

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



**UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI DE CONSTANTINE 1
FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**



N° de série :.....

N° d'ordre :.....

Thèse

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE

Option : ELECTROTECHNIQUE

Présentée par :

FEDDAOUI OMAR

Magister en électrotechnique

Thème

Modélisation et Commande d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque Éolien Diesel avec Batteries de Stockages

Soutenue le : 27/10/2021

Devant le jury :

Président	BOUZID AÏSSA	Professeur	Univ. Frères Mentouri Constantine 1
Rapporteur	TOUFOUTI RIAD	Professeur	Univ. Mohamed Cherif Messaidia Souk Ahras
Co-Rapporteur	LABED DJAMEL	Professeur	Univ. Frères Mentouri Constantine 1
Examineurs	RAHMANI LAZHAR	Professeur	Université Ferhat Abbas Setif 1
	RAHEM DJAMEL	Professeur	Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi
	KAIKAA YAZID	MCA	Univ. Frères Mentouri Constantine 1

REMERCIEMENT

Au terme de ce travail, je suis bienheureux de pouvoir exprimer toute ma gratitude envers les personnes qui m'ont aidé en contribuant à l'aboutissement de cette thèse.

Je tiens ainsi à remercier :

***NOTRE DIEU** de nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

*Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance envers mon directeur de thèse, professeur **Riad TOUFOUTI** du département génie électrique de l'université Mohamed-Chérif Messaadia Souk Ahras pour m'avoir guidé et conseillé tout au long de la réalisation de mes travaux de recherche. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines. Je tiens également à remercier mon co-directeur de thèse professeur **Djamel LABED** pour m'avoir accueilli au sein de l'Université Frères Mentouri Constantine 1. Je lui resterai toujours reconnaissant pour les précieux conseils qu'il m'a donner.*

*A monsieur Aïssa **BOUZID**, professeur à l'Université Frères Mentouri Constantine 1, pour m'avoir fait l'honneur de bien vouloir participer au jury en tant que président.*

*Mes remerciements vont également aux membres du jury qui m'ont fait l'honneur de participer et porter à examiner ce travail, en l'occurrence : Monsieur **Yazid KAIKAA** , maitre de conférence classe A à l'Université de Constantine 1, Monsieur **Lazhar RAHMANI** professeur à l'Université Ferhat Abbas Setif 1 et Monsieur **Djamel RAHEM** Professeur à l'Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi.*

Leurs interventions vont sans aucun doute enrichie le débat et ouvrir de nouvelles perspectives à mes travaux de recherches.

Grand merci et respect à mes très chers parents, à mes frères et sœurs, pour leurs soutien et encouragement et mes collègues.

*Je dirai **MERCI** ! A tous le monde.*

Résumé

L'augmentation des prix du carburant dans le monde entier et l'impact des émissions de gaz à effet de serre venant des ressources fossiles sur l'environnement donnent plus d'avantage pour l'utilisation des ressources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques. Le concept du système hybride est le plus favorable afin d'intégrer des sources propres dans un réseau de distribution classique afin de former un microréseau. Ce microréseau peut fonctionner en être connecté ou bien en déconnexion du réseau pour alimenter les zones rurales par l'énergie électrique. Il peut comprendre des ressources d'énergie distribuées ainsi que des moyens de stockages d'énergie et des charges. L'intégration des énergies renouvelables dans un système hybride en fonctionnement isolé peut causer des impacts considérables sur les grandeurs électriques telles que la tension et la fréquence. C'est dans ce cadre que cette thèse a portée, une étude de dimensionnement optimal et de contrôle d'un microréseau comportant des productions photovoltaïques, un générateur éolien et des systèmes de stockage d'énergie par batterie sont proposés. Tout d'abord, une technique de dimensionnement d'optimisation basée sur une étude de cas par le logiciel HOMER Pro est utilisée pour trouver le dimensionnement optimal d'un microréseau. Deuxièmement, une stratégie de contrôle classique et intelligente été appliquée pour réguler la tension et la fréquence d'un microréseau en mode îloté en utilisant un seul onduleur principal. Et enfin une méthode de gestion d'énergie basée sur le statisme (droop control) est proposée pour commander plusieurs onduleurs en parallèles. Les résultats de simulation obtenus montrent la précision et l'efficacité des techniques proposées.

Abstract

Rising fuel prices around the world and the impact of greenhouse gas emissions coming from fossil resources on the environment provide more for the use of renewable energy resources in power grids. The concept of the hybrid system is the most favorable in order to integrate clean sources into a conventional distribution network. This hybrid system can operate as a connected or disconnected from the grid to supply rural areas with electrical energy. It can include distributed energy resources as well as energy storage systems and loads. The integration of renewable energies in a microgrid in isolated operation can cause considerable impacts on electrical values such as voltage and frequency. This is why in this thesis, an optimal sizing and

control strategies of a microgrid comprising photovoltaic productions, a wind generator and battery energy storage systems are proposed. First, an optimization technique based on a case study by HOMER Pro software is used to find the optimal sizing of a microgrid. Second, an intelligent control strategy based on fuzzy logic is applied to regulate the voltage and frequency of an island microgrid using a single inverter. And finally, an energy management method based on droop control is proposed for multiple inverter operation. The simulation results obtained show the precision and efficiency of the proposed solutions.

ملخص

ارتفاع أسعار الوقود في جميع أنحاء العالم وتأثير انبعاثات الغازات الدفينة المنبعثة من استعمال الوقود الأحفوري على البيئة يشجع على استخدام موارد الطاقة المتجددة في شبكات الكهرباء. يعتبر مفهوم الشبكة المصغرة هو الأكثر ملاءمة لدمج المصادر النظيفة في شبكة التوزيع التقليدية. يمكن أن تعمل هذه الشبكة الصغيرة كشبكة متصلة أو منفصلة لتزويد المناطق الريفية بالطاقة الكهربائية. يمكن أن تشمل على موارد طاقة متعددة وكذلك وسائل تخزين الطاقة والأحمال. يمكن أن يتسبب تداخل للطاقات المتجددة في الشبكة المصغرة في إحداث تأثيرات كبيرة على الكميات الكهربائية مثل الجهد والتردد. لهذا السبب في هذه الأطروحة، يتم اقتراح استراتيجيات التحجيم للمكونات الرئيسية واليات التحكم المثلى للشبكة المصغرة التي تشمل على الخلايا الكهروضوئية، توربينات الرياح وأنظمة تخزين الطاقة على شكل بطاريات. أولاً، يتم استخدام تقنية التحسين بناءً على دراسة حالة بواسطة برنامج HOMER Pro للعثور على الحجم الأمثل للشبكة الصغيرة. ثانياً، يتم تطبيق إستراتيجية تحكم ذكية تعتمد على المنطق الضبابي لتنظيم الجهد والتردد لنفس الشبكة التي تعمل في وضع مستقل عن أي شبكة رئيسية كبرى باستخدام عاكس كهربائي واحد. وأخيراً، تم اقتراح طريقة لإدارة الطاقة تعتمد على التحكم في التدلي لتشغيل عدة محولات كهربائية تعمل في نفس الوقت. تظهر نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها دقة وكفاءة الحلول المقترحة.

SOMMAIRE

<i>REMERCIEMENT</i>	ii
<i>Résumé</i>	iii
<i>Abstract</i>	iii
<i>ملخص</i> iv	
<i>SOMMAIRE</i>	v
<i>LISTES DES IMAGES</i>	ix
<i>LISTES DES TABLEAUX</i>	xiii
<i>ABREVIATIONS ET SYMBOLES</i>	xiv
<i>INTRODUCTION GÉNÉRALE</i>	1
1. ETAT DE L'ART SUR LES SYSTEMES HYBRIDES D'ÉNERGIE ELECTRIQUE	5
1.1 INTRODUCTION.....	5
1.2 CONSOMMATION MONDIALE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	6
1.2.1 Énergie éolienne.....	8
1.2.2 Énergie solaire	8
1.3 RESEAUX ELECTRIQUES AVANCES.....	9
1.3.1 Vers les smart grids.....	9
1.3.2 Réponse à la demande.....	10
1.3.3 Microréseau (Micro Grid)	11
1.4 CONFIGURATION DES MICRORESEAUX	14
1.4.2 Connexion d'un microréseau au bus AC.....	17
1.4.3 Connexion d'un microgrid au bus hybride	18
1.5 GESTION D'ÉNERGIE D'UN MICRO-RESEAU.....	18
1.6 TECHNIQUES DE COMMANDE DES MICRORESEAUX	20
1.6.1 Techniques basées sur la communication (centralisées)	21
1.6.2 Un contrôle décentralisé (distribué).....	23
1.7 PROTECTION D'UN MICRORESEAU.....	24
1.8 CONCLUSION.....	26
2. DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DES SYSTEME HYBRIDES	27
2.1 INTRODUCTION	27
2.2 OPTIMISATION OPTIMALE DU MICROGRID.....	28
2.2.1 Optimisation d'un MG avec un seul objectif	29
2.2.1.1 La méthode de construction graphique	29
2.2.1.2 La méthode d'approche probabiliste.....	29
2.2.1.3 La méthode d'approches de programmation linéaire	30

2.2.1.4	<i>La méthode énumérative et itérative</i>	30
2.2.1.5	<i>Les méthodes stochastiques et heuristiques</i>	31
2.2.2	Optimisation d'un MG avec plusieurs objectifs	31
2.2.2.1	<i>La méthode basée sur l'algorithme génétique (AG)</i>	31
2.2.2.2	<i>La méthode basée sur PSO</i>	32
2.3	LOGICIELS D'OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES	34
2.3.1	Dimensionnement d'un système par HOMER Pro	35
2.3.2	Étapes de conception d'un SH sur Homer	36
2.4	APPLICATION HOMER POUR LA CONCEPTION D'UN SH	39
2.4.1	Dimensionnement du générateur photovoltaïque	40
2.4.2	Dimensionnement du générateur éolien	41
2.4.3	Dimensionnement du système de stockage d'énergie	42
2.4.4	Dimensionnement du générateur électrogène	43
2.4.5	Dimensionnement du convertisseur bidirectionnel	43
2.4.6	Dimensionnement de la charge	44
2.5	RÉSULTATS DE SIMULATION ET INTERPRÉTATION	45
2.5.1	Générateur éolien	46
2.5.2	<i>Générateur photovoltaïque :</i>	47
2.5.3	L'étude de l'état de charge des batteries	48
2.5.4	L'étude des coûts de système hybride	49
2.4	CONCLUSION	50
3.	MODELISATION ET SIMULATION DES SYSTEMES HYBRIDES	52
3.1	INTRODUCTION	52
3.2	MODELISATION DES COMPOSANTS DU MG	54
3.2.1	Modélisation du système photovoltaïque	54
3.2.1.1	<i>Énergie solaire en Algérie</i>	54
3.2.1.2	<i>Principe de la conversion photovoltaïque</i>	55
3.2.1.3	<i>Dimensionnement du module photovoltaïque</i>	57
3.2.1.4	<i>Modélisation d'un hacheur-boost</i>	59
3.2.1.5	<i>Algorithmes MPPT pour panneaux photovoltaïques</i>	60
3.2.2	Système de stockage d'énergie électrique	62
3.2.3	Modélisation d'un Onduleur MLI à Deux Niveaux	64
3.2.4	Modélisation du système éolien	68
3.3	Résultats de Simulation	72
3.4	Conclusion	77

4.	COMMANDE D'UN SYSTEME HYBRIDE AUTONOME PAR LA LOGIQUE FLOUE	78
4.1	INTRODUCTION.....	78
4.2	GESTION D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE.....	78
4.3	HISTOIRE ET DÉFINITION DE LA LOGIQUE FLOUE.....	80
4.4	PRINCIPES DE LA LOGIQUE FLOUE.....	81
4.4.1	Conception de contrôleur flou	84
4.4.2	Phase de fuzzification	84
4.4.3	Phase d'inférence.....	85
4.4.4	Phase de défuzzification	85
4.5	COMMANDE PAR LOGIQUE D'UN SYSTEME HYBRIDE	85
4.5.1	Contrôleur flou pour l'onduleur de tension.....	87
4.5.2	Contrôleur flou pour le hacheur Boost.....	89
4.5.3	Contrôleur de MPPT flou	89
4.5.4	Résultats de simulation	91
4.6	CONCLUSION.....	96
5.	TECHNIQUES DE PARTAGE DES PUISSANCES POUR UN SYSTE HYBRIDE	97
5.1	Introduction	97
5.1.1	Problème de commande de la fréquence et de la tension.....	98
5.2	Gestion de L'énergie du Microgrid.....	98
5.2.1	Une gestion d'énergie centralisée.....	100
5.2.2	Une gestion d'énergie décentralisée.....	101
5.3	Contrôle des onduleurs en fonctionnement parallèle	103
5.3.2	Système de contrôle hiérarchique du microgrid.....	106
5.3.2.1	Contrôle primaire	107
5.3.2.2	Contrôle secondaire.....	107
5.3.2.3	Contrôle tertiaire.....	107
5.3.3	Contrôle de statisme (droop control).....	108
5.3.3.1	La commande (v/f).....	109
5.4	Contrôleur de statisme pour onduleurs en parallèle.....	115
5.4.1	Principe de contrôleur de statisme.....	115
5.4.2	Calcul des puissances active et réactive.....	118
5.4.3	Boucle de courant [178].....	118
5.4.4	Boucle de tension [178].....	119
5.4.5	Résultat de simulation.....	121
5.5	Conclusion.....	122

CONCLUSION GÉNÉRALE	124
ANNEXE. A	126
A.1 Hypotheses simplificatrices.....	126
A.2 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanent	126
A.3 Equation mécanique :.....	129
REFERENCES.....	130

LISTES DES IMAGES

Figures	Titre des figures	Pages
Figure 1.1	Consommation mondiale de l'énergie électrique	Page 7
Figure.1.2	Éolienne a) à axe vertical b) à axe horizontal	Page 8
Figure.1.3	Parc de panneaux photovoltaïques	Page 9
Figure.1.4	Interaction de différents acteurs dans le Smart Grid	Page 10
Figure.1.5	Catégories de programmes DR	Page 11
Figure.1.6	Architecture d'un micro réseau (MG)	Page 12
Figure.1.7	Réseau connecté au bus DC	Page 17
Figure.1.8	Réseau connecté au bus AC	Page 17
Figure.1.9	Réseau connecté au bus hybride	Page 18
Figure 1.10	Système de gestion d'énergie (EMS)	Page 19
Figure.1.11	Le schéma pour un contrôle centralisé	Page 22
Figure.1.12	Le schéma pour un contrôle distribué	Page 24
Figure.2.1	Différents problèmes d'optimisation d'un MG	Page 28
Figure 2.2	Étapes d'optimisation dans HOMER	Page 35
Figure.2.3	Interface du logiciel HOMER Pro	Page 36
Figure.2.4	Les étapes pour construire un système hybride avec HOMER Pro	Page 37
Figure.2.5	Composants pour construire un modèle sur HOMER Pro	Page 38
Figure.2.6	le système de micro réseau conçu avec HOMER Pro	Page 39
Figure.2.7	Variation de charge horaire (kW)	Page 44
Figure.2.8	Charge mensuelle moyenne mise à l'échelle (kW)	Page 44
Figure.2.9	Résultat de simulation de Homer	Page 45
Figure.2.10	Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source	Page 46
Figure.2.11	Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source	Page 46
Figure.2.12	Vitesse du vent	Page 46
Figure.2.13	Représentation de puissance mensuelle moyenne de l'éolienne	Page 47
Figure.2.14	La représentation Dmap de la production éolienne	Page 47
Figure.2.15	L'ensoleillement solaire	Page 47
Figure.2.16	Représentation de puissance mensuelle moyenne du PV	Page 48
Figure.2.17	La représentation Dmap de la production photovoltaïque	Page 48
Figure.2.18	Etat de charge mensuelle des batteries Li-Ion	Page 48
Figure.2.19	Evolution journalière de l'état de charge des batteries Li-Ion	Page 49

Figure.2.20	NPC : Coût total net du système	Page 49
Figure.2.21	Cout de l'installation	Page 50
Figure.3.1	Capacité mondiale du l'éolien jusqu'au 2018	Page 52
Figure.3.2	Capacité mondiale du PV jusqu'au 2018	Page 52
Figure.3.3	La configuration du système hybride de génération d'énergie	Page 54
Figure.3.4	la carte annuelle de l'ensoleillement solaire	Page 55
Figure 3.5	Description d'une photopile et de l'effet photovoltaïque	Page 56
Figure 3.6	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une seule diode	Page 56
Figure.3.7	Types d'architecture des PV	Page 57
Figure.3.8	Structure de la topologie de convertisseur boost	Page 59
Figure.3.9	Divergence du hill-climbing/P&O du MPP	Page 61
Figure 3.10	Schéma association Onduleur de tension	Page 65
Figure 3.11	Représentation vectorielle des vecteurs de tension générés par l'onduleur	Page 67
Figure.3.12	Schéma synoptique de la M.L.I	Page 67
Figure.3.13	Architecture d'un système éolien complet	Page 69
Figure.3.14	Relation entre coefficient de puissance la puissance produite et la vitesse du vent	Page 71
Figure.3.15	dq coordonnées de la PMSG	Page 71
Figure.3.16	Formes d'onde de tension de sortie du redresseur triphasé	Page 72
Figure.3.17	Puissance produite par le GPV	Page 73
Figure.3.18	Puissance produite par l'éolien	Page 73
Figure.3.19	Puissance de charge	Page 74
Figure.3.20	Puissance de batterie	Page 74
Figure.3.21	SOC de batterie	Page 74
Figure.3.22	Courant de batterie	Page 75
Figure.3.23	Formes d'onde de tension de charge	Page 75
Figure.3.24	Tension continue à l'entrée de l'onduleur	Page 75
Figure.3.25	Fréquence du système	Page 76
Figure.3.26	Courbe de puissances	Page 76
Figure.4.1	Classification des êtres humains selon leur âge.	Page 81
Figure.4.2	Schéma de définition d'un univers du discours en logique booléenne	Page 82
Figure.4.3	Schéma de définition d'un univers du discours en logique floue	Page 83
Figure.4.4	Schéma de la structure interne de la mise en œuvre d'un contrôleur flou	Page 84

Figure.4.5	Schéma de principe d'un contrôleur flou	Page 84
Figure.4.6	Configuration de système hybride de génération d'énergie électrique	Page 86
Figure.4.7	Architecture de contrôleur basé sur la logique floue	Page 87
Figure.4.8	Topologie de configuration de l'onduleur DC/AC	Page 88
Figure.4.9	Fonctions d'appartenance d'entrée	Page 88
Figure.4.10	Fonctions d'appartenance de sortie	Page 88
Figure 4.11	Schéma synoptique du contrôleur flou pour convertisseur Boost	Page 90
Figure.4.12	Fonctions d'appartenances respectivement de $E(k)$, E et la sortie	Page 90
Figure.4.13	Variation de l'ensoleillement	Page 91
Figure.4.14	Puissance produite par le GPV	Page 92
Figure.4.15	Vitesse du vent	Page 92
Figure. 4.16	Puissance produite par l'éolienne	Page 92
Figure.4.17	Puissance de charge	Page 93
Figure. 4.18	Puissance du batterie	Page 93
Figure.4.19	SOC de la batterie	Page 93
Figure.4.20	Formes d'onde de tension de charge	Page 94
Figure.4.21	Formes d'onde de courant de charge	Page 94
Figure.4.22	Fréquence du système	Page 94
Figure.5.1	Principales parties de l'infrastructure de gestion d'énergie électrique	Page 99
Figure.5.2	Échange d'informations entre les MC et le MGCC	Page 100
Figure.5.3	Structure générale de la commande maitre-esclave	Page 105
Figure.5.4	Le schéma pour un contrôle maitre-esclave	Page 107
Figure.5.5	Le schéma pour un contrôle de statisme	Page 108
Figure.5.6	contrôle V / f : (a) droop de fréquence (b) droop de tension	Page 109
Figure.5.7	Un modèle de l'onduleur monophasé	Page 110
Figure.5.8	Contrôleur de statisme pour un onduleur à une inductance et une résistance	Page 111
Figure.5.9	Le contrôleur de statisme robuste de l'onduleur	Page 112
Figure.5.10	Le contrôleur de statisme robuste pour l'onduleur à une résistance	Page 114
Figure.5.11	Technique de contrôle de statisme dans un MG	Page 115
Figure.5.12	Contrôle de statisme pour un onduleur	Page 116
Figure.5.13	Principe de la technique droop control	Page 117
Figure.5.14	Structure de la commande de l'onduleur	Page 117

