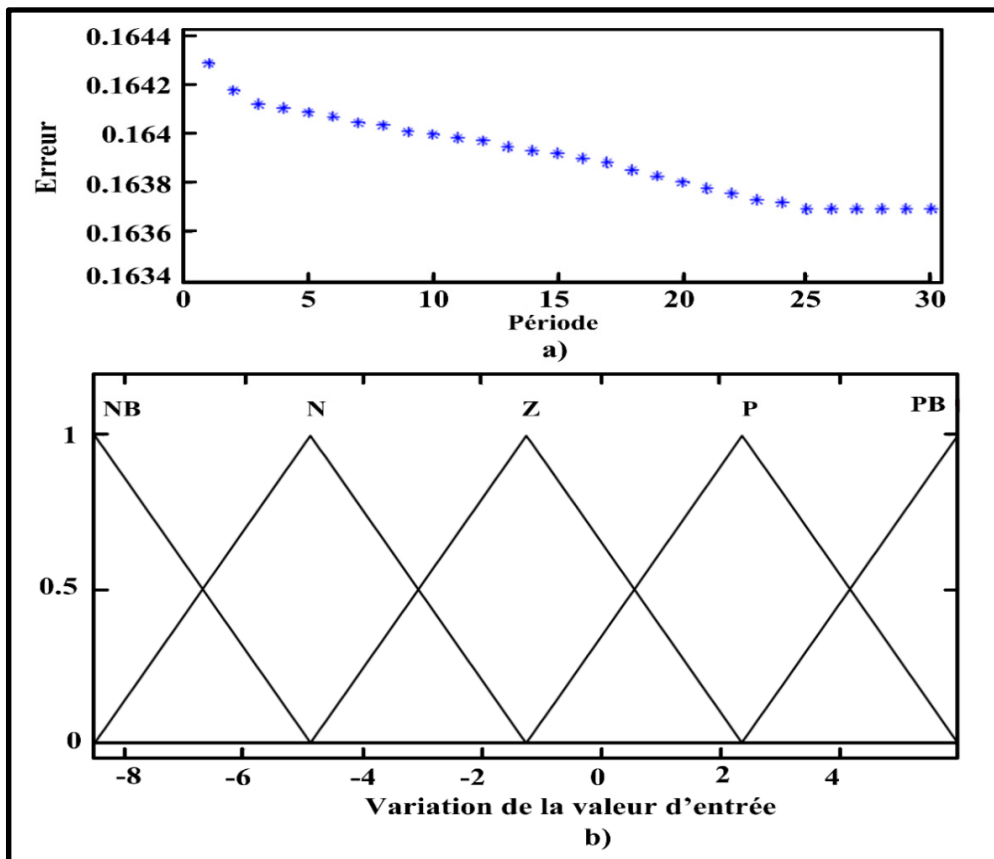


Figure 7.4 Fonctions d'adhésion : a) Erreur d'ANFIS et b) les fonctions d'appartenance triangulaire de la variable d'entrée

7.1.4.5 Régulation de la tension CA

Comme le montre la Figure 7.5, la tension du réseau CA est contrôlée à l'aide du régulateur ANFIS. L'amplitude de la tension alternative V_{pr} est comparée à sa référence V_{pr_ref} , qui est égale à 50V. L'erreur de la tension obtenue est envoyée au contrôleur ANFIS, la sortie de ce régulateur représente les composantes réactives qui sont rajoutées à la composante réactive moyenne estimée du courant de la source. La même méthode est utilisée pour concevoir les régulateurs ANFIS de la tension de bus CC et le courant de PV.

7.1.4.6 Estimation du courant de réseau

Les courants de réseau estimés sont obtenus en additionnant les composantes actives et réactives estimées comme :

$$\hat{i}_{r(abc)}^* = \hat{i}_{r(abc)p}^* + \hat{i}_{r(abc)q}^* \tag{7.17}$$

Les courants de réseau mesuré $i_{r(abc)}$ sont comparés aux courants de réseau de référence, qui sont exprimés en (7.17), les erreurs obtenues sont transmises aux régulateurs de courant ANFIS. Les sorties des régulateurs de courant ANFIS représentent les lois de commande pour contrôler les gâchettes de l'onduleur.

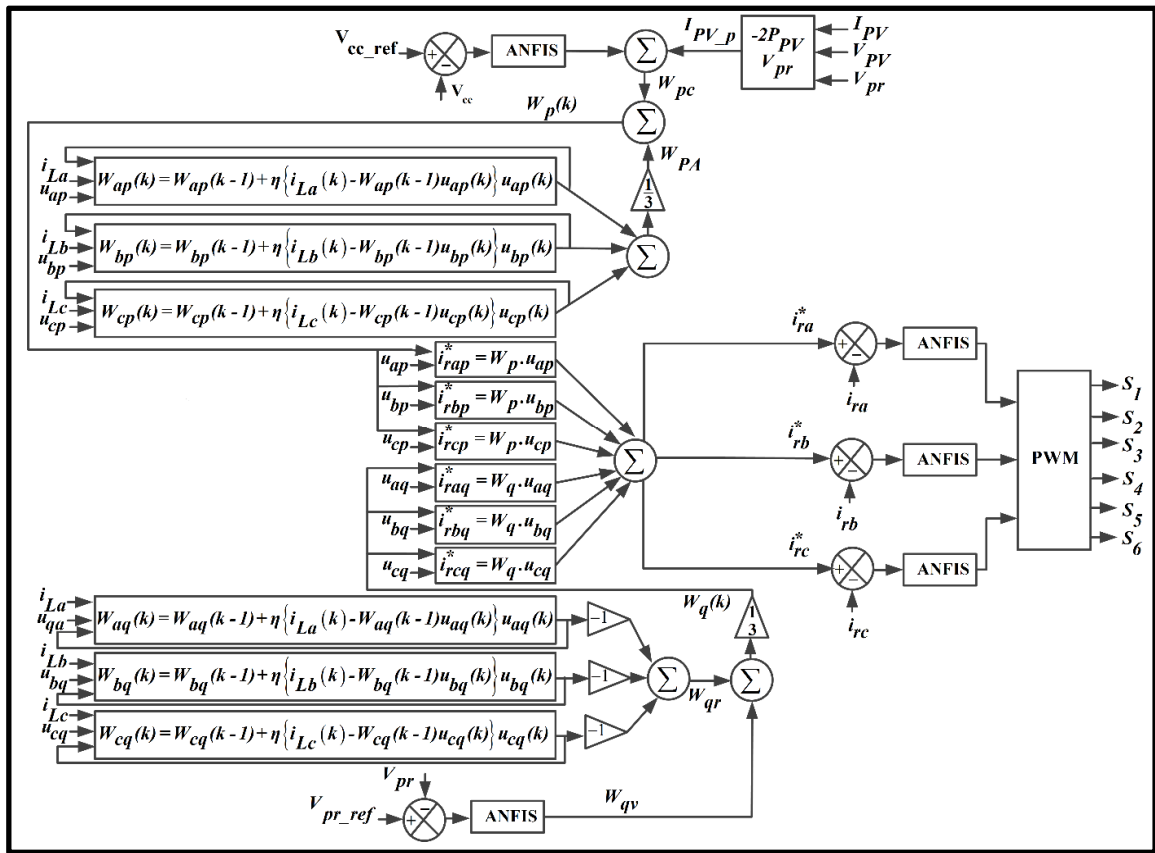


Figure 7.5 Schéma de l'algorithme Adaline basé sur le contrôleur ANFIS (Commande de l'onduleur)

7.1.5 Résultats de simulation et d'expérience

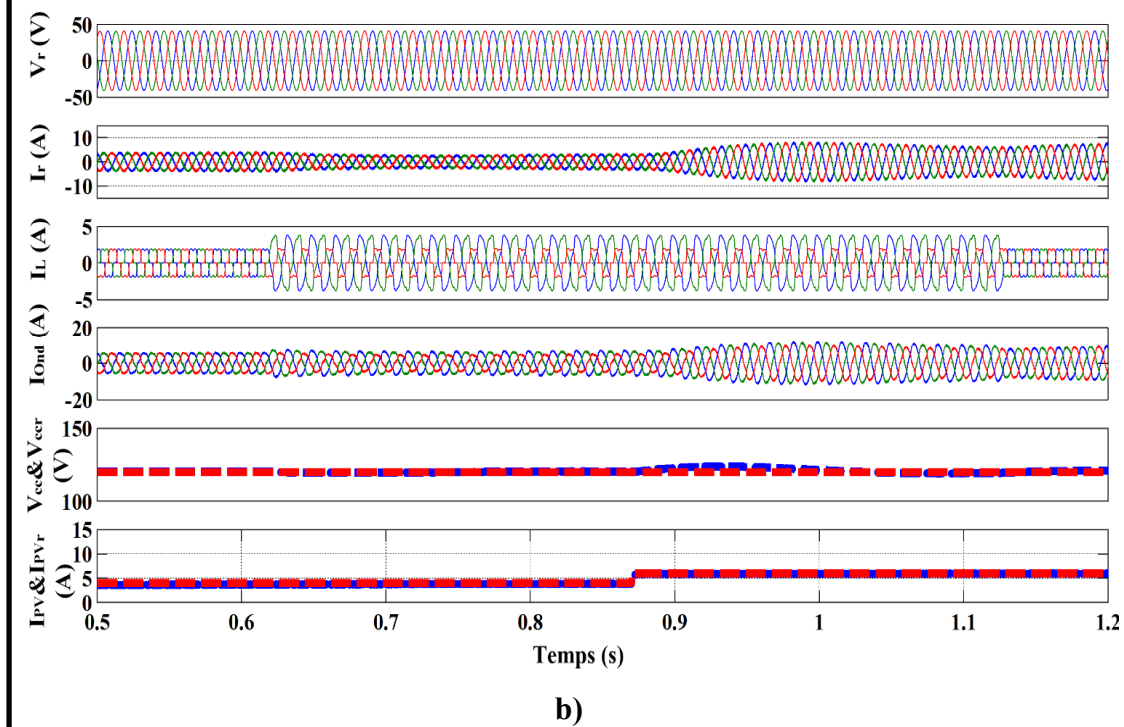
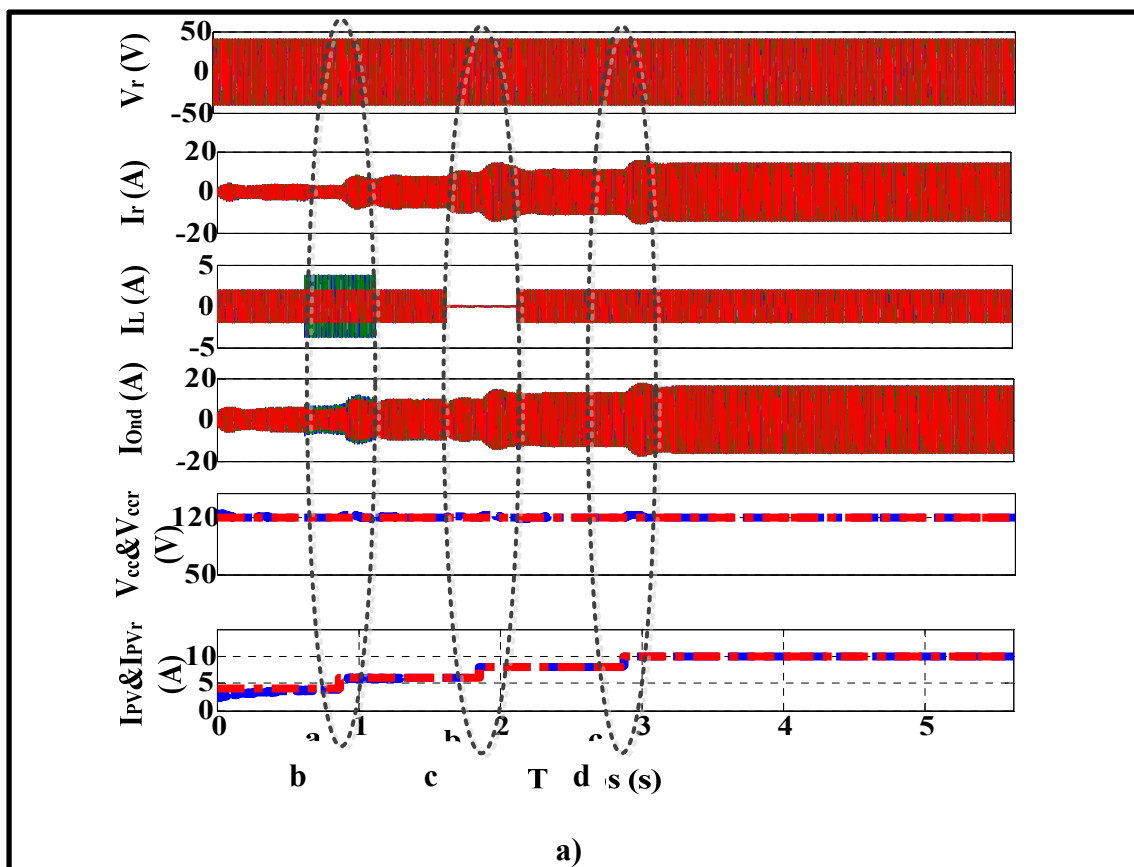
Pour valider les performances et l'efficacité de la méthode de contrôle développée P&O et de l'intelligence artificielle d'Adaline basée sur les contrôleurs ANFIS, une simulation par le logiciel MATLAB / Simulink est effectuée. D'autres résultats d'expériences sont obtenus en utilisant le prototype de la Figure 7.7.

Les tests d'évaluations des performances sont effectués par un onduleur SemiKron, un convertisseur élévateur CC-CC, dSPACE 1104 et un émulateur photovoltaïque LabVolt. Les paramètres du système sont présentés dans l'Annexe II.

7.1.5.1 Performance de simulation sous les conditions d'irradiation et des variations de la charge

Sur la Figure 7.6a nous avons présenté les formes d'ondes des tensions et courants du réseau V_r et i_r , les courants de charge i_L , les courants de l'onduleur i_{ond} , la tension du bus CC (V_{cc}) et sa référence V_{ccr} , et le courant de sortie du système photovoltaïque I_{pv} et sa référence I_{pvr} obtenue en utilisant la méthode P&O. Plusieurs scénarios sont appliqués pour tester les performances du système, tel que l'augmentation et la diminution brusques de la charge, la présence d'une charge linéaire équilibrée, d'une charge non linéaire équilibrée et non équilibrée et lorsque la charge est complètement déconnectée. En outre, le système est soumis comme le montre la Figure 7.6a à une augmentation soudaine de l'irradiation solaire pour tester la performance de la méthode P&O avec ANFIS.

On observe sur la Figure 7.6b que lorsque l'irradiation solaire est augmentée à $t = 0.87s$, le courant de l'onduleur, ainsi que le courant de réseau sont augmentés. On peut voir clairement dans cette période de temps, la présence de charge non linéaire équilibrée et déséquilibrée, le courant et la tension du réseau sont équilibrés et sinusoïdaux, et la tension continue est maintenue constante.



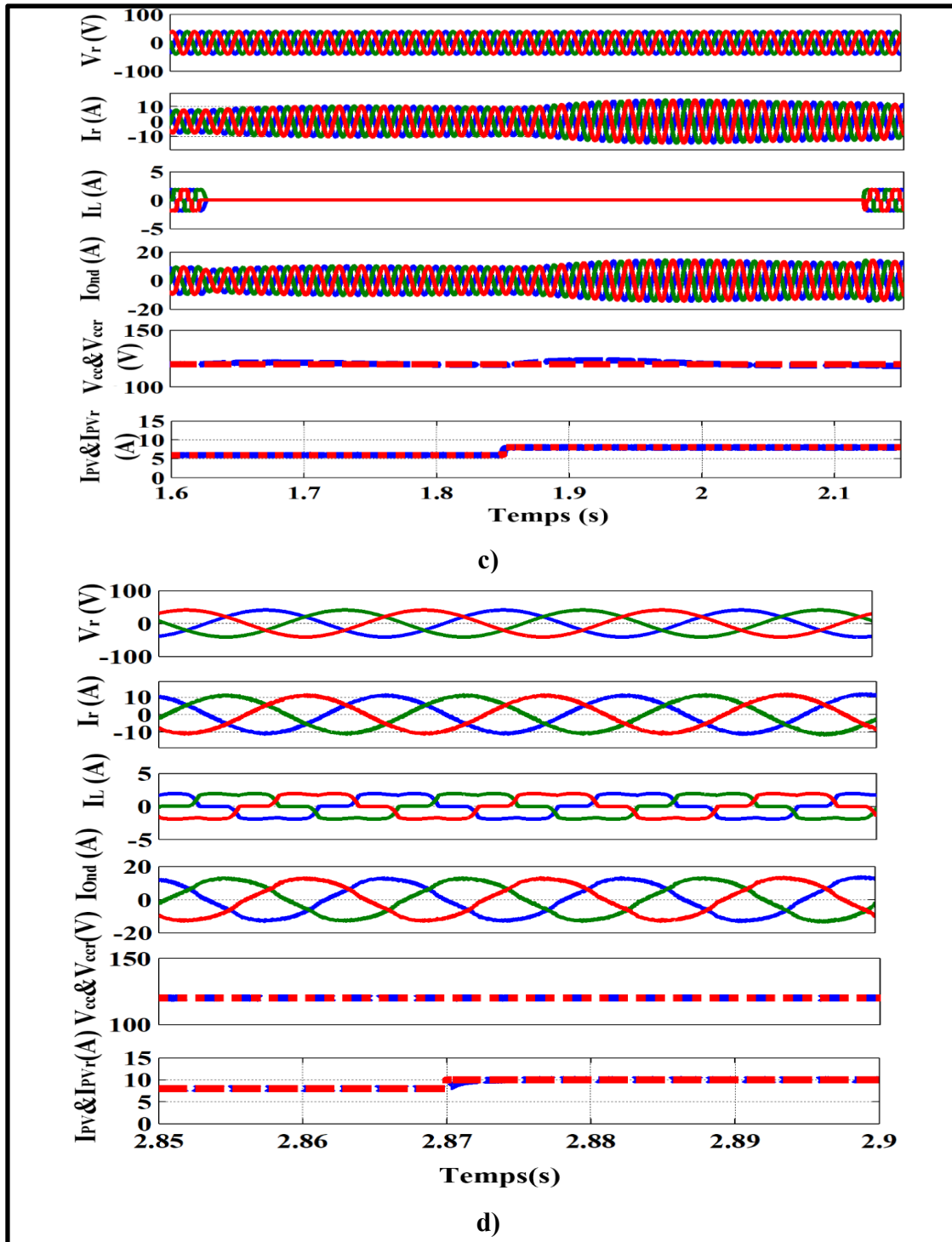


Figure 7.6 a) Résultats dynamiques sous irradiation solaire et changement de charge, b) présence d'une charge non linéaire déséquilibrée, c) charge complètement éliminée et d) charge non linéaire équilibrée

On observe que pendant la transition (variation de la charge soudaine et changement des conditions météorologiques), les tensions CC et CA sont régulés à leurs valeurs de consigne avec un état stable, ce qui confirme la robustesse des régulateurs ANFIS développés et intégrés dans la méthode Adaline. On observe que le courant PV suit sa référence, qui représente le courant maximum lors d'une augmentation soudaine de l'irradiation solaire à $t = 0.87s$. Cela confirme que la méthode P&O basée sur ANFIS fonctionne bien.

Sur la Figure 7.6c, les formes d'onde entre $t = 1,6 s$ et $t = 2,2 s$ sont présentées. Lorsque la charge est complètement déconnectée, la tension du réseau est régulée de façon constante et la puissance PV générée est injectée au réseau avec une haute qualité. La tension du bus CC et le courant PV suivent leurs références, et le courant de l'onduleur est égal au courant du réseau entre $t = 1,65s$ et $t = 2,15s$. Il est clair que le système fonctionne bien pendant la transition et que la puissance injectée avec ou sans charge est de haute qualité et respecte la norme IEEE 519 recommandée.

Sur la Figure 7.6d, les formes d'onde entre $t = 2,85 s$ et $t = 2,9 s$ sont présentés. On peut voir clairement qu'en présence d'une charge linéaire triphasée équilibrée, la tension du réseau et les formes d'onde du courant sont parfaitement sinusoïdales. On observe que la puissance demandée par la charge et celle injectée dans le réseau sont de haute qualité. Même lors de cet essai, la tension de bus CC et du réseau, ainsi que le courant PV, n'est pas affectée pendant la transition et ils sont régulés à leurs valeurs nominales. Il est démontré que les régulateurs ANFIS fonctionnent bien pendant la transition et que les boucles de tension externes et la boucle de courant interne sont protégées contre les surtensions et les surintensités.

7.1.5.2 Performance de l'expérience sous la variation de la charge et les conditions météorologiques

Un prototype expérimental implanté dans le laboratoire « Groupe de laboratoire de recherche en électronique de puissance et commande industrielle à l'ÉTS (GRÉPCI) » représente la

topologie proposée et les algorithmes de contrôle utilisés comme indiqué à la Figure 7.7. Ce prototype contient un convertisseur triphasé d'IGBT de Semikron, un transformateur, un boost et des charges linéaires et non linéaires. Cette configuration a été utilisée pour mettre en œuvre des approches de contrôle et une meilleure compréhension du système proposé, et pour valider expérimentalement les contrôles développés en utilisant dsp1104 (dSPACE) qui génèrent les signaux pour commander le PWM.

Les performances du système développé sont vérifiées dans des conditions critiques. Les résultats expérimentaux valident les calculs théoriques et les simulations par MATLAB/Simulink.

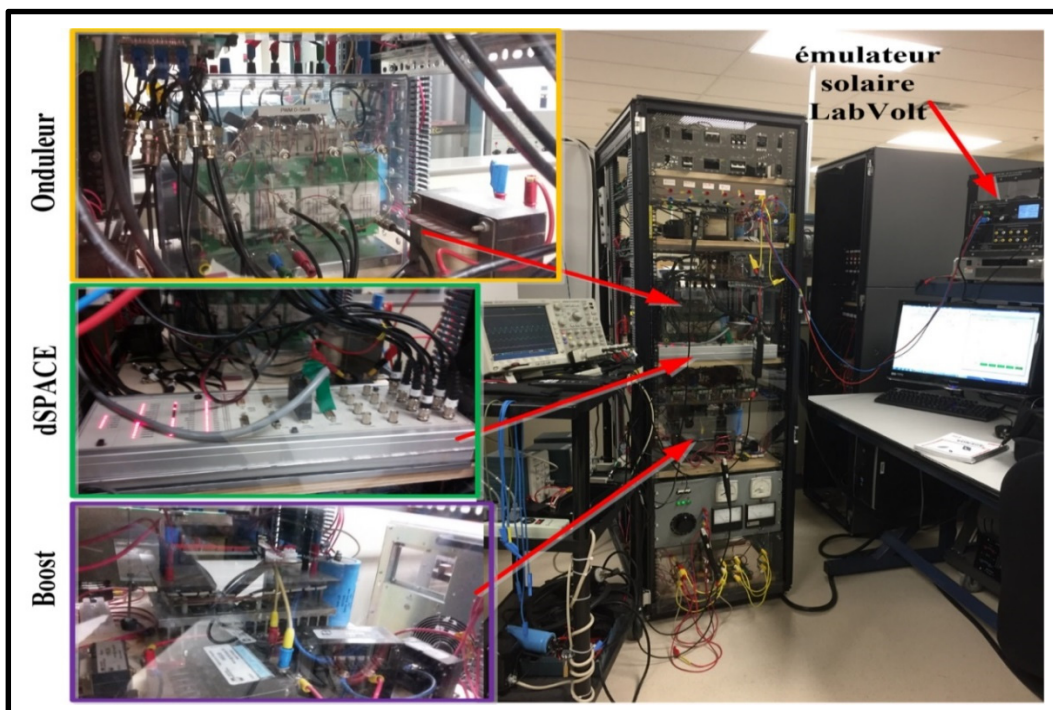


Figure 7.7 Prototype de circuit électrique

En régime permanent et lorsque l'irradiation solaire est absente, la Figure 7.8a montre la performance de : tension du bus CC (V_{cc}), courant I_{pv} et courant d'onduleur i_{ond} , ainsi que le courant de la charge i_L de la phase 'a' sous présence de la charge non linéaire. On peut voir

clairement que la tension CC est bien régulée et constante et que l'onduleur CC-CA fonctionne comme un filtre actif, il compense les harmoniques générés par la charge.