Figure 5.15	La structure de bloc de calcul des puissances active et réactive	Page 118
Figure.5.16	Three-phase inverter	Page 118
Figure.5.17	Schémas de principe montrant le contrôleur de courant	Page 119
Figure.5.18	Schémas de principe montrant le contrôleur de tension	Page 120
Figure.5.19	Les fréquences des trois sources	Page 121
Figure.5.20	Tensions de référence	Page 121
Figure.5.21	Les puissances actives	Page 121
Figure.5.22	Les puissances réactives	Page 121
Figure.5.23	Les tensions de la charge	Page 122
Figure.5.24	Les courants de la charge	Page 122
Figure.A.1	Coordonnées dq de la PMSG	Page 126
Figure.A.2	Modélisation de la GSAP	Page 127

LISTES DES TABLEAUX

<i>Tableaux</i>	Titre des tableaux	Pages
Tableau 1.1	Catégories d'un MG basé sur la puissance installée	Page 15
Tableau 1.2	Types des MG basé sur la combinaison entre plusieurs composants	Page 16
Tableau 2.1	Types de techniques d'optimisation	Page 33
Tableau 2.2	Différents logiciels d'optimisation	Page 34
Tableau 2.3	Les données du coût du PV	Page 40
Tableau 2.4	Caractéristique électrique du « Generic flat plate PV »	Page 40
Tableau 2.5	Indice de clarté et rayonnement quotidien à l'endroit de l'étude	Page 41
Tableau 2.6	Les données du coût du générateur éolien	Page 41
Tableau 2.7	Puissance produite du générateur selon la vitesse du vent	Page 41
Tableau 2.8	Paramètres techniques du « Generic 3 kW »	Page 42
Tableau 2.9	Vitesse du vent à l'endroit de l'étude	Page 42
Tableau 2.10	Les données du coût de la batterie	Page 43
Tableau 2.11	Paramètres techniques du « Generic 1kWh Li-Ion »	Page 43
Tableau 2.12	Les données du coût du générateur électrogène	Page 43
Tableau 2.13	Caractéristiques du générateur électrogène	Page 43
Tableau 2.14	Les données du coût du générateur électrogène	Page 44
Tableau 2.14	Les données du coût du générateur électrogène	Page 44
Tableau 4.1	Comparaison de diverses technologies de stockage d'énergie par batterie	Page 80
Tableau 4.2	les règles du contrôleur flou du convertisseur DC/AC	Page 90
Tableau 4.3	Base de règles utilisées dans le contrôleur flou du convertisseur DC/AC	Page 92
Tableau 5.1	Considérations en relation avec l'application du contrôle centralisé et décentralisé	Page 101

ABREVIATIONS ET SYMBOLES

AI :	Artificiel Intelligence (Intélligence Artificielle).
CA :	Courant Alternatif.
CC :	Courant Continu.
DG :	Distributed Generator (Générateur Distribué).
DR :	Demand Reponse (Réponse à la Demande)
DSM :	Demand System Management (Gestion de la Demande).
EMS :	Energy management System (Système de Gestion d'Energie).
FLC :	Fuzzy Logic Controller (Controlleur de Logique Floue).
MG :	Microgrid (Micro-Réseau).
MTEP :	Millions de Tonnes d'Equivalent Pétrol.
PCC :	Point de Connexion Commun.
PSO :	Partical Swarn Optimisation (l'Essaim de Particules).
PV :	Panneau Photovoltaïque.
ER :	Energies Renouvelables
SG :	Smart Grid (Réseau Intelligent).
SOC :	State Of Charge (Etat de Charge).
THD :	Total Harmonic Distortion (la Distorsion Harmonique Totale).
TIC :	Techniques d'Information et de Communication.
VSI :	Voltage Source Inverter (Onduleur a Source de Tension).
WT :	Wind Turbine (Turbine Eolienne).

Partie PV

I : Le courant électrique [A].

I_{ph} : Courant de photon de la cellule photovoltaïque [A].

I_D : Le courant de diode [A].

I_0 : Le courant de saturation inverse [A].

V : La tenion électrique [V].

V_d : La tenion au borne du diode [V].

R_s : La résistance série [Ohm].

R_p : La résistance parrallel [Ohm].

T_c : Température de la jonction des cellules PV [°K].

$K = 1.3854 \cdot 10^{-23}$: Constante du Boltzmann.

$nPV_{séries}$: Le nombre des PV montés en série.

U_{bus} : La tension de fonctionnement.

U_{module} : La tension d'un seul module photovoltaïque.

PV_{type} : La taille du panneau PV selon le type.

$I_{PV, module}(t, PV_{type})$: Le courant de sortie du PV au temps t selon le type de panneau en ampères.

f_{mm} : Facteur de non-concordance.

η : Perte en conversion énergétique.

W : La puissance de sortie attendue du panneau PV [W].

Partie Hacheur

L : L'inductance [H].

C : Le condensateur [F].

V_{bus} : La tension du bus continu [V].

I_{bus} : Le courant de bus continu

R : La résistance de charge et l'inductance de hacheur

D : Le rapport cyclique de hacheur.

Partie batterie

E_0 : Tension à vide [V].

E_{batt} : Tension instantanée de la batterie [V].

K : Voltage de polarisation [V].

Q : Capacité de la batterie en Ah.

I : Intensité instantanée de la batterie [Ah].

V_{batt} : Tension nominale de la batterie [V].

R : Résistance interne en Ω .

Partie onduleur

f_p : La fréquence de modulation [Hz].

f_r / La fréquence de référence [Hz].

m : L'indice de modulation.

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} : Les tensions de phase de l'onduleur [V].

S_i (i=a, b, c): grandeurs booléennes de commande.

r : Rapport de l'amplitude de l'onde modulante.

A_r : L'amplitude de référence.

A_p : L'amplitude de porteuse.

Partie eolien

P_v : Puissance générée par le vent.

ρ : Masse volumique d'air [kg/m^3].

A : La surface des pales balayées de la turbine.

V : Vitesse du vent [m/s].

C_p : Le coefficient aérodynamique de puissance.

P_{tur} : Puissance mécanique de la turbine.

λ : Le rapport entre la vitesse la vitesse du rotor et la vitesse du vent.

R : Le rayon du rotor.

ω : La vitesse angulaire des pales.

T_m : Couple mécanique agissant sur l'arbre.

Partie MSAP

R_s : La résistance statorique du machine.

L_d, L_q : Les inductances du stator dans les axes d-q.

ω_e : La vitesse angulaire.

v_{abc}, i_{abc} et λ_{abc} : Les tensions statoriques, les courants des phases statoriques et les flux totaux.

R : la résistance d'une phase statorique.

L_{ss}, M_s, L_{sl} et L_m l'inductance propre, mutuelle, de fuite et de magnétisation.

T_{em} : Le couple électromagnétique du GSAP.

T_m : Le couple mécanique du GSAP.

T_e : Le couple électrique du GSAP.

e_{abc} : FEMs produites dans les phases statoriques

K_θ : Matrice de park.

v_d, v_q : Les tensions dans les axes d-q.

i_d, i_q : Les courants dans les axes d-q.

L_q, L_d : Les inductances du stator dans les axes d-q.

$f\Omega$: Le couple des frottements visqueux.

f : Le coefficient des frottements visqueux.

j : Le moment d'inertie de la machine.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Vu la consommation d'énergie mondiale qui ne cesse d'augmenter dans ces dernières années, de nos jours le monde est confronté à une double menace énergétique et climatique sans précédent pour lesquels de fortes alternatives sont attendues.

La grande partie de cette consommation provient des combustibles fossiles dont l'utilisation massive peut conduire à un approvisionnement insuffisant et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée par l'augmentation des gaz à effet de serre qui provoque le réchauffement climatique, dont le secteur de l'énergie représente les deux tiers du total des émissions mondiales de ses gaz [1]. Remédier ces défis devra passer par une période de transition où le recours aux énergies renouvelables, la fiabilité, l'amélioration de la qualité de l'alimentation électrique et la gestion de la consommation seront les principales actions urgentes et nécessaires à l'échelle internationale [2].

Pour réduire les émissions mondiales de gaz à effet de serre, des mesures sont déjà prises au sein de plusieurs pays modernes, ce qui suggère que des mesures dans ce secteur sont essentielles pour atteindre avec succès les objectifs mentionnés dans le protocole de Kyoto.

En conséquence, le développement et la mise en œuvre des technologies de production d'énergie plus efficace et à faible émission de carbone ont considérablement augmenté au cours de ses dernières années. En raison du déploiement rapide et de la réduction des coûts des techniques basés sur des énergies renouvelables, celles-ci devraient représenter jusqu'à 40 % de la demande primaire totale d'ici 2040 [3]. À l'échelle internationale, la production d'énergie solaire et éolienne sera la technologie la plus dominante dans ce secteur.

Ainsi avec l'accroissement de la demande d'énergie et la demande pour augmenter les capacités de production, le système de transmission et de distribution doit inévitablement se préparer à distribuer de l'électricité plus efficacement tout en gérant au mieux les pertes.

Des investissements très importants seront néanmoins nécessaires pour développer et renouveler ces infrastructures, tandis que le moyen le plus efficace de répondre aux demandes énergétiques croissantes est d'incorporer des solutions technologiques avancées afin de réaliser des architectures innovantes des réseaux électriques capables de répondre d'une manière convenable aux demandes croissantes de l'énergie électrique.

Dans ce contexte les futurs réseaux d'électricité doivent faire face aux changements de la technologie, des valeurs de la société et de l'économie. Ainsi, la sécurité du système et de fonctionnement, la protection de l'environnement, la qualité de l'énergie, le coût de la

fourniture et l'efficacité énergétique doivent être examinés de manière différente en réponse à l'évolution des besoins énergétiques qui augmente avec l'augmentation de la population mondiale [4].

L'énergie électrique jouera un rôle important pour répondre à la nécessité progressive en demande d'énergie. Une autre problématique qui s'ajoute est celui des sites isolés où plus de deux milliards de personnes disséminées dans des régions éloignées avec une extension des lignes électriques qui est coûteuse, outre les coûts de carburants qui ne cessent d'augmenter, en plus les coûts du transport de ce carburant vers ces sites, ce qui rend la production d'électricité économiquement très dispendieuse, en plus les réseaux électriques conventionnels ne sont pas en mesure d'offrir une telle flexibilité en raison des caractéristiques de contrôle [5]. De là, on comprend que le mix énergétique s'impose, associant aux réseaux électriques conventionnels les sources d'énergie dites renouvelables de petite taille, afin de former un système hybride (SH) à plusieurs sources de production [6]. Cependant l'intégration de sources d'énergie renouvelable de nature intermittente pose des défis en raison de leurs caractéristiques de puissance de sortie variable et fluctuante avec le temps, ce qui souligne la nécessité de fonctions d'équilibrage du réseau adaptées, pour cela les systèmes hybrides à plusieurs sources de production sont dotés d'un système de gestion de l'énergie (Energy management system : EMS) qui permet de faciliter le contrôle, le partage et la gestion d'énergie. L'EMS est une unité centrale de surveillance, qui contrôle le flux d'énergie entre les différents éléments du SH par rapport à la connexion et à la déconnexion avec le système de distribution externe [7].

Les microréseaux électriques (Microgrid : MG) ce sont des éléments clés dans la modernisation des réseaux électriques actuels. Les MG facilitent l'intégration des énergies propres et se caractérisent essentiellement pour un intérêt majeur afin de développer les systèmes électriques, avec :

- Une proximité entre la production locale d'électricité et les différents consommateurs qui conduit à une minimisation immédiate des pertes de transport d'énergie.
- Une capacité opérationnelle autonome distinctive des MG a amené à des mesures de fiabilité plus élevée dans la fourniture de la demande d'énergie lorsque le réseau électrique classique n'est pas disponible.

Cependant le partage équitable de la puissance produite par les différentes unités de production est une préoccupation importante pour la gestion de l'énergie dans les MG, pour cela la notion de la commande est trop importante pour le bon fonctionnement d'un MG,

Le contrôle du MG comprend deux termes généraux qui sont un contrôle centralisé et décentralisé, le premier prend la gestion de l'énergie entre les différentes unités de production

comme priorité et communique les uns aux autres dans le but d'avoir une schématisation globale de fonctionnement. Un deuxième local bien précis qui se base sur la non-communication entre les composants du MG afin d'avoir un avantage particulier de diminution de complexité de système et faire atténuer les problèmes liés aux raccordements [7]. Un autre défi majeur dans la gestion de l'énergie est de concevoir un système de communication bidirectionnel afin de mettre en œuvre ses algorithmes [8].

Pour cela et pour but d'augmenter l'efficacité, la disponibilité, et la fiabilité du système électrique, l'objectif principal du travail présenté dans cette thèse, est de focaliser à la modélisation et la commande d'un système hybride à base des énergies renouvelables, par contrôleur local qui permettra la bonne gestion de l'énergie pour but d'adapter la consommation de l'énergie à leur production, où on s'intéresse à la gestion efficace de l'énergie produite pour avoir un partage équitable de la puissance entre les sources de production d'énergie tout en maintenant la fréquence et de la tension dans des limites souhaitées.

Structure de la thèse

Après l'introduction générale qui donne un aperçu des principaux problèmes et points de contributions qui seront traités dans cette thèse, la structure générale de thèse est organisée en cinq chapitres :

☞ Dans le premier chapitre, on présente dans la première partie une problématique sur l'augmentation de la consommation mondiale et la nécessité de faire une transition vers des systèmes hybrides à base des énergies renouvelables. Dans la deuxième partie on présente quelques définitions des systèmes hybrides et en particulier le concept des microréseaux ainsi leurs stratégies de contrôle et un état de l'art des travaux de recherche actuels.

☞ Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de dimensionnement et d'optimisation du système hybride, en commençant par la présentation des différentes méthodes d'optimisation basées sur un seul et multiple objectif. Par la suite, dans la deuxième partie on présente une étude technico-économique validée par des simulations de dimensionnement et d'optimisation du système hybride éolien/PV/diesel avec batteries de stockage en utilisant le logiciel HOMER.

☞ Dans le troisième chapitre, la première partie est consacrée à la modélisation des différents éléments qui constituent un système hybride, à savoir le générateur photovoltaïque, le générateur éolien, le système de stockage et convertisseurs statiques. Par la suite en utilisant l'interface Simulink du logiciel Matlab, des simulations numériques seront présentées pour but de valider le bon fonctionnement du système hybride proposé.

☞ Pour but d'améliorer les performances du système hybride proposé dans le chapitre précédent, le travail présenté dans le quatrième chapitre est focaliser à l'étude de la logique floue. Dans un premier lieu, un contrôleur flou est mis en œuvre pour contrôler l'onduleur et un autre contrôleur flou est élaboré dans la technique de commande MPPT pour contrôler le convertisseur DC/DC du GPV.

☞ Le dernier chapitre est consacré à l'étude des techniques de contrôle centralisées avec communication et décentralisées sans communication, pour notre étude on s'intéresse à la modélisation et simulation du contrôleur de statisme pour contrôler les onduleurs en parallèle dans un MG, pour avoir un partage équitable de la puissance tout en maintenant la fréquence et de la tension dans des limites souhaitées.

Enfin, nous concluons cette thèse en présentant les perspectives quant à la poursuite de ces travaux qui peuvent être envisagés.

CHAPITRE 1

1. Etat de l'art sur les Systèmes Hybrides d'Énergie Electrique

1.1 INTRODUCTION

Traditionnellement, l'énergie électrique est produite dans les centrales électriques d'une capacité significative de quelques gigawatts, puis elle sera transmise et distribuée aux consommateurs locaux via un grand réseau électrique classique qui contient plusieurs organes de fonctionnement rentrant dans l'architecture de ce dernier. Avec l'arrivée des énergies renouvelables (ER), cette schématisation classique est devenue ancienne en parallèle avec les exigences en termes d'énergie en ce qui concerne surtout l'alimentation des zones éloignées. Ses conditions ont mis l'accent sur des petits réseaux appelés micro réseau (MG : Micro Grid) qui peuvent fonctionner soit en mode connecté ou déconnecté [9]. Ces différents types d'opérations jouent un rôle important dans la formation des réseaux intelligents (SG : Smart Grid) qui se révèlent fiables et efficaces pour une production d'énergie permanente [10]. Cependant et avec l'intégration des ER dans les MG a contribué à la solution des problèmes d'alimentation des sites isolés et à la réduction de gaz à effet de serre et atténuer les dégâts des énergies fossiles sur le changement climatique et l'environnement. Dans ces dernières années et avec le besoin d'une énergie propre, la technologie des éoliennes et les panneaux photovoltaïques (PV) ont été l'axe de recherche dans le monde entier, ce qui ramène à les rendre moins chères et plus convenables à l'exploitation. Ses DG répondent d'une manière intelligente à la nécessité d'avoir un réseau sûr pour une meilleure intégration des ER [11].

En comparaison avec le réseau classique de génération de distribution d'énergie électrique, ces unités de production décentralisées comportent un ou plusieurs unités de production à base d'ER comme sources inépuisables. Toutefois, ses unités doivent être bien contrôlées pour un idéal échange d'énergie entre la production et la consommation afin de maintenir la tension et la fréquence dans des marges acceptables.

Les DG dans un MG peuvent être composés de nombreuses sources d'énergie qui peuvent comprendre des PV, des générateurs diesel, des éoliennes, des micros turbines, des centrales géothermiques, des batteries, connectés ou bien déconnecté au réseau électrique via un point de connexion commun (PCC). Une des grandes technologies clés qui ont donné la possibilité d'interfaçage entre les DG et le réseau est l'électronique de puissance et plus particulièrement

celle de convertisseurs statiques composés de semi-conducteurs pour convertir les tensions et les courants produits par les sources d'énergie sous forme continue en tensions et de courants sinusoïdaux requis pour la connexion au réseau. Certains de sources d'énergie, telles que les PV, les piles à combustible et les batteries, n'exigent que la conversion en une étape allant de courant continu (CC) en courant alternatif (CA). D'autres sources d'énergie, telles que les éoliennes susceptibles de produire des tensions à haute fréquence, nécessitent une conversion en deux étapes AC/DC, puis DC/AC [12].

Les onduleurs peuvent être classés en deux modes de fonctionnement [13] :

- Le mode PQ où l'onduleur contrôle la puissance active et réactive en ajustant la magnitude du courant actif et réactif de sortie, l'onduleur fonctionne essentiellement comme une source de courant contrôlée par la tension.
- Le mode VF : l'onduleur contrôle la tension et la fréquence aux bornes de la sortie et il fonctionne ainsi comme source de tension.

1.2 CONSOMMATION MONDIALE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

En 2019, selon la revue statistique de l'énergie mondiale publiée par la société (BP : british petroleum) [14], la production énergétique mondiale est de 583,9 Exajoules (14 597 MTEP) (millions de tonnes d'équivalent pétrole), soit près de 169 769 TWh, parmi elles 88 % viennent de l'énergie fossile, soit 12 % de l'électricité mondiale a été générée à partir des sources d'énergies renouvelables. Celles-ci incluent, l'hydroélectricité, la géothermie, la génération thermique, la photovoltaïque et l'énergie éolienne...

Cependant, face au scénario prévoyant un réchauffement climatique de la planète, que pourrait entraîner une lourde augmentation des catastrophes naturelles, les organisations mondiales s'appuient pour la limitation des émissions de gaz à effet de serre, principalement engendré par la combustion des énergies fossiles telle que le pétrole, le gaz naturel et le charbon, ce qui met les émissions de carbone en inquiétude. Un ralentissement de la croissance des émissions de carbone à 0,5 % en 2019 peut laisser penser à l'optimisme, mais les industries mondiales doivent apporter des changements décisifs pour s'orienter vers une voie plus durable pour limiter cette émission. Malgré la faible proportion que représentent aujourd'hui les énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondial, un enthousiasme pour ces technologies peut être observé ces dernières années [14].