Sur la Figure 7.8b, les formes d'onde de la tension du bus CC, du courant de réseau, courant de la charge et du courant d'onduleur de la phase « a » sont présentées. On observe clairement que le courant de réseau est parfaitement sinusoïdal et que la tension du bus CC est régulée de façon constante, ce qui confirme que la méthode d'Adaline à base des régulateurs ANFIS fonctionne bien pendant le test en régime permanent.

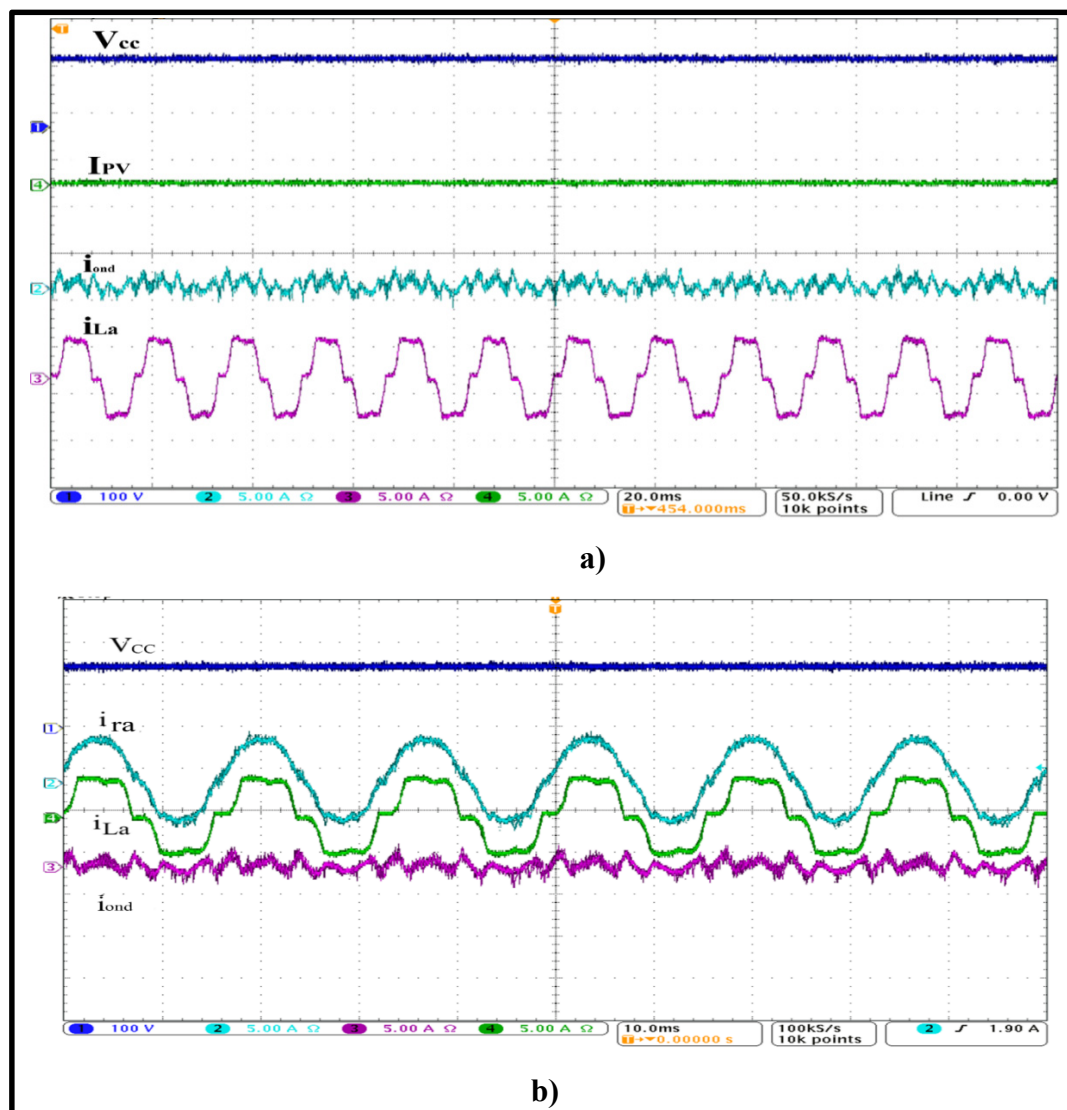


Figure 7.8 Résultats expérimentaux du système en régime permanent

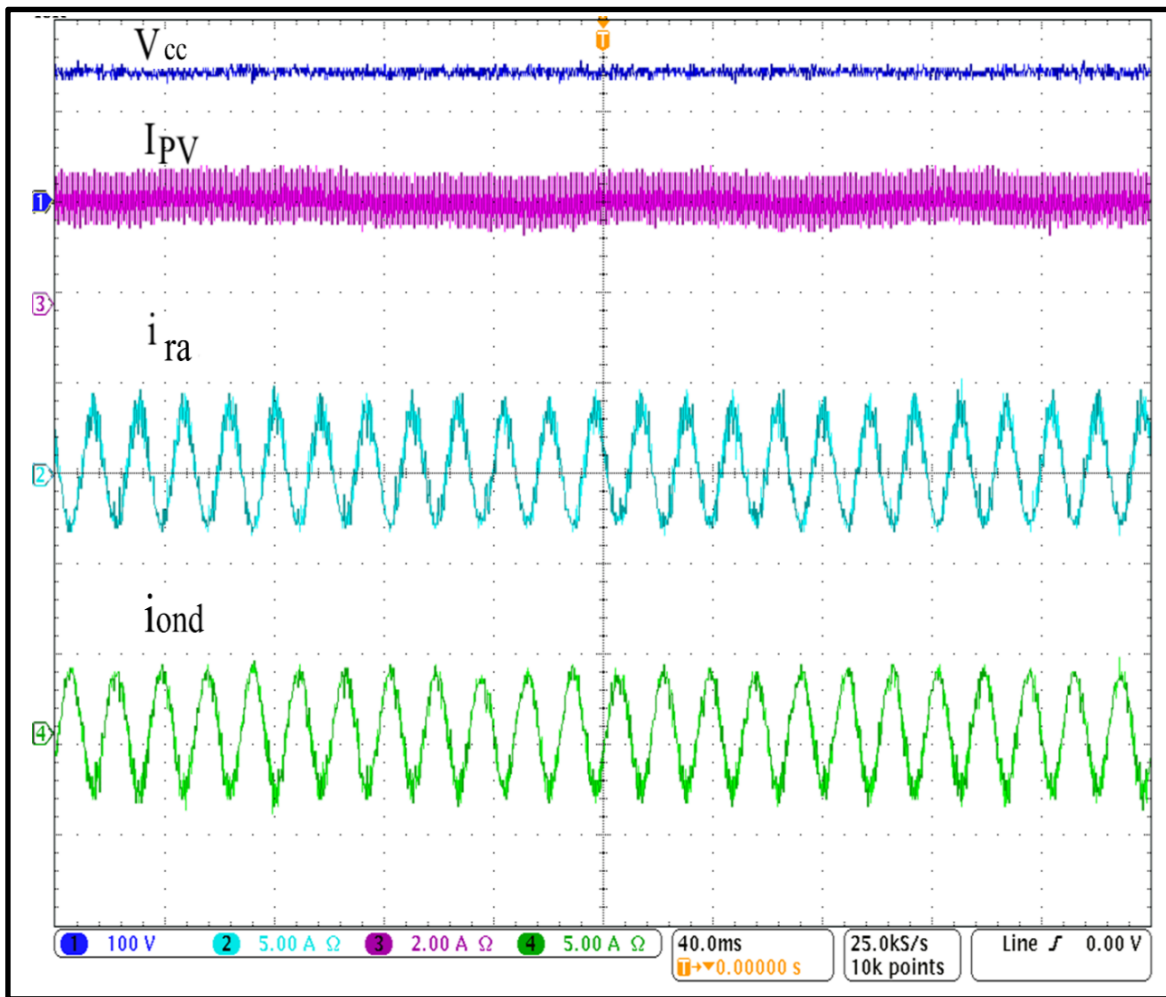


Figure 7.9 Résultats d'expériences : la tension continue, courant photovoltaïque, courant de réseau et courant d'onduleur de la phase « a »

La Figure 7. 9 présente les performances de la tension continue, du courant photovoltaïque, de l'onduleur et du courant de réseau de la phase « a ». On observe que le courant de l'onduleur est en opposition de phase avec le courant du réseau, ce qui explique l'injection de la puissance extraite au réseau.

On peut voir clairement que le courant du réseau et la tension continue sont bien régulés de manière constante. Aussi, on peut voir que le système est stable et la puissance PV est injectée dans le réseau sans aucun problème, ce qui confirme que les commandes P&O et

Adaline avec les contrôleurs ANFIS fonctionnent bien sous la présence d'une irradiation solaire.

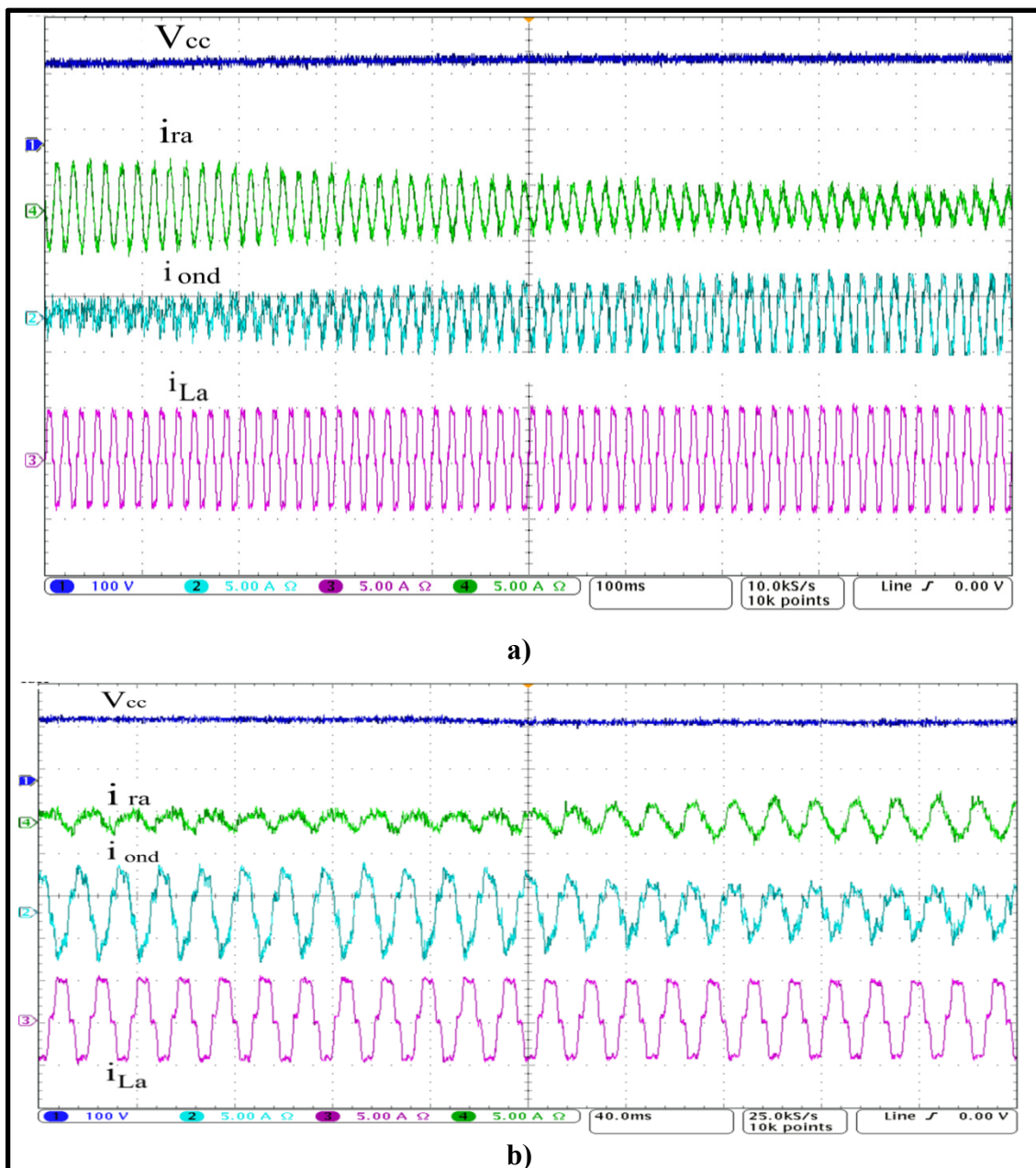


Figure 7.10 Études expérimentale de la performance dynamique en présence de la charge non linéaire fixe: a) diminution de l'irradiation solaire et b) augmentation de l'irradiation

Sur la Figure 7.10a et 7.10b, les formes d'onde de la tension du condensateur de liaison CC, du courant de réseau, du courant d'onduleur et du courant de la charge de la phase 'a' sont présentés sous une charge fixe non linéaire et l'augmentation soudaine de l'irradiation solaire (Figure 7.10a) et sous la diminution de l'irradiation solaire (Figure 7.10b). On observe que le courant de réseau varie avec la variation de l'irradiation solaire. On peut voir aussi que le courant de l'onduleur varie de manière opposée au courant du réseau pendant le changement d'irradiation solaire. Pendant cette transition, la tension de bus CC est régulée de manière constante et le courant du réseau est sinusoïdal, ce qui confirme que les commandes P&O et Adaline fonctionnent bien pendant la transition.

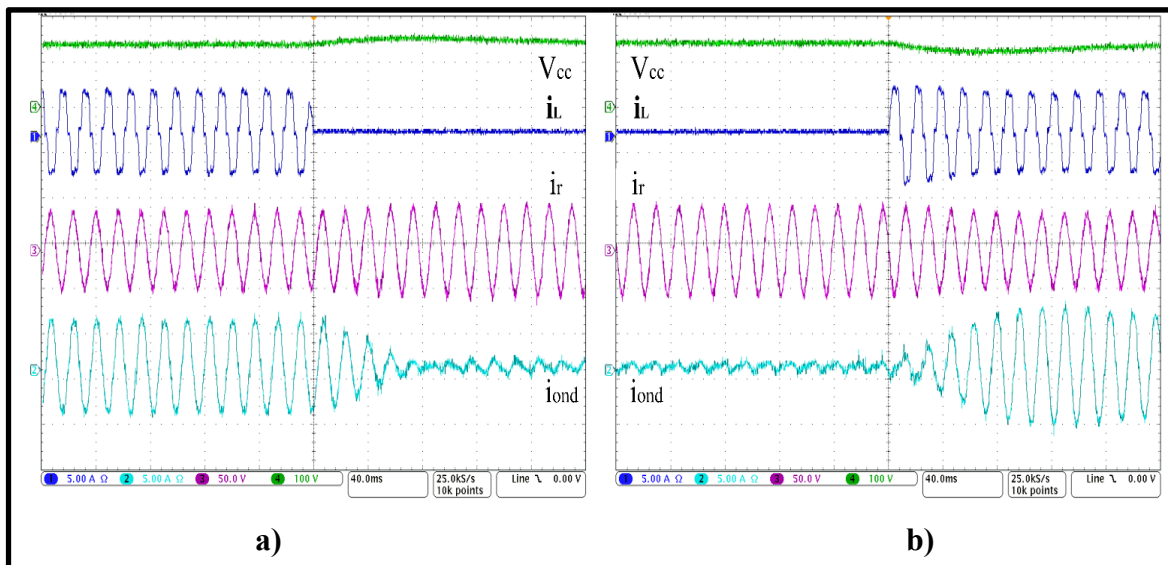


Figure 7.11 Performances dynamiques expérimentales en présence de l'irradiation Solaire et d'une charge non linéaire : a) coupure brusque de la charge, b) alimentation brusque de la charge

Dans la Figure 7.11, les performances dynamiques en présence de charges non linéaires et d'augmentation soudaine de l'irradiation solaire sont présentées. On observe que les tensions de liaison CC et du réseau sont bien régulées. On peut voir clairement que pendant la transition, le courant du réseau n'est pas affecté (reste sinusoïdale) et la tension du bus CC atteint rapidement sa valeur nominale, ce qui confirme que la commande Adaline avec ses contrôleurs ANFIS fonctionne bien pendant la transition.

Les spectres harmoniques d'une phase pour le courant (Figure 7.12a) et la tension (Figure 7.12b) sont faibles et respectent les normes exigées par IEEE519. Les valeurs de THD de la valeur efficace fondamentale de la tension et du courant sont 2.8% et 4.7% respectivement.

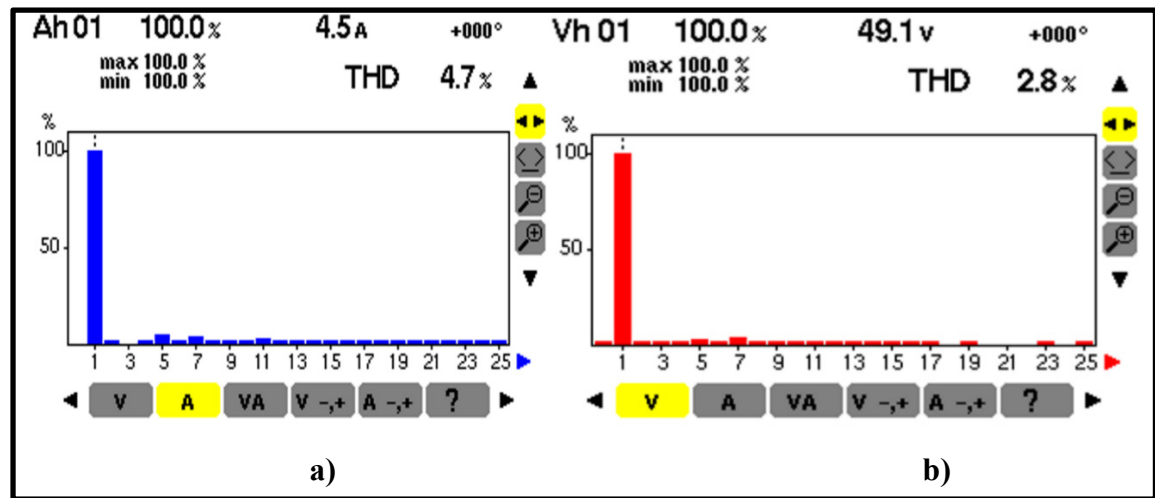


Figure 7.12 Résultats expérimentaux de THD : a) I_{THD} , b) V_{THD}

7.2 Application d'Algorithmes de puissance instantanée et Adaline pour les stations VSC-HVDC offshore et onshore connectées au parc éolien offshore et station gazière

7.2.1 Éolienne offshore et plateforme pétrolière

Récemment, le système VSC basé sur la transmission HVDC présente plus d'avantages par rapport au système HVDC conventionnel (Ruddy, Meere et al. 2015). Le convertisseur (VSC-NPC) est reconnu comme la nouvelle génération la plus utilisée du VSC-HVDC, il peut supporter une haute tension et transporter plus de puissance qu'un convertisseur à deux niveaux (Tang, Ge et al. 2018) en utilisant les câbles HTCC ayant des diamètres plus petits, des pertes plus faibles et un rendement élevé (Song-Manguelle, Todorovic et al. 2014).

Éolienne offshore a connu des progrès rapides dans les dernières années (Camurça, Lago et al. 2015). Récemment, plusieurs entreprises et pays dans le monde sont intéressés par

l'industrie des énergies renouvelables offshore, et en particulier pour fournir l'énergie à des plateformes pétrolières (Ramya, Napolean et al. 2013) tout en développant les convertisseurs de puissance.

Pendant très longtemps, les plateformes gazières offshore utilisent des groupes électrogènes et de gros compresseurs alimentés par des turbines à gaz ou des moteurs diesel. Cette technologie est trop polluante et à faible efficacité énergétique. Les émissions de gaz CO₂ sont pénalisées par Kyoto, qui prend en charge le contrôle et l'échange des émissions de gaz à effet de serre. La pénalisation des émissions de gaz, la maintenance des équipements et le coût du gaz et du pétrole ont entraîné une hausse des prix des plateformes de production gazières offshore.

Pour remédier ces problèmes, une première liaison de transmission a été mise en service en 1954. Il s'agissait d'une transmission sous-marine dans la mer Baltique. Le choix du HVDC par rapport au HVAC est généralement motivé par les avantages des liaisons HVDC (Domínguez, Escobar et al. 2017):

- Faible perte de transmission sur des longues distances ;
- Accéder aux câbles sous-marins sur des longues distances. Un cas particulier est la connexion des parcs éoliens offshore ;
- Connexion avec le réseau asynchrone.

Cette partie de notre recherche analyse l'énergie fournie par des éoliennes PMSG et transmise par VSC-HVDC offshore au réseau terrestre en utilisant des convertisseurs de puissance multi-niveaux, ajoutant ainsi une plateforme pétrolière et gazière avec une étude des différentes options d'alimentation, sachant que chaque plate-forme nécessite une alimentation électrique de secours. Dans cette installation nous avons utilisé l'énergie photovoltaïque offshore comme une source secondaire connectée aux batteries en cas de défaillance de système de génération du parc ou d'un défaut sur le système. Le contrôle du

système est étudié en cas de défaut CC appliqué à la transmission CC avec analyse de leurs effets sur les différents systèmes et sur la plate-forme pétrolière et gazière.

Cependant, la protection par chopper du parc éolien offshore est utilisée lorsque le système est affecté par un défaut sévère de la tension CC.

Dans cette partie de recherche, nous avons étudié le système VSC-HVDC à point milieu relié à la terre (NPC) reliant le parc éolien offshore à grande échelle (LSOWF) et la station gazière en améliorant la fiabilité de l'alimentation et la capacité de la transmission. L'exploitation de la plate-forme pétrolière et gazière a été utilisée dans les dernières années pour faire tourner les machines à turbine à gaz. Mais actuellement, le problème est résolu en utilisant une énergie renouvelable plus propre et moins coûteuse comme l'éolienne offshore, en augmentant la sécurité d'exploitation de la plate-forme de gaz en cas de défaut ou de perturbation pour atteindre les objectifs les plus importants de cette application. Le système photovoltaïque est employé pour assurer le fonctionnement stable des éléments sensibles de la plate-forme pendant le défaut.

La topologie de protection, la puissance instantanée et l'algorithme Adaline sont utilisés pour résoudre le problème causé par une défaillance du câble CC positive et pour contrôler les VSC offshore et onshore. MATLAB / Simulink est utilisé pour démontrer et valider le concept proposé. Le schéma proposé peut permettre une intégration optimale et hautement distribuée avec des bonnes performances de VSC-HVDC.

7.2.2 Éolienne offshore et plateforme pétrolière

Après la crise énergétique mondiale en 1970 lors de l'énorme augmentation des prix des carburants comme le pétrole et le gaz naturel (Gustafson 1981), l'apparition de la loi de protection de l'environnement, et le haut risque de l'énergie nucléaire ont obligé le monde à

chercher d'autres énergies non polluantes telles que le vent et le soleil (Khosravi, Heshmatian et al. 2017).

7.2.2.1 Offshore et plateforme

L'objectif de ce système de conversion d'énergie est d'augmenter la capacité de puissance du parc éolien et de réduire le prix d'achat (kW / h) et fournir l'énergie nécessaire aux plateformes pétrolières et gazière. De nombreux efforts de recherche ont été déployés pour des systèmes offshore, ciblant un niveau de 5 à 10 MW pour des systèmes de haute puissance et des applications offshore. En fonction de la capacité du réseau et de la taille des parcs éoliens, l'utilisation du CCHT est applicable à condition que la distance au réseau CA de connexion soit supérieure à 50 km (Kolluri, Thummala et al. 2016). Un autre avantage important est que les pannes CA ne seront pas propagées par les stations onshore et offshore.

7.2.2.2 Photovoltaïque offshore

La ressource d'irradiation solaire fournit une densité d'énergie d'environ 1000W / m² (Kolesnik, Sitbon et al. 2017). Ces technologies peuvent être considérées comme intermittentes. La technologie photovoltaïque est largement utilisée pour les petits et grands systèmes. Pour notre cas; nous avons utilisé cette technologie pour générer de l'électricité pour alimenter la plate-forme offshore en cas de panne.