Les énergies éolienne et photovoltaïque ne peuvent pas seules couvrir toute la demande mondiale, néanmoins elles peuvent en faire des solutions très attractives face aux

problématiques d'électrification des pays émergents et en voie de développement surtout pour alimenter les zones éloignées et rurales [15].

La figure 1.1 représente la consommation mondiale d'énergie électrique. On remarque que l'énergie primaire a augmenté de 1,3 % l'an 2019, soit moins de la moitié de son taux en 2018 (2,8 %). La croissance a été tirée par les énergies renouvelables (3,2 Exajoules) (80 MTEP) et le gaz naturel (2,8 Exajoules) (70 MTEP). Tous les combustibles ont augmenté à un rythme plus lent que leur moyenne sur 10 ans, à l'exception du nucléaire, la consommation de charbon diminuant pour la quatrième fois en six ans (-0,9 EJ). Par région, la consommation a reculé en Amérique du Nord et en Europe et la croissance a été inférieure à la moyenne en Amérique du Sud et centrale. Dans les autres régions, la croissance a été à peu près conforme aux moyennes historiques. La Chine a été le premier pays de la croissance de l'énergie primaire, représentant plus des trois quarts de la croissance mondiale nette.

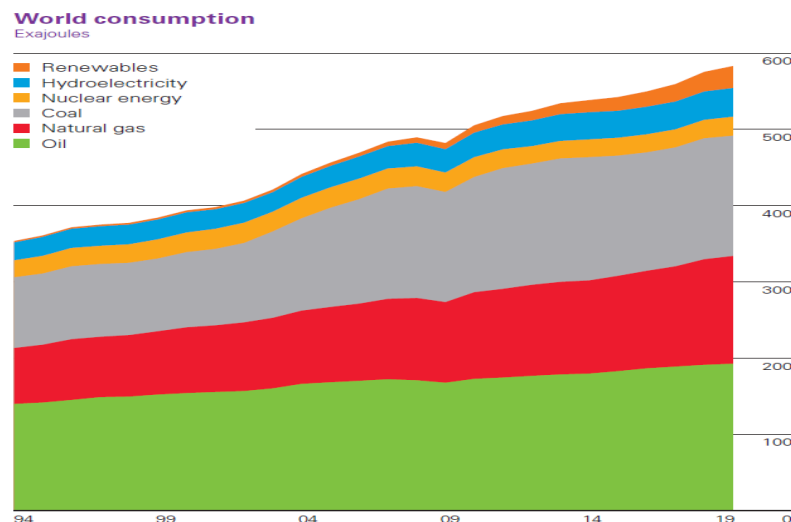


Figure.1.1 Consommation mondiale de l'énergie électrique [14]

Si les projections prévoient une hausse de la demande mondiale en électricité d'environ 30 % jusqu'au 2050, celle-ci devrait atteindre une croissance de 200 % dans les pays émergents et en état de développement. Après tous ces chiffres-là, dans le présent, il y a encore plus d'un milliard d'êtres humains qui habitent dans des zones lointaines et isolées. L'électrification est un enjeu majeur dans le développement de ces endroits, car elle augmente la qualité de la vie et le niveau de scolarisation de la population, en apportant l'éclairage et l'automatisation des tâches les plus importantes dans le quotidien et dans le secteur de l'industrie, principalement dans le secteur d'énergie propre.

Cependant, le prix de fournir de l'électricité à une communauté hors réseau par un réseau électrique est prohibitif en raison des investissements importants requis pour les lignes de

transmission et de la construction. D'autre part, la production d'électricité utilisant uniquement des systèmes de générateurs diesel est également coûteuse en raison des coûts élevés de transport du carburant et de conservation des stocks. L'approche la plus rentable d'électrification d'une communauté éloignée, pourrait consister à utiliser un système de production d'électricité autonome qui utilise les ressources d'énergie renouvelable disponibles.

Différentes sources d'énergie sont exploitables dans les systèmes hybrides de production d'énergie électrique ou on va citer les sources les plus utilisées dans ce qui suit.

1.2.1 Énergie éolienne

La première source possible de cette énergie est l'énergie du vent. Propre et renouvelable, elle est disponible en quantité abondante sur toute la surface de la planète. Son exploitation est devenue au cours de ses dernières années la principale source d'électricité d'origine renouvelable après celle de l'énergie hydraulique.

L'émergence de l'éolien en tant que source importante d'énergie mondiale a pris une position dominante parmi les sources renouvelables. Le vent existe partout dans le monde, dans certains endroits avec une densité d'énergie considérable. L'énergie éolienne exploite l'énergie cinétique de l'air en mouvement. La principale application est l'importance de l'atténuation du changement climatique et de produire de l'électricité à partir de grandes turbines situées à terre ou en mer. Les technologies de l'énergie éolienne terrestre sont déjà fabriquées et déployées à grande échelle, elles sont multiples allant des éoliennes à axe vertical jusqu'aux éoliennes à axe horizontal qui sont les plus répandues (figure 1.2).



Figure.1.2 Éolienne a) à axe vertical b) à axe horizontal

1.2.2 Énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie du soleil qui est convertie en énergie thermique ou électrique. L'énergie solaire est la source d'énergie renouvelable la plus propre et la plus abondante

disponible. Il existe trois façons principales d'exploiter l'énergie solaire : le photovoltaïque, le chauffage et la concentration de l'énergie solaire.

Les photovoltaïques génèrent de l'électricité directement à partir de la lumière du soleil via un processus électronique et peuvent être utilisés pour alimenter n'importe quoi, des petits appareils électroniques tels que les calculatrices et les panneaux routiers, les maisons et les grandes entreprises commerciales.



Figure.1.3 Parc de panneaux photovoltaïques [16]

1.3 RESEAUX ELECTRIQUES AVANCES

1.3.1 Vers les smart grids

Les systèmes hybrides sont limités en termes de maîtrise de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau principal, la population croissante et la croissance de l'industrie à grande échelle, nécessitent des réseaux électriques intelligents très évolués et bien adaptés qui sont capables de contrôler et de gérer les sources d'énergies renouvelables intermittentes, tout en maintenant un niveau élevé de sûreté de fonctionnement et de qualité de fourniture d'énergie, en ajoutant une communication bidirectionnelle et de nouvelles capacités en matière de technologies de l'information et de la communication, ceux-ci posent les premières briques pour un système intelligent de gestion de l'énergie.

La technologie des réseaux intelligents (SG) présente aujourd'hui une solution efficace pour l'intégration des ER et propose un système de gestion d'énergie optimisé pour la distribution d'énergie. L'intégration de MG à petite échelle provoque des fluctuations de tension et de fréquence, un SG est livré avec la souplesse de contrôle des DG par une régulation de tension et de fréquence pour une pénétration plus élevée, il se compose de trois niveaux de fonctionnement, de contrôle, de comptage et de communication avec des techniques intelligentes appliquées (Figure.1.4). Tous les différents appareils fonctionnent ensemble pour

établir une meilleure gestion de l'énergie, ce qui rend les clients et les fournisseurs capables de partager la production de manière fiable dans une infrastructure de communication sécurisée.

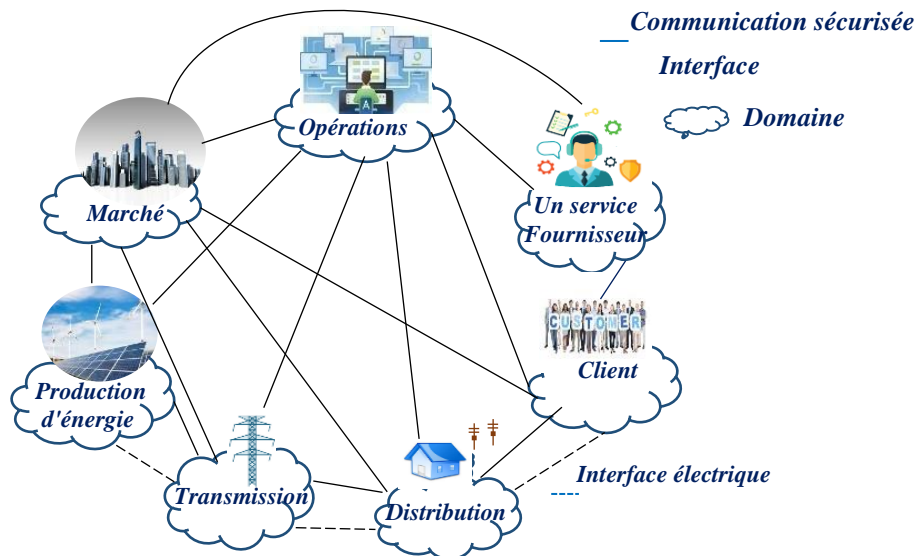


Figure.1.4 Interaction de différents acteurs dans le Smart Grid [17]

1.3.2 Réponse à la demande

La réponse à la demande (DR : Demande response) est comme un mécanisme de demande dynamique pour gérer la consommation des clients notamment dans les heures de pointe, en encourageant la communication et la réactivité des clients, détermine les impacts à court terme sur les marchés de l'électricité, entraînant des avantages économiques [18].

La réponse en matière d'utilisation électrique assurée par des programmes DR conçus pour coordonner l'utilisation de l'électricité avec le fonctionnement du système électrique. Différentes informations sont prises en compte pour l'application de la DR, y compris les DG, les charges variables, le stockage et d'autres ressources susceptibles de contribuer à modifier la puissance fournie par le réseau principal. La DR et la gestion de la demande (DSM) optimisent le flux d'énergie dans un SG [19].

Les technologies de surveillance et de contrôle sont essentielles pour rendre la reprise moins gênante pour les utilisateurs.

Dans [20], les auteurs proposent différentes études sur la DR dans un SG, résumant et impliquant différents programmes de DR et les marchés où ils peuvent contribuer.

La DR est divisée en deux catégories de base, à savoir les programmes basés sur le temps et les programmes incitatifs illustrés à la figure 1.5. Chacune de ces catégories est composée de plusieurs programmes [21].

Il existe plusieurs dispositifs de contrôle pour la DR, ils sont livrés en mode autonome ou intégrés dans un EMS pour une application à grande échelle. L'accessibilité des technologies

développées avancées peut fournir les avantages du système SG en parallèle avec les programmes de DR existants [22]. Le SG et le client utilisent des interrupteurs de contrôle de charge pour la commande à distance de charges d'utilisation finale spécifiques telles que les moteurs... en revanche, les régulateurs intelligents sont contrôlés à distance. L'interaction entre les clients et le réseau de distribution est assurée par des systèmes DR actifs situés dans les foyers.

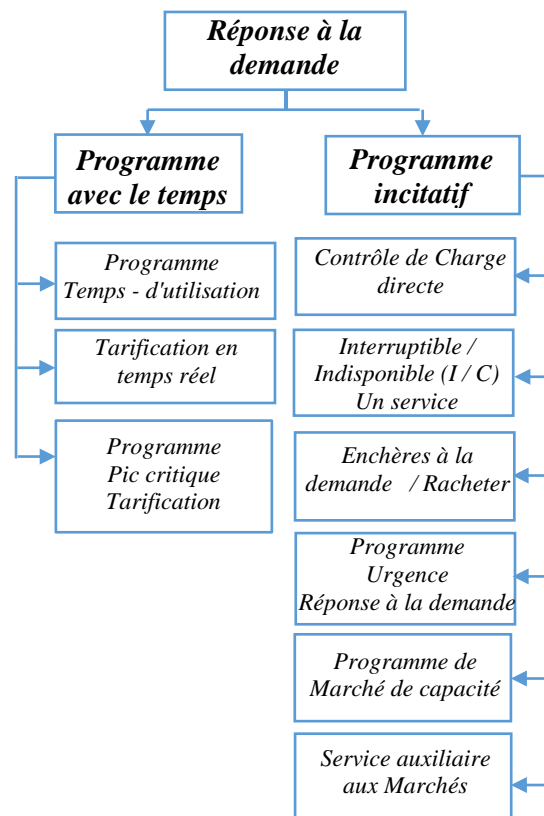


Figure.1.5 Catégories de programmes DR [21]

1.3.3 Microréseau (Micro Grid)

Plusieurs définitions des microréseaux se trouvent dans la littérature présentées par des organisations mondiales actives dans le domaine de la recherche et de la science.

✚ Selon le département d'énergie des États-Unis d'Amérique : un microréseau, c'est un réseau local d'énergie, offre une intégration des sources de production décentralisées avec des charges locales variables, qui peuvent fonctionner en parallèle avec le réseau ou dans un mode isolé pour fournir un niveau personnalisé de haute fiabilité et la résilience aux perturbations du réseau [23].

✚ Selon les Projets de Recherche Européens (EU Project) : Les microréseaux comprennent des systèmes de distribution basse tension avec des sources d'énergie

distribuées, des dispositifs de stockage et des charges contrôlables, exploités pour être connectés au réseau d'alimentation principal ou isolé, dans un environnement contrôlé, de manière coordonnée [24].

✚ Selon le Congressional Research Service (CRS) : Un microréseau est un petit système d'alimentation électrique local qui est indépendant du réseau d'alimentation électrique central. Il peut être utilisé pour répondre aux besoins en électricité dans les hôpitaux, les usines... etc. [25].

On peut dire que les réseaux électriques modernes sont à la base de la transition majeure des réseaux de distribution passifs avec un transport d'électricité unidirectionnel, aux réseaux de distribution actifs avec un transport d'électricité bidirectionnel. Tout cela, par une intégration des unités de distribution dans le système générant une alimentation bidirectionnelle dans le réseau.

À partir des définitions précédentes, un microréseau est essentiellement un réseau de distribution actif, car il regroupe des DG et des charges multiples qui peuvent utiliser différentes marges de tension [26]. Les composants principaux d'un MG sont les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les piles à combustible à base d'hydrogène... Etc., des dispositifs de stockage d'énergie comme les batteries à base de composants chimiques, des inductances supraconductrices, super condensateurs, des systèmes à air comprimé. Les générateurs peuvent être classés en deux groupes principaux en fonction de leurs rapports de connexion : des générateurs constitués de machines tournantes à couplage direct et des générateurs à interface électronique.

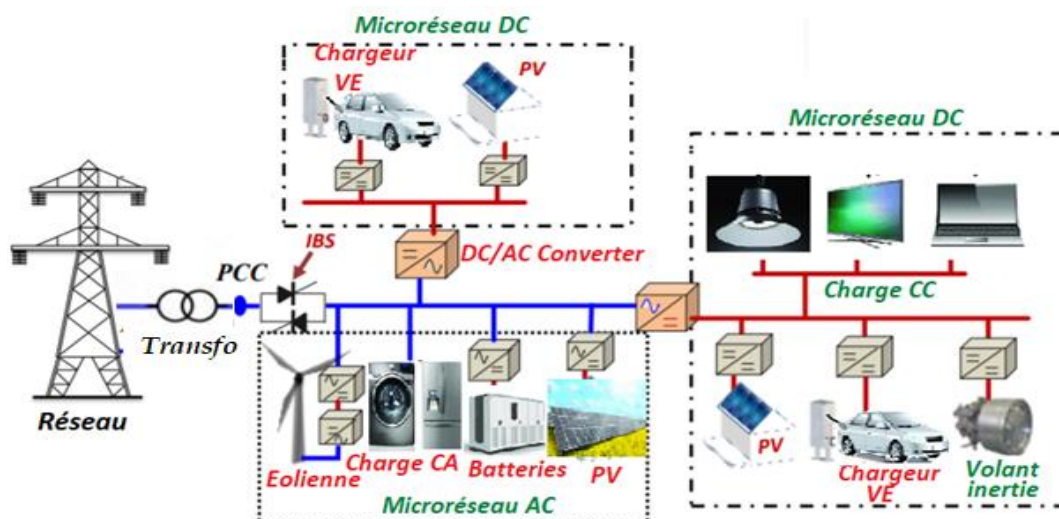


Figure.1.6 Architecture d'un micro réseau (MG) [27]

Les dispositifs de stockage d'énergie sont utilisés pour compenser le manque d'énergie dans un SH, principalement en mode îloté (déconnecté du réseau) lorsque les DG ne peuvent pas

satisfaire la totalité de la puissance demandée par les charges. Ces dispositifs empêchent également l'instabilité transitoire du MG durant les périodes de fluctuation et de l'intermittence de l'énergie produite par les DG.

Généralement un SH contient cinq principaux sous-systèmes : la production, la distribution, le stockage, la consommation et l'infrastructure de supervision et de contrôle. La figure 1.6 présente une architecture générale, un exemple du MG dans lesquels sont intégrés un générateur photovoltaïque (GPV), un système éolien à vitesse variable et un système de stockage d'énergie (batterie) [27].

Chaque DG doit être connecté avec son bus par un convertisseur électronique de puissance et un transformateur en facultatif pour un couplage réussi. Un MG est raccordé avec le réseau de transport à haute-tension en amont via un PCC par un transformateur principal.

Un MG a deux modes d'opération le premier est le *mode connecté*, dans ce cas l'interrupteur relié au PCC est fermé et le microréseau peut échanger de l'énergie avec le réseau électrique. Les puissances actives et réactives se partagent en fonction des points de références correspondants ; la différence entre la puissance totale générée par les DG et la puissance demandée par les charges locales est ajustée par le réseau en amont, ce qui rend la tension et la fréquence équilibrées, mais elles doivent être surveillées en permanence par un système de contrôle dédié. Le commutateur de connexion du MG peut être ouvert pour une déconnexion en cas de défaillance du réseau. Le deuxième est le *mode déconnecté du réseau*, dans ce mode le MG peut être déconnecté en raison des pannes ou dans le cas des maintenances programmées, ce mode de fonctionnement est rencontré aussi dans les MG situés dans les sites éloignés qui n'ont aucune possibilité de se connecter à un réseau électrique. Dans ce type de fonctionnement, la commande des DG est indispensable, elle est responsable de la régulation de la fréquence et de la tension. De plus, ce contrôle joue un rôle très important pour maintenir le partage équitable des puissances entre les DG.

Dans [28] une revue sur les différents modes d'opérations, des MG ont été présentés par l'auteur. En outre l'intégration de cette technologie dans le monde réel peut dépendre d'autres facteurs [29].

- **Facteur économique** : pour cette option l'objectif principal est de minimiser le coût total d'opération.
- **Facteur technique** : dans cet effet, les problèmes et les solutions techniques de fonctionnement doivent être pris en considération.

- **Facteur d'environnement** : dans cette étape, le choix des composants se base sur une sélectivité concrète des composants au niveau de la diminution des émissions de gaz polluant.
- **Facteur combiné** : cette option résout le problème à objectif multiple et satisfaire tous les aspects décrits en dessus.

Autre point essentiel dans la configuration du MG est le coût, ce dernier est supérieur à celui d'un groupe électrogène diesel de taille similaire, mais les coûts d'exploitation et de maintenance sont toujours inférieurs à ceux d'un groupe électrogène diesel [30]. Il est important de connaître la durée de vie d'exploitation de différents composants afin de réaliser une étude d'optimisation et de dimensionnement pour minimiser les coûts de production d'énergie et de maximiser la durée de vie utile des DG.

Afin de trouver une solution pour améliorer les performances de la configuration d'un MG, les travaux de recherches sont concentrés sur des facteurs de modélisation et d'optimisation comportant différents points de contributions en utilisant des logiciels de simulation, tels que les logiciels d'optimisation des systèmes hybrides à base des énergies renouvelables (HOMER). Plusieurs travaux scientifiques montrent que l'utilisation du logiciel HOMER est préférable pour l'optimisation et le dimensionnement des microréseaux.

Khan et Matin dans [31] ont utilisé HOMER pour l'optimisation d'un système hybride de plusieurs sources de génération d'énergie fournissant de la puissance électrique aux zones rurales du Bangladesh. Dans [32], Muyiwa et al atteignent avec HOMER le même objectif pour une application d'électrification d'une région située dans la partie nord du Nigéria. Autres travaux montrés dans [33-36] pour le même but.