Cependant, la faisabilité technique et économique dépend du potentiel solaire disponible, et aux exigences légales des codes maritimes (Rüther, Beyer et al. 2004). L'avantage de cette technologie apparaît sur le contrôle facile et la maintenance réduite. Un certain désavantage dans la zone de production d'énergie offshore est la corrosion marine, avec une grande zone d'installation et une faible production d'énergie. Cependant, avec un système de stockage d'énergie, nous couvrirons toutes les opérations de base dans la station offshore. L'énergie solaire doit être utilisée en cas de défaillance électrique et de sécurité du parc offshore.

7.2.2.3 Câble HVDC

Le monde vise à développer et intégrer les énergies renouvelables dans le réseau électrique et alimenter la plateforme gazière. L'utilisation des câbles sous-marins est plus rentable et économique (Bresesti, Kling et al. 2007). Un câble sous-marin rempli d'huile a été installé dans une distance de 172 km en reliant la Suède avec le Danemark et l'Allemagne (Wolff and Elberling 2000). Il est considéré comme le premier câble au monde à fournir une capacité de transmission de 600 MW en continu. Il maintient un système électrique efficace avec un haut niveau de fiabilité. La connexion à ce câble réduit les gaz à effet de serre tout en respectant l'environnement en matière de transmission sous-marine pour l'interconnexion continentale, des parcs éoliens et pour l'alimentation de la plate-forme gazière et pétrolière offshore. Les câbles sous-marins à isolation papier imprégnés de masse sont les plus économiques, pouvant supporter des contraintes mécaniques très élevées.

Ensuite, l'utilisation croissante de la technologie VSC encourage l'utilisation des câbles sous-marins à isolation synthétique sur de longues distances.

En outre, une expérience pratique avec des câbles en cuivre de 225 kV Cu XLPE a été réalisée avec succès (Ueda, Tsukamoto et al. 2003).

Pour les applications avec des tensions inférieures à 320 kV, le câble HVDC sous-marin XLPE qui est composé de plusieurs couches concentriques est le plus utilisé dans la mer. Dans les schémas VSC-HVDC, le câble XLPE est recommandé, car il est moins coûteux et plus robuste que les câbles imprégnés en masse.

7.2.3 Description du système

Le parc éolien offshore, la plate-forme pétrolière et gazière et le système électrique sont illustrés à la Figure 7.13 (Benhalima, S., Chandra, A., et al 2018). La station VSC-HVDC est

connectée au parc offshore de capacité de 200 MW (Annexe I, Tableau-A I-7). Le convertisseur dos-à-dos est installé entre le parc éolien et la station offshore VSC-HVDC. Les VSC sont des ponts triphasés, à douze impulsions et à trois niveaux utilisant des semi-conducteurs IGBT.

Le système électrique d'une plate-forme de production est connecté à l'offshore VSC-HVDC. Les charges électriques peuvent être classées comme normales, auxiliaires, essentielles ou d'urgences. Les charges d'urgence sont des équipements électriques qui prennent en charge des systèmes critiques. Ces systèmes sont nécessaires pour protéger l'installation à bord, pour la sécurité de fonctionnement des puits et des équipements nécessaires. Ces charges sont alimentées par un système photovoltaïque (cette alimentation remplace les groupes diesel).

Ces générateurs principaux sont connectés dans le bus principal à 13,8 kV pour distribuer ensuite la puissance à 4,16 kV et 400 V. Les charges normales sont réparties dans les centres de distribution de charge (LDC) et les centres de commande de moteurs (MCC), à des tensions de 220 V, 400 V, 4,16 kV et 13,8 kV. Ces charges sont principalement des moteurs de moins de 75 kW, qui sont utilisés pour pomper des fluides et des ventilateurs de grandes charges à 13,8 kV, des compresseurs (11 MW) et des pompes à injection d'eau (5,9 MW).

Les pompes à cargaison de 590 kW sont alimentées par 4,16 kV. L'une des plus grandes charges alimentées à 400 V est l'unité de désulfuration de 630 kW. Les charges essentielles et auxiliaires sont connectées à la tension de 220V et 400V. Les moteurs à air comprimé à 400V sont essentiels et remarquables pour les systèmes de climatisation et les lumières. Quelques exemples de charges essentielles sont :

- Compresseurs d'air, instrument et service ;
- Pompe de ballast de la salle des machines et pompe de levage de secours ;
- Système d'éclairage essentiel.

Les charges de secours sont réparties sur des tensions de 24, 125 et 220 V_{CC} et de 220 V_{CA}. Cette alimentation est obligatoire pour le système d'arrêt d'urgence et au système d'éclairage de secours.

Certaines des charges d'urgence sont :

- Panneau de commande d'urgence et d'alimentation auxiliaire ;
- Panneau de commande et panneau de démarrage des pompes à incendie ;
- Système de navigation ;
- Système de contrôle et instrumentation de processus (ECOS / ESC) ;
- Système de détection de gaz / incendie et système d'éclairage et d'arrêt d'urgence ;

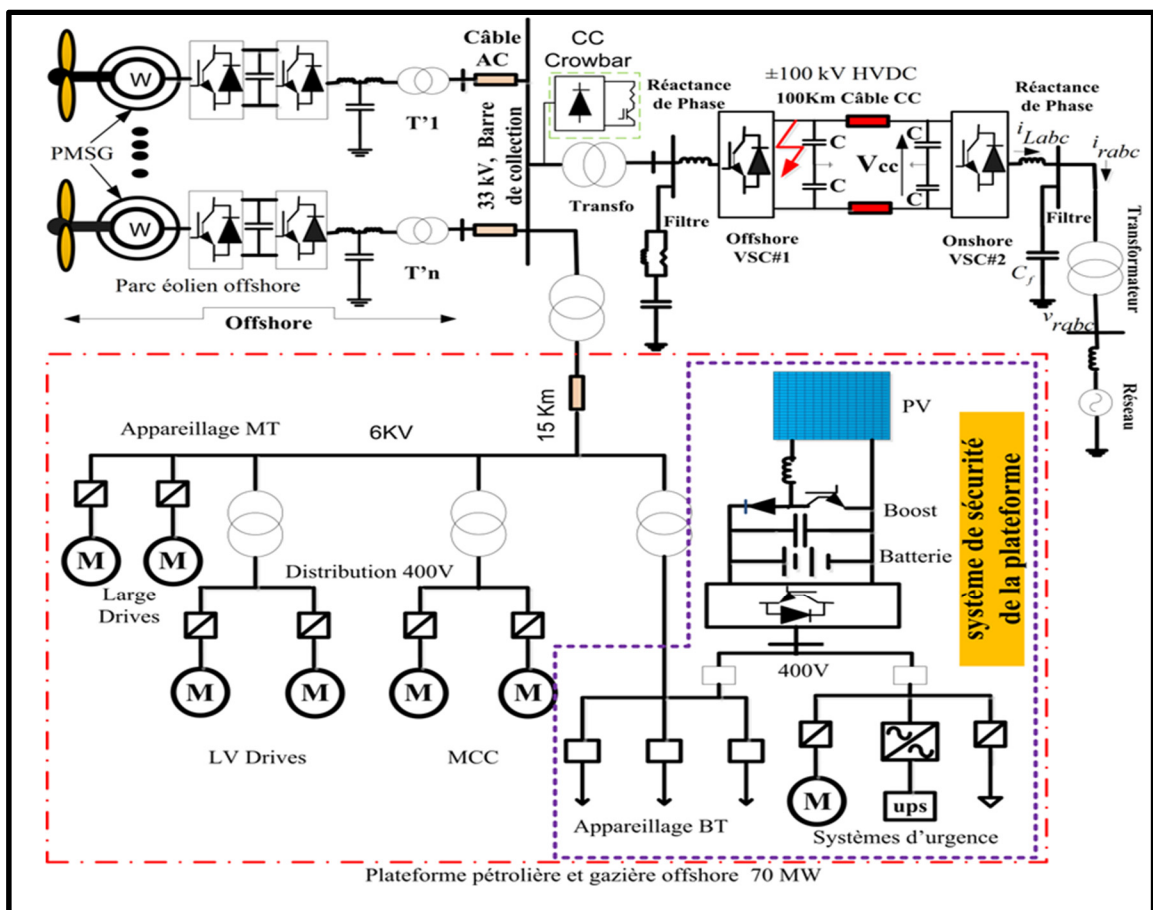


Figure 7.13 Schéma principal de la plateforme pétrolière et gazière, parc offshore et la transmission VSC-HVDC

7.2.4 Contrôle de système

En règle générale, les systèmes VSC-HVDC sont constitués des éléments suivants : un câble de transmission haute tension CC ; deux stations offshore et onshore. La Figure 7.13 montre le parc éolien offshore connecté à la station VSC-HVDC et la plate-forme pétrolière et gazière.

7.2.4.1 Modélisation de la station offshore

La régulation indépendante des puissances actives et réactives de chaque station permet de faire contrôler la station offshore par la théorie de la puissance instantanée.

7.2.4.2 Contrôle de convertisseur côté PMSG

Les équations principales de PMSG en d-q sont données ci-dessous :

$$\begin{cases} V_d = -R_s i_{Td} - L_{sd} \frac{di_{Td}}{dt} + L_{sq} \omega_r i_{Tq} \\ V_q = -R_s i_{Tq} - L_{sq} \frac{di_{Tq}}{dt} - L_{sd} \omega_r i_{Td} + \omega_r \phi_m \end{cases} \quad (7.18)$$

Où V_{dq} sont des tensions aux bornes du stator, R_s et L_s sont des résistances et des inductances de stator et i_{Tdq} sont des courants de sortie de l'éolienne dans le plan dq respectivement.

L'expression de la puissance maximale est donnée par :

$$P_{\omega, \max} = 0.5 \rho C_p A^3 \quad (7.19)$$

La valeur de la vitesse optimale (ω_{opt}) dépend des λ_{opt} et $P_{\omega, \max}$ selon l'équation ci-dessous.

$$\omega_{\text{opt}} = \frac{\lambda_{\text{opt}}}{R} \left(\frac{P_{\omega, \text{max}}}{0.5 C_{p, \text{max}} \rho A} \right)^{1/3} \quad (7.20)$$

Le courant de référence dans l'axe q est :

$$i_{Tq}^* = 2 \left(\frac{2}{3} \right) \left(\frac{T_e^*}{p \phi_m} \right) \quad (7.21)$$

7.2.5 Contrôle de convertisseur VSC de la station offshore

La commande développée au niveau de la station offshore VSC-HVDC représentée sur la Figure 7.15 est basée sur le modèle de la Figure 7.14 et sur le calcul de la puissance instantanée (Marian 2007). Cependant, le calcul des différents composants est présenté ci-dessous.

$$\begin{cases} P = \sum u_{sj} i_{sj} \\ Q = \frac{[(u_{sb} - u_{sc}) i_{sa} + (u_{sc} - u_{sa}) i_{sb} + (u_{sa} - u_{sb}) i_{sc}]}{\sqrt{3}} \end{cases} \quad (7.22)$$

Où P, Q, représentent la puissance active et réactive mesurée de parc offshore.

Les composantes de courant de référence actif et réactif (i_d^* et i_q^*) sont calculées comme suit :

$$\begin{cases} i_d^* = (k_{p1} + k_{i1}/s)(P_s - P) \\ i_q^* = (k_{p3} + k_{i3}/s)(Q_{\text{ref}} - Q) \end{cases} \quad (7.23)$$

Où k_{p1} , k_{i1} , k_{p3} et k_{i3} , P_s et Q_{ref} , représentent les gains proportionnels et intégraux des contrôleurs de puissance active et réactive, la puissance totale réelle générée par le parc offshore, et la référence de la puissance réactive.

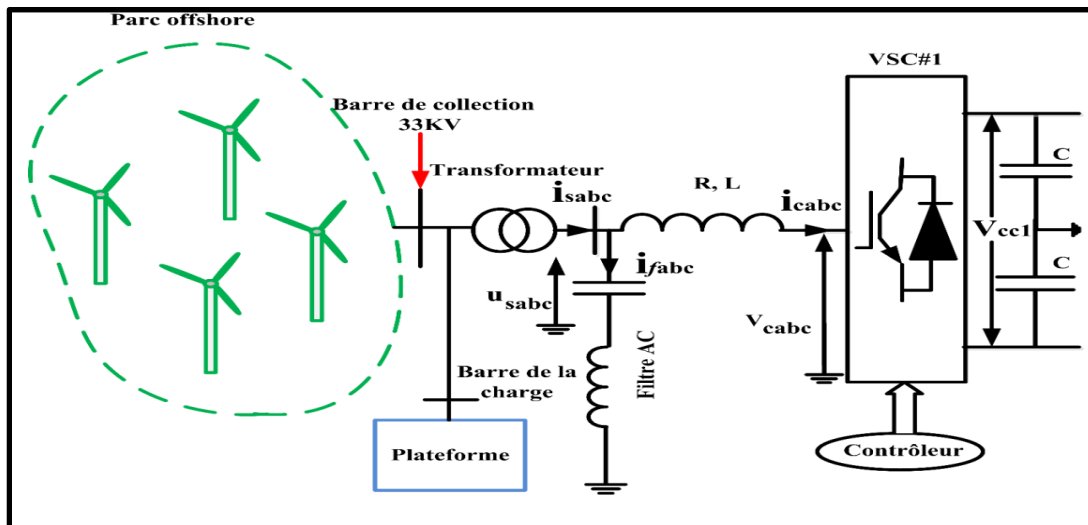


Figure 7.14 Parc éolien et plateforme pétrolière et gazière offshore

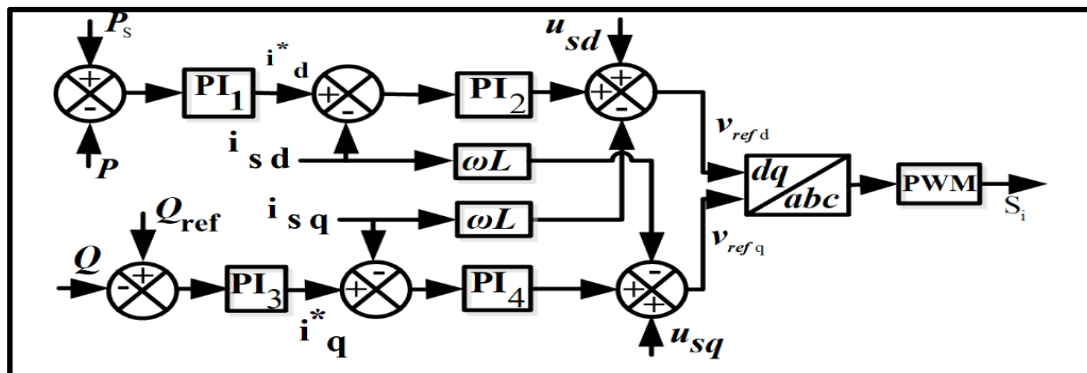


Figure 7.15 Contrôle de la station offshore VSC-HVDC

7.2.6 Contrôle de convertisseur VSC de la station onshore et l'application de l'Adaline

La stratégie de contrôle Adaline proposée pour contrôler la station onshore est présentée à la Figure 7.16, l'objectif est de faire réguler et corriger le V_{cc} , maintenir un fonctionnement

stable du système en présence de courts-circuits de câble CC et enfin, assurer l'écoulement de la puissance générée par l'offshore avec moins de pertes d'énergie (Singh and Solanki 2009).

7.2.6.1 Régulation de la tension CC

La tension de bus CC est régulée à l'aide du contrôleur PI₁. La tension de bus CC mesurée est comparée à sa référence, la sortie du régulateur PI₁ donne le courant de référence (i_{cc}^*) et exprimé comme.

$$i_{cc}^* = (k_{p1} + k_{i1}/s)(V_{cc}^* - V_{cc}) \quad (7.24)$$

Où k_{i1} et k_{p1} sont respectivement les gains intégraux et proportionnels du contrôleur de V_{cc} . Le courant continu (i_{cc}) de VSC-HVDC onshore est calculé par.

$$i_{cc} = \frac{P_{cc}}{v_{cc}} \quad (7.25)$$

7.2.6.2 Régulation de la tension CA

Comme le montre la Figure 7.16, la tension du réseau CA est contrôlée à l'aide du régulateur PI. La régulation de l'erreur qui est la comparaison de la valeur détectée de la tension de réseau CA (V_r) avec sa référence (V_r^*) est donnée comme suit :

$$w_{cq} = (k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s})(v_r^* - v_r) \quad (7.26)$$

Où k_{i2} et k_{p2} sont respectivement les gains intégral et proportionnel du contrôleur de la tension de réseau CA.

7.2.6.3 Estimation des composants de courant active et réactive

Les vecteurs de poids pour les composantes actives et réactives du courant sont estimés en utilisant les calculs suivants :

$$\begin{cases} w_{pa}(k) = \sum \eta \left[\begin{array}{l} \left\{ (i_{La}(k) - u_{pqa}(k) w_{pqa}(k-1)) \right\}^* \\ \left\{ (u_{pqa}(k) + Ki_{La}(k) w_{pqa}(k-1)) \right\} \end{array} \right] \\ w_{pb}(k) = \sum \eta \left[\begin{array}{l} \left\{ (i_{Lb}(k) - u_{pqb}(k) w_{pqb}(k-1)) \right\}^* \\ \left\{ (u_{pqb}(k) + Ki_{Lb}(k) w_{pqb}(k-1)) \right\} \end{array} \right] \\ w_{pc}(k) = \sum \eta \left[\begin{array}{l} \left\{ (i_{Lc}(k) - u_{pqc}(k) w_{pqc}(k-1)) \right\}^* \\ \left\{ (u_{pqc}(k) + Ki_{Lc}(k) w_{pqc}(k-1)) \right\} \end{array} \right] \end{cases} \quad (7.27)$$

Où $w_{pqa}(k)$, $w_{pqb}(k)$ et $w_{pqc}(k)$, $i_{La}(k)$, $i_{Lb}(k)$ et $i_{Lc}(k)$ désignent les composantes actives et réactives du courant dans les phases a, b et c, et de celles de réseau respectivement.

7.2.6.4 Modèle d'unités en phase et en quadrature

La division de la tension du réseau par l'amplitude des tensions de phase donne l'équation suivante :

$$u_{abc} = \frac{v_{rabc}}{v_p} \quad (7.28)$$

Et

$$v_p = \sqrt{\frac{2}{3}(v_{ra}^2 + v_{rb}^2 + v_{rc}^2)} \quad (7.29)$$

Aussi

$$\begin{cases} u_{aq} = (u_{cp} - u_{bp})/\sqrt{3} \\ u_{bq} = (3u_{ap} + u_{bp} - u_{cp})/2\sqrt{3} \\ u_{cq} = (-3u_{ap} + u_{bp} - u_{cp})/2\sqrt{3} \end{cases} \quad (7.30)$$

Où v_{rabc} , v_p , u_{abcp} , u_{aq} , u_{bq} et u_{cq} représentent les tensions instantanées de réseau, l'amplitude des tensions de phase, les valeurs d'unités de la tension et les valeurs d'unités de quadrature dans les phases a, b et c, respectivement.

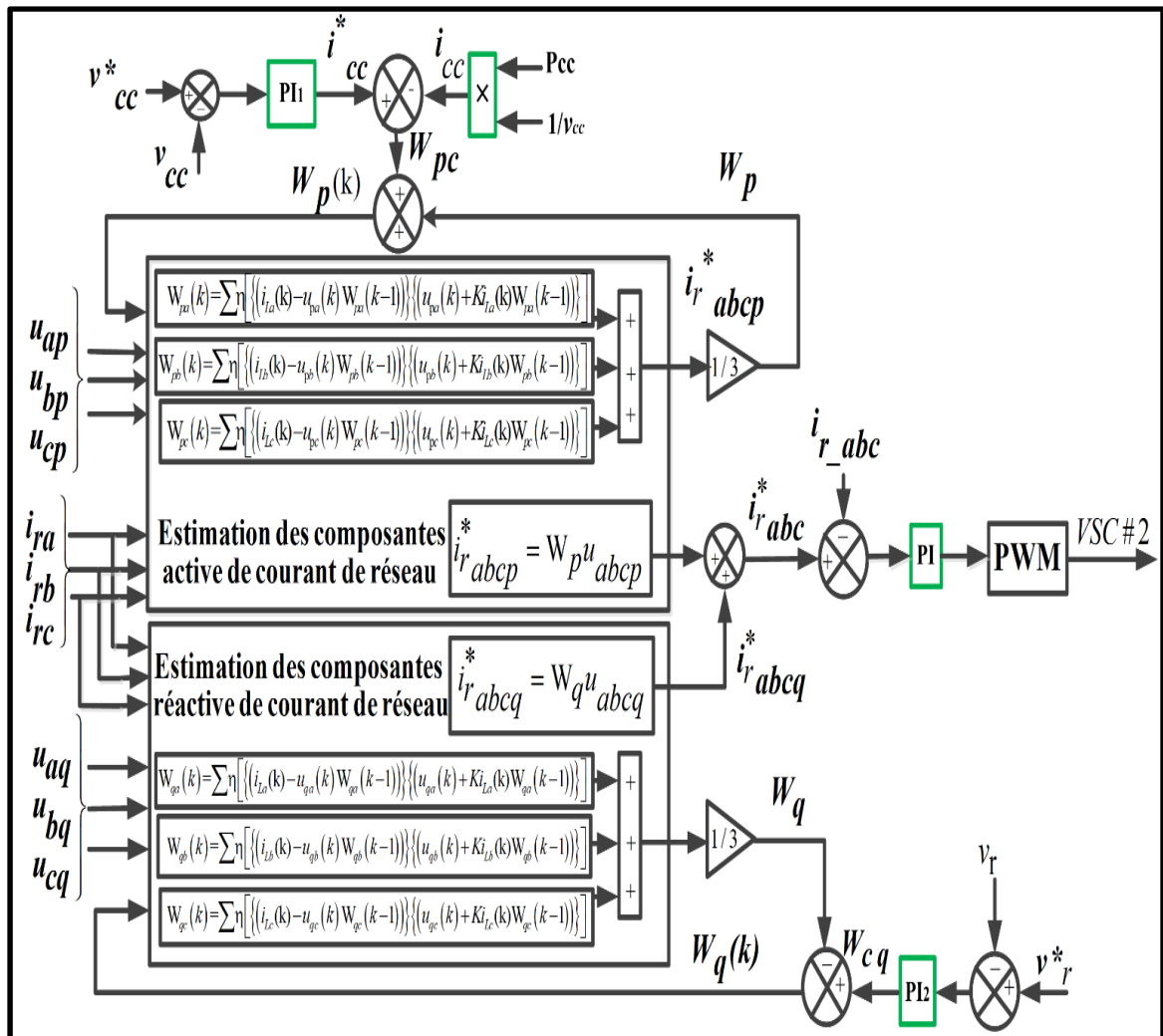


Figure 7.16 Contrôle Adaline de la station onshore VSC-HVDC

7.2.7 Résultats de simulation et expérimentaux

7.2.7.1 Résultats de simulation

Dans cette partie une méthodologie de détection du défaut CC basée sur Crowbar à courant continu a été introduite au système offshore.

Le modèle de simulation a été développé dans MATLAB / Simulink. Le système simulé se compose d'un parc éolien de 200 MW relié au système de transmission VSC-HVDC via un câble CC sous-marin de 100 km et un transformateur (35/110 kV). La tension continue de la transmission est de ± 100 kV. Les IGBT des VSC onshore et offshore sont modélisés comme des commutateurs idéaux avec des diodes antiparallèles. Ils sont contrôlés par PWM à des fréquences de commutation de 1350 Hz.