D'autres logiciels utilisés pour déterminer la taille optimale de chaque composant d'un MG et fournissent des informations détaillées sur le partage de l'énergie entre les DG. Le programme de simulation d'un système d'énergie transitoire (TRNSYS) utilisé par Behzadi et Niasati dans [37] fournit une analyse de performance avec une étude comparative d'un système hybride de génération d'énergie. Pochacker et al dans [38] présentent un aperçu avec un autre outil de simulation important pour l'évaluation des coûts des MG, ce logiciel est appelé RAPSIM. RETScreen a été développé par le ministère des Ressources naturelles du Canada, ce logiciel a montré des avantages financiers et environnementaux de différentes technologies des énergies renouvelables applicables dans le monde [39-41].

1.4 CONFIGURATION DES MICRORESEAUX

Les MG sont classés en fonction d'un certain nombre de facteurs tels que la capacité de l'installation, la charge quotidienne moyenne et le mode de connexion (connecté ou isolé du réseau de distribution). Parmi les microréseaux en mode de fonctionnement isolé ou connecté, se trouvent dans les tours de télécommunication, les maisons individuelles lointaines installées dans les zones rurales comme aussi les hôtels, les hôpitaux... etc.

Leur consommation moyenne restant d'environ 20 kWh/jour. Certains autres microréseaux autonomes destinés pour les communautés éloignées de moins de dix maisons (c'est-à-dire moins de 40 personnes) avec une consommation moyenne de 350 kWh/jour. Le reste des systèmes éloignés sont les communautés éloignées ou villages où on trouve plusieurs centaines de personnes qui résident dedans. Il existe de nombreuses communautés éloignées en Algérie et dans le monde où ils vivent plusieurs centaines à plusieurs milliers de personnes.

L'optimisation et la capacité d'installation d'un MG dans une communauté éloignée dépendent des usages, du nombre de personnes, de la région géographique et de la nature de la charge. Le tableau 1.1 montre une classification des types des MG qui peuvent être isolés ou connectés au réseau, en fonction de leur capacité d'installation.

<i>Puissance installée (kW)</i>	<i>Charge moyenne journalière (kWh)</i>	<i>Types</i>	<i>Description</i>	<i>Remarques</i>
<i>Inférieur à 1</i>	<i>1-20</i>	<i>MG petit</i>	<i>Système basé sur un point CC unique</i>	<i>SH avec des modules PV et stockage d'énergie.</i>
<i>1-100</i>	<i>21-400</i>	<i>MG moyen</i>	<i>Système basé sur deux bus continu et alternatif</i>	<i>Les générateurs diesel sont connectés avec un système éolien et un module PV.</i>
<i>101-10000</i>	<i>401-500000</i>	<i>MG isolé</i>	<i>SH isolé principalement connecté à un bus AC</i>	<i>Les générateurs diesel sont connectés avec un système éolien, un PV et une batterie.</i>
<i>Supérieur à 10 000</i>	<i>-</i>	<i>Grand MG interconnecté</i>	<i>Grand système d'alimentation à distance qui peut être isolé ou connecté au réseau</i>	<i>Grand parc éolien et/ou solaire intégré avec un système de stockage d'énergie.</i>

Tableau 1.1 Catégories d'un MG basé sur la puissance installée [42]

En se basant sur la consommation journalière moyenne estimée pour les installations lorsque la puissance installée d'un MG est bornée entre 100 et 10 000 kW, le système est décrit comme un système d'alimentation en mode de fonctionnement isolé. Cependant, un système qui

englobe un ensemble de DG avec une puissance installée supérieure à 10 000 kW est considéré comme un système connecté au réseau. La capacité d'installation d'un système de production d'énergie électrique dépend aussi de la taille de la charge de la communauté alimentée et du niveau de fiabilité. Les configurations d'un MG dépendent des types de DG, du nombre de bus, de la direction du flux de l'énergie électrique et des types de charges connectées. Différentes combinaisons qu'on peut trouver des éléments qui peuvent être utilisés dans un MG en fonction de la disponibilité et de la potentialité de la puissance produite. Le tableau 1.1 illustre diverses combinaisons de DG.

Les catégories et les combinaisons de la deuxième colonne du tableau 1.2 sont généralement utilisées dans les petits systèmes de génération d'énergie en mode de fonctionnement isolé. Comme l'hydrogène et le stockage d'énergie par pompage qui sont capables de stocker de l'énergie pendant une longue durée, on les trouve associés à des générateurs à base d'énergies renouvelables pour assurer la continuité de l'alimentation des charges.

<i>Avec générateur diesel</i>	<i>Avec batterie</i>	<i>Avec un SSEE</i>	<i>Avec G.Diesel et SSEE</i>
<i>PV — G_Diesel</i>	<i>PV — batterie</i>	<i>PV — SSEE</i>	<i>PV — G_Diesel-batterie-SSEE</i>
<i>Éolien — G_Diesel</i>	<i>Éolien — batterie</i>	<i>Eolien- SSEE</i>	<i>Eolien - G_Diesel-batterie-SSEE</i>
<i>PV éoliens — G_Diesel</i>	<i>PV éoliens — batterie</i>	<i>PV éoliens — SSEE</i>	<i>PV éoliens — G_Diesel-batterie-SSEE</i>

Tableau 1.2 Types des MG basé sur la combinaison entre plusieurs composants

Les combinaisons de la troisième colonne devraient fournir un niveau plus élevé de fiabilité avec l'utilisation des autres systèmes de stockage d'énergie électrique. Cependant, les combinaisons de la première colonne sont utilisées pour un système à faible puissance, tandis que la dernière colonne est principalement utilisée dans les grandes communautés en raison de l'incorporation à la fois de DG et d'ESS.

Le système de production combine plusieurs sources d'ER, où chaque source d'énergie produite dans une forme d'énergie selon la nature et l'origine de l'énergie électrique, par exemple le générateur photovoltaïque (GPV) produit du courant continu et les éoliennes produisent du courant alternatif, donc au point de couplage ces énergies nécessitent une adaptation dans les deux structures pour construire un système stable et fiable. Le couplage de ces structures doit être effectué de manières différentes : AC ou DC ou hybride AC/DC. Dans le couplage AC ou DC, le nombre des éléments construisant le système est presque le même,

mais la seule différence est que la charge secondaire est utilisée dans un couplage continu tandis qu'un onduleur est essentiel dans un couplage alternatif [43].

1.4.1 Connexion d'un microréseau au bus DC

Le schéma de connexion DC est représenté par la figure 1.7, qui montre les différentes connexions possibles dans une architecture DC d'un système multi sources. Dans cette configuration, chaque composant des systèmes de conversion est connecté à un bus CC principal qui est connecté au réseau par un onduleur. Il existe un besoin d'un convertisseur CA/CC capable de connecter des lignes de transmission de tous les générateurs alternatifs qui sont présents dans le système [44].

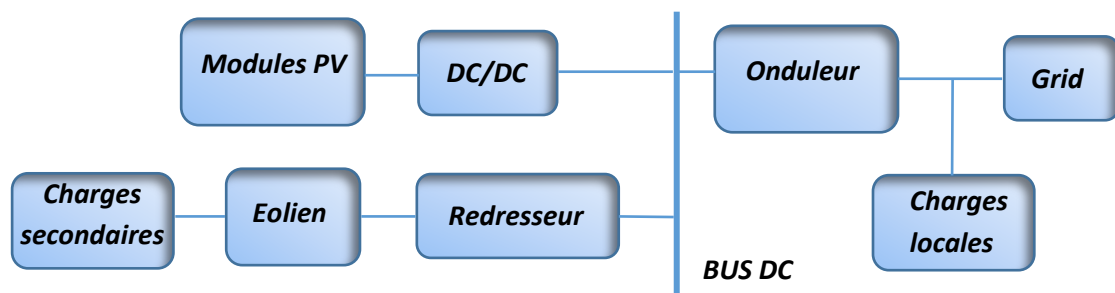


Figure.1.7 Réseau connecté au bus DC

Dans l'autre côté et en raison de la manière dont les GPV et les batteries fournissent du courant continu direct. Parmi les avantages de cette schématisation, on trouve que le contrôle est moins compliqué par rapport aux autres structures en plus les pertes de conversion sont minimales. Le principal inconvénient de cette structure de connexion est la charge secondaire de décharge qui joue un rôle d'équilibrage des puissances dans le cas de surplus de puissance produite et l'extension de système s'avère difficile en réalisation.

1.4.2 Connexion d'un microréseau au bus AC

Le schéma de la structure alternatif AC est représenté par la figure 1.8, chaque partie du système est connectée à la tension alternative du réseau dans le cas d'un système connecté par un point commun de couplage [45].

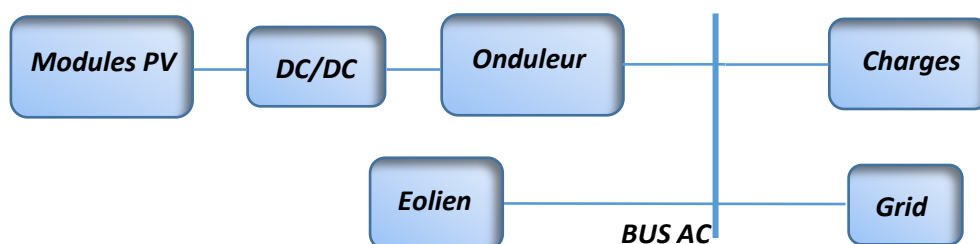


Figure.1.8 Réseau connecté au bus AC

L'extensibilité est l'une des principales caractéristiques de ce système. Récemment, ce type de connexion est devenu très populaire en raison de l'augmentation du nombre de réseaux électriques décentralisés.

Le principal inconvénient de ces systèmes est qu'ils nécessitent un dispositif hacheur-onduleur pour les sources renouvelables qui produisent de l'énergie continue (GPV), de manière à produire des tensions et des courants alternatifs stables et synchronisés avec le système global. Les autres générateurs d'énergie utilisent des machines tournantes nécessitent des chaînes de conversion AC-DC-AC pour délivrer l'énergie au système. Les systèmes de stockage aussi nécessitent des convertisseurs de puissance.

1.4.3 Connexion d'un microgrid au bus hybride

La structure hybride est schématisée par la Figure 1.9, elle permet de tirer les avantages particuliers des architectures AC et DC pour un fonctionnement commun. En général, des composants entièrement DC sont aménagés pour associer au mieux les ressources qui produisent de l'énergie continue (GPV, les batteries et des piles à combustible).

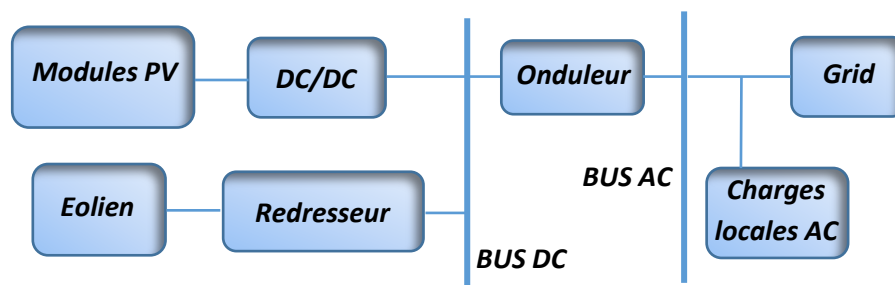


Figure.1.9 Réseau connecté au bus hybride

Cette structure évite l'emploi des onduleurs centraux de grandes puissances dont le dysfonctionnement peut paralyser le réseau et mène à un problème réel au niveau de l'alimentation de l'énergie électrique. À la place, on dispose d'une multitude d'onduleurs de moindre capacité servant à connecter les différents composants alternatifs, elle permet une connexion simple aux sources traditionnelles, aux réseaux adjacents et aux charges industrielles locales.

1.5 GESTION D'ÉNERGIE D'UN MICRO-RESEAU

Lorsqu'un MG contient plusieurs DG, un EMS est indispensable pour imposer une répartition d'énergie égale entre les différentes unités avec la prise en compte des facteurs tels que le coût, l'aspect technique, la diminution de pollution... (Figure 1.10).

Pour garantir une réponse continue de l'approvisionnement à la demande de charge dans un MG, l'EMS doit contrôler le fonctionnement de l'ESS comme la batterie, la pile à combustible (FC) et les volants d'inertie. Une opération réussie du MG dépend principalement du bon fonctionnement et du contrôle de l'ESS pendant les perturbations.

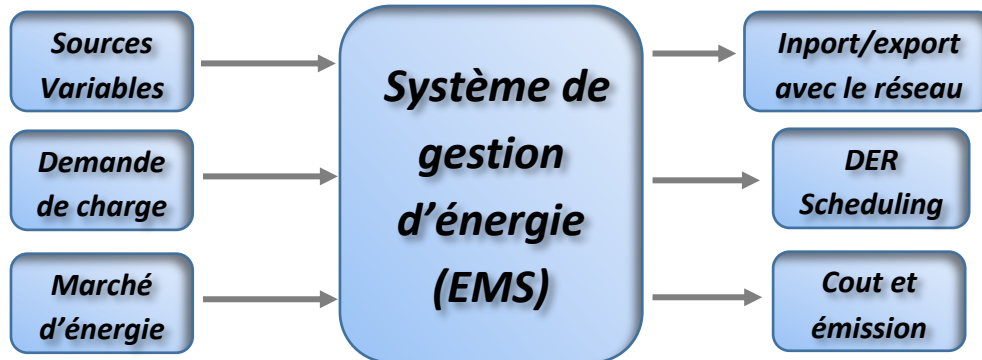


Figure 1.10 Système de gestion d'énergie (EMS) [29]

Choudar et al dans [46] ont présenté un contrôleur local pour un système hybride PV avec un système de stockage combiné par des batteries et ultra-condensateurs (UC) connectés au réseau via une liaison CC. Dans ce cas, la batterie sert à stabiliser la puissance de sortie et l'UC génère de la puissance rapide pour limiter le courant maximal de la batterie.

Certains algorithmes d'optimisation de la gestion de l'énergie sont proposés dans [47-49]. Une méthode de programmation dynamique afin d'atteindre un objectif de gestion optimale d'énergie d'un système hybride qui contient un PV, un groupe diesel et une batterie a été proposé dans [50]. La fonction objective est basée sur la minimisation de coût et la réduction des émissions de gaz au niveau de DG. La programmation est faite par une méthode basée sur des règles bien concrètes (Rules-Based Methods). Le même travail a été proposé dans [51], les auteurs ont proposé une méthode prédictive basée sur des prévisions météorologiques.

Dans ses dernières années, de nombreuses études ont adopté l'intelligence artificielle (AI : Artificiel Intelligence) pour assurer un EMS approprié pour un MG en tout type de fonctionnement. Une des méthodes de contrôle qui fonctionne avec la répartition d'énergie est un contrôleur flou (FLC : fuzzy logic controller).

Cette technique a montré une efficacité pour le traitement des concepts non linéaires, sans avoir besoin d'un modèle mathématique, avec moins de sensibilité à la variation des paramètres par rapport aux contrôleurs conventionnels. Le FLC fonctionne sur la base des règles décrivant les conditions entre diverses entrées pour établir certains objectifs de sortie. Dans [52], Hasanien et al ont appliqué un FLC pour contrôler un convertisseur statique (VSI : voltage source inverter), dans ce travail, le FLC est créé pour ajuster la tension et la fréquence à la sortie

de l'onduleur, en comparant des valeurs de référence de tension avec des signaux de tension et de la charge réelle. Les entrées dans ce cas sont le signal d'erreur et la dérivée d'erreur, le signal de sortie génère des impulsions contrôlant le VSI.

Al Badwawi et al dans [53], ont présenté une étude sur un FLC appliqué pour contrôler le flux d'énergie dans un MG en mode de fonctionnement autonome. Dans ce travail, le système hybride contient un PV, une batterie et des micros turbines à gaz, un FLC est mis en œuvre pour maintenir l'état de charge (SOC : state of charge) de la batterie dans ses limites. Un deuxième contrôleur de supervision est appliqué en parallèle avec celui de la gestion de l'énergie du système, pour accélérer la réponse rapide de l'unité auxiliaire de turbine à gaz lorsque la fréquence est chutée de sa valeur nominale. Deux sous-systèmes FLC ont été créés dans cette contribution, le premier est responsable d'empêcher la batterie de surcharger par le contrôle des variables ΔSOC_1 et ΔP_{charge} , le deuxième est responsable d'empêcher la batterie de décharger excessivement par le contrôle des variables ΔSOC_2 et $\Delta P_{décharge}$, les sorties représentent les changements positifs et négatifs de la valeur de fréquence, provoquant l'activation et la non-activation de l'unité à gaz pour produire de l'énergie. Le même travail a été proposé par Tidjani et al dans [54] pour un FLC afin de contrôler un système hybride composé d'un PV, une pompe à eau, un générateur à gaz et un véhicule électrique, le contrôleur comporte 25 règles floues qui permettent de surveiller l'état de charge de la batterie avec des bonnes performances, un deuxième contrôleur est intégré compare la tension réelle de la batterie et la tension maximale comme référence afin d'activer ou désactiver l'interrupteur relié à la pompe à eau. Cette dernière agit comme une charge secondaire dans le cas où la tension de la batterie est supérieure à la référence de tension maximale.

1.6 TECHNIQUES DE COMMANDE DES MICRORESEAUX

La notion de contrôle est indispensable dans les microréseaux. Différentes stratégies de méthodes de contrôle ont été appliquées pour une meilleure intégration du MG dans un réseau électrique. La commande de puissance active et réactive par rapport à la régulation de fréquence et de tension nécessite la connaissance des caractéristiques de statisme variable pour calculer la fluctuation côté charge. Le contrôleur de micro-source (MC) dépend par contre des interfaces électroniques de puissance fournies dans un MG. Les MC assurent : [55]

- Connexion et déconnexion un MG d'une manière rapide et fluide.
- Nouvelle modification et ajout de nouvelles micro-sources dans un MG d'une meilleure manière sans problème.
- Les fluctuations de tension peuvent être ajustées.

- La puissance active et réactive peut-être contrôlée indépendamment.

Une gestion efficace de l'énergie dans un MG est alors essentielle pour optimiser en efficacité la production et la consommation de la puissance électrique. Cependant, plusieurs techniques de contrôle peuvent se distinguer avec et sans communication entre les divers composants. La complexité est accrue par le grand nombre de ressources distribuées et par les éventuelles exigences des demandes de charges. Le but de cette partie est de présenter un aperçu sur les solutions techniques concernant la mise en œuvre et l'application de ces différents types de commande.

1.6.1 Techniques basées sur la communication (centralisées)

Les technologies de l'information et de la communication (TIC) constituent un élément essentiel des futurs réseaux électriques y'inclut les MG. Le contrôle basé sur l'exploitation de ces technologies doit être assuré par un système d'information sophistiqué. Ses dispositions de contrôle permettent une excellente régulation de la tension et de la fréquence du système avec un idéal partage de puissance. Les inconvénients majeurs de cette technique sont :

- S'il y a une panne dans le système de communication peut oser l'intégralité du réseau
- La communication augmente la complexité du système avec des temps de calcul longs.
- Ce système de communication est économiquement couteux.
- La nécessité de la mise en place d'un protocole de sécurité du système.

Les méthodes de contrôle centralisé comportent deux types, la première utilise un système d'acquisition de données (SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition) et la deuxième est celle de partage de puissance avec circuit ou système de partage dédié basé sur la configuration maître-esclave [56].

Le schéma de ce contrôle est illustré dans la Figure.1.11, la procédure de contrôle nécessite des signaux de synchronisation communs et des modules pour le partage de courant. Le circuit de boucle de phase (PLL) pour chaque DG assure la cohérence entre la fréquence et la phase de la tension de sortie et le signal de synchronisation. De plus, les modules de partage de courant peuvent lire le besoin de charge totale, ce qui définit la valeur de référence du courant pour chaque DG. Ce courant de référence i_{ref} est une fraction du courant de charge i_{load} . Pour N unités égales, $i_{ref} = i_{load} / N$. Dans l'intervalle, chaque onduleur connecté au DG mesure lui-même le courant de sortie afin d'estimer l'erreur de courant.