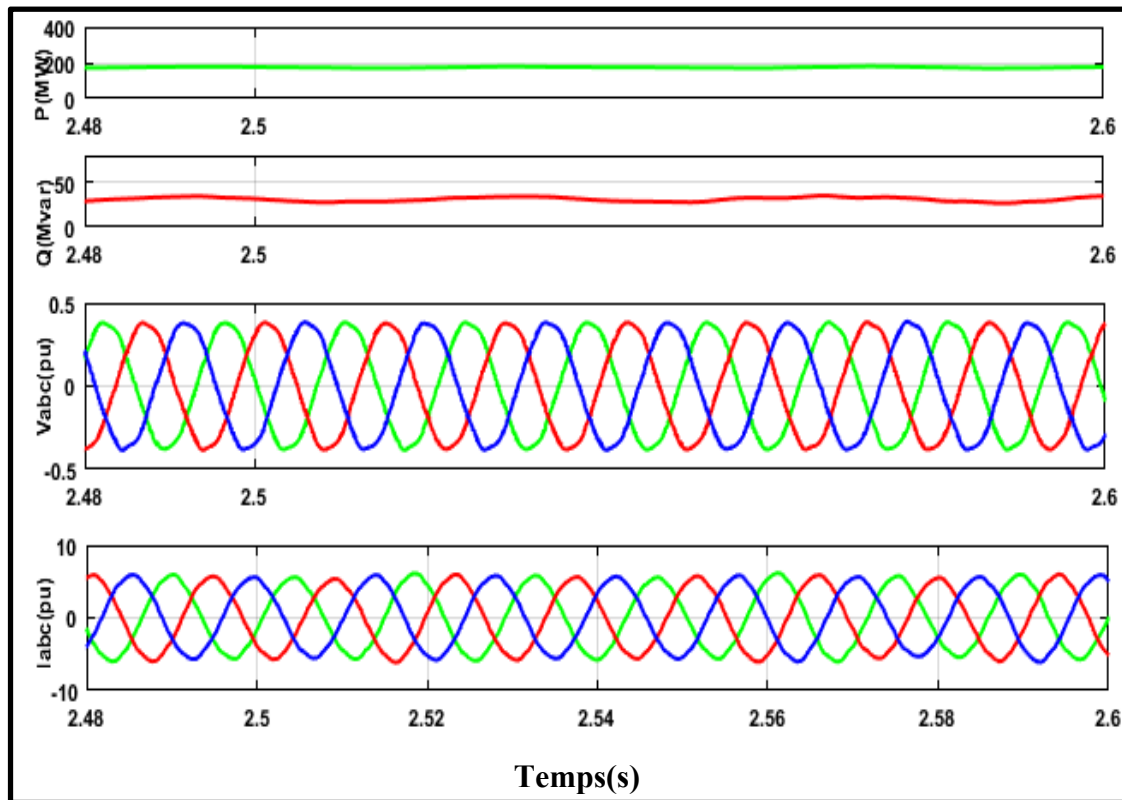


Figure 7.17 Formes d'ondes du parc offshore sans défaut CC : Tension et courant de la source, puissance active et réactive

Les Figures 7.17 et 7.18 montrent les formes d'onde de la tension et courant alternatif du parc éolien. On peut voir clairement que la tension et le courant sont constants et sinusoïdaux sur la Figure 7.16. Mais pour tester la performance de la topologie proposée et l'approche de contrôle de tout le système, le défaut du câble positif CC est appliqué à 2,5s. On peut voir sur la Figure 7.18 des perturbations mineures de la tension alternative de parc éolien offshore et que le parc génère les 200MW. On observe aussi que la puissance active et la puissance réactive sont influencées par le défaut CC.

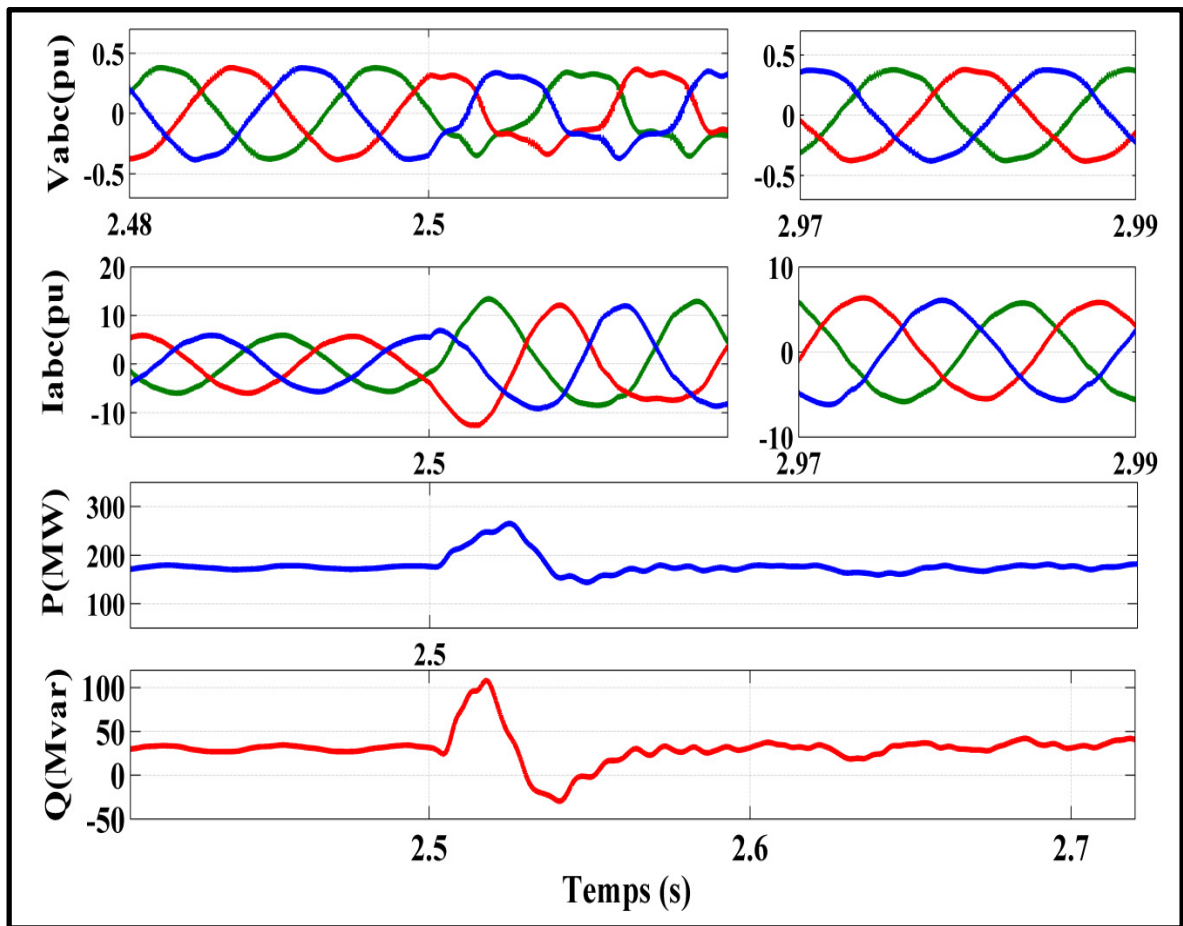


Figure 7.18 Formes d'ondes du parc offshore avant et après le défaut CC à 2.5s:
Tension et courant de la source, puissance active et réactive

Le défaut du bus continu sur la terre de la transmission VSC-HVDC est appliqué à 2,5s. Les résultats de simulations obtenus pour les deux stations de la transmission sont présentés dans

la Figure 7.19b. Les tensions CC dans la période de défaut sont dans la plage des normes de réseau HVDC. La Figure 7.19a montre la simulation sans défaut de la tension CC, les résultats montrent bien que les deux tensions sont bien régulées et atteignent les valeurs nominales (200kV) sans aucune perturbation ou ondulation même dans la période de la transition.

La Figure 7.19b montre la réponse du système pendant toute la période de défaut. La forme d'onde a été présentée pour faciliter l'analyse, elle montre la variation des tensions de la liaison CC du convertisseur onshore et offshore avec oscillations immédiatement après le début du défaut et se stabilise rapidement, ce qui implique que le système de commande de protection est robuste et efficace.

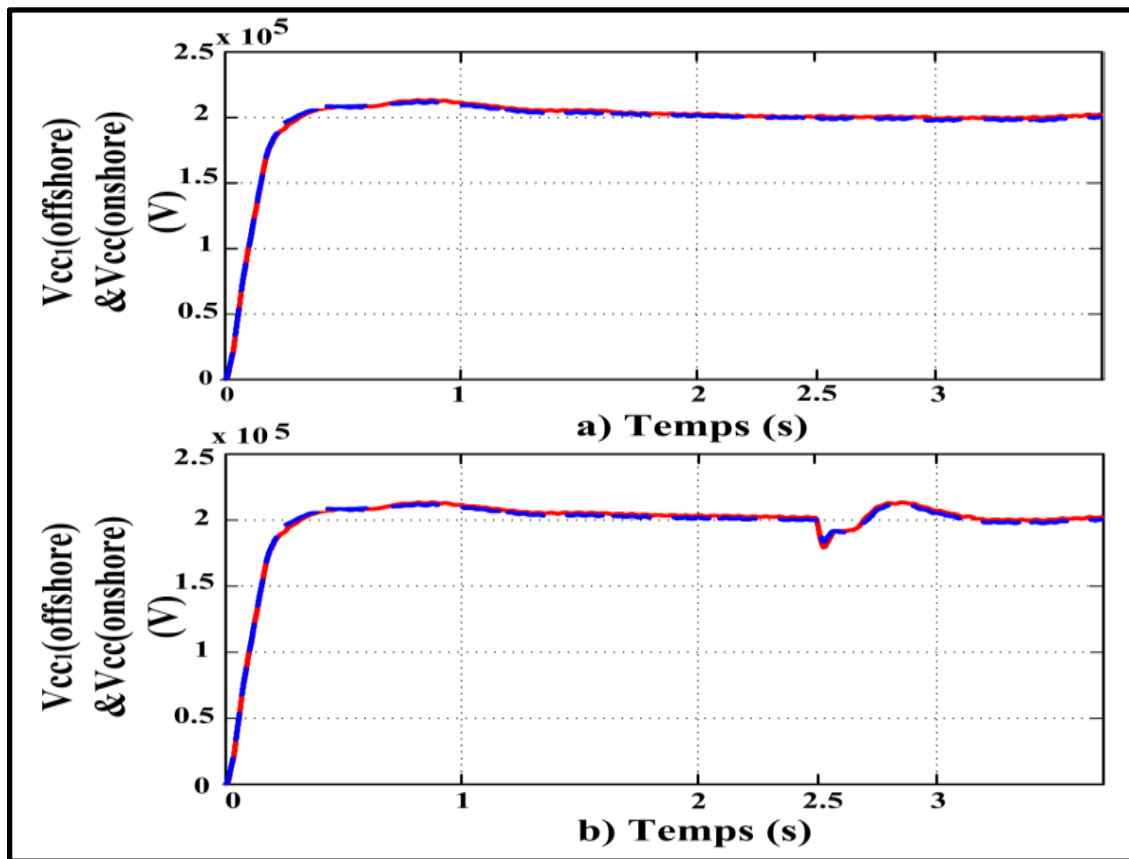


Figure 7.19 Signal de la tension Vcc des stations offshore et onshore :
a) sans défaut CC et b) avec défaut CC

La plate-forme pétrolière et gazière présentée dans la Figure 7.20 a été simulée pendant le fonctionnement normal et en présence de défaut de bus CC.

Les Figures 7.21a et 7.21b démontrent respectivement, la tension et courant alternatifs sans et avec le défaut CC positive. On peut voir que les formes d'ondes (sans défaut) de la tension et courant de la plateforme gazière sont purement sinusoïdales.

Dans cette étude de simulation, le défaut CC affecte la tension qui est perturbée pendant 0.1 s après le début du défaut et la plateforme reste opérationnelle. Le courant alternatif de la plateforme reste sinusoïdal et stable sans aucune perturbation pendant et après le défaut de bus CC et on peut constater qu'il y a peu d'impact sur les tensions.

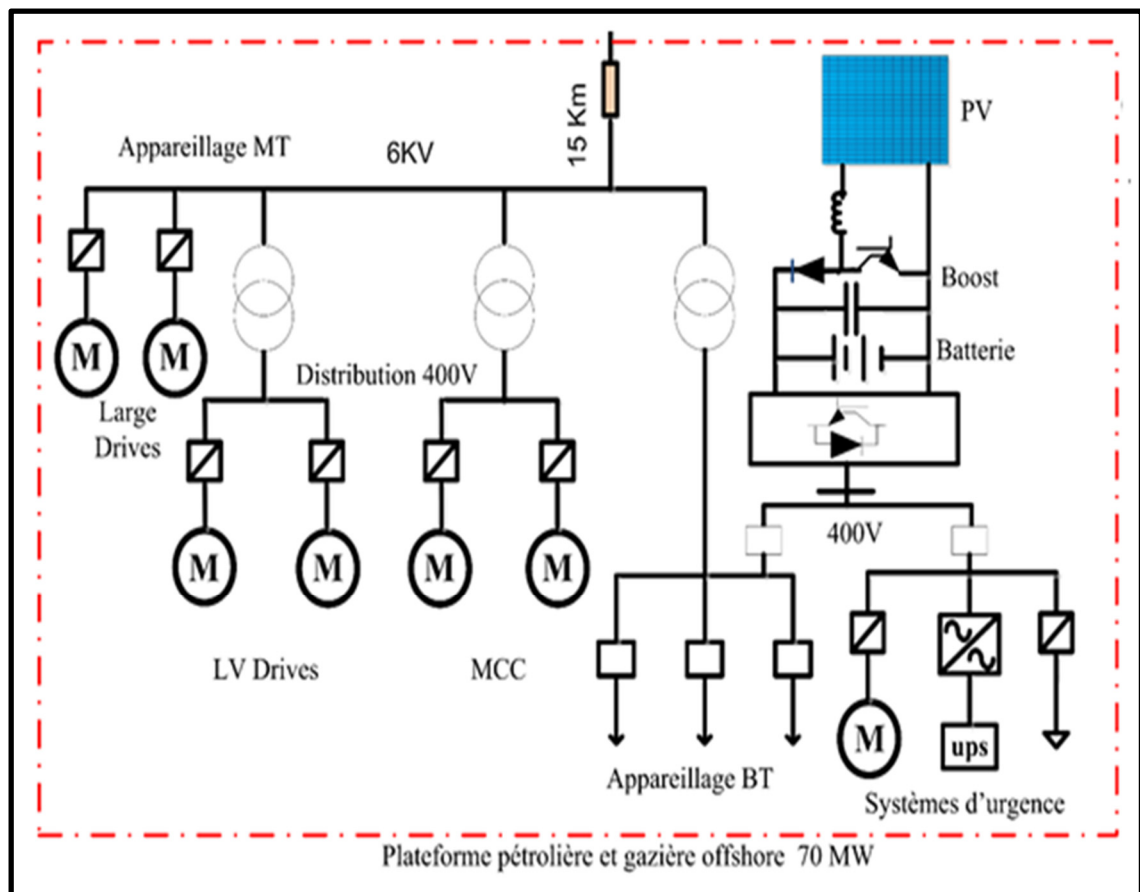


Figure 7.20 Schéma de la plate-forme pétrolière et gazière

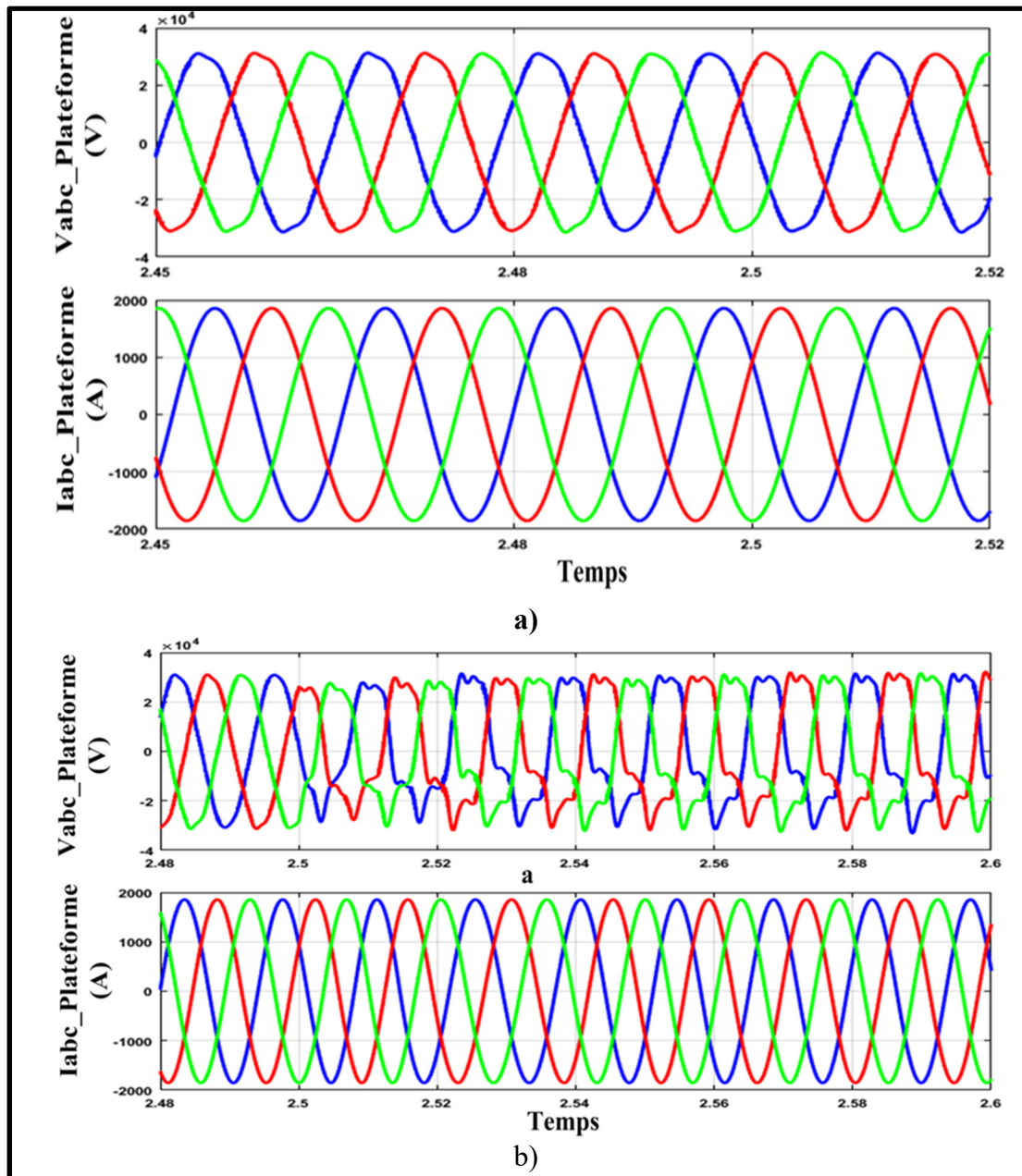


Figure 7.21 Les formes d'ondes de plate-forme : a) avant le défaut de bus CC, b) après le défaut de bus CC à 2.5s

7.2.7.2 Résultats expérimentaux

Les résultats expérimentaux du système présenté dans la Figure 7.7 sont représentés aux Figures 7.22 et 7.23.

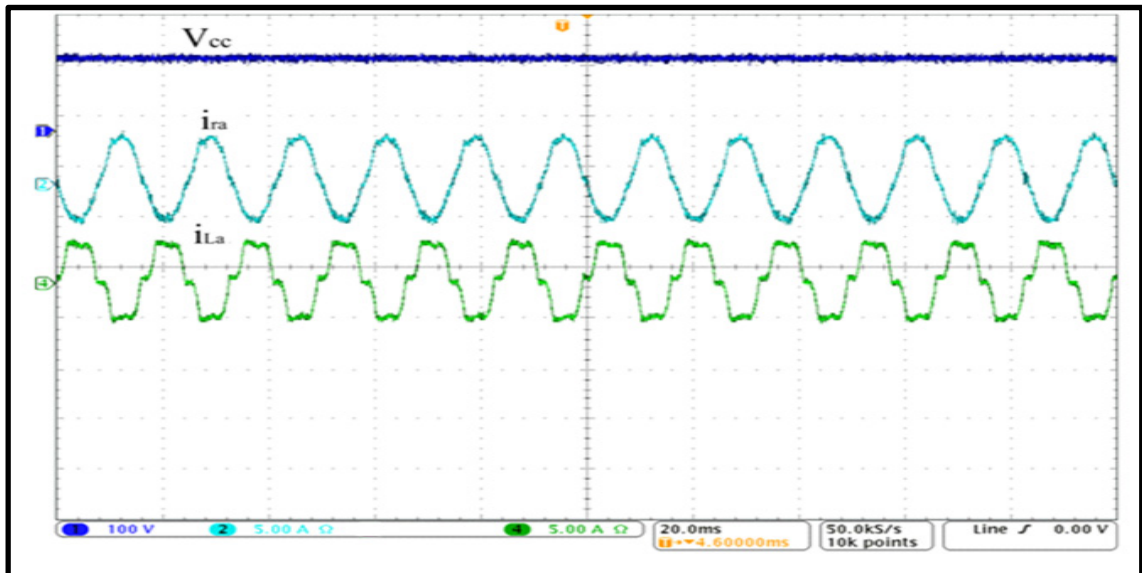


Figure 7.22 Les formes d'onde : tension continue, courant de réseau, courant de la charge et courant de l'onduleur

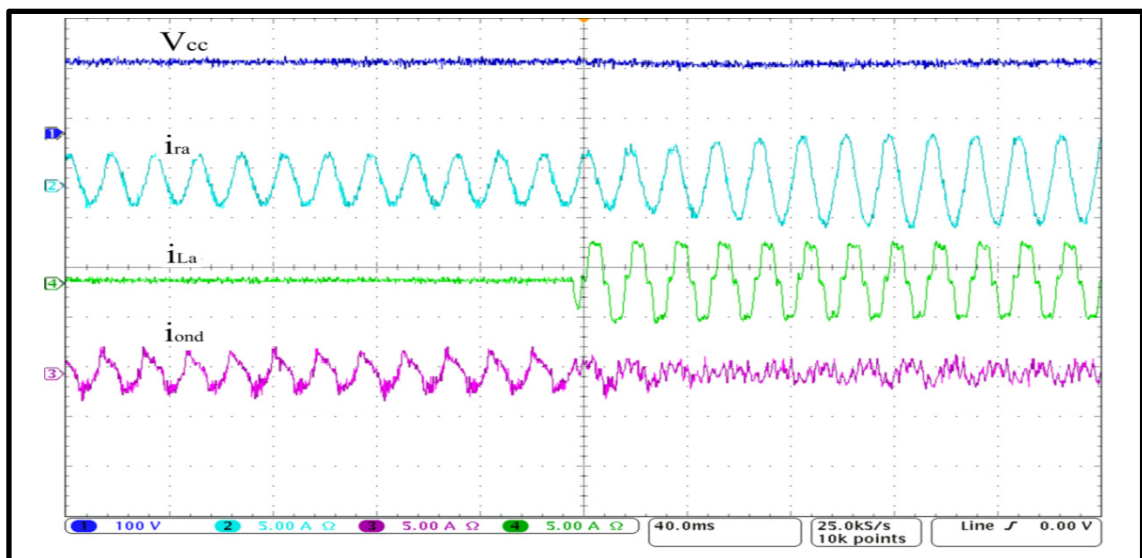


Figure 7.23 Résultats expérimentaux avec et sans charge : tension continue, courant de réseau, courant de la charge et courant de l'onduleur

L'analyse des résultats expérimentaux sur les Figures 7.22 et 7.23 en temps réel de la tension continue V_{cc} , des courants d'une seule phase (phase a) de réseau (i_{ra}), courant de la charge (i_{La}) et du courant de l'onduleur (i_{ond}), montre que la tension continue reste constante est bien

régulé dans l'état normal et en perturbation. Le courant de réseau reste constant et sinusoïdal dans l'état normal, mais avec un changement de l'amplitude au cours de la variation de la charge.