Dans le cas des unités parallèles contrôlées par des signaux de synchronisation, les différences de fréquence et de phase entre elles sont négligeables, de sorte que l'erreur de partage de courant de chaque unité peut être provoquée par des imprécisions d'amplitude de

tension. Par conséquent, cette méthode ajoute directement une erreur de courant à chaque onduleur en tant que composant de compensation de la tension de référence afin d'éliminer les différences entre leurs courants de sortie [57]. Dans [58], une méthode d'optimisation pour un micro réseau sous un contrôle central est discutée, le contrôleur a pour objectif d'optimiser le fonctionnement d'un MG validé par l'essai de plusieurs facteurs et stratégie d'opérations et interconnexion entre les DG.

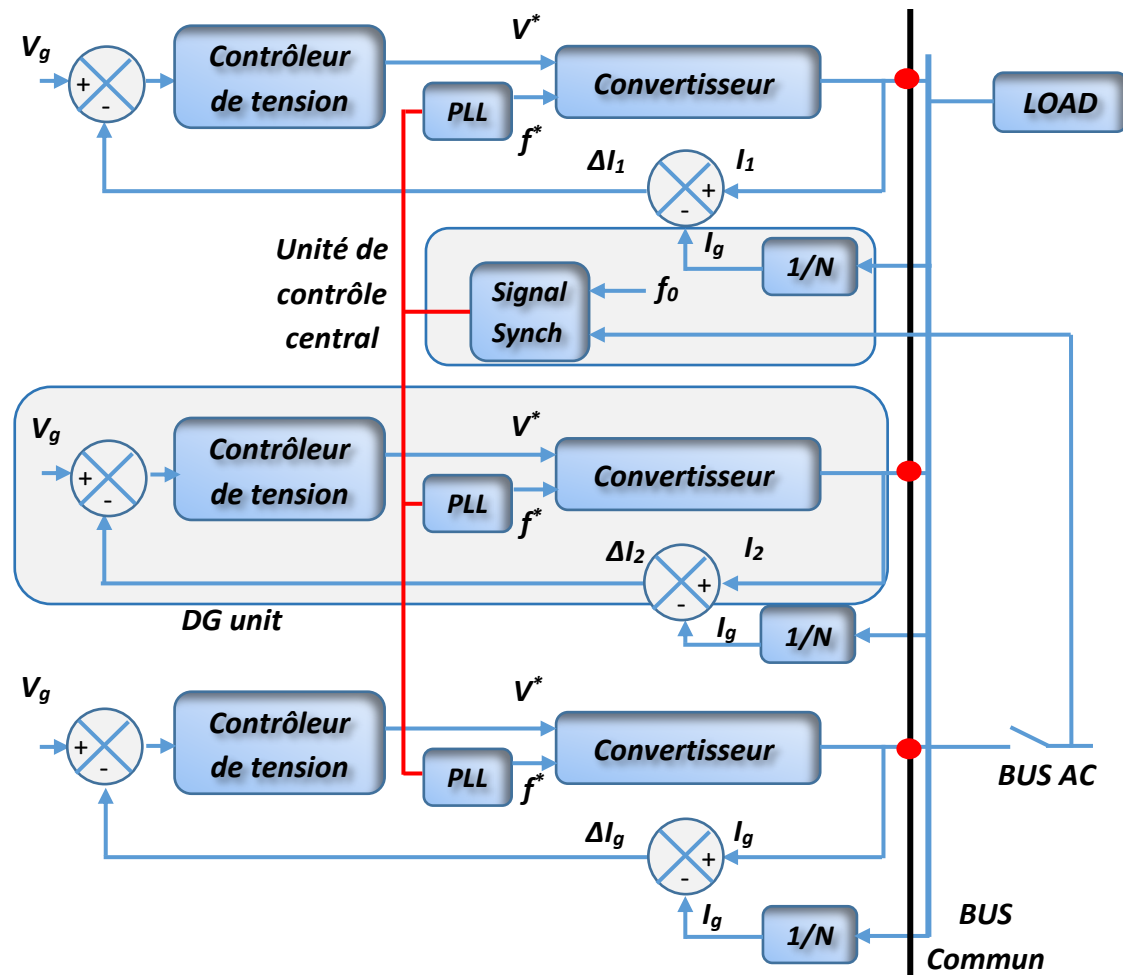


Figure.1.11 le schéma pour un contrôle centralisé [57]

L'étude typique est exploitée dans les réseaux de basse tension qui contiennent plusieurs blocs de stockage et des unités de production d'énergie, le fonctionnement peut être connecté ou déconnecté de réseau principal de distribution. Tandis que l'avantage principal de cette méthode de commande est de maintenir le partage de courant bien que dans le régime transitoire ou permanent. Reste l'inconvénient majeur que cette schématisation rend difficile l'extension du système et soumettra les redondances de ce dernier.

En plus, la référence de courant doit être distribuée à tous les convertisseurs via un moyen de communication en bande passante élevée afin de permettre la synchronisation de différentes

unités ce qui diminuera la fiabilité. Dans [59], l'auteur propose une commande centralisée de plusieurs onduleurs en marche parallèle qui est présenté, la méthode proposée est basée sur un nouveau modèle prédictif qui accélère le temps de calcul en optimisant les problèmes de régulation dans les deux régimes de fonctionnement séparément.

Aussi bien qu'une gestion d'énergie du MG est implémentée dans le cas d'opération en isolation ou bien en connexion avec le réseau principal, plusieurs scénarios de test ont été étudiés pour valider cette stratégie de commande. Un autre modèle de système multi-agents est présenté dans [60]. En outre, l'échange d'informations entre les agents est assuré par un moyen intermittent de transmission de données et pour réduire le besoin en termes de communication, un contrôle de transfert d'événements qui déclenche automatiquement est proposé dans cette structure. Dans un contrôle classique, les agents doivent se communiquer entre eux pour échanger l'information d'état périodiquement, dans l'erreur de l'état de contrôle est grande par rapport à l'intervalle d'échantillonnage.

Dans ce contexte, l'utilisation d'échanges de données basés sur un besoin mutuel entre les agents aboutit à un échange d'informations aperiodique, ce qui présente des avantages particuliers. Les mêmes points de contributions ont été proposés dans les papiers [61-63].

1.6.2 Un contrôle décentralisé (distribué)

Le contrôle distribué est généralement appliqué aux convertisseurs statiques qui fonctionnent en parallèle. Dans cette technique chaque source d'énergie est autonome et autorégulée selon les valeurs mesurées au PCC. Ainsi la communication n'est pas nécessaire et le système est alors moins cher, plus simple et plus fiable et permet d'effectuer ce partage. Une boucle supplémentaire pour contrôler de courant est utilisée pour obliger chaque convertisseur à suivre le même courant de référence. Lorsqu'un défaut survient dans n'importe quel DG, il peut se déconnecter facilement du MG et le reste des unités continuent à fonctionner en parallèle. La caractéristique principale de contrôle distribué est que les informations de partage ne sont pas globales, mais concrètement reliées à chaque DG, ce qui va réduire la bande passante de communication en comparaison avec celle de contrôle centralisé (Figure 1.12).

La référence [64] propose un contrôle distribué en utilisant une faible bande passante pour un microréseau à courant continu afin d'assurer un partage de puissance équitable entre les DG. Ces MG à courant continu gagnent en popularité en raison de la fiabilité, l'efficacité et à sa bonne intégration des ER dans le réseau. Le même article favorise l'utilisation de cette méthode en comparaison à celle qui manque de communication surtout au niveau de la régulation de la

basse tension. Bien que le contrôleur centralisé atteigne cet objectif, il nécessite une communication à haute vitesse et offre une moindre fiabilité.

Dans [65], les auteurs proposent une technique de contrôle hiérarchique contient trois étapes d'opérations (contrôles : primaire, secondaire et tertiaire), d'après les résultats obtenus, les auteurs viennent de conclure que le contrôle distribué des DG avec l'utilisation d'une basse bande passante offre une grande flexibilité avec de meilleures performances.

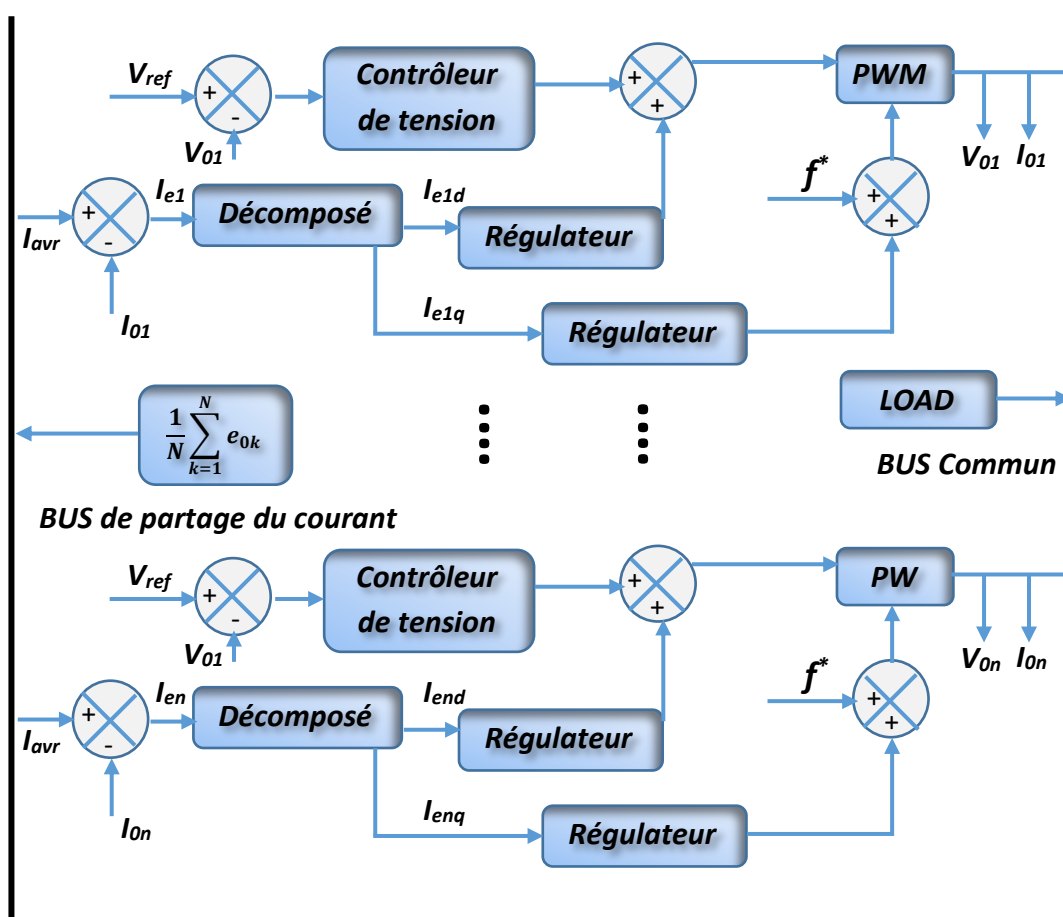


Figure.1.12 le schéma pour un contrôle distribué [57]

Dans [66], un nouvel algorithme de contrôle distribué a été étudié pour la compensation de la puissance réactive dans un MG intelligent. Les problèmes de la demande de la puissance réactive qui persiste en relation avec les charges non linéaires et la puissance réactive contribuent aux pertes dans la ligne de distribution d'énergie, une chute de tension et une instabilité dans le réseau ont été remédié par l'application de ce contrôleur appliqué au niveau des onduleurs. Une revue de différentes stratégies de contrôle distribué montrées dans [67].

1.7 PROTECTION D'UN MICRORESEAU

En général un MG peut fonctionner en mode connecté au réseau ou bien en mode isolé, il est essentiel de le protéger dans les deux modes d'opérations contre les perturbations qui se

produisent dans le réseau électrique ainsi que dans le micro réseau. La protection doit être activée pour un déclenchement rapide du MG avec le réseau principal, si le défaut se trouve dedans le MG, le système de protection isole ce dernier afin d'éliminer le défaut. La vitesse d'isolement dépend des charges spécifiques, mais elle dépend aussi de la puissance globale du système [68]. La méthode de protection la plus conventionnelle est basée sur la détection des courants de court-circuit. La présence des DG peut modifier la valeur et la direction de courant de défaut et entraîne des défaillances au niveau de la sécurité.

En général les micro sources à base des machines tournantes augmentent ces courants de court-circuit et les uns à interface électronique de puissance ne les modifier pas [69]. Certains dispositifs de détection de surintensités conventionnels ne répondent même pas à ce faible niveau de surintensité, et ceux qui répondent prennent plusieurs secondes pour le faire, une chose qui est un inconvénient en ce qui concerne la stabilité du système.

En outre, la plupart des chercheurs avouent que les dispositifs de protection conventionnels généralement basés sur le principe des relais de surintensité (OC: Overcurrent) sont insuffisants pour fournir une protection complète pendant les deux modes de fonctionnement, par conséquent de nouvelles techniques de protection basées sur d'autres principes doivent être développées. Les nouvelles stratégies de protection devraient être non seulement être adaptables en fonction de mode d'opération, mais également suffisamment sensible pour détecter et éliminer les courants de défaut assurant des coupures minimales de l'alimentation aux consommateurs. En mode connecté plusieurs études sont élaborées pour répondre au besoin des MG en protection, Baran et al dans [70] ont proposé une méthode adaptative pour la détection des surintensités pour les départs aériens en moyenne tension (MT).

Cette stratégie met le point sur une mise à jour des informations de courant démarrage minimal des relais-OC sur une base d'analyse des défauts. Un autre procédé de contrôle dans la même marge de tension est montré en [71], les auteurs ont utilisé un schéma de protection basé sur le principe de détection de surintensités en combinaison avec une lecture en temps réel des courants venant des différentes unités pour minimiser le temps d'élimination des défauts et d'autre part pour maximiser le temps de connexion des DG. L'avantage principal de cette architecture qui est fonctionnel pour les réseaux radiaux ou bouclés, cependant, ce schéma n'est pas performant dans les défauts à haute impédance. Khattam et al dans [72] ont proposé d'utiliser un limiteur de courant de défaut dans la même ligne de DG afin de limiter la propagation de la perturbation de courant dans le réseau. Une structure de schéma de protection basé sur l'algorithme génétique est proposé dans [73], le fonctionnement de DG et des filtres à

limiter certains courants transitoires lors des conditions de défaut dans les réseaux de distribution.

Cette nouvelle méthode utilise le modèle dynamique du Relai-OC au lieu des courbes de caractéristiques fixe. À cet effet, le comportement transitoire des composants de protection est simulé afin d'obtenir les réglages optimaux des relais en condition transitoire.

En mode déconnecté, un schéma de protection est proposé dans [74] par Al Nasser et al, le travail présenté est focalisé sur l'analyse d'une lecture de tout type de perturbation des tensions au niveau des DGs et les transformer, le schéma de protection utilisé est basé sur le concept des zones, il utilise une liaison de communication entre les relais afin de spécifier les défauts à l'intérieur et à l'extérieur de ces zones. Dans [75], les auteurs proposent un autre travail avec la même contribution. Dans [76], un schéma basé sur la surveillance des harmoniques est proposé par les auteurs. Dans cette stratégie de protection, la distorsion harmonique totale (THD : Total Harmonic Distortion) de la tension à l'interface d'un convertisseur de DG est surveillée en permanence par un relais-OC et lorsque le THD dépasse une valeur limite pendant un défaut, le relai isole cette unité de production d'énergie. L'information acquise du THD en comparaison avec la tension d'une phase saine est utilisée pour localiser le défaut, l'information concernant l'amplitude de la fréquence de la phase en défaut s'utilise pour identifier le type de perturbation.

1.8 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a montré un état de l'art sur les systèmes hybrides de génération d'énergie électrique, leur construction et leur stratégie de commande. La plupart des travaux scientifiques font concentrer leurs recherches sur les différentes stratégies de contrôles et gestion des microréseaux. Pour cela et à partir de cet état de l'art, les travaux de cette thèse sont orientés vers l'étude de contrôles distribués et de gestion d'énergie dans les microréseaux.

CHAPITRE 2

2. Dimensionnement et optimisation des Système Hybrides

2.1 INTRODUCTION

Vu l'augmentation du prix du carburant et la consommation d'énergie mondiale dans notre pays qui ne cesse d'augmenter, l'installation des sources renouvelables (ER) dans les zones non interconnectées est une obligation imposée. Cependant, leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires dépendent des conditions météorologiques qui conduit à une grande difficulté au niveau de prévision d'énergie électrique produite qui est variable et non garantie.

Pour cela, ces problèmes peuvent être résolus par la combinaison de plusieurs sources renouvelables pour réaliser un système dit hybride. Le système hybride à sources d'énergies renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi laquelle une au moins est renouvelable. Cependant, cette combinaison rend le processus de dimensionnement complexe dans de nombreux aspects techniques, énergétiques, économiques combinés par des préoccupations sociales et environnementales.

Car la conception de ces systèmes nécessite des études technico-économiques, en se basant sur des modèles énergétiques et économiques des sous-systèmes bien précis, afin de développer un dimensionnement et une gestion optimale d'énergie.

Le dimensionnement optimal de ces systèmes prend en compte non seulement la valeur ajoutée des différentes charges connectées au système, mais également d'autres problèmes tels que la disponibilité de l'énergie, la fiabilité, l'influence sur l'environnement, la qualité de l'énergie, et le cout d'exploitation de différents composants.

Il existe plusieurs nombres de techniques d'optimisation qui sont utilisées pour la conception du MG et leur dimensionnement, telles que les méthodes de construction graphique [77], la programmation linéaire et non linéaire [78, 79], le contrôle prédictif [80] et l'intelligence artificielle avec ses différentes méthodes [81-84].

Dans ce contexte dans la première partie de ce chapitre on présente les différentes techniques d'optimisation des systèmes hybrides avec un état de l'art de chaque technique, par la suite dans la deuxième partie on présente une étude la faisabilité technique d'un système hybride en utilisant l'outil de dimensionnement HOMER pour but d'analyser et optimiser les différentes combinaisons, en fonction des ressources énergétiques, conditions météorologiques et des charges données.

2.2 OPTIMISATION OPTIMALE DU MICROGRID

Les théories, problèmes et techniques d'optimisation englobent un vaste domaine de mathématiques appliquées. Le problème de dimensionnement optimal d'un MG peut être catégorisé comme un problème d'optimisation combinatoire constitué de plusieurs variables, un nombre d'objectifs peut être simple ou multiple. La modalité du problème de dimensionnement d'un MG est supposée être multi-modèle et il est donc essentiel d'étudier la solution optimale globale [85].

Les ressources renouvelables de production d'énergie électrique comme la vitesse du vent et l'ensoleillement solaire sont intermittentes dans le temps, ce qui implique des paramètres et des contraintes aléatoires.

Plusieurs techniques peuvent être utilisées, on s'attend donc à ce que le problème soit résolu par l'une quelconque des techniques probabilistes, itératives, énumératives, analytiques et stochastiques. La figure 2.1 illustre les nombreux types de problèmes et les techniques d'optimisation.

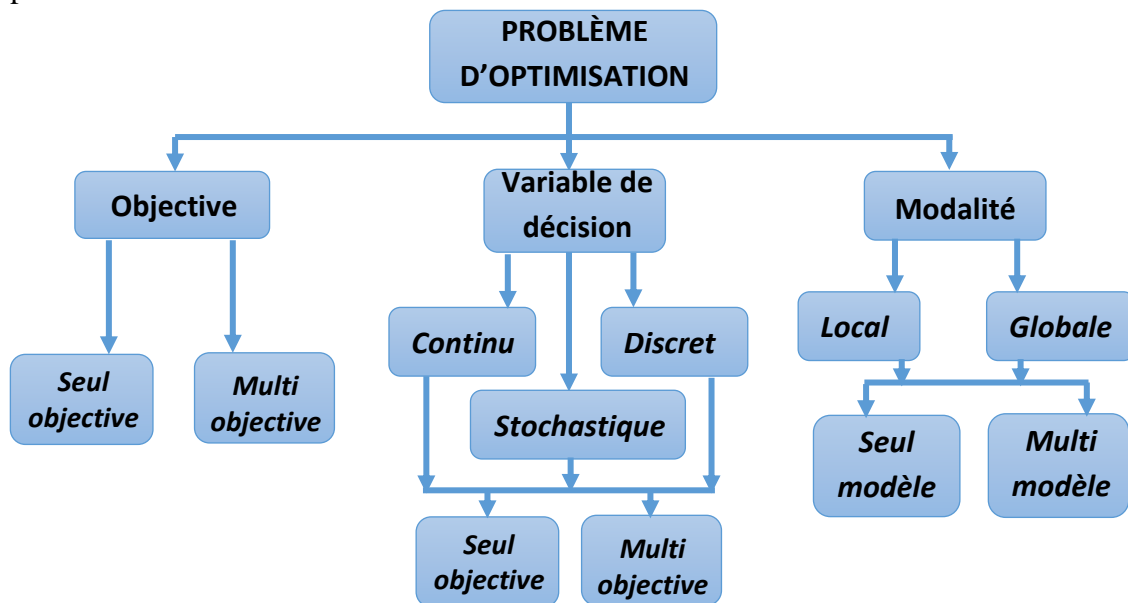


Figure.2.1 différents problèmes d'optimisation d'un MG [85]

En fonction, dépendamment de la taille de la charge, des types de composants et du nombre de fonctions objectives, les problèmes de dimensionnement optimal peuvent être nombreux. Pour déterminer les tailles optimales d'un MG, l'évaluation doit être effectuée sur la base de la fiabilité de système de génération d'énergie et de l'intégration des énergies renouvelables dans le système. En ce qui concerne l'optimisation d'un MG, plusieurs schématisations des méthodes peuvent être utilisées pour avoir une solution, elles sont dérivées selon la nature du problème

et la complexité des variantes rentrantes dans l'architecture du système. En général on les trouve marquer par deux conclusions

- Une à un seul objectif.
- Une autre avec plusieurs objectifs et une complexité plus remarquable.

2.2.1 Optimisation d'un MG avec un seul objectif

Prenant la fiabilité du système de production d'énergie électrique comme une contrainte et choisissant le coût comme une fonction objective, de nombreux chercheurs ont étudié et proposé diverses approches pour déterminer les tailles optimales d'un MG. Leurs techniques d'optimisation recommandées sont principalement :

2.2.1.1 La méthode de construction graphique

Cette méthode est utilisée seulement pour deux variables de décision dans les processus d'optimisation et de la fonction de coût, qui est considérée comme une fonction linéaire. Dans [86], les auteurs ont appliqué cette méthode de calcul pour déterminer la taille optimale de la batterie et du générateur photovoltaïque dans un système hybride éolien photovoltaïque avec une batterie de stockage d'énergie, l'étude est basée sur l'utilisation des données enregistrées à long terme pour la vitesse du vent et l'ensoleillement solaire. Les puissances moyennes de différents modules ont été calculés pour une probabilité de perte d'alimentation donnée, une combinaison de différents modules PV et de batteries a été calculée et choisit pour une conception optimale qui dépend des coûts.

T.Markvart dans [87] a développé une technique pour trouver la combinaison solaire éolienne optimale d'un système hybride à partir des données météorologiques pour un lieu donné, en se basant sur une solution des critères offre-demande, la solution peut être affichée sous une forme graphique pratique en utilisant les tailles des composants comme coordonnées dans un plan cartésien.

2.2.1.2 La méthode d'approche probabiliste

Dans [88] S.Karaki et al ont utilisés une méthode de traitement probabiliste d'un système autonome de conversion d'énergie solaire-éolien pour alimenter une charge, le système est composé de plusieurs éoliennes, de plusieurs modules PV et des batteries pour un fonctionnement de sureté de la continuité de la production d'énergie électrique. Le modèle de simulation établi permet de représenter les modes de défaillance des équipements ainsi que la disponibilité des ressources énergétiques primaires. Les procédures basées sur des théorèmes

de probabilité simples pour la construction des modèles d'un système hybride permettent d'optimiser ce dernier.

Dans [89], les auteurs présentent une approche probabiliste basée sur la technique de convolution pour évaluer la performance d'un système hybride solaire-éolien pour les applications en mode autonome ou connecté au réseau. Pour estimer la performance énergétique du système, l'analyse de la fiabilité est réalisée en utilisant l'indice de la fiabilité énergétique directement lié à l'énergie attendue non fournie.

2.2.1.3 La méthode d'approches de programmation linéaire

Cette méthode est appliquée au système éolien-PV, pour les deux modes de fonctionnement isolé et connecté. Dans [90], les auteurs proposent cette approche pour minimiser le coût de production moyen de l'électricité tout en respectant les besoins de charge de manière fiable en prenant en compte les facteurs environnementaux dans la phase de conception et d'exploitation de système. Le contrôleur utilisé surveille le fonctionnement de système et détermine l'énergie disponible de chacun de ses composants en prenant en compte le facteur environnemental, il donne ensuite les détails liés au coût, cependant, ses approches ne sont pas efficaces pour un MG volumineux et complexe.

Dans [91], les auteurs montrent un modèle de programmation dynamique stochastique et non pas linéaire, qui est conçu pour analyser et déterminer les stratégies de fonctionnement optimales pour un système hybride éolien photovoltaïque avec trois générateurs diesels et une batterie de stockage, pour augmenter la fiabilité d'un système le modèle d'étude prend en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien et de carburant pour évaluer la stratégie d'exploitation optimale convenable.

2.2.1.4 La méthode énumérative et itérative

Avec l'utilisation des schémas énumératifs et/ou itératifs et en minimisant les coûts lors du maintien de la fiabilité de système hybride de génération d'énergie à une valeur souhaitée, de nombreux chercheurs ont utilisé cette méthode pour différentes gammes de puissances selon la charge demandée pour plusieurs configurations du système hybride.

Dans l'article [92], un modèle de dimensionnement d'optimisation d'un système solaire-éolien de petite puissance est proposé, en tenant compte de la probabilité de perte d'alimentation électrique et du coût actuel de l'énergie. Cette technique appliquée prend en considération le critère de la probabilité quand le système hybride est incapable de satisfaire la demande de charge.

Dans [93], l'auteur propose, une méthode basée sur des résultats itératifs pour trouver une combinaison optimale afin de dimensionner un système hybride de production d'énergie renouvelable pour les sites isolés. Un système d'aide à la décision conçu et développé pour aider un concepteur à dimensionner le matériel du système hybride et à sélectionner les options d'exploitation sur la base des performances globales du système.

2.2.1.5 Les méthodes stochastiques et heuristiques

Parmi les techniques stochastiques et heuristiques, les méthodes qui se basent sur l'intelligence artificielle ce sont les plus répondus, en supposant que le coût total est une fonction objective, plusieurs chercheurs ont élaboré leurs travaux de recherches par ses approches afin d'optimiser les différentes configurations.

Dans [94], les chercheurs ont appliqué les algorithmes génétiques pour trouver la conception d'un système de production d'électricité qui alimente un foyer résidentiel. Par rapport aux méthodes d'optimisation conventionnelles telles que la programmation linéaire et dynamique, l'algorithme proposé est capable d'atteindre l'optimisation globale avec une simplicité de calcul basé de la minimisation de la fonction de coût (objectif).

Dans [95] J. Wang et al ont proposé une le problème de la non-linéarité d'un facteur objectif en relation avec la diminution du coût d'investissement en compromis avec l'assurance d'une fiabilité d'un système éolien photovoltaïque, un algorithme d'optimisation de l'essaim de particules (PSO : Partical Swarn Optimisation) est développé pour faire cette tâche. Le choix de la fonction objectif, le coût total et la probabilité de perte de la puissance d'alimentation sont pris en compte pour répondre à l'exigence de l'économie et de la fiabilité du système électrique.

2.2.2 Optimisation d'un MG avec plusieurs objectifs

La plupart des problèmes d'optimisation qui se trouvent dans la réalité impliquent en général plusieurs objectifs, on est obligé d'appliquer des méthodes qui ont la capacité de traiter plusieurs fonctions termes pour avoir un résultat optimal dans les différents axes d'applications [96]. Deux objectifs principaux se caractérisent dans ses méthodes :

- Trouver un ensemble de solutions aussi proche que possible du point optimal.
- Trouver un ensemble de solutions aussi divers que possible pour avoir plus d'opportunités afin de faire une gestion de données plus efficace et fiable.

2.2.2.1 La méthode basée sur l'algorithme génétique (AG)

Ces dernières années, les algorithmes génétiques ont été utilisés par plusieurs chercheurs pour le dimensionnement optimal d'un système hybride pour différents modes de

fonctionnements. Le système de gestion d'énergie installé devrait rassembler toutes les informations nécessaires, résoudre un problème d'optimisation et de se communiquer à chaque unité de production d'énergie sa répartition correcte de l'énergie dans un temps précis.

Le travail des algorithmes génétiques peut être divisé en quatre parties : initialisation, sélection, reproduction et la terminaison.

Dans [97], les auteurs ont travaillé sur l'application de GA multi-objective pour optimiser un système hybride,, l'algorithme proposé ajuste la puissance de la pile à combustible et la charge ou décharge de la batterie pour but de minimiser le coût et les émissions de gaz à effet de serre tout en respectant le besoin de la charge électrique.

Un autre travail basé sur GA, traite la solution du problème multi-objectivités a été élaboré dans [98] [99], les auteurs ont appliqué GA pour optimiser un problème de fiabilité dans des conditions météorologiques variables dans un système hybride avec le coût d'investissement associé. Le modèle proposé calcule la configuration optimale du système qui peut atteindre la probabilité de perte d'alimentation souhaitée avec un coût minimisé.

D. Favrat et al dans [100], ont utilisé le même algorithme, qui repose sur une collection de modèles de toutes les technologies envisagées et une optimisation multi-objectifs de ressources, de demande d'énergie prenant en compte de la diminution des gaz et de coût d'investissement. L'approche proposée permet d'identifier des configurations intégrées les plus complètes et les plus cohérentes caractérisant les conceptions les plus prometteuses de système.

2.2.2.2 La méthode basée sur PSO

Partical Swarn Optimisation (PSO) est une technique de programmation qui rentre dans les méthodes stochastiques et heuristiques pour trouver les paramètres optimaux dans un espace de recherche compliqué. Son fonctionnement démarre avec un groupe de particules aléatoires et trouve les paramètres optimaux en mettant à jour les générations.

En ce qui concerne la multi-complexité d'optimisation des systèmes hybrides, on trouve la technique de PSO appliqué dans plusieurs recherches. La référence [101] prend et applique cette méthode pour trouver la meilleure combinaison de différents dispositifs énergétiques dans un système de PV-Batterie-hydrogène pour répondre aux besoins énergétiques identifiés à court terme et à moyen terme.

L.Wang et al ont utilisé dans [102] un modèle modifié du PSO pour garantir la fiabilité du système de production d'énergie électrique en présence de dysfonctionnements des DG, pour refléter les caractéristiques aléatoires de l'énergie éolienne et solaire.

Un modèle basé sur une chronologie moyenne auto-régressive est utilisé pour modéliser la vitesse du vent et l'ensoleillement solaire à différents instants du temps avec la prise en compte de la demande de charge variable.

De cette manière, diverses incertitudes, y compris les pannes d'équipement et les variations aléatoires de génération/charge, sont prises en compte dans la conception du système d'étude, ce qui devrait améliorer la fiabilité du système face à différents scénarios, diminue les émissions des gaz polluantes en tenant compte l'objectif de l'économie. Autres références des méthodes sont montrées et résumées dans le tableau 2.1.

Technique	Source d'énergie	Références	Remarques
Construction graphique	<i>PV, éolien, batteries</i>	[86], [87]	<i>Cette méthode est utilisée pour deux paramètres</i>
approche probabiliste	<i>PV, éolien</i>	[88], [89]	<i>Basé sur des statistiques de probabilité.</i>
Programmation linéaire	<i>PV, éolien, pile à combustible</i>	[90], [103]	<i>Solution pour les problèmes peu compliqué</i>
Programmation dynamique	<i>PV, éolien, batterie et diesel</i>	[91]	<i>Applicable dans les problèmes des systèmes non linéaires</i>
Approche énumérative et itérative	<i>PV, éolien</i>	[92], [93]	<i>Basé sur des relations bien concrètes des unités rentrant dans l'architecture du système</i>
Algorithme génétique	<i>PV, éolien</i>	[94], [99]	<i>Méthode qui dépend du mécanisme de sélection naturelle</i>
Multi objectif — Algorithme génétique	<i>PV, éolien, batteries</i>	[97], [98], [99]	<i>Une solution idéale pour un problème multi-objectif avec l'introduction de plusieurs facteurs dans l'étude</i>
PSO	<i>PV, éolien</i>	[95]	<i>Peut résoudre les problèmes d'optimisation avec la prise en compte des paramètres probabilistes fait par un apprentissage dédié</i>
PSO modifié	<i>PV, éolien, Hydrogène</i>	[101], [102]	<i>Applicable pour une multiple fonction d'étude</i>
Réseau de neurones	<i>Système éolien</i>	[104]	<i>Le réseau de neurones est un algorithme basé sur l'apprentissage afin de construire un modèle d'étude bien précis</i>

Tableau 2.1 Types de techniques d'optimisation.

2.3 LOGICIELS D'OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES

Pour l'optimisation des systèmes hybrides, il existe plusieurs logiciels de simulation qui sont généralement basés sur des interfaces graphiques pour simplifier la conception aux chercheurs ces logiciels sont développés pour but d'optimiser et évaluer les performances des systèmes hybrides, mais avec des stratégies d'optimisation différentes basé sur un aspect économique, contrôle, de simulation et de multi-objectivité.

Dans le tableau 2.2 on trouve un résumé de certains logiciels de simulation en se basant sur plusieurs critères de fonctionnalités.

<i>Description</i>	<i>Références</i>	<i>Control</i>	<i>Analyse et simulation</i>	<i>Évaluation économique</i>	<i>Multi-objectivité</i>
Hybrid 2		*	*		
Homer	[105]	*	*	*	
HOGA	[106], [107]	*	*	*	*
RAP-sim	[108]		*		
TRNSYS	[109]		*		
RETScreen	[110]			*	
WINSYS					*

Tableau 2.2 différents logiciels d'optimisation

Parmi ces logiciels disponibles, HOGA et HOMER sont les outils les plus utilisés, puisqu'ils prennent en considération, les facteurs, prix des composants, la durée de vie des éléments, le prix de fuel et la prise en compte de l'aspect environnemental pour optimiser le coût d'investissement. Cependant les inconvénients majeur de ces deux outils de simulation, ce qu'ils ne permettent pas d'accéder à leur algorithme interne et donc les utilisateurs ne peuvent pas choisir intuitivement les composants ou de faire certaines nouvelles contributions, en plus de ça le temps de simulation est long ce qui rend le calcul total du processus intensif, en particulier pour une optimisation d'un grand nombre de variables de décision.

La simulation effectuée par HYBRID2 est considérée comme très précise, car l'intervalle de temps à l'intérieur du package peut-être changer d'une heure à environ dix minutes. Tandis que RETScreen est un outil d'analyse des coûts basé sur une feuille de calcul excel qui est appliqué aux fins d'études de faisabilité technico-économique d'un projet. Bien que la durée de vie de certains composants change durant le fonctionnement, le coût de réduction et la durée de vie des composants ne sont pas prises en considération dans le schéma d'optimisation. Dans ce qui

suit, on présente une étude d'optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique destinée à l'alimentation d'un laboratoire situé au 2000 places pédagogiques à l'université de Mohamed Cherif Messaidia Souk Ahras, la simulation est faite par HOMER Pro.

2.3.1 Dimensionnement d'un système par HOMER Pro

HOMER a été développé par "National Renewable Energy Laboratory" (NREL), c'est un outil de simulation basé sur des interfaces graphiques très simples pour faire la conception du système hybride de petites puissances contenant des énergies renouvelable ou fossile : éolienne, PV, micro – hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries [111].

À cet effet, HOMER (Hybrid Optimization Model of Electric Renewable) s'avère être l'une des solutions les plus adaptées pour dimensionner et optimiser un système hybride dans diverses conditions de fonctionnement.

Il exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système pour les 8760 heures de l'année, puis il estime le coût d'installation et de fonctionnement du système et affiche ensuite dans une fenêtre la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net, après le passage par le conceptuel de HOMER représenté par l'étape de simulation, puis l'optimisation et finalement l'étude de sensibilité voir la Figure.2.2.

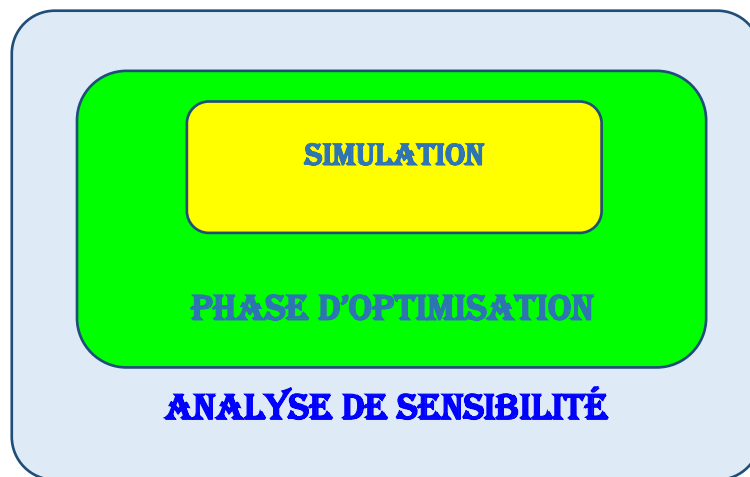


Figure 2.2. Étapes d'optimisation dans HOMER

Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables comme la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle, le coût de carburant.

Pour la conception d'un système de production donné, on utilise la bibliothèque du logiciel HOMER, on peut insérer les différents éléments de notre système hybride par la commande Add/Remove sur l'interface du logiciel qui est montrée dans la figure 2.3.

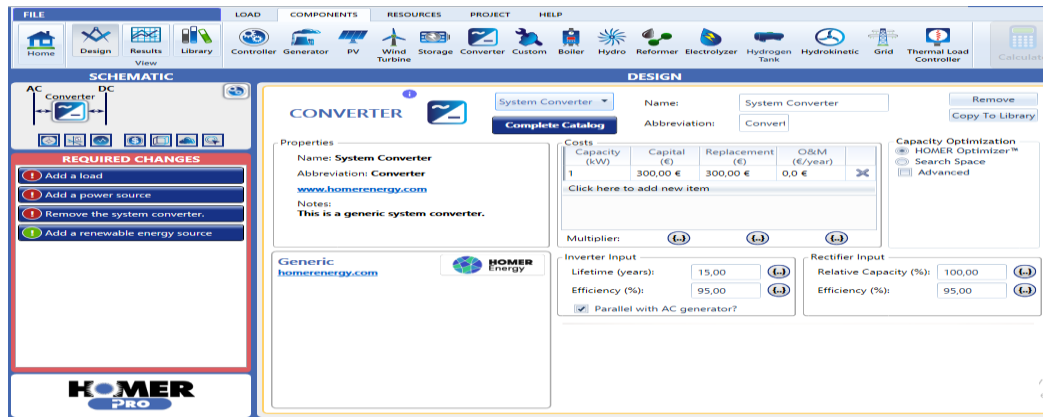


Figure.2.3 Interface du logiciel HOMER Pro

Plusieurs travaux de recherche sur le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides ont été publiés sur la base des résultats obtenue par HOMER, dans ce contexte un travail effectué dans [112], l'auteur discute les différents avantages du logiciel HOMER dans la conception d'un système hybride. Les résultats obtenus montrent la faisabilité économique du système conçu par rapport aux ressources disponibles et au type de charge demandée, une analyse économique était bien montrée pour traiter les différentes caractéristiques de développement du SH avec plusieurs types d'ER et modules du stockage d'énergie.

Dans [113], les auteurs présente une étude faisabilité économique du système hybride sur la base de l'utilisation des données météorologiques de l'éolien et du PV. Le système hybride proposé combine à la fois des sources renouvelables et des générateurs diesel. Les résultats obtenus montrent que le logiciel limite l'utilisation des ressources à base de combustibles et favorise celle des énergies renouvelables.

Dans [114], un système hybride à courant continu est simulé par HOMER pour alimenter une zone rurale. L'idée du travail est de discuter l'ensemble de contraintes et circonstances pour l'analyse économique de la faisabilité de création du système en fonction des ressources disponibles dans le même endroit. Selon plusieurs études, le logiciel HOMER Pro montre sur la base des problèmes liés aux non-disponibilités du carburant et à la pollution la nécessité d'avoir plus en plus des systèmes de génération électriques à base des ressources naturelles disponibles sans dégrader l'environnement.