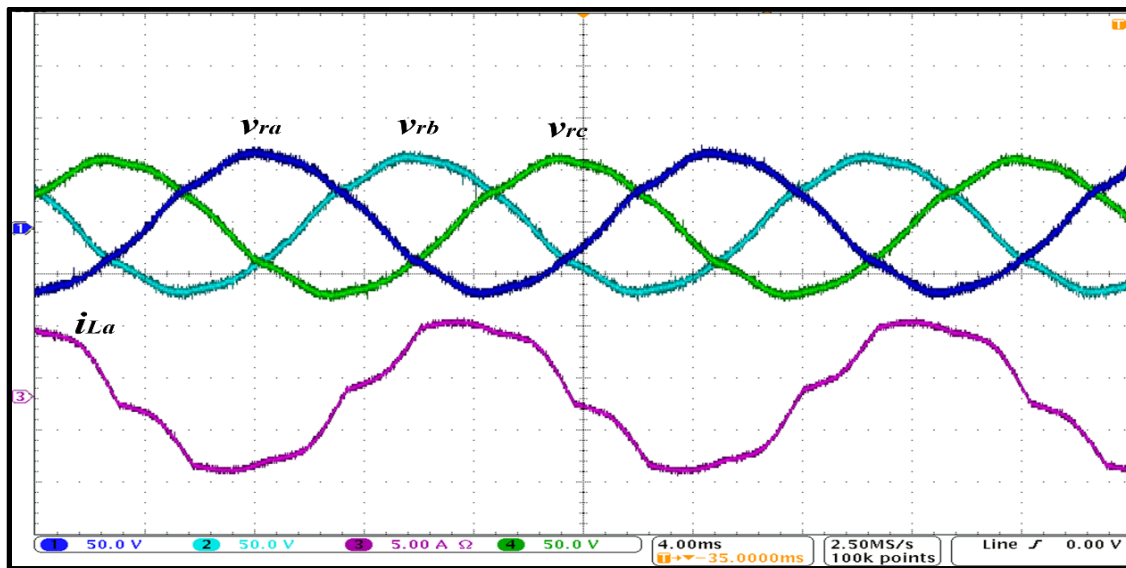


Figure 7.24 Résultats expérimentaux de la tension de réseau et du courant de la charge non linéaire

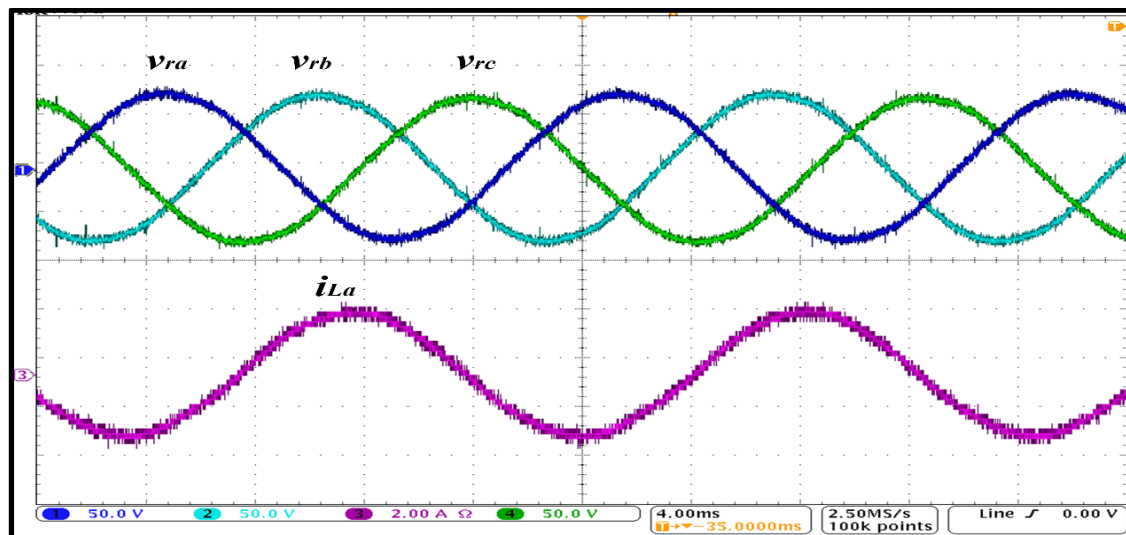


Figure 7.25 Résultats expérimentaux de la tension triphasée de réseau et du courant de la charge linéaire

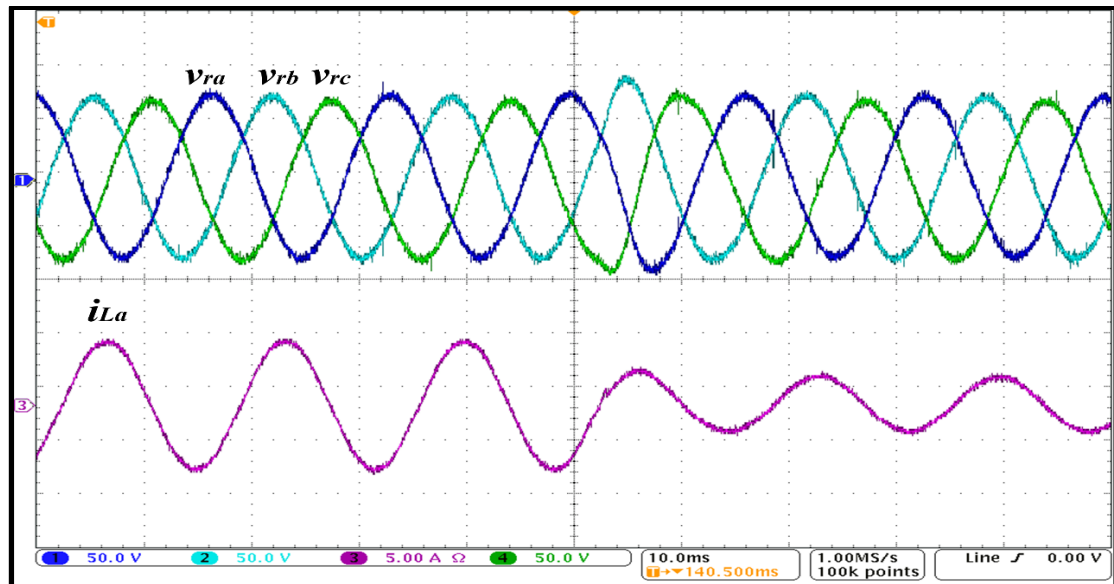


Figure 7.26 Résultats expérimentaux de la tension triphasée de réseau en présence de changement soudain de la charge linéaire

Les Figures 7.24 ,7.25 et 7.26, montrent les résultats expérimentaux des tensions de réseau, courant de charge non linéaire, courants de charge linéaire et variation soudaine de la charge linéaire respectivement. On observe lors de différentes charges que les tensions de réseau atteignent leurs valeurs souhaitées et reste stable même en cas de la variation soudaine de la charge. Par conséquent, les résultats de la simulation obtenus sont validés expérimentalement, qui confirment l'efficacité de l'algorithme de contrôle proposé.

7.3 Intégration du central photovoltaïque au système VSC-HVDC offshore

Dans cette partie de la recherche, nous présentons une nouvelle configuration du système VSC-HVDC multi-terminal connecté au parc éolien offshore et un central photovoltaïque à grande échelle utilisant l'algorithme modifié de neurone adaptatif linéaire (Adaline) basé sur l'algorithme Unifeid. Au niveau de la station offshore, les éoliennes à base des PMSG sont reliées au système VSC-HVDC offshore via des convertisseurs dos- à -dos et un transformateur élévateur. La centrale photovoltaïque est connectée au bus continu du convertisseur de la station VSC-HVDC onshore via un convertisseur modulaire multiniveaux

(MMC). La gestion de la génération et la synchronisation entre deux bus sont réalisées en contrôlant les deux convertisseurs VSC. Les performances du système proposé sont testées en utilisant MATLAB / Simulink en mode de fonctionnement normal et en présence de défauts CC.

7.3.1 Topologie proposée

D'après les revues de littérature et après la simulation de chaque système (éolien, PV, VSC-HVDC offshore) individuellement, nous avons choisi un nouveau concept du système micro-réseau (Benhalima, Tidjani et al. 2018), tel que la centrale photovoltaïque de 100MW qui est reliée au système de transmission VSC-HVDC offshore à trois niveaux à base IGBT de 50 MW (PMSG) et de deux convertisseurs interconnectés par un câble CC de 100 km. Ce système est présenté ci-dessous par la Figure 7.27.

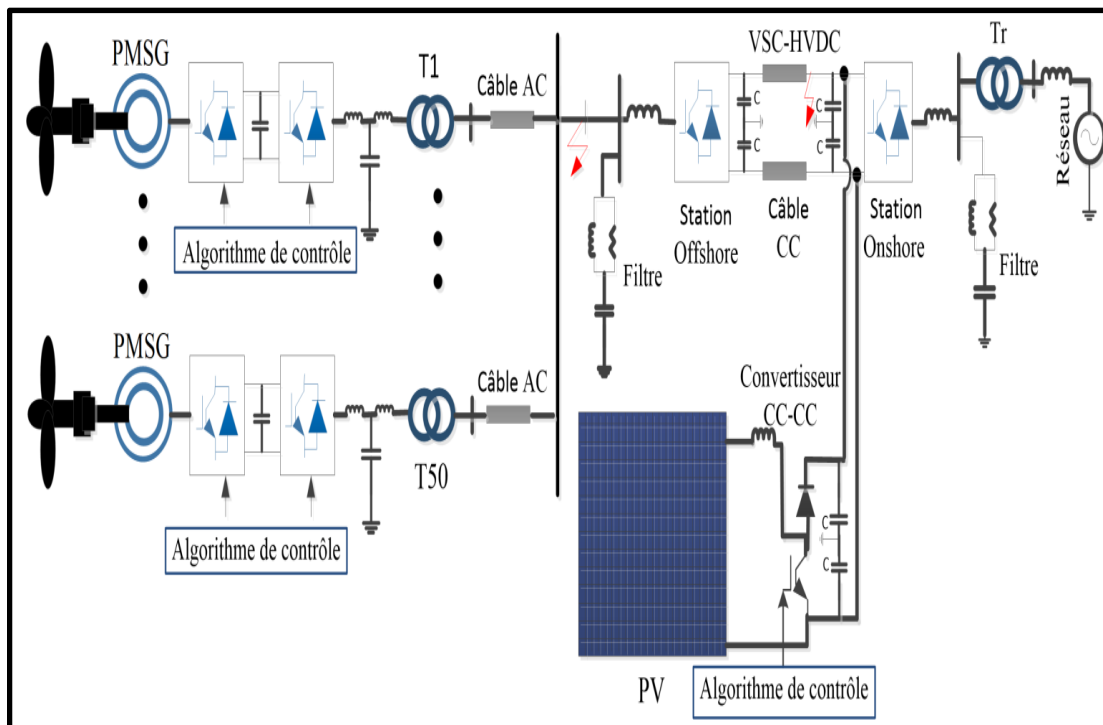


Figure 7.27 Intégration de parc éolien offshore (50MW) et centrale photovoltaïque (100MW) au réseau VSC-HVDC

7.3.2 Concept de convertisseur CC/CC en cascade multi-modulaire

La Figure 7.28 présente le concept de connexion du PV au CCHT par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu en cascade (CC-MMC) (Teleke, Baran et al. 2010). Nous avons proposé cette configuration pour augmenter la tension et de faire connecter le central photovoltaïque à la station VSC-HVDC onshore.

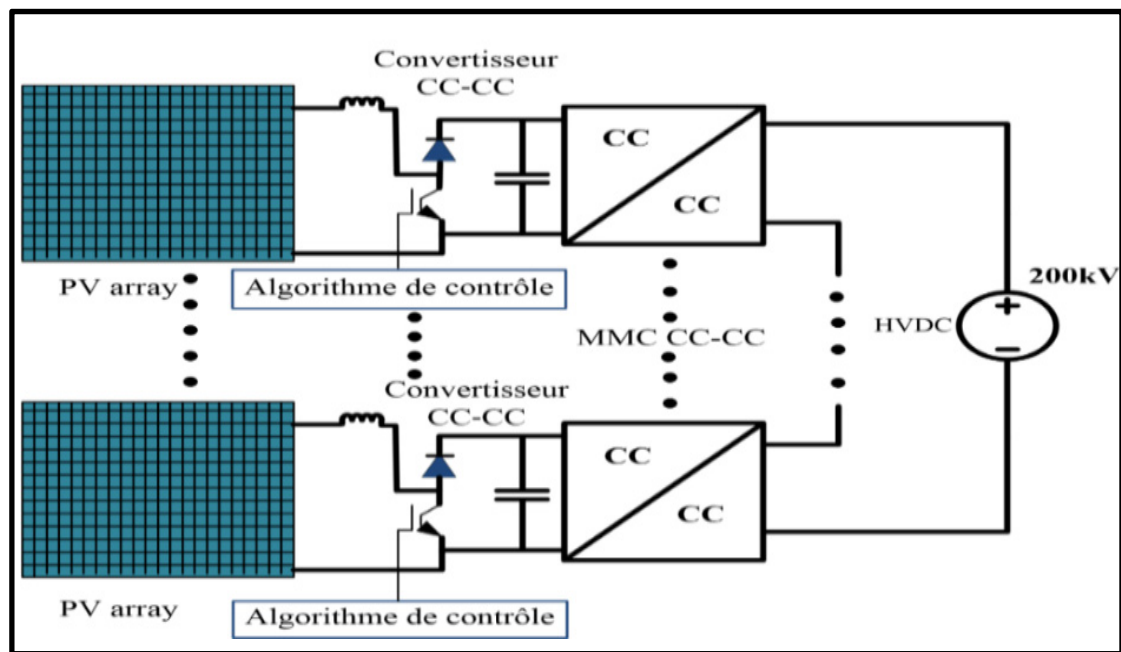


Figure 7.28 Schéma du modèle équivalent de central photovoltaïque relié à la station onshore VSC -HVDC

7.3.3 Parc éolien relié au réseau VSC-HVDC

La Figure 7.27 présente un parc éolien offshore qui contient 25 éoliennes à base de PMSG (2 MW chaque) avec une puissance de sortie de 50 MW reliés au système de transmission NPC VSC-HVDC.

L'énergie générée par le parc éolien est transportée par un câble sous-marin à courant continu (Lundberg et al., 2012). C'est un élément principal pour la transmission VSC-HVDC.

7.3.3.1 Câble de transmission CC sous-marine

Nous avons utilisé la technologie de câble sous-marin en courant continu qui est bien établie pour des longues distances de 100 km, les paramètres sont présentés dans l'Annexe I, Tableau-A I-11. Cette technologie est aussi utilisée pour connecter des réseaux électriques à des fréquences différentes. Le câble CC a des structures complexes consistantes de plusieurs couches : Conducteur, isolant, gaine, et armatures (ABB, 2011).

7.3.3.2 Contrôle de système

Cette topologie présente le convertisseur à trois niveaux à point neutres calés (NPC).

7.3.4 Modélisation et contrôle du système

Généralement, le système VSC-HVDC se compose principalement de trois parties : câble de la transmission sous-marin, station offshore (redresseur) et station onshore (onduleur).

7.3.4.1 Modélisation de la station VSC-HVDC offshore

La modélisation est basée sur une stratégie de contrôle simple, en contrôlant les puissances actives et réactives (Liu, Xu et al. 2014). Normalement, chaque station est gérée par son propre algorithme de contrôle. La station VSC - HVDC offshore est contrôlée et exploitée comme une source de tension (Dai, Xu et al. 2009).

Le circuit équivalent du convertisseur VSC - HVDC offshore est présenté dans la Figure 7.29. Une banque de condensateur est connectée aux côtés de CC ; N est le mi-point du bus CC ; R est la résistance ; L est l'inductance. Les composantes v_{ca} , v_{cb} et v_{cc} représentent les tensions triphasées simples. Les composantes u_{sa} , u_{sb} et u_{sc} sont des tensions triphasées

alternatives au point de couplage commun (PCC), donc $u_{sa} + u_{sb} + u_{sc} = 0$. Par conséquent, le modèle dynamique de VSC (Dai, Xu et al. 2009) est décrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \omega L \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ca} \\ v_{cb} \\ v_{cc} \end{bmatrix} \quad (7.31)$$

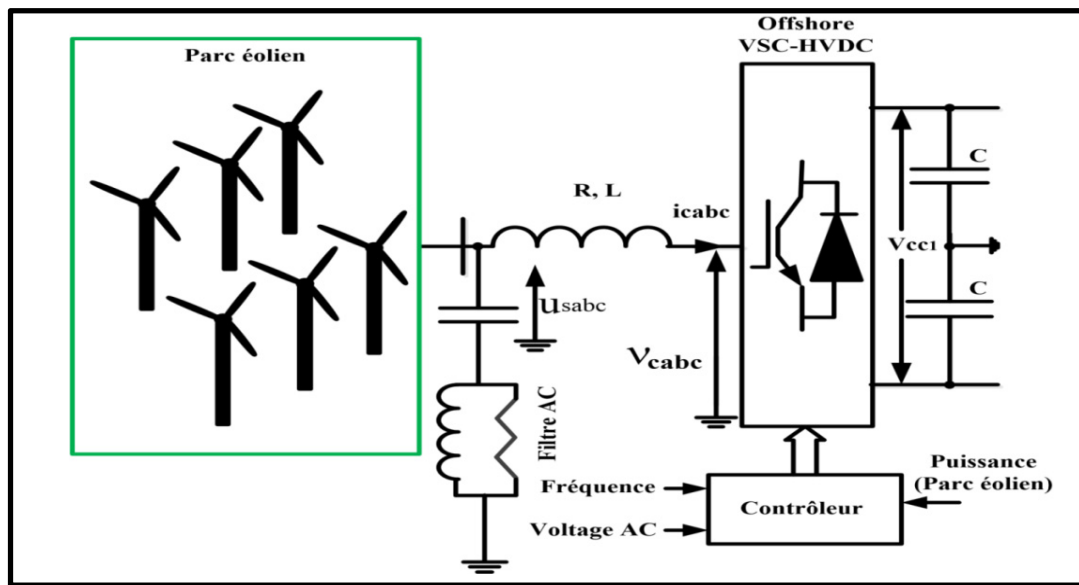


Figure 7.29 Représente le modèle équivalent de central photovoltaïque relié à la station onshore VSC-HVDC

Pour simplifier l'expression des équations du modèle, les coordonnées statiques triphasées de la tension et courant alternatif sont transformées en tension et courant dans dq0. Sachant qu'il n'y a pas de composantes homopolaires lorsque les trois phases sont équilibrées. La relation entre la tension de la sortie du convertisseur et le bus à CA est présentée dans l'équation (7.32) (Chaudhary, Teodorescu et al. 2012).

$$\begin{bmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -R & \omega L \\ -\omega L & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (7.32)$$

Avec u_{sd} et u_{sq} , les tensions de bus CA, v_{cd} et v_{cq} , les tensions au côté convertisseur, i_d et i_q , les courants de convertisseur du côté réseau dans l'axe dq.

7.3.4.2 Stratégies de commande du système VSC-HVDC offshore

En utilisant la théorie de la puissance triphasée instantanée donnée dans les équations (7.33 et 7.34), la puissance active P_s et la puissance réactive Q_s du côté CA de VSC peuvent être exprimées dans les coordonnées abc comme suit :

$$P_s = u_{sa} + u_{sb} + u_{sc} \quad (7.33)$$

$$Q_s = \frac{[(u_{sb} - u_{sc})i_{sa} + (u_{sa} - u_{sb})i_{sc} + (u_{sc} - u_{sa})i_{sb}]}{\sqrt{3}} \quad (7.34)$$

Ces équations sont présentées dans le plan dq, la composante u_{sq} est égale à zéro, dont ils sont simplifiés comme suit :

$$\begin{cases} i_d = \left(\frac{1}{u_{sd}} \right) P_s \\ i_q = - \left(\frac{1}{u_{sd}} \right) Q_s \end{cases} \quad (7.35)$$

D'après (7.35), on observe que la puissance active et réactive sur le côté CA de VSC est contrôlée indépendamment en régulant i_d et i_q respectivement. La tension continue V_{cc} , dans les deux côtés du convertisseur, doit être maintenue à la valeur nominale (200 kV) des niveaux acceptables pendant le fonctionnement normal et pendant les perturbations pour avoir un bon écoulement de puissance.

7.3.4.3 Description et contrôle de la centrale PV

La topologie présentée sur la Figure 7.28 est constituée d'une centrale photovoltaïque et d'un convertisseur CC-CC à base d'un MMC connectée directement à la station onshore VSC-HVDC via un condensateur. Le concept proposé est faisable, simple et plus avantageux. La modélisation du système photovoltaïque dépend de la température et de l'irradiation (Chikh and Chandra 2015). Le photovoltaïque est relié à la haute tension du bus continu par CC-CC boost pour générer la tension continue (V_{pv}) et le courant PV (I_{pv}).

Le MPPT du solaire photovoltaïque est appliqué pour chaque convertisseur CC-CC, il peut être extrait en utilisant la méthode simple et efficace de (P & O). La conception détaillée de chaque modèle PV est illustrée dans la Figure 7.31.

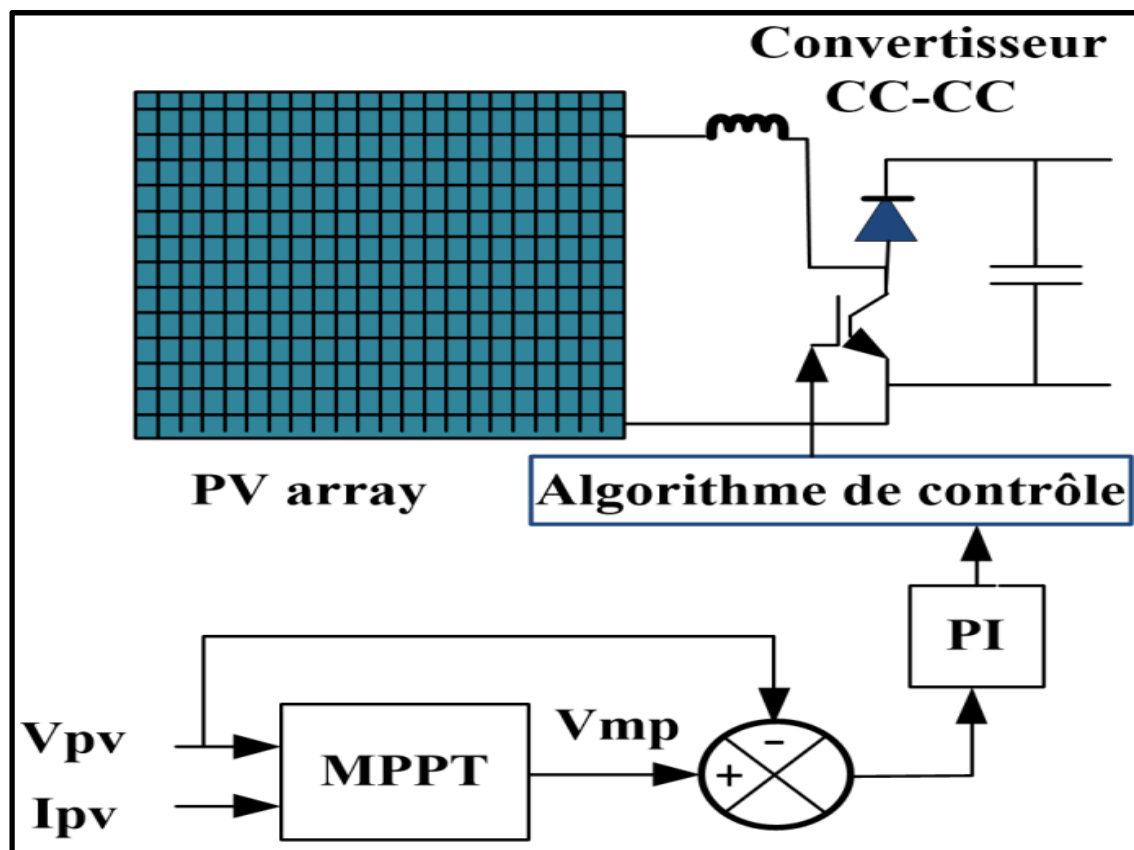


Figure 7.31 Photovoltaïque avec boost commandé en MPPT

7.3.4.4 Modélisation de la station VSC-HVDC onshore

La station VSC-HVDC onshore est contrôlée par l'algorithme Unified Adaline comme est indiqué sur la Figure 7.32.