2.3.2 Étapes de conception d'un SH sur Homer

La figure 2.4 montre les étapes à suivre pour faire la conception du système hybride à l'aide du logiciel HOMER Pro, présentées sous la forme d'un algorithme qui contient plusieurs étapes essentiels pour le fonctionnement idéale du logiciel.

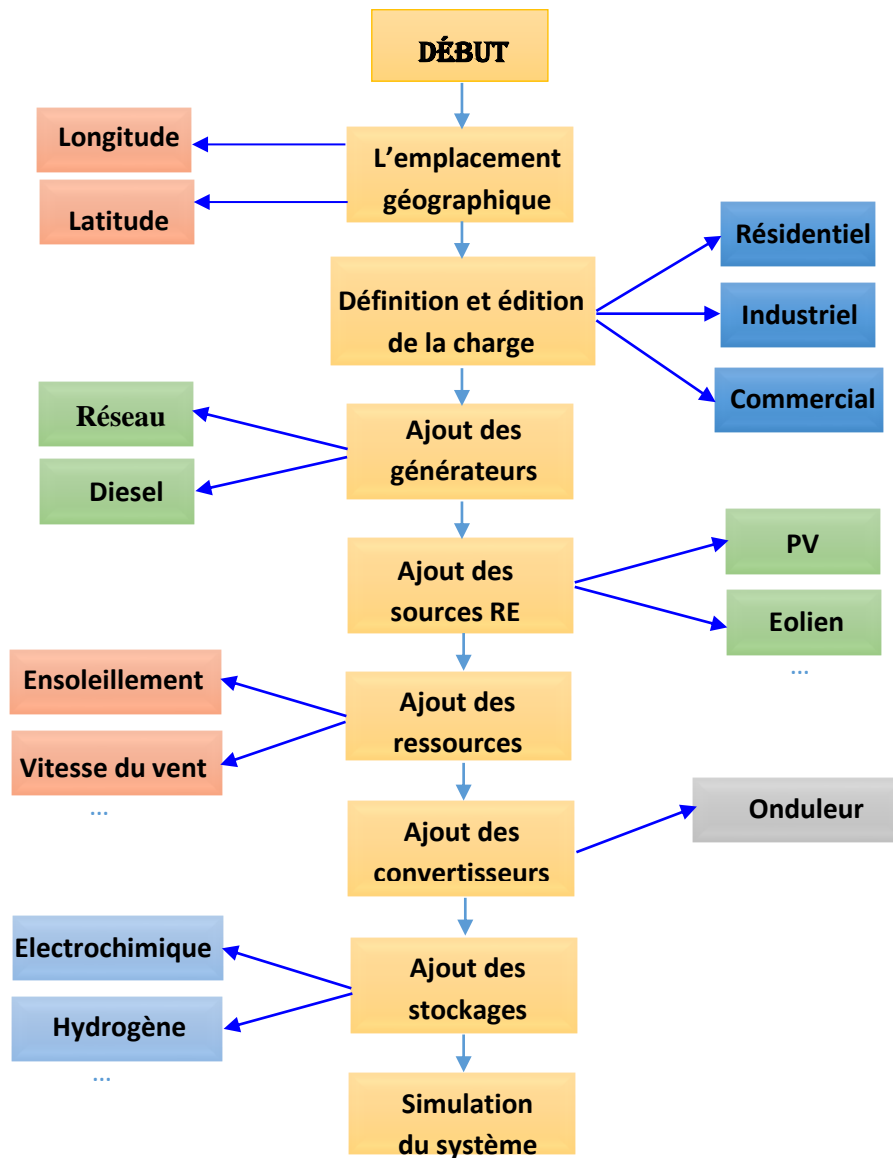


Figure.2.4 les étapes pour construire un système hybride avec HOMER Pro

Avant d’entamer l’opération de conception, il est préférable de clarifier les idées sur les différents composants du logiciel et la méthode avec laquelle on a construit le système.

Les principaux composants du logiciel qui permet de faire la conception de notre SH sont représentés dans la figure 2.5, contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible, batteries et charges.

Différentes charges disponibles sur l’interface du programme comprennent une charge résidentielle, industrielle et commerciale.

En outre, compte tenu de l’emplacement spécifique que l’utilisateur choisit, les données d’entrée pour les ressources telles que l’ensoleillement solaire, la température et la vitesse du vent peuvent également être importées à partir de diverses sources en ligne ou bien être introduites manuellement.

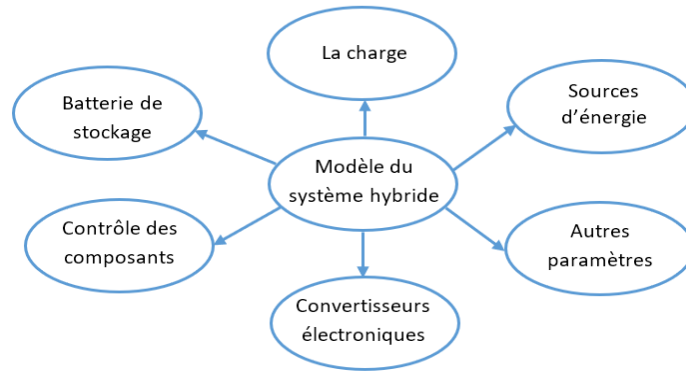


Figure.2.5 Composants pour construire un modèle sur HOMER Pro

Cependant, le logiciel nous permet de choisir entre différents types de stockages d'énergie comme les batteries, les piles à combustible. Des convertisseurs statiques type DC/AC bidirectionnel sont disponibles sur la bibliothèque, pour faire la liaison des interfaces des ressources renouvelables et du système de stockage à la charge ou au réseau.

Les différents composants impliqués dans la modélisation sont montrés par étapes. Les cases au milieu représentent les principales étapes de la conception et du développement du modèle du SH, tandis que les cases à gauche et à droite soulignent les options disponibles pour le paramètre donné, qui peut être modifié selon les conditions et les exigences changeables d'un modèle à l'autre. Les différents paramètres de sortie considérés pour l'analyse comprennent le coût de l'énergie pour différentes combinaisons.

En outre, les autres paramètres mentionnés dans l'analyse des résultats comprennent le coût actuel net et le coût d'exploitation du modèle étudié, qui sont des termes clés liés à la conception du système.

- **Coût de l'énergie (Cost of Energy: COE)** : Il est défini comme le coût moyen de l'énergie utile consommée par le client et la quantité totale de charge électrique desservie par différentes sources renouvelables. Exprimé en \$/kWh.
- **Coût actuel net (Net Present Cost: NPC)** : il est défini comme le coût du cycle de vie des composants tout en traitant les frais d'installation, d'exploitation et de revenus. Il comprend également les frais de maintenance et d'entretien liés aux mêmes composants. En d'autres termes, il s'agit de la relation mathématique impliquant une relation de tous les coûts liés à l'installation et à l'exploitation d'un composant avec leur utilisation [113].
- **Fraction renouvelable (Renewable Fraction: F_{REN})** : elle est définie comme le pourcentage d'énergie fournie à la charge produite par les différentes sources renouvelables. C'est l'un des facteurs les plus importants pris en compte lors du

développement d'un système hybride stable, avec un pourcentage élevé de fraction renouvelable, on contribue à la diminution de la pollution [115].

- **Coût de fonctionnement (Operating Cost: C_{op})** : il est défini comme la relation mathématique entre le coût annuel total des composants et son coût en capital total. L'analyse des coûts d'exploitation donne la valeur analytique des composants en excluant son capital initial et son coût d'installation [116].

2.4 APPLICATION HOMER POUR LA CONCEPTION D'UN SH

Dans cette partie on présente une étude la faisabilité technique en utilisant l'outil de dimensionnement HOMER pour la conception d'un système hybride pour alimenter un laboratoire de recherches qui fait partie des 2000 places pédagogiques à l'université de Souk Ahras, voir la Figure 2.6.

L'emplacement spécifique à Souk Ahras et plus précisément à l'université Mohamed Chérif Messaidia est : (36° 17 ' 55,27 " N et 07 ° 53 ' 34,42 " E).

Le modèle stable a été conçu, simulé et analysé pour valider la faisabilité en termes de la disponibilité de l'énergie.

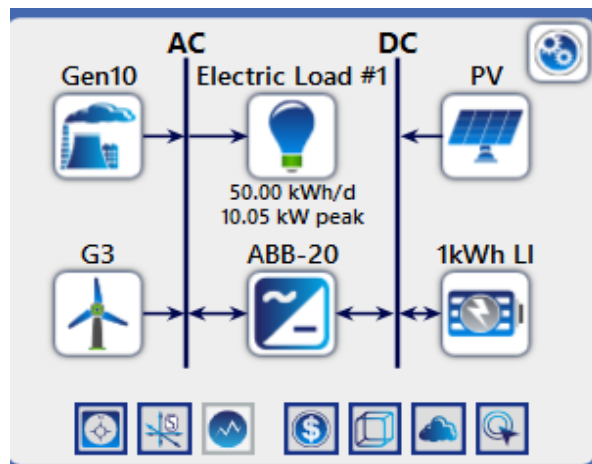


Figure.2.6 le système de micro réseau conçu avec HOMER Pro

La charge connectée dans le système est la charge du laboratoire situé à l'université de Souk Ahras avec une allure d'énergie qui se projette pour les 2000 places pédagogiques, les informations de puissance consommée sont extraites de la base de données de Sonelgaz et plus précisément l'un des postes qui alimentent l'université.

L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances du système hybride qui se compose :

- D'un générateur photovoltaïque comme source d'énergie renouvelable.
- D'un générateur éolien comme source d'énergie renouvelable.
- D'un générateur électrogène comme sources conventionnelles.

- D'un système de batterie pour le stockage d'énergie électrique.
- D'un convertisseur DC/AC bidirectionnel.
- D'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final.

2.4.1 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal, prendra en considération plusieurs paramètres tels que :

- L'ordre de grandeur des coûts : l'investissement [\$].
- Le remplacement [\$].
- Les frais des opérations et de maintenances (O & M) [\$/an].

Pour notre étude on a choisi de travailler avec un panneau de type : **Generic flat plate PV**
Les données du coût du PV sont représentées dans le tableau suivant :

<i>La taille</i>	<i>Capital [\$]</i>	<i>Remplacement [\$]</i>	<i>Q&M [\$]</i>
1 kW	1000	1000	10

Tableau 2.3 Les données du coût du PV

Pour que le coût d'étude spécifié tous les informations nécessaires au capital et au remplacement des panneaux, il doit tenir compte toutes les informations concernant le système de contrôle, le câblage des équipements et même l'installation du système.

Les caractéristiques du panneau sont montrées dans le tableau suivant :

<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Courant de sortie	AC	A
Durée de vie	25	Ans
Facteur de puissance de sortie	80	%
Coefficient de température de puissance	-0.5	%/C°
Température d'utilisation de la cellule	25	C°
Efficacité	95	%

Tableau 2.4 caractéristique électrique du « Generic flat plate PV »

Le tableau 2.5 présente le rayonnement quotidien moyen pour le module solaire étudié pour l'emplacement spécifique de notre SH, compte tenu les données météorologiques de la NASA.

A partir du tableau 2.5, le rayonnement quotidien ($kWh/m^2/jour$) par rapport à l'indice de clarté a été présenté pour la période totale de 12 mois de l'année. Il est à noter qu'avec

l'augmentation de l'indice de clarté, le niveau d'ensoleillement augmente. Ceci est dû à diverses raisons comme la présence de particules de poussière, d'humidité, etc., qui conduit à un faible indice de clarté et limite ainsi le flux d'irradiance solaire au niveau du sol. Le facteur le plus crucial pour réduire l'indice de clarté comprend la présence de l'humidité dans l'air, une chose qui est absente dans l'endroit de notre étude.

<i>Mois</i>	<i>Indice de clarté</i>	<i>Rayonnement quotidien (KWh/m²/J)</i>	<i>Mois</i>	<i>Indice de clarté</i>	<i>Rayonnement quotidien (KWh/m²/J)</i>
<i>Janvier</i>	0.468	0.280	<i>Juillet</i>	0.632	7.140
<i>Février</i>	0.507	3.150	<i>Août</i>	0.591	6.080
<i>Mars</i>	0.527	4.250	<i>Septembre</i>	0.577	5.000
<i>Avril</i>	0.528	5.210	<i>Octobre</i>	0.529	3.570
<i>Mai</i>	0.564	6.250	<i>Novembre</i>	0.475	2.450
<i>Juin</i>	0.604	6.980	<i>Décembre</i>	0.454	2.020

Tableau 2.5 Indice de clarté et rayonnement quotidien à l'endroit de l'étude

2.4.2 Dimensionnement du générateur éolien

HOMER possède différents types d'éoliennes déjà stockées dans sa bibliothèque des composants. Une fois le type d'éolienne choisi, les propriétés vont s'afficher automatiquement. Pour notre étude on a choisi de travailler avec une éolienne de 3 kW, type : *Generic 3kW*. Cependant le tableau 2.6 montre les coûts relatifs au générateur.

<i>La taille</i>	<i>Capital [\$]</i>	<i>Remplacement [\$]</i>	<i>Q&M [\$]</i>
3 kW	9000	9000	180

Tableau 2.6 Les données du coût du générateur éolien

HOMER affiche la puissance fournie par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent selon une interpolation linéaire.

<i>Vitesse du vent (m/s)</i>	2	3	4	7	9	11
<i>Puissance produite (kW)</i>	0	0	0.06	0.56	1.56	2.56
<i>Vitesse du vent (m/s)</i>	14	15	17	19	20	24
<i>Puissance produite (kW)</i>	3	3	2.67	2.17	2.06	2

Tableau 2.7 Puissance produite du générateur selon la vitesse du vent

Du tableau 2.7, on peut distinguer trois (03) parties :

- ✓ De 0 à la vitesse de démarrage (3 m/s) : la puissance de sortie est nulle, le vent n'est pas suffisamment important pour entraîner la rotation du rotor.
- ✓ De la vitesse de démarrage (4 m/s) à la vitesse nominale (14 m/s) : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (3 kW).
- ✓ A partir de la vitesse nominale à la vitesse de coupure (25 m/s) : la puissance de sortie diminue grâce au dispositif de régulation afin d'éviter la destruction du générateur jusqu'à l'arrêt.

Les paramètres techniques du générateur sont affichés dans le tableau suivant, ce qui permet de prendre une idée sur l'énergie et la durée de la vie du générateur.

<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Courant de sortie	AC	A	Capacité	3	kW
Durée de vie	20	Ans	Hauteur	17	m

Tableau 2.8 Paramètres techniques du « Generic 3 kW »

Le tableau 2.9 présente la vitesse du vent du générateur éolien étudié pour l'emplacement spécifique donné, compte tenu du centre météorologique de la NASA.

Cependant, on remarque que cette même vitesse est élevée dans les mois d'hiver avec un moyen de 5,5 m/s, et se diminue dans les mois d'été.

Une chose qui est à notre faveur dès que l'alimentation est destinée pour alimenter notre laboratoire de recherche qui sera trop actif durant toute l'année universitaire et sera en moins consommation dans la période des vacances.

<i>Mois</i>	<i>Vitesse du vent (m/s)</i>	<i>Mois</i>	<i>Vitesse du vent (m/s)</i>
Janvier	5.490	Juillet	4.310
Février	5.580	Août	4.370
Mars	5.660	Septembre	4.260
Avril	5.510	Octobre	4.6
Mai	4.690	Novembre	5.350
Juin	4.3	Décembre	5.570

Tableau 2.9 Vitesse du vent à l'endroit de l'étude

2.4.3 Dimensionnement du système de stockage d'énergie

Pour le système de stockage, nous avons choisi des batteries de la technologie : **Generic 1kWh Li-Ion**, pour des raisons de coût et de fiabilité. Ce type de batteries n’a pratiquement pas besoin d’entretien et les avantages sont :

- Sa très forte densité énergétique (énergie par unité de volume).
- Son importante énergie massique (énergie par unité de masse).

En outre, ce type de batterie n’est pas affecté par l’effet-mémoire et son autodécharge est réduit par rapport aux autres types de batteries.

Le tableau 2.10 affiche les coûts relatifs au système de stockage d’énergie :

<i>La taille</i>	<i>Capital [\$]</i>	<i>Remplacement [\$]</i>	<i>Q&M [\$]</i>
1 kWh	550.00	550.00	10

Tableau 2.10 Les données du coût de la batterie

Les paramètres techniques de la batterie sont affichés dans le tableau suivant :

<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Puissance nominale	1	kwh	Durée de vie	15	Ans
Capacité nominale	167	Ah	Efficacité	90	%
C_{max} de charge	167	A	C _{max} décharge	500	A

Tableau 2.11 Paramètres techniques du « Generic 1kWh Li-Ion »

2.4.4 Dimensionnement du générateur électrogène

Le groupe diesel choisi est de la technologie *Generic 10kW Fixed Capacity Genset*. Le générateur consomme le diesel comme carburant. Cependant les tableaux 2.12 et 2.13 montrent respectivement les coûts relatifs au générateur électrogène et ses caractéristiques.

<i>La taille</i>	<i>Capital [\$]</i>	<i>Remplacement [\$]</i>	<i>Q&M [\$]</i>
10 kW	5000	5000	0.3

Tableau 2.12 Les données du coût du générateur électrogène

<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Courant de sortie	AC		Consommation de carburant	0.286	l/hr/kW
Durée de vie	5	Ans	Emission de CO	19.76	g/l

Tableau 2.13 Caractéristiques du générateur électrogène

2.4.5 Dimensionnement du convertisseur bidirectionnel

La simulation définie par HOMER pour la recherche du système optimal dépend de la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel. Dans notre étude, on a utilisé le convertisseur bidirectionnel type : **ABB TRIP 20 TL**. Cependant les tableaux 2.14 et 2.15 montrent respectivement les coûts relatifs aux convertisseurs et ses caractéristiques.

<i>La taille</i>	<i>Capital [\$]</i>	<i>Remplacement [\$]</i>	<i>Q&M [\$]</i>
10 kW	3400	3400	200

Tableau 2.14 Les données du coût du générateur électrogène

<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Désignation</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Puissance nominale	1	kwh	Durée de vie	10	Ans
Efficacité AC/DC	97.5	%	Efficacité DC/AC	97.5	%
Input	450-800	DC	Output	422-528	AC

Tableau 2.15 Caractéristiques du générateur électrogène

2.4.6 Dimensionnement de la charge

En utilisant l’option Scaled de la charge qui nous donne la valeur de pointe de la charge qui est fixée à 10.05 kW alors que la consommation journalière moyenne est de 50 kWh/jour.

La charge est de type alternatif fonctionnant en permanence durant toute l’année. Le profil de la charge dans un jour et la charge mensuelle moyenne mise à l’échelle sont montrés dans les figures 2.7 et 2.8.