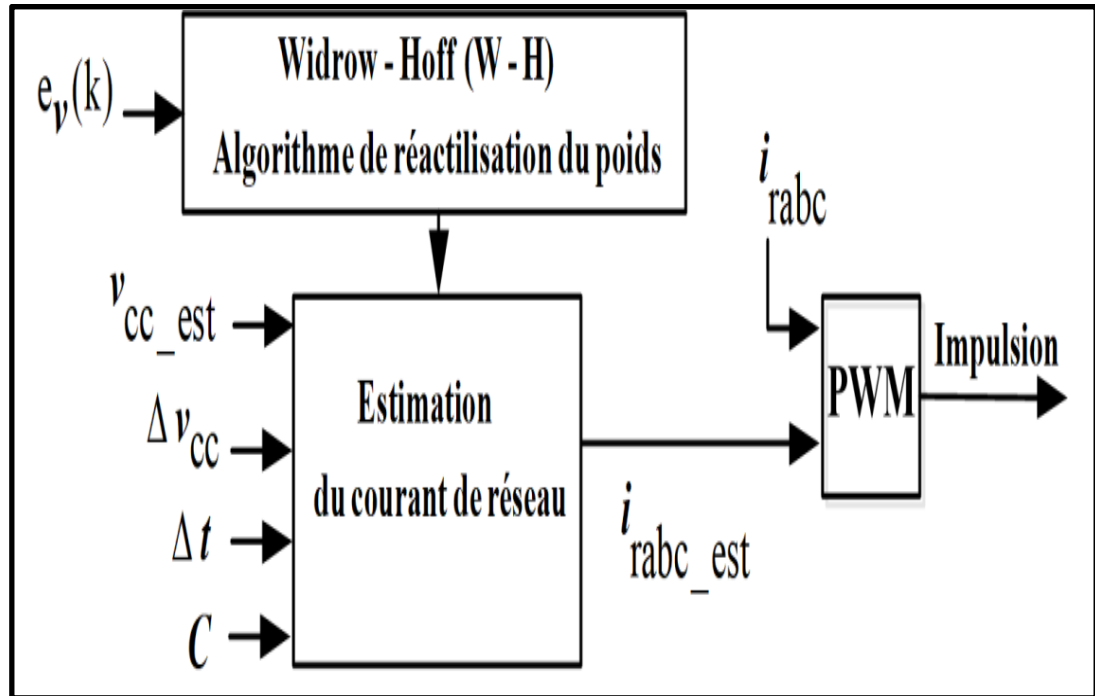


Figure 7.32 Schéma de contrôle modifié de l'algorithme Unified Adaline

7.3.5 Résultats de simulation et discussion

La performance du système proposé et son approche de contrôle sont simulées dans MATLAB / Simulink en présence de conditions de défaut CC.

7.3.5.1 Performance du système dans l'état permanent

Les performances des systèmes VSC-HVDC sont obtenues en termes de formes d'onde de la tension et de leur zoom pendant le fonctionnement en régime permanent. Figure 7.33 montre la variation du V_{cc} dans les stations onshore et offshore.

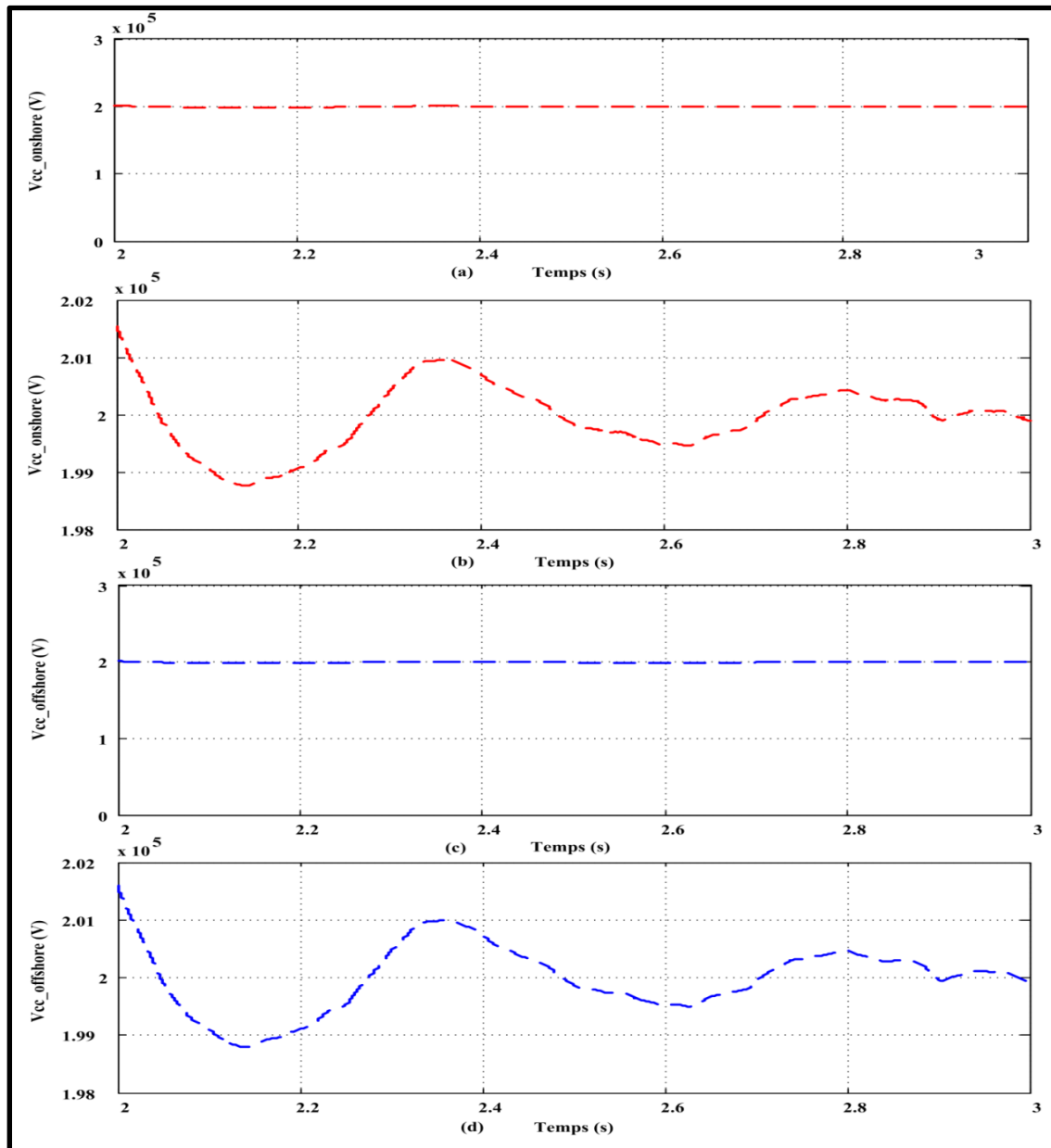


Figure 7.33 Tensions continue en régime permanent dans l'offshore et l'onshore

On observe que le V_{cc} est régulé à sa valeur nominale, qui est égale à 200 kV selon les Figures 7.33a –(b) –(c) et (d). Cela confirme l'efficacité de l'approche de contrôle proposée pour la régulation de la tension du bus CC.

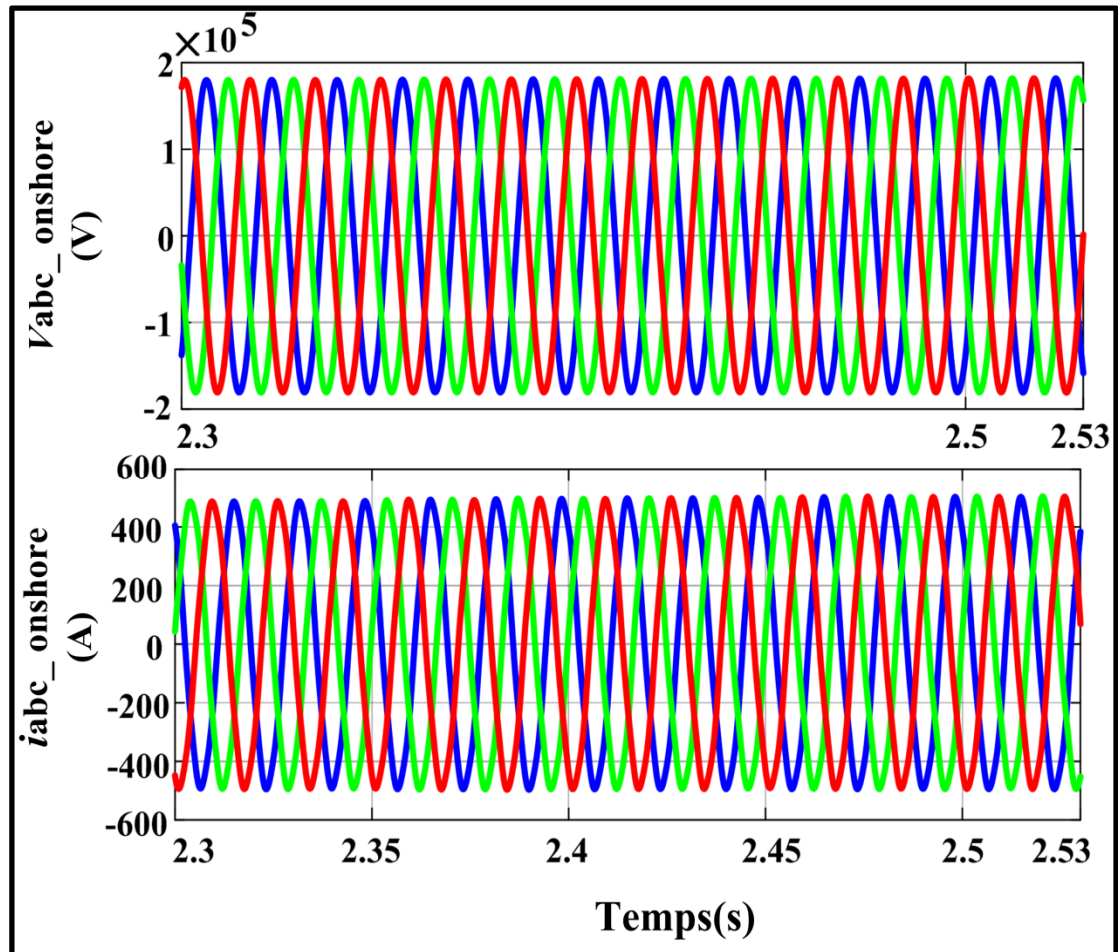


Figure 7.34 Tension et courant alternatif en régime permanent côté station onshore

La Figure 7.34 montre la tension et le courant triphasés au PCC du côté onshore. On observe que la tension et le courant sont maintenus constants et sinusoïdaux.

La performance du parc éolien offshore en régime permanent est présentée à la Figure 7.35. On observe que la tension (v_{abc}) et le courant (i_{abc}) sont constants et sinusoïdaux. De plus, la

tension continue est maintenue constante pendant cette période ($V_{cc} = 1300V$). Sur la base de la simulation des résultats obtenus en régime permanent, il est approuvé que l'approche proposée montre une excellente réponse.

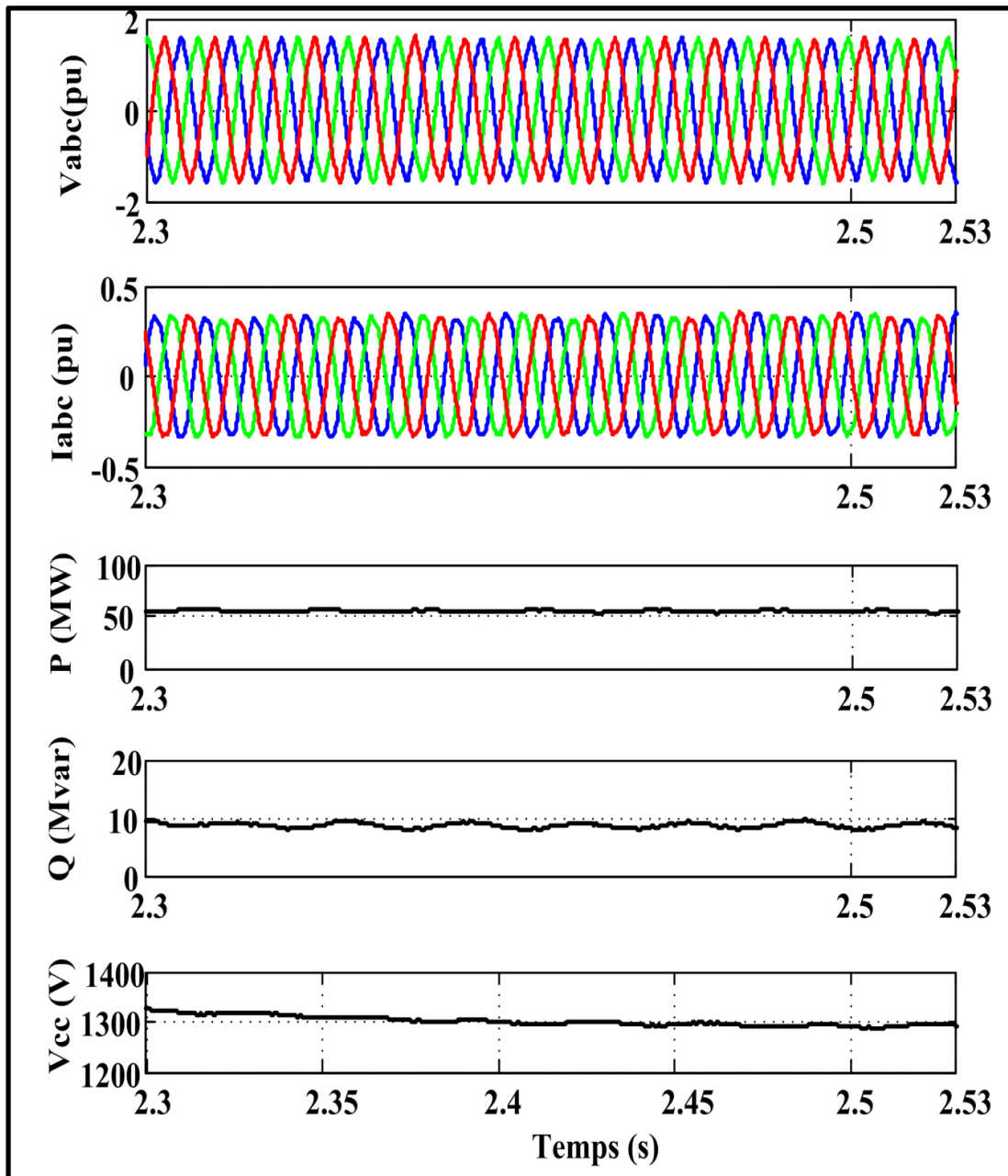


Figure 7.35 Performances du système en régime permanent du parc éolien offshore: Tension, courant, puissance active et réactive et tension de bus CC

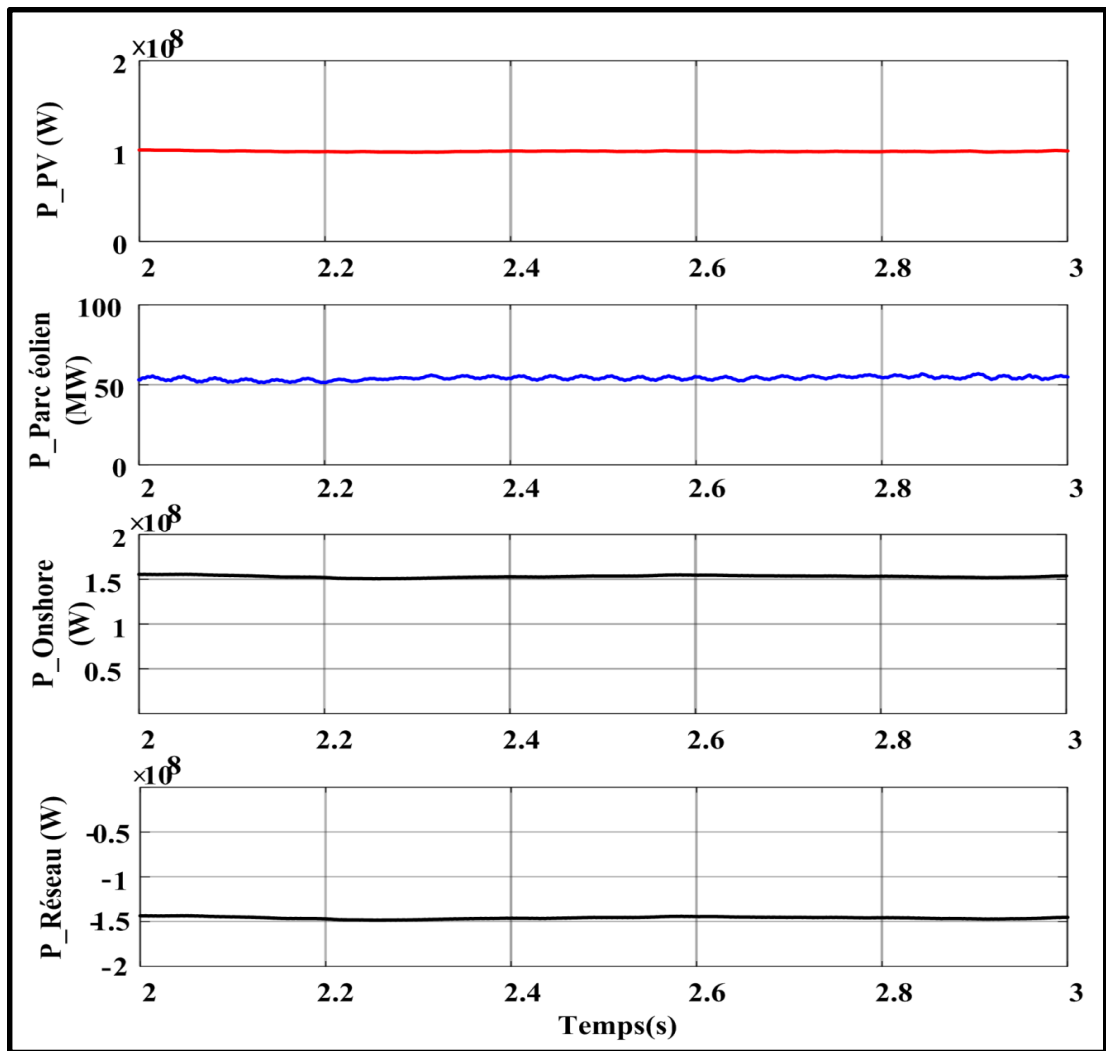


Figure 7.36 Formes d'onde en régime permanent des puissances de PV, de parc offshore et du réseau électrique

Les formes d'onde de la puissance active : puissance PV, parc éolien, côté onshore et réseau électrique sont représentés à la Figure 7.36. On observe que la puissance active de tous les systèmes est bien régulée et constante.

7.3.5.2 Défaut CC et la performance du système

Pour tester les performances de l'algorithme proposé, le défaut positif du bus CC est appliqué à 2,5 s. On peut voir clairement sur la Figure 7.37 qu'à $t = 2,5$ s, la perturbation apparaît sur

les différentes puissances actives. On peut voir clairement que la puissance active du parc éolien est influencée par cette perturbation. Le parc offshore a cessé de fonctionner sous la haute sécurité du contrôle proposé et pourrait reprendre la production dès que le défaut est disparu.

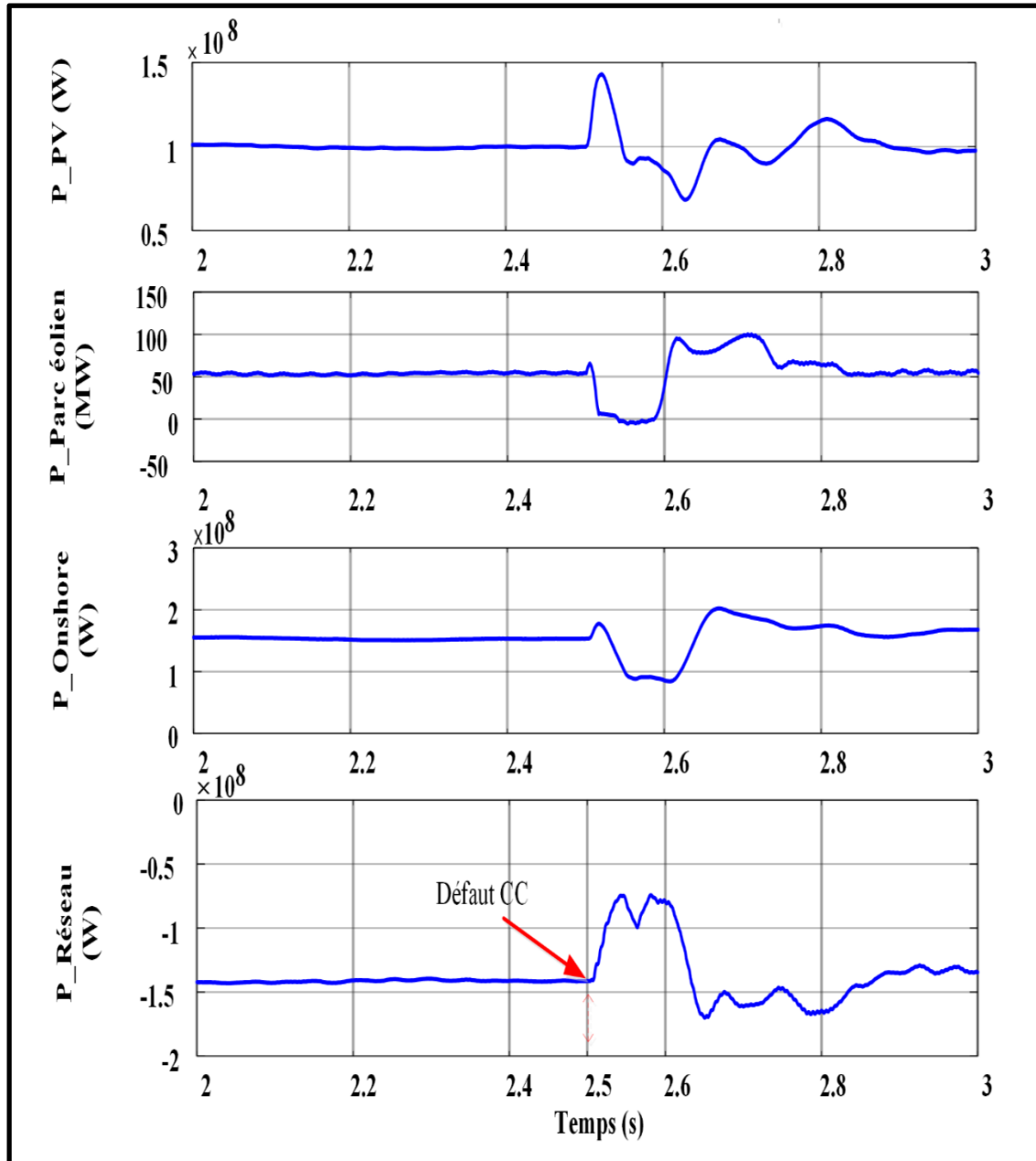


Figure 7.37 Formes d'onde de différentes puissances active sous le défaut CC

7.3.6 Conclusion

Ce chapitre présente trois parties, on commence par un design de l'intelligence artificielle Adaline à base du contrôleur ANFIS appliquée au générateur photovoltaïque (PV) a été présenté. Ce système connecté au réseau a été présenté et mis en œuvre expérimentalement. Le développement théorique du système proposé a été illustré à l'aide d'un système d'inférence neuro-floue adaptative (ANFIS) pour contrôler le convertisseur élévateur CC-CC afin d'atteindre la condition de fonctionnement normal et la puissance maximale. De plus, l'approche Adaline à base des régulateurs ANFIS a été utilisée pour contrôler l'onduleur. L'intelligence artificielle proposée produit un modèle propre et sans distorsion avec une qualité de puissance améliorée au PCC. Un test en temps réel a été réalisé en laboratoire pour implémenter la configuration et démontrer la faisabilité de la configuration. Des simulations et des résultats expérimentaux réalisés en laboratoire ont été présentés pour valider le système. Il a été testé dans des scénarios critiques illustrant les performances du contrôleur lors de situations de fonctionnement transitoires et permanentes.

La deuxième partie, est consacrée sur l'analyse détaillée de différents algorithmes de contrôle pour fonctionner efficacement et avec une grande sécurité les stations pétrolières et gazières utilisant un parc éolien et des stations offshore et onshore qui ont été présentées. Il a été démontré que les algorithmes Adaline et la théorie de la puissance instantanée proposés et appliqués sur les deux stations VSC-HVDC onshore et offshore, ainsi que la protection contre le court-circuit dans la station offshore, amélioreraient la fiabilité du système complet en présence du défaut CC, et les résultats obtenus montrent des performances satisfaisantes.

Un nouveau système de contrôle de l'énergie éolienne offshore connecté à la plate-forme gazière et pétrolière a été présenté :

- Le reste de l'énergie fournie par le parc éolien offshore à base de PMSG est transféré vers le réseau terrestre en grandes distances via le câble sous-marin et des convertisseurs à trois niveaux NPC VSC-HVDC ;

- Il a été démontré que la technologie VSC-HVDC proposée permet de réduire la taille et la maintenance ;
- La station offshore VSC-HVDC a été contrôlée en utilisant la théorie de la puissance instantanée triphasée dans le but de maintenir la tension alternative et continue à une valeur constante et maintenir la stabilité du fonctionnement de système ;
- L'algorithme Adaline fait contrôler la station terrestre VSC-HVDC onshore en régulant les tensions CA et CC et en assurant une connexion sûre et puissante ;
- Pour indiquer la capacité de la méthode de protection proposée en cas de défaut à maintenir le système opérationnel à tout moment ; nous avons développé une stratégie de contrôle appliquée au système VSC-HVDC à trois niveaux à point milieu relié à la masse.

Les résultats de simulation obtenus dans des conditions climatiques variables montrent une qualité de puissance élevée et des performances satisfaisantes.

Enfin, une commande modifiée et une analyse détaillée du système hybride basées sur l'éolien offshore et un système de centrale photovoltaïque ont été présentées pour un réseau haute tension à courant continu et alternatif. La performance du central PV connecté au parc éolien offshore est obtenue par plusieurs éléments qui constituent ce système, en utilisant un algorithme modifié Adaline basé d'unifié et des convertisseurs NPC VSC-HVDC avec un câble sous-marin CC. Cette nouvelle méthode de protection basée sur la commande intelligente a été introduite afin d'améliorer la capacité du système VSC-HVDC lorsque le bus CC positif atteint un défaut. Cela atténuera l'effet de défaut sur le système hybride et fait écouler la puissance vers le bus continu.

Le système étudié a les avantages suivants :

- Courant sinusoïdal dû au faible harmonique ;
- Très bonnes tensions de sortie ;
- Réduction des filtres ;
- Réduction des pertes de puissance ;

- Très bonne régulation de tension continue.

CONCLUSION

Cette thèse présente un travail de recherche doctorale pour améliorer l'efficacité, la rentabilité et la qualité de l'énergie des systèmes de génération, transmission et de distribution utilisant le système VSC-HVDC, câble sous-marin, éolien et solaire. Elle contient des topologies, de contrôles et la mise en applications industrielles. Une étude sur les commandes d'intelligence artificielle pour améliorer le comportement des réseaux électriques transportant des sources d'énergie renouvelable fluctuantes a été menée.

Plusieurs nouveaux concepts sont introduits, soutenus par des études analytiques approfondies et approuvés par simulations sur MATLAB/Simulink puis validées par des expériences en temps réel au laboratoire GRÉPCI.

➤ En outre, cette thèse a été structurée sur la base de la modélisation, de la conception du système VSC-HVDC (à deux niveaux et à trois niveaux à point milieu relié à la terre (NPC)) connecté aux différentes sources d'énergies renouvelables (éolienne PMSG, MADA, système photovoltaïque) et au réseau HTAC/ BT (micro-réseau CC et AC) avec l'intégration de l'intelligence artificielle pour les rendre plus compétitives ;

➤ Une analyse bibliographique approfondie sur différents récents travaux de recherche dans le développement de réseau haute tension offshore et onshore, de micro réseaux intelligents (AC et CC), des éoliennes, de photovoltaïque et des commandes basées sur l'intelligence artificielle ont été réalisées et discutées;

➤ Les concepts sur le système photovoltaïque, l'extraction de MPPT et la qualité de l'énergie ont également été évalués. Différentes topologies et configurations de système photovoltaïque connecté au réseau ont été présentées et analysées. Des différentes simulations sont réalisées et présentées pour vérifier la capacité d'adaptation des sources photovoltaïques aux différents convertisseurs de puissances (deux et trois niveaux), une brève discussion sur les résultats obtenus valide notre choix de la topologie photovoltaïque qui sera utilisé par la suite.

➤ En outre, l'art sur l'historique de l'énergie éolienne offshore, les configurations, les stratégies de contrôle et d'extraction de la puissance ont été mené pour donner une perspective aux chercheurs qui traitent ce domaine d'avoir une base théorique solide afin de les exploiter ;

➤ Une étude approfondie sur le choix du système HVDC, sur les types de défauts et sur les câbles a été effectuée afin d'augmenter l'efficacité, la rentabilité, la sécurité et de diminuer le prix, les pertes, les coupures, la maintenance et le temps de l'intervention ;

➤ Un nouveau contrôleur (SRF) basé sur le PI anti-windup du convertisseur VSC est utilisé pour corriger l'harmonique et améliorer la qualité de l'énergie. Les commandes des convertisseurs boost et de l'onduleur sont utilisées pour extraire le MPP de photovoltaïque et de l'éolienne (PMSG). Les résultats obtenus de simulation et de l'expérience dans le laboratoire démontrent un THD qui respecte les normes IEEE. Les résultats du contrôleur montrent un suivi rapide et efficace des références sans aucune perturbation, ce qui valide le concept du système hybride proposé et l'efficacité de l'approche SRF basée sur le contrôleur PI anti-windup. Les performances du système sont obtenues dans différentes conditions de fonctionnements, telles que la perturbation et la variation de la charge, la variation de vitesse pour l'éolienne et la variation de l'irradiance solaire pour le système photovoltaïque ;

➤ Une nouvelle topologie de l'éolienne offshore et du chopper CC de protection des stations VSC-HVDC à trois niveaux avec un câble sous-marin CC a été présentée pour éviter les coupures et la détérioration des systèmes de génération ou de transmission en cas de défaut. Cette nouvelle méthode de protection a atténué l'effet de défaut sur le système de la transmission VSC-HVDC. La conception détaillée du système avec l'application du contrôle de la puissance instantanée a été présentée. Cette approche améliore la qualité de l'énergie électrique et fait transférer l'énergie propre efficacement au réseau électrique. Les résultats des tests (simulation et expérimental) ont été obtenus en vérifiant la réaction du système lorsque soumis à plusieurs scénarios critiques ;

➤ L'intelligence artificielle Adaline à base du contrôleur ANFIS a fait l'objet d'une étude approfondie. La commande a été appliquée au système de génération photovoltaïque (PV) connecté au réseau et mis en œuvre expérimentalement avec une qualité de puissance

améliorée. Le développement théorique du système d'inférence neuro-floue adaptative (ANFIS) joue un rôle très important dans le contrôle du convertisseur élévateur CC-CC qui a été présenté afin d'atteindre la condition de fonctionnement et la puissance maximale. De plus, l'approche Adaline à base de régulateurs ANFIS a été utilisée pour contrôler l'onduleur. L'intelligence artificielle proposée produit un modèle propre et sans distorsion avec une qualité de puissance améliorée au PCC. Des simulations et des résultats expérimentaux réalisés en laboratoire ont été présentés pour valider le système connecté au réseau et aux charges linéaires et non linéaires équilibrés et déséquilibrés. Il a été testé dans des scénarios critiques illustrant les performances du contrôleur lors de situations de fonctionnement transitoires et permanentes en améliorant la qualité du réseau ;

➤ En outre, une analyse détaillée de différents algorithmes de contrôle pour fonctionner efficacement et avec une grande sécurité les stations pétrolières et gazières utilisant un parc éolien offshore et un système de transmission VSC-HVDC avec des câbles sous-marins ont été présentées. Un algorithme Adaline et le théorème de la puissance instantanée sont proposés et appliqués sur les stations VSC-HVDC onshore et offshore, ainsi qu'un système de protection contre le court-circuit et un système de secours autonome (photovoltaïque-batterie) ont été installés sur la station offshore.

Les résultats de simulation obtenus dans des conditions climatiques variables montrent une qualité de puissance élevée et des performances satisfaisantes. En cas de présence de défaut CC, les résultats obtenus montrent que la méthode de protection proposée permet de maintenir le système opérationnel à tout moment, d'augmenter la fiabilité de système et de réduire la taille et assurer une maintenance de qualité.

➤ Une nouvelle topologie d'un micro réseau (AC et CC) basée sur des sources renouvelables (PV, PMSG, MADA et réseau (BT - HT)) a été présentée. Les commandes proposées dans la topologie étaient capables de : corriger les harmoniques liés aux différentes charges tout en respectant les normes de la distribution d'énergie électrique. De nombreuses simulations ont été menées sur chaque partie de micro réseau dont les résultats illustrent la

performance des techniques proposées. En ce qui concerne la fiabilité des micro réseaux, un défaut d'un arc sur une phase a été créé sur le réseau HVAC et simulé dans MATLAB. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de chacun des sections.

Après la conception et la validation des différentes sources d'énergie renouvelable interconnectée sous un micro-réseau, une étude sur une commande d'Adaline basé d'unified appliquée sur le convertisseur NPC VSC-HVDC à trois niveaux alimentés par le parc éolien offshore et la centrale photovoltaïque avec un système de protection contre les défauts a été introduit. Le système de protection contre le défaut de bus CC positif a atténué l'effet de défaut sur le système hybride et fait écouler la puissance vers le bus continu sans aucune interruption.

Les résultats de simulation sont validés expérimentalement en temps réel sur le prototype en laboratoire.

En résumé, la thèse propose une nouvelle architecture de micro-réseau. Des nouveaux développements sur les stratégies de contrôle sont appliqués, l'ensemble contribue non seulement au développement technique et commande de l'intelligence artificielle, mais augmente aussi la sécurité et l'efficacité des systèmes de production, de transport et de la distribution de l'énergie électrique.

Le système qui a été construit a eu un niveau élevé de pénétration d'énergie renouvelable distribué avec moins de perte et la capacité d'isoler les défaillances, aussi réduit le coût global du système et les gaz à effet de serre, minimise la maintenance, augmente le rendement et démunis le temps d'arrêt.

Les travaux de recherche rapportés dans cette thèse avec des résultats validés en simulation sur MATLAB et en expérimentation au laboratoire GREPCI seraient certainement considérés

comme un développement remarquable dans le domaine des réseaux électriques et dans la technologie de l'intelligence artificielle.

RECOMMANDATIONS ET ÉTUDES FUTURES

Ce travail de thèse fournit les aspects complets de la conception d'un système hybride (PV-éolienne) connecté au réseau VSC-HVDC et de la mise en œuvre d'un réseau intelligent pour améliorer la qualité et l'écoulement de puissance. Les résultats que nous avons obtenus dans cette thèse soient menés avec succès, tant avec la simulation que la validation expérimentale, il est extrêmement difficile de générer les conditions réelles de fonctionnement météorologiques au laboratoire. Par conséquent, les algorithmes proposés peuvent être implémentés sur les photovoltaïques et des éoliennes réelles.

Cette partie présente une brève discussion et quelques recommandations pour les futurs travaux possibles cités ci-dessous :

- Les algorithmes des convertisseurs multi-niveaux côté réseau peuvent également être utilisés pour d'autres types de ressources renouvelables en réduisant des pertes et améliorant la qualité de l'énergie ;
- En fonctionnement normal, les photovoltaïques peuvent stocker de la puissance active dans les batteries connectées au bus à courant continu, et le fournir aux consommateurs lors de perturbations du réseau ;
- La majeure partie de l'électricité produite par les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques doit être acheminée par longs câbles de transmission à courant continu nécessitant des algorithmes de prédiction ;
- Développer des algorithmes de prédiction intelligente qui détecte rapidement les différents défauts dans les lignes de transmission, dans les convertisseurs multi-niveaux et dans les systèmes de générations.

ANNEXE I

PARAMETRES DES SYSTEMES

Tableau-A I-1 Paramètres de simulation de système solaire photovoltaïque

Système	Paramètres
PV	$L_{pv}= 58e^{-3}$ H, V_{pv} (initiale)=110V, $T_s=50e^{-6}$ s, $R_p=12$, $I_o=1e^{-9}$, $N_s=400$, $N_p=35$ $q=1.6. 10^{-19}$ C, $K=1.38. 10^{-23}$ J/K, $E_g=1.12$ V, $k_i=10$, $K_p=1000$
Boost	V_{boost} (initial) = 110V, V_{boost} (final) = 500V, C (boost) = 7346F

Tableau-A I-2 Paramètres de système basse puissance

Système	Paramètres
Éolienne (PMSG)	R_s (résistance de phase statorique)=0.008 Ω , Inductance statorique=0.000835H, $V_{LL}= 283$ V, Inertie $J=0.0026$ (kg.m ²), Friction $F=0.0002024$ (N.m.s), Inductance de ligne= $5e^{-3}$ H
Réseau	V_{rms} Ph-Ph = $120*\sqrt{3}$, $f=60$ Hz
Charge	Charge linéaire : $L=25e^{-3}$ H, $R=30 \Omega$, charge non-linéaire : $L_1=10e^{-3}$ H, $R_1=35 \Omega$, $L_2= 5e^{-3}$ H, $R_2=20 \Omega$, $R_3=20 \Omega$

Tableau-A I-3 Paramètres de système éolien grande puissance

Système	Paramètres
Éolienne	$i_{rr}= 5.981. 10^{-8}$ A, $i_{scr}=3.81$ A, $K_i=0.0024$, $T_r=298$ K, $q=1.6.10^{-19}$ $E_g=1.12$ V, $A=1.2$, $L=1.5$ mH, $C_{out}=200\mu$ F, $V_{out}=1000$ V
PMSG	$P=2$ MW, $V_{cc}=1200$ V, $V_{ocmin}=980$ V, $V_{ocmax}=1088$ V, $C_b=4560$ F, $R_s=0.01 \Omega$, $R_b=10$ k Ω , $R_d=97.08 \Omega$

Tableau-A I-4 Paramètres de système éolien DFIG en basse puissance

Systeme	Paramètres
Éolienne (MADA)	$C=7000e^{-6}F$, $V_{cc}=1200V$, $P_n= 37300 W$, $V_{rms}= 460V$, $f_n=60(Hz)$, R_r (Resistance et inductance du rotor) $=1.083 \Omega$, L_r (résistance et inductance du stator) $=0.005974 (H)$, $R_s =1.115 \Omega$, $L_s=0.0008974(H)$, J (Inertie) $= 0.02 (kg.m^2)$, F (Friction) $=0.005752(N.m.s)$, $p=2$
Réseau	$V_{LL}=208V$, $60Hz$
Transformateur	Primaire : (V_1 Ph-Ph (V_{rms}), $R_1(pu)$, $L_1(pu)$) = (460, 0.002, 0.08) Secondaire : (V_2 Ph-Ph (V_{rms}), $R_2(pu)$, $L_2(pu)$) = (208, 0.002, 0.08) Résistance de magnétisation $=500 \Omega$ Inductance de magnétisation $L_m (pu)= 500H$

Tableau-A I-6 Paramètres de système HVDC

Paramètre de Système	Valeur
Fréquence	$f_s=60Hz$
Fréquence de commutation	1250 Hz
Tension entre phases/Tension CC	$V_{LL}=460V/ V_{cc}=200kV$
Résistance- Inductance -Condensateur	$R=0.05 \Omega$, $L=0.026H$, $65 \mu F$

Tableau-A I-7 Paramètres de système VSC-HVDC (dos- à -dos)

Paramètres de système	Valeur
Fréquence	$f_s=60Hz$
Fréquence de commutation	1950 Hz
Tension CC	$V_{cc}=300kV$
Résistance- Inductance -Condensateur	$R=0.05 \Omega$, $L=0.026H$, $65 \mu F$

Tableau-A I-8 Paramètres de système VSC-HVDC (deux niveaux)

Paramètre de système	Valeur
Fréquence et Fréquence de commutation	$f_s=60\text{Hz}$, 1950 Hz
Tension CC	$V_{cc}=300\text{kV}$
Résistance- Inductance –Condensateur	$R=0.05 \Omega$, $L=0.026\text{H}$, 65 μF

Tableau-A I-9 Paramètres de système VSC-HVDC (trois niveaux)

Paramètres de système	Valeur
Fréquence	$f_s=60\text{Hz}$
Fréquence de commutation	1950 Hz
Tension CC	$V_{cc}=300\text{kV}$
Résistance	$R=0.05 \Omega$
Inductance	$L=0.026\text{H}$
Condensateur	3 mF
Câble CC (75km)	0.139m Ω/km , 0.159Mh/km, 0.231 $\mu\text{F}/\text{km}$
V_{LL}	150kV

Tableau-A I-10 Paramètres de câble CC (50km)

Paramètres du câble	Valeurs par km
Resistance	0.0139 Ω
Capacité	0.231 μF
Inductance	$L_L=60e^{-3}\text{mH}$

Tableau-A I-11 Paramètres de câble CC (100 km)

Paramètres du câble	Valeurs par Km
Résistance	0.0139 ohm
Inductance	0.0159 mH
Capacité	0.23 μ F

Tableau-A I-12 Paramètres de système HVAC

Système HVAC	Paramètres (Valeur)
Réseau	$V_{rms} = 60e^3$ V
Transformateur (HT/MT)	$(V_{1rms}, R_1(pu), L_1(pu)) = (60e^3, 0.002, 0.08)$ $(V_{2rms}, R_2(pu), L_2(pu)) = (22e^3, 0.002, 0.08)$ Résistance de magnétisation : $R_m = 500$ (pu) Inductance magnétisation : $L_m = 500$ (pu)
Transformateur (MT/BT)	$(V_{1rms}, R_1(pu), L_1(pu)) : (22e^3, 0.002, 0.08)$ $(V_{2rms}, R_2(pu), L_2(pu)) = (120*\sqrt{3}, 0.002, 0.08)$
Ligne de la transmission(100km)	Résistance en (Ohms/km) : $(r_1 r_0) : (0.01273 \quad 0.3864)$ Inductance en (H/km): $(L_1 L_0): (0.9337e^{-3} \quad 4.1264e^{-3})$ Condensateur en (F/km): $(C_1 C_0): (12.74e^{-9} \quad 7.751e^{-9})$
Charge (village)	$V_{rms} = 120*\sqrt{3}$ V, Puissance active (P) : $10e^3$ (W) Puissance réactive (Q) : 100Var

ANNEXE II

COMPOSANTES DE LABORATOIRE

Afin de tester les topologies proposées, ainsi que les algorithmes de contrôle développés, des prototypes matériels expérimentaux mis à l'échelle sont développés en laboratoire GREPCI. Un générateur (PMSG) tourné par une machine d'induction et contrôlé par le variateur de vitesse ABB. Une source CC programmable est utilisée pour émuler un générateur photovoltaïque et des charges linéaires et non linéaires. Les performances dans des conditions de fonctionnement nominales et extrêmes sont évaluées en temps réel à l'aide d'un DSP (dSPACE DS1104), pris en charge par Matlab / Simulink. Le matériel de contrôle et de traitement des signaux comprend : des capteurs de tension (LEMLV 25-P), des capteurs de courant (LEM LA-55P), des convertisseurs boost CC / CC, un convertisseur à diode triphasée et un convertisseur VSC à trois bras (Semikron). Les signaux pour les convertisseurs de puissance proviennent des E / S numériques du DSP qui sont acheminés via la carte d'isolation.

Tableau-A II-1 Paramètres de système HVAC

Réseau	Convertisseur (CA/CC/CA)	PMSM
Tension (50V)	Tension CC (120V)	Vitesse : 1800tr/min Courant : 5.1A Puissance : 2.5kW

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Adam, G. P., K. H. Ahmed, S. J. Finney and B. W. Williams (2010). AC fault ride-through capability of a VSC-HVDC transmission systems. Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE.
- Ahmad, H., S. Coppens and B. Uzunoglu (2013). Connection of an Offshore Wind Park to HVDC Converter Platform without Using Offshore AC Collector Platforms. 2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech).
- Al-Haiki, Z. E. and A. N. Shaikh-Nasser (2011). "Power Transmission to Distant Offshore Facilities." *Industry Applications, IEEE Transactions on* 47(3): 1180-1183.
- Al-Masri, H. M. K. and M. Ehsani (2016). Impact of wind turbine modeling on a renewable energy system. 2016 North American Power Symposium (NAPS).
- Allam, M. and Y. Djeriri (2014). "Etude comparative entre la commande vectorielle directe et indirecte de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) dédiée à une application éolienne." *Journal of Advanced Research in Science and Technology* 1(2): 88-100.
- Anzari, M., R. Chandran and R. ArunKumar (2013). "Single-Phase Shunt Active Power Filter Using Indirect Control Method." *Advance in Electronic and Electric Engineering* ISSN: 2231-1297.
- Aykut, S. C. and A. Dahan (2014). *Gouverner le climat?. Vingt ans de négociations internationales*, Sciences Po (Presses de).
- Babarit, A. (2018). *L'énergie des vagues: Ressource, technologies et performance*, iSTE éditions.
- Badoni, M., A. Singh and B. Singh (2015). "Variable Forgetting Factor Recursive Least Square Control Algorithm for DSTATCOM." *IEEE Transactions on Power Delivery* 30(5): 2353-2361.
- Bastos, R. F., C. R. Aguiar, A. F. Q. Gonçalves and R. Q. Machado (2014). "An Intelligent Control System Used to Improve Energy Production From Alternative Sources With DC/DC Integration." *IEEE Transactions on Smart Grid* 5(5): 2486-2495.
- Bayhan, S., S. Demirbas and H. Abu-Rub (2016). "Fuzzy-PI-based sensorless frequency and voltage controller for doubly fed induction generator connected to a DC microgrid." *IET Renewable Power Generation* 10(8): 1069-1077.

- Benadja, M., M. Rezkallah, S. Benhalima, A. Hamadi and A. Chandra (2017). Hardware testing of sliding mode controller for improved performance of VSC-HVDC based offshore wind farm under DC fault. 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting.
- Benamara, V. (2012). Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage, École de technologie supérieure.
- Benhalima, S. (2012). la conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore, École de technologie supérieure.
- Benhalima, S., A. Chandra, M. Rezkallah and S. Singh (2017). " New control approach for high performance of offshore wind farm under DC fault using three-level NPC VSC-HVDC and DC chopper". 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting.
- Benhalima, S., A. Chandra and M. Rezkallah (2019). "Real-time experimental implementation of an LMS-adaline-based ANFIS controller to drive PV interfacing power system." *IET Renewable Power Generation* 13(7): 1142-1152.
- Benhalima, S., F. S. Tidjani, M. Benadja, M. Rezkallah, A. Chandra, A. Raddaoui and H. Ikaouasseen (2018). Modified Unified Control of VSC-HVDC Based Offshore Wind Farm Connected to Onshore LargeScale Photovoltaic Power Station". 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC).
- Benhalima, S., Chandra, A., Miloud, R., & Raddaoui, A. (2018, July). "Adaline and Instantaneous Power Algorithms for Offshore and Onshore Wind Farms Based VSC-HVDC for Oil Gas Station Application. In *International Conference on Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development* (pp. 258-271). Springer, Cham.
- Bresemi, P., W. L. Kling, R. L. Hendriks and R. Vailati (2007). "HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system." *IEEE Transactions on energy conversion* 22(1): 37-43.
- Camurça, L. J., J. Lago and M. L. Heldwein (2015). High efficiency wind energy conversion system based on the Three-Level Delta-Switch T-Type Converter and PMSG Model-Based loss minimization. 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC).
- Çelik, E., A. Dalcali, N. Öztürk and R. Canbaz (2013). An adaptive PI controller schema based on fuzzy logic controller for speed control of permanent magnet synchronous motors. 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives.

- Cellier, C. (2012). Étude et simulation d'un système éolien connecté au réseau monophasé, École de technologie supérieure.
- Chaieb, H. and A. Sakly (2015). Comparison between P&O and P.S.O methods based MPPT algorithm for photovoltaic systems. 2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA).
- Chao, K. and C. Huang (2014). "Bidirectional DC-DC soft-switching converter for stand-alone photovoltaic power generation systems." *IET Power Electronics* 7(6): 1557-1565.
- Chattopadhyay, S. K., C. Chakraborty and B. C. Pal (2012). A hybrid multilevel inverter topology with third harmonic injection for grid connected photovoltaic central inverters. *Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*.
- Chaudhary, S. K., R. Teodorescu, P. Rodriguez, P. C. Kjaer and A. M. Gole (2012). "Negative sequence current control in wind power plants with VSC-HVDC connection." *IEEE Transactions on Sustainable energy* 3(3): 535-544.
- Chauhan, Y. K., S. K. Jain and B. Singh (2010). "A Prospective on Voltage Regulation of Self-Excited Induction Generators for Industry Applications." *IEEE Transactions on Industry Applications* 46(2): 720-730.
- Chen, H. and W. Lin (2014). "MPPT and Voltage Balancing Control With Sensing Only Inductor Current for Photovoltaic-Fed, Three-Level, Boost-Type Converters." *IEEE Transactions on Power Electronics* 29(1): 29-35.
- Chen, J., J. Chen and C. Gong (2014). "On Optimizing the Aerodynamic Load Acting on the Turbine Shaft of PMSG-Based Direct-Drive Wind Energy Conversion System." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 61(8): 4022-4031.
- Chen, L., A. Amirahmadi, Q. Zhang, N. Kutkut and I. Batarseh (2014). "Design and Implementation of Three-Phase Two-Stage Grid-Connected Module Integrated Converter." *IEEE Transactions on Power Electronics* 29(8): 3881-3892.
- Chen, L., H. Chen, Z. Shu, G. Zhang, T. Xia and L. Ren (2016). "Comparison of Inductive and Resistive SFCL to Robustness Improvement of a VSC-HVDC System With Wind Plants Against DC Fault." *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 26(7): 1-8.
- Chikh, A. and A. Chandra (2011). An optimum method for maximum power point tracking in photovoltaic systems. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*.

- Chikh, A. and A. Chandra (2014). "Adaptive neuro-fuzzy based solar cell model." *IET Renewable Power Generation* 8(6): 679-686.
- Chikh, A. and A. Chandra (2015). "An optimal maximum power point tracking algorithm for PV systems with climatic parameters estimation." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6(2): 644-652.
- Chompoo-inwai, C., C. Chompoo-inwai, M. Leelajindakrairerk, S. Banjongjit, P. Fuangfoo and W.-J. Lee (2008). "Design optimization of wind power planning for a country with low-medium-wind-speed profile." *IEEE Transactions on Industry Applications* 44(5): 1341-1347.
- Chongru, L., Z. Q. Bo and A. Klimek (2008). Research on losses of power systems affected by HVDC control strategy. *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International.*
- Chou, C., Y. Wu, G. Han and C. Lee (2012). "Comparative Evaluation of the HVDC and HVAC Links Integrated in a Large Offshore Wind Farm—An Actual Case Study in Taiwan." *IEEE Transactions on Industry Applications* 48(5): 1639-1648.
- Chung, T. M., H. Daniyal, M. Sulaiman and M. Bakar (2016). Comparative study of P&O and modified incremental conductance algorithm in solar maximum power point tracking. *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016).*
- Cong, W., C. Naehyuck, K. Younhyun, P. Sangyoung, L. Yongpan, L. Hyung Gyu, L. Rong and Y. Huazhong (2014). Storage-less and converter-less maximum power point tracking of photovoltaic cells for a nonvolatile microprocessor. *Design Automation Conference (ASP-DAC), 2014 19th Asia and South Pacific.*
- Dahmani, O. (2014). *Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore, Nantes.*
- Dai, J., D. Xu and B. Wu (2009). "A Novel Control Scheme for Current-Source-Converter-Based PMSG Wind Energy Conversion Systems." *IEEE Transactions on Power Electronics* 24(4): 963-972.
- Dai, J., D. Xu and B. Wu (2009). "A novel control scheme for current-source-converter-based PMSG wind energy conversion systems." *IEEE Trans. Power Electron* 24(4): 963-972.
- Dash, P. K., S. Mishra and G. Panda (2000). "A radial basis function neural network controller for UPFC." *IEEE Transactions on Power Systems* 15(4): 1293-1299.

- De la Casa, J., P. J. Perez, J. Aguilera, G. Almonacid and J. M. Anguita (2003). Maintenance and evaluation during the design of building integrated grid-connected photovoltaic systems. *Photovoltaic Energy Conversion*, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on.
- Domínguez, A. H., A. H. Escobar and R. A. Gallego (2017). "An MILP model for the static transmission expansion planning problem including HVAC/HVDC links, security constraints and power losses with a reduced search space." *Electric Power Systems Research* 143: 611-623.
- Driesse, A., D. Dirnberger, C. Reise and N. Reich (2012). Spectrally selective sensors for PV system performance monitoring. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*.
- Dumbleton, D. and O. Haillant (2011). Environmental durability of PV modules — A model for accelerated testing. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*.
- Eid, B. M. and N. A. Rahim (2016). Effects of large scale photovoltaic source on low voltage network under ambient disturbances and different distribution line distance. 2016 *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*.
- El Bachtiri, R. and E. Matagne (2013). A technical reading of the 13-09 law on renewable energy in Morocco. *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2013 International*.
- Eltawil, M. A. and Z. Zhao (2013). "MPPT techniques for photovoltaic applications." *Renewable and sustainable energy reviews* 25: 793-813.
- Eriksson, R. (2013). "On the Centralized Nonlinear Control of HVDC Systems Using Lyapunov Theory." *IEEE Transactions on Power Delivery* 28(2): 1156-1163.
- Errouissi, R., A. Al-Durra and S. M. Muyeen (2016). "A Robust Continuous-Time MPC of a DC-DC Boost Converter Interfaced With a Grid-Connected Photovoltaic System." *IEEE Journal of Photovoltaics* 6(6): 1619-1629.
- Fan, L., Z. Miao and D. Osborn (2009). "Wind farms with HVDC delivery in load frequency control." *IEEE Transactions on Power Systems* 24(4): 1894-1895.
- Farret, F. A. and M. G. Simoes (2006). *Integration of alternative sources of energy*, John Wiley & Sons.
- Feltes, C. and I. Erlich (2007). *Variable Frequency Operation of DFIG based Wind Farms*

connected to the Grid through VSC-HVDC Link. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.

Feltes, C., H. Wrede, F. W. Koch and I. Erlich (2009). "Enhanced Fault Ride-Through Method for Wind Farms Connected to the Grid Through VSC-Based HVDC Transmission." *Power Systems, IEEE Transactions on* 24(3): 1537-1546.

Flourentzou, N. and V. G. Agelidis (2007). Harmonic performance of multiple sets of solutions of SHE-PWM for a 2-level VSC topology with fluctuating DC-link voltage. Power Engineering Conference, 2007. AUPEC 2007. Australasian Universities.

Funck, M., J. Vandendorpe, E. DE JAEGER, M. BEKEMANS and J.-D. LEGAT (2016). *Liaisons hvdc: structure, contrôle et modélisation*, diploma thesis, Université Catholique de Louvain-La-Neuve.

Gao, X., G. Wang, Z. Wu and H. Li (2011). Fault current contributions of doubly fed induction generator wind turbines under different control strategies. *Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, 2011 International Conference on.

Ge, B., F. Z. Peng, H. Abu-Rub, F. J. T. E. Ferreira and A. T. d. Almeida (2014). "Novel Energy Stored Single-Stage Photovoltaic Power System With Constant DC-Link Peak Voltage." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 5(1): 28-36.

Go, S.-I., S.-J. Ahn, J.-H. Choi, W.-W. Jung, S.-Y. Yun and I.-K. Song (2011). "Simulation and analysis of existing MPPT control methods in a PV generation system." *Journal of International Council on Electrical Engineering* 1(4): 446-451.

Gomis-Bellmunt, O., J. Liang, J. Ekanayake, R. King and N. Jenkins (2011). "Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms." *Electric Power Systems Research* 81(2): 271-281.

Goudarzi, N. and W. Zhu (2013). "A review on the development of wind turbine generators across the world." *International Journal of Dynamics and Control* 1(2): 192-202.

Gustafson, M. (1981). "'Diversified Utilization' Can Play a Strong Hand in Dealing with the Energy Crisis." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-100(11): 4661-4664.

Gustafson, M. (1981). "'Diversified Utilization' Can Play a Strong Hand in Dealing with the Energy Crisis." *IEEE Power Engineering Review* PER-1(11): 44-45.

HAMADI.A (2011). *Notes du cours ENR-830 Convertisseurs d'énergie*. Montréal : École de Technologie Supérieure.

- Hamatwi, E., I. E. Davidson, M. N. Gitau and G. P. Adam (2016). Modeling and control of voltage source converters for grid integration of a wind turbine system. 2016 IEEE PES PowerAfrica.
- Hossain, M. K. and M. H. Ali (2015). "Transient Stability Augmentation of PV/DFIG/SG-Based Hybrid Power System by Nonlinear Control-Based Variable Resistive FCL." IEEE Transactions on Sustainable Energy 6(4): 1638-1649.
- Hu, Y., Z. Q. Zhu and M. Odavic (2017). "Instantaneous Power Control for Suppressing the Second-Harmonic DC-Bus Voltage Under Generic Unbalanced Operating Conditions." IEEE Transactions on Power Electronics 32(5): 3998-4006.
- Ibrahim, R. K. and S. Watson (2016). Condition monitoring of permanent magnet synchronous generator for wind turbine applications. 2016 3rd Conference on Control and Fault-Tolerant Systems (SysTol).
- Junior, C. R. S. and F. K. A. Lima (2016). "Wind Turbine and PMSG Dynamic Modelling in PSIM." IEEE Latin America Transactions 14(9): 4115-4120.
- Kabiri, R., D. G. Holmes and B. P. McGrath (2016). "Control of Active and Reactive Power Ripple to Mitigate Unbalanced Grid Voltages." IEEE Transactions on Industry Applications 52(2): 1660-1668.
- Kalla, U. K., B. Singh, S. S. Murthy, C. Jain and K. Kant (2018). "Adaptive Sliding Mode Control of Standalone Single-Phase Microgrid Using Hydro, Wind and Solar PV Array Based Generation." IEEE Transactions on Smart Grid: 1-1.
- Kanjiya, P., B. Singh, A. Chandra and K. Al-Haddad (2013). ""SRF Theory Revisited" to Control Self-Supported Dynamic Voltage Restorer (DVR) for Unbalanced and Nonlinear Loads." IEEE Transactions on Industry Applications 49(5): 2330-2340.
- Kayatri, S., R. P. Vengatesh and S. E. Rajan (2016). Investigation of 3-Z-network boost converter for photovoltaic power generation system using MPPT control strategies. 2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT).
- Kazemlou, S. and S. Mehraeen (2014). "Decentralized Discrete-Time Adaptive Neural Network Control of Interconnected DC Distribution System." IEEE Transactions on Smart Grid 5(5): 2496-2507.
- Keyrouz, F. and S. Georges (2011). Efficient multidimensional Maximum Power Point Tracking using Bayesian fusion. 2011 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS).

- Khosravi, M., S. Heshmatian, D. A. Khaburi, C. Garcia and J. Rodriguez (2017). A novel hybrid model-based MPPT algorithm based on artificial neural networks for photovoltaic applications. 2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC).
- Knoll, A. (2013). Risk informed optimization of nuclear instrumentation for emergency conditions. 2013 3rd International Conference on Advancements in Nuclear Instrumentation, Measurement Methods and their Applications (ANIMMA).
- Kolesnik, S., M. Sitbon, S. Lineykin, E. Batzelis, S. Papathanassiou, T. Suntio and A. Kuperman (2017). "Solar Irradiation Independent Expression for Photovoltaic Generator Maximum Power Line." IEEE Journal of Photovoltaics 7(5): 1416-1420.
- Kolluri, S., P. Thummala, R. Sapkota, S. K. Panda and D. Rendusara (2016). Subsea power transmission cable modelling: Reactive power compensation and transient response studies. 2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL).
- Labidi, Z. R. and A. Mami (2015). Study and simulation of a hybrid photovoltaic-wind generator connected to a DC load. 2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA).
- Langer, N., A. H. Bhat and P. Agarwal (2014). "Neural-network-based space-vector pulse-width modulation for capacitor voltage balancing of three-phase three-level improved power quality converter." IET Power Electronics 7(4): 973-983.
- Li, R., S. Bozhko, G. Asher, J. Clare, L. Yao and C. Sasse (2006). Grid frequency control design for offshore wind farms with naturally commutated HVDC link connection. Industrial Electronics, 2006 IEEE International Symposium on, IEEE.
- Li, S., T. A. Haskew and L. Xu (2010). "Control of HVDC Light System Using Conventional and Direct Current Vector Control Approaches." IEEE Transactions on Power Electronics 25(12): 3106-3118.
- Liang, X. and W. M. Jackson (2009). "Influence of Subsea Cables on Offshore Power Distribution Systems." IEEE Transactions on Industry Applications 45(6): 2136-2144.
- Liu, H. and Z. Chen (2015). "Contribution of VSC-HVDC to Frequency Regulation of Power Systems With Offshore Wind Generation." IEEE Transactions on Energy Conversion 30(3): 918-926.
- Liu, S., Z. Xu, W. Hua, G. Tang and Y. Xue (2014). "Electromechanical transient modeling

- of modular multilevel converter based multi-terminal HVDC systems." *IEEE Transactions on Power Systems* 29(1): 72-83.
- Liu, X. and L. A. C. Lopes (2004). An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays. 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551).
- Lundberg, S. (2006). Wind farm configuration and energy efficiency studies: series DC versus AC layouts, Chalmers University of Technology.
- Marian, P. K. (2007). "Theory (Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning; Akagi, H. et al; 2007) [Book Review]." *IEEE Industrial Electronics Magazine* 1(3): 46-46.
- Maul, P. R., W. Turner and I. Glendenning (1993). "Environmental impacts of nuclear power: past experience and future prospects." *IEE Proceedings A - Science, Measurement and Technology* 140(1): 13-19.
- Merzoug, M., H. Benalla and L. Louze (2011). "Nonlinear control of permanent magnet synchronous generators (PMSG) using feedback linearization." *Revue des Energies Renouvelables* 14(2): 357-367.
- Miyatake, M., M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii and H. Ko (2011). "Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach." *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems* 47(1): 367-380.
- Moallem, M., B. Mirzaeian, O. A. Mohammed and C. Lucas (2001). "Multi-objective genetic-fuzzy optimal design of PI controller in the indirect field oriented control of an induction motor." *IEEE Transactions on Magnetics* 37(5): 3608-3612.
- Montoya, D. G., C. A. Ramos-Paja and R. Giral (2016). "Improved Design of Sliding-Mode Controllers Based on the Requirements of MPPT Techniques." *IEEE Transactions on Power Electronics* 31(1): 235-247.
- Musasa, K., N. I. Nwulu, M. N. Gitau and R. C. Bansal (2017). "Review on DC collection grids for offshore wind farms with high-voltage DC transmission system." *IET Power Electronics* 10(15): 2104-2115.
- Muyeen, S. M., R. Takahashi and J. Tamura (2010). "Operation and Control of HVDC-Connected Offshore Wind Farm." *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* 1(1): 30-37.
- Najafi, H. R., F. V. P. Robinson, F. Dastyar and A. A. Samadi (2009). Small-disturbance

voltage stability of distribution systems with wind turbine implemented with WRIG. Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG '09. International Conference on.

- Nakoul, Z. (2010). "Optimisation d'une centrale solaire à base d'un générateur PV [Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah]."
- Negra, N. B., J. Todorovic and T. Ackermann (2006). "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms." *Electric power systems research* 76(11): 916-927.
- Neumann, C. (2006). Superconducting fault current limiter (SFCL) in the medium and high voltage grid. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting.
- Nichiporuk, O. (2005). Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités, Lyon, INSA.
- Núñez, R., M. Victoria, S. Askins, I. Antón, C. Domínguez, R. Herrero and G. Sala (2018). "Spectral Impact on Multijunction Solar Cells Obtained by Means of Component Cells of a Different Technology." *IEEE Journal of Photovoltaics* 8(2): 646-653.
- Peter, A. G. and K. A. Saha (2018). Power losses assessments of LCC-based HVDC converter stations using datasheet parameters and IEC 61803 STD. 2018 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE).
- Petrov, I. and J. Pyrhonen (2013). "Performance of Low-Cost Permanent Magnet Material in PM Synchronous Machines." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60(6): 2131-2138.
- Petter, T., H. Raffel and B. Orlik (2007). Parallel operation of thyristor- and IGBT-based HVDC. Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on.
- Ramya, S., A. Napoleon and T. Manoharan (2013). A novel converter topology for stand-alone hybrid PV/Wind/battery power system using Matlab/Simulink. 2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC).
- Raza, A., X. Dianguo, S. Xunwen, L. Weixing and B. W. Williams (2017). "A Novel Multiterminal VSC-HVdc Transmission Topology for Offshore Wind Farms." *IEEE Transactions on Industry Applications* 53(2): 1316-1325.
- Rezkallah, M., S. K. Sharma, A. Chandra, B. Singh and D. R. Rouse (2017). "Lyapunov Function and Sliding Mode Control Approach for the Solar-PV Grid Interface System." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64(1): 785-795.

- Rodriguez, J., L. G. Franquelo, S. Kouro, J. I. Leon, R. C. Portillo, M. A. Prats and M. A. Perez (2009). "Multilevel Converters: An Enabling Technology for High-Power Applications." *Proceedings of the IEEE* 97(11): 1786-1817.
- Ruddy, J., R. Meere and T. O. Donnell (2015). Low Frequency AC transmission as an alternative to VSC-HVDC for grid interconnection of offshore wind. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech.
- Rudervall, R., J. Charpentier and R. Sharma (2000). "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper." *Energy week 2000*: 2.
- Rüther, R., H. Beyer, A. Montenegro, M. Dacoregio, I. Salamoni and P. Knob (2004). Performance results of the first grid-connected, thin-film PV installation in Brazil: temperature behaviour and performance ratios over six years of continuous operation. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France.
- Schmuck, C., F. Woittennek, A. Gensior and J. Rudolph (2014). "Feed-Forward Control of an HVDC Power Transmission Network." *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 22(2): 597-606.
- Seghir, B., A. Chandra and R. Miloud (2018). A New Control Strategy for Power Quality Improvement Using MPPT from Hybrid PV-Wind Connected to the Grid. 2018 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering (CCECE).
- Sellick, R. and M. Åkerberg (2012). "Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) site aspects, for a 500MW 400kV HVDC transmission scheme."
- Sharma, M., B. Rieger, C. Jou and B. Butka (2012). Development of helical vertical axis wind turbine. Southeastcon, 2012 Proceedings of IEEE.
- Singh, B. and S. R. Arya (2013). "Adaptive Theory-Based Improved Linear Sinusoidal Tracer Control Algorithm for DSTATCOM." *IEEE Transactions on Power Electronics* 28(8): 3768-3778.
- Singh, B. and J. Solanki (2009). "An Implementation of an Adaptive Control Algorithm for a Three-Phase Shunt Active Filter." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 56(8): 2811-2820.
- Singh, M. and A. Chandra (2011). "Application of Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System for Sensorless Control of PMSG-Based Wind Turbine With Nonlinear-Load-Compensation Capabilities." *IEEE Transactions on Power Electronics* 26(1): 165-175.

- Singh, P., S. Tiwari and K. K. Gupta (2012). A new transistor clamped 5-level H-bridge multilevel inverter with voltage boosting capacity. Power India Conference, 2012 IEEE Fifth.
- Song-Manguelle, J., M. H. Todorovic, S. Chi, S. K. Gunturi and R. Datta (2014). "Power Transfer Capability of HVAC Cables for Subsea Transmission and Distribution Systems." IEEE Transactions on Industry Applications 50(4): 2382-2391.
- Song-Manguelle, J., M. H. Todorovic, R. K. Gupta, D. Zhang, S. Chi, L. J. Garcés, R. Datta and R. Lai (2014). "A Modular Stacked DC Transmission and Distribution System for Long Distance Subsea Applications." IEEE Transactions on Industry Applications 50(5): 3512-3524.
- Sousa, T., M. L. d. Santos, J. A. Jardini, R. P. Casolari and G. L. C. Nicola (2012). An evaluation of the HVDC and HVAC transmission economic. 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA).
- Sow, T. L. (2012). Commande non linéaire de l'éolienne à MADA pour une participation au réglage de la fréquence du réseau, École de technologie supérieure.
- Stein, W., A. Schwabedissen, M. Dimer, J. Löhnert, S. Berger, D. Radach, M. Rost, M. Fischer, S. Peters and K. Lüdemann (2018). A new back metallization concept for PERC cells. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC).
- Stranix, A. J. and A. H. Firester (1983). "Conceptual Design Of A 50 Mw Central Station Photovoltaic Power Plant." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-102(9): 3218-3225.
- Sweet, W. (2009). "Kyoto 2.0." IEEE Spectrum 46(12): 16-16.
- Tang, L. and B. Ooi (2007). "Locating and Isolating DC Faults in Multi-Terminal DC Systems." IEEE Transactions on Power Delivery 22(3): 1877-1884.
- Tang, Q., X. Ge, Y. Liu and M. Hou (2018). "Improved switching-table-based DTC strategy for the post-fault three-level NPC inverter-fed induction motor drives." IET Electric Power Applications 12(1): 71-80.
- Teleke, S., M. E. Baran, S. Bhattacharya and A. Q. Huang (2010). "Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources." IEEE Transactions on Sustainable Energy 1(3): 117-124.

- Teng, J., W. Huang, T. Hsu and C. Wang (2016). "Novel and Fast Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Generation." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 63(8): 4955-4966.
- Tu, Q., Z. Xu, H. Huang and J. Zhang (2010). Parameter design principle of the arm inductor in modular multilevel converter based HVDC. *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on, IEEE.*
- Ueda, K., O. Tsukamoto, S. Nagaya, H. Kimura and S. Akita (2003). "R&D of a 500 m superconducting cable in Japan." *IEEE transactions on applied superconductivity* 13(2): 1946-1951.
- Verma, A. K., B. Singh and D. T. Shahani (2012). Grid interfaced solar photovoltaic power generating system with power quality improvement at AC mains. *2012 IEEE Third International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET).*
- Vittal, E., M. O'Malley and A. Keane (2009). A small-signal stability analysis of DFIG wind generation. Paper presented at the 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, 14-15 October 2009, Bremen, Germany, Energynautics.
- Vrana, T. K. and S. Energi (2016). Review of HVDC component ratings: XLPE cables and VSC converters. *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON).*
- Wang, H. and M. A. Redfern (2010). The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks. *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International, IEEE.*
- Wang, L. and M. S. N. Thi (2013). "Comparative Stability Analysis of Offshore Wind and Marine-Current Farms Feeding Into a Power Grid Using HVDC Links and HVAC Line." *IEEE Transactions on Power Delivery* 28(4): 2162-2171.
- Wang, Z., J. Wang, B. Chen, M. M. Begovic and Y. He (2014). "MPC-Based Voltage/Var Optimization for Distribution Circuits With Distributed Generators and Exponential Load Models." *IEEE Transactions on Smart Grid* 5(5): 2412-2420.
- Wei, C., Z. Zhang, W. Qiao and L. Qu (2016). "An Adaptive Network-Based Reinforcement Learning Method for MPPT Control of PMSG Wind Energy Conversion Systems." *IEEE Transactions on Power Electronics* 31(11): 7837-7848.
- Wensong, Y., C. Hutchens, L. Jih-Sheng, Z. Jianhui, G. Lisi, A. Djabbari, G. Smith and T.

- Hegarty (2009). High efficiency converter with charge pump and coupled inductor for wide input photovoltaic AC module applications. Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE.
- Wenzhuan, C., Y. Feng, L. Xiongwei and J. Whitty (2009). Analysis of the passive yaw mechanism of small horizontal-axis wind turbines. World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference, 2009. WNWEC 2009.
- Wolff, C. and T. Elberling (2000). The kontek HVDC link between Denmark and Germany. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE, IEEE.
- Wu, Z., W. Gao, X. Wang, M. Kang, M. Hwang, Y. C. Kang, V. Gevagian and E. Muljadi (2016). "Improved inertial control for permanent magnet synchronous generator wind turbine generators." IET Renewable Power Generation 10(9): 1366-1373.
- Xiaofan, F., L. A. Dessaint, R. Gagnon, Z. Keliang and C. Ming (2011). Modeling and simulation of VSC-HVDC with current deadbeat control. Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on.
- Xie, L., D. Xie and Y. Zhang (2009). Three-level inverter based on direct power control connecting offshore wind farm. Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on.
- Xu, J., L. Kang, C. Zhong and B. Cao (2014). "Photovoltaic power system with MPPT functionality for a small-size electric vehicle." International Journal of Photoenergy 2014.
- Yacoubi, L. (2004). Contribution à l'étude, la modélisation et la commande des redresseurs triphasés non-polluants: application au convertisseur trois-niveaux à point neutre calé, École de technologie supérieure.
- Youngseok, J., S. Junghun, Y. Gwonjong and C. Jaeho (2005). Improved perturbation and observation method (IP&O) of MPPT control for photovoltaic power systems. Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.
- Yung-Fu, W. and C. Nanming (2009). Impact of WRIG and DFIG wind generation ramping down on independent power systems. Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on.
- Zhang, S., K. J. Tseng and T. D. Nguyen (2008). WRIG based wind conversion system excited by matrix converter with current control strategy. Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on.

Zhou, S., J. Liu, L. Zhou and Y. Zhu (2013). Improved DC-link voltage control of PMSG WECS based on feedback linearization under grid faults. 2013 Twenty-Eighth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC).