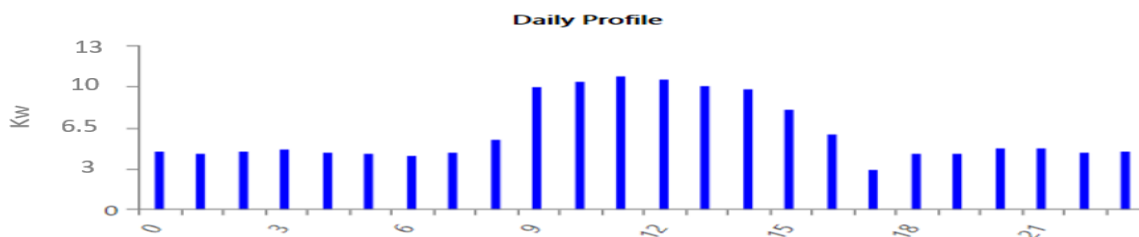


Figure.2.7 Variation de charge horaire (kW)

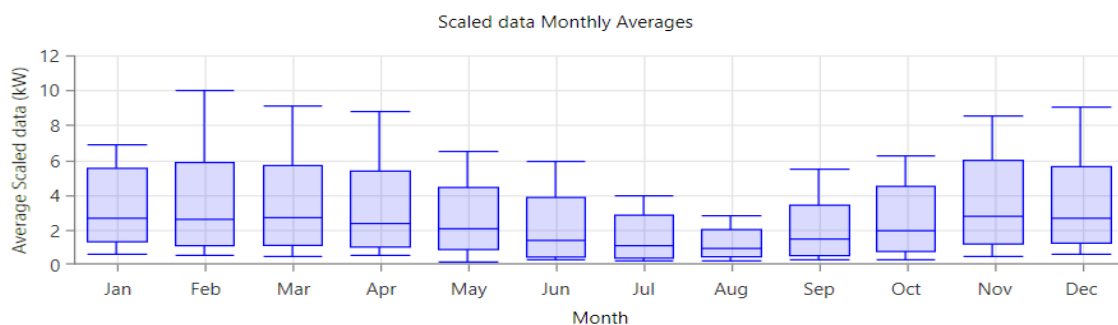


Figure.2.8 Charge mensuelle moyenne mise à l’échelle (kW)

La figure 2.7 montre le profil de charge moyenne horaire. La charge de pointe est d'environ 10.05 kW a été observée à 12h00. La figure 2.8 illustre la variation mensuelle moyenne du profil de charge. La demande la plus élevée existe entre les mois de novembre et mars, tandis que des besoins de charge relativement plus faibles sont observés pendant le reste de la période de l'année.

La valeur de pointe de la charge peut être observée durant tous les mois de l'année, en exceptions des mois de l'été pendant les congés, cette même charge projette la consommation électrique de différentes activités, ce qui parvient logique.

2.5 RÉSULTATS DE SIMULATION ET INTERPRÉTATION

HOMER simule la configuration du système avec toutes les combinaisons des composants spécifiés. Il élimine aussi les résultats de toutes les configurations irréalisables de systèmes qui ne satisfont pas les contraintes. Il affiche seulement les configurations faisables des résultats d'optimisation.

La figure 2.9, montre les résultats de l'optimisation pour différentes configurations d'un système hybride autonome en tenant compte de l'effet de la variation d'éclairement solaire et la vitesse du vent.

Architecture								Cost				System				
					PV (kW)	G3	Gen10 (kW)	1kWh LI	ABB-20 (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	
						20.0	20	10.0	15	20.0	LF	\$2.00	\$472,090	\$14,762	\$281,256	85.6
						20.0	20	10.0	1	20.0	LF	\$2.07	\$488,176	\$18,149	\$253,550	10.9
						20.0	20	10.0		20.0	LF	\$2.13	\$502,013	\$17,715	\$273,000	25.6
						39.8	56		80	20.0	LF	\$4.20	\$990,508	\$25,892	\$655,793	100

Figure.2.9 Résultat de simulation de Homer

L'étude de cas comprend diverses combinaisons de sources d'alimentation spécifiques à l'emplacement d'étude pour un profil de charge donné. Dans laquelle sont affichées les quatre configurations possibles mais avec différents COE et autres paramètres.

- *Système hybride PV/Éolien/diesel avec batterie de stockage*
- *Système hybride PV/diesel avec batterie de stockage*
- *Système hybride PV/Éolien/diesel*
- *Système hybride PV/Éolien avec batterie de stockage*

La configuration optimale est la combinaison PV/Éolien/diesel avec batterie de stockage avec 20 panneaux, 20 éoliennes, 20 convertisseurs DC/AC, 10 groupes diesel et 15 batteries qui donne une configuration optimale avec un coût total net de 472.090 \$/ans.

Cependant plus de détail concernant la production mensuelle d'énergie électrique par chaque générateur est montré dans la figure 2.10.

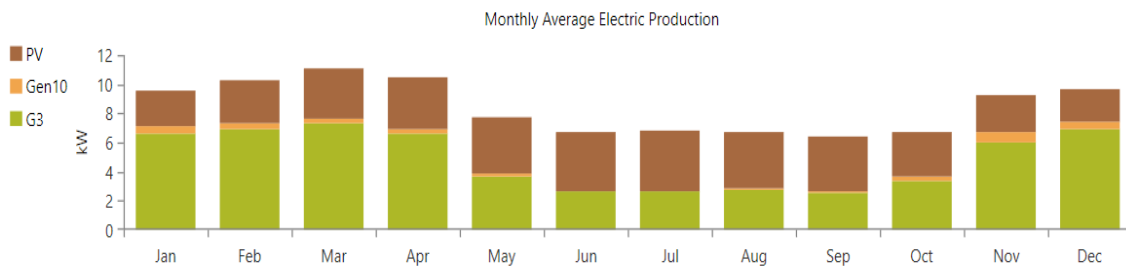


Figure.2.10 Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

La production annuelle d'électricité du système globale est détaillée dans la figure 2.11.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	29,187	39.5
Generic 10kW Fixed Capacity Genset	2,636	3.56
Generic 3 kW	42,153	57.0
Total	73,976	100

Figure.2.11 Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

On remarque que la production de 96 % de l'énergie vient des énergies renouvelables, avec un partage de 39.5 % de la production des panneaux photovoltaïques et 57 % du système éolien. Le reste de l'énergie produite vient du système électrogène.

La production totale est estimée à 73,976 kWh/an, assurée par le PV à 29,187 kWh/an et le reste par les éoliennes. Ses chiffres de simulation favorisent l'exploitation des générateurs renouvelables pour notre SH, ce qui prend un avantage particulier pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre venant de la production diesel d'énergie.

2.5.1 Générateur éolien

La vitesse moyenne du vent durant l'année est représentée par la figure 2.12.

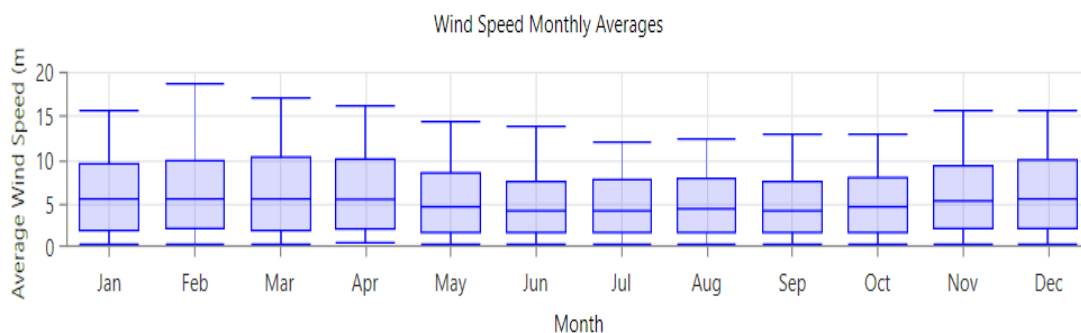


Figure.2.12 Vitesse du vent

On remarque que la puissance produite par générateur éolien est en relation avec la vitesse du vent, la production d'énergie dans les mois d'hiver est mieux en comparaison avec les autres saisons, ce qui est bien montré dans la figure 2.13.

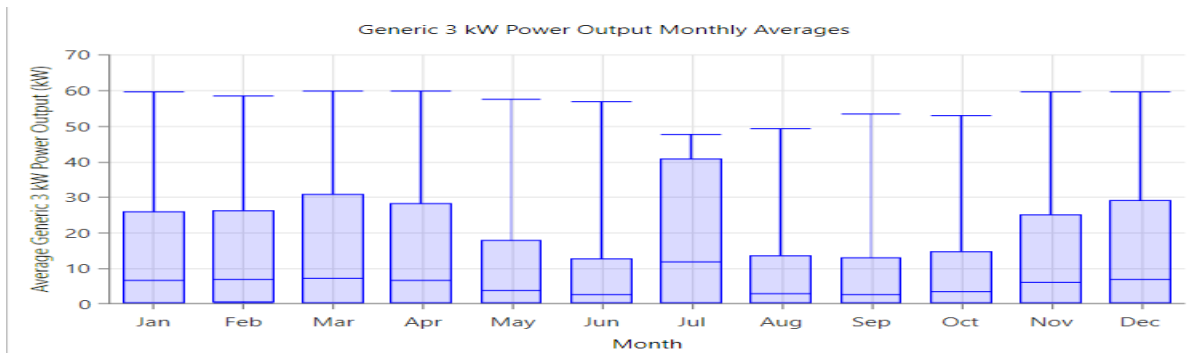


Figure.2.13 Représentation de puissance mensuelle moyenne de l'éolienne

Dans la figure 2.14, on montre une représentation **Dmap** du générateur éolien, ce type de graphe met en évidence un an de données horaires, chaque heure de l'année est présentée par une couleur qui indique une information précise d'une valeur de donnée.

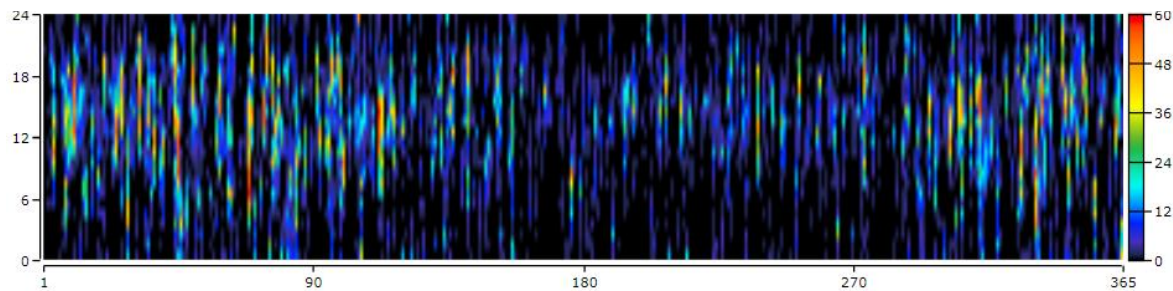


Figure.2.14 La représentation Dmap de la production éolienne

Cette présentation permet de voir plus clairement les informations utiles pour une interprétation facile et concrète. De la figure 2.14, on remarque que la production éolienne se fait durant toutes les journées de l'année et se diminue dans les mois d'été suite à la diminution de la vitesse du vent (figure 2.12).

2.5.2 Générateur photovoltaïque :

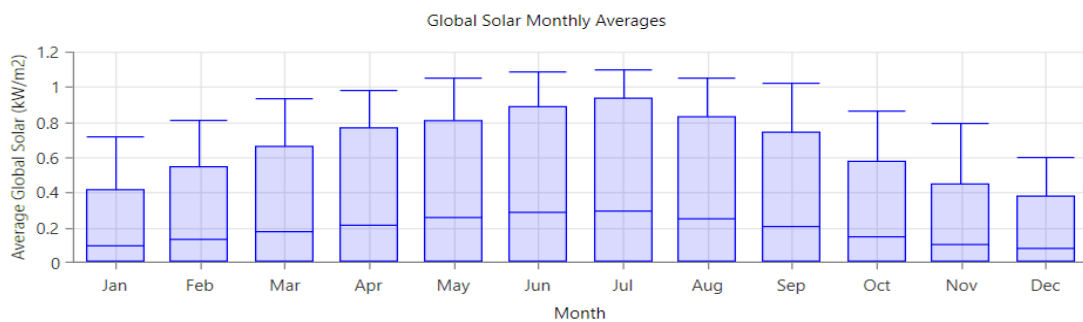


Figure.2.15 L'ensoleillement solaire

Pour le générateur photovoltaïque l'ensoleillement annuel est représenté par la figure 2.15

Le générateur photovoltaïque a un très bon potentiel le long de l'année. En effet, les puissances moyennes mensuelles maximales sont supérieures à 10KW durant l'année.

Le mois de l'année le plus favorable c'est juillet ou la puissance moyenne mensuelle maximale atteinte est de 15 KW. Par contre le mois de décembre est le plus défavorable avec une puissance moyenne mensuelle maximale est de 10 KW, voir la figure 2.16.

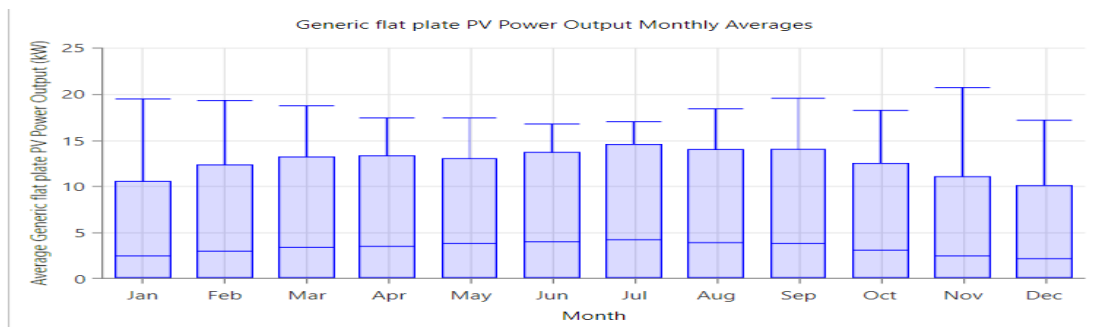


Figure.2.16 Représentation de puissance mensuelle moyenne du PV

En effet, d'après la représentation Dmap de la figure 2.17, on remarque que la production photovoltaïque se manifeste dans les heures de la journée où l'ensoleillement solaire est dans le pic (figure 2.17), bien clair dans les mois d'été.

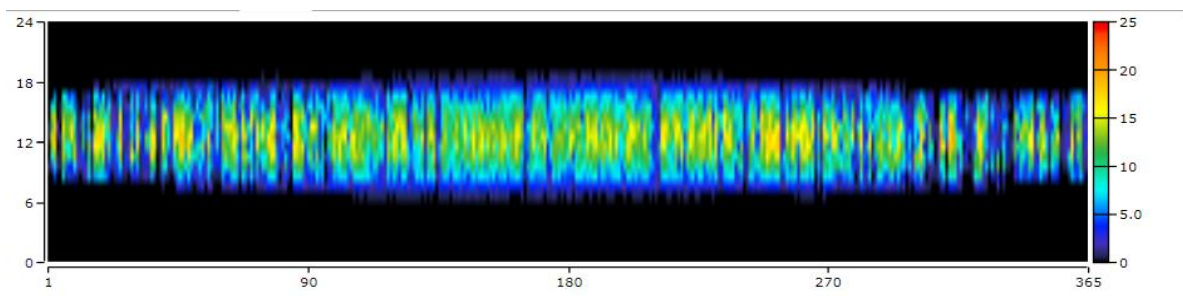


Figure.2.17 La représentation Dmap de la production photovoltaïque

2.5.3 L'étude de l'état de charge des batteries

Il est important de signaler que l'état de charge des batteries (State of Charge), le long de l'année, est toujours compris entre $SOC_{min} = 20\%$ et $SOC_{max} = 100\%$ comme le montre la figure 2.18.

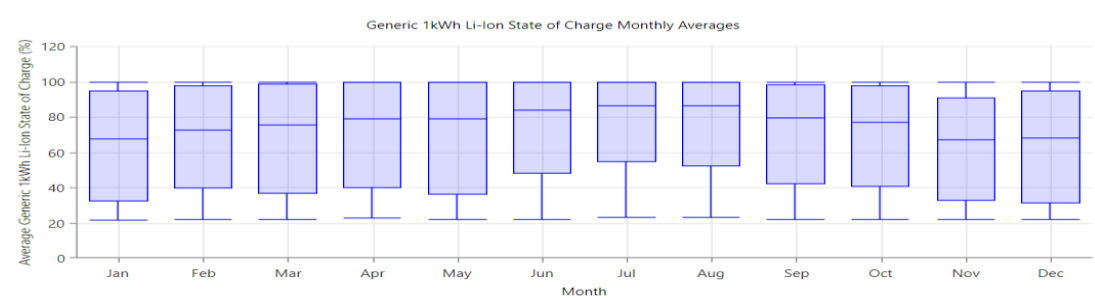


Figure.2.18 Etat de charge mensuelle des batteries Li-Ion

La figure 2.19, montres les cycles annuels de charge et de décharge des batteries.

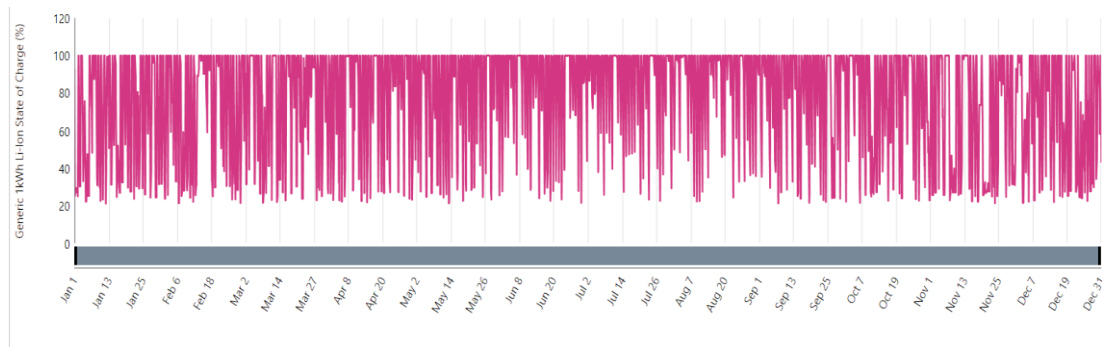


Figure.2.19 Evolution journalière de l'état de charge des batteries Li-Ion

D'après la figure 2.19, on remarque que les batteries subissent un cycle important de charge et de décharge dans les mois où la production renouvelable est dans le maximum de production, cela fait une relation aussi avec la consommation journalière de l'énergie dans les mois d'automne, hiver et printemps.

La variation de l'ensoleillement moyen et de la vitesse du vent en fonction de la période de l'année, influe aussi sur un cycle de charge et de décharge de la batterie, ce dernier peut parfois conduire à des périodes prolongées de charge de batteries, ce qui résulte en un inconvénient et un danger de destruction, qui peut être réglé par l'installation des outils informatiques capable de déconnecter les batteries dans le cas de surcharges.

2.5.4 L'étude des coûts de système hybride

Le coût total net (NPC) du système hybride, incluant principalement les coûts totaux de chaque composant, les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les batteries, le générateur électrogène et le convertisseur, avec un capital de remplacement, les coûts d'opérations de maintenance et de récupération qui est représenté dans la figure 2.20.

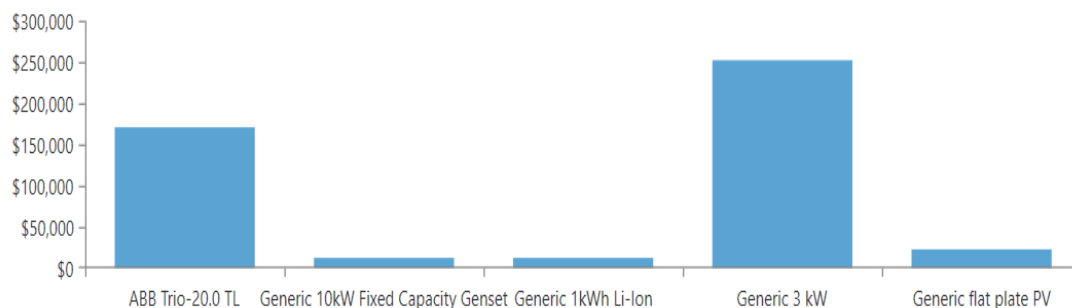


Figure.2.20 NPC : Coût total net du système

Les frais financiers e, ce qui concerne le système d'alimentation hybride proposé sont donnés par la figure 2.21.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
ABB Trio-20.0 TL	\$68,000.00	\$60,073.76	\$51,710.07	\$0.00	(\$8,144.97)	\$171,638.86
Generic 10kW Fixed Capacity Genset	\$5,000.00	\$0.00	\$3,936.43	\$4,810.66	(\$503.86)	\$13,243.22
Generic 1kWh Li-Ion	\$8,250.00	\$3,500.26	\$1,939.13	\$0.00	(\$658.78)	\$13,030.60
Generic 3 kW	\$180,000.00	\$57,385.32	\$46,539.06	\$0.00	(\$32,340.31)	\$251,584.07
Generic flat plate PV	\$20,006.43	\$0.00	\$2,586.33	\$0.00	\$0.00	\$22,592.76
System	\$281,256.43	\$120,959.34	\$106,711.02	\$4,810.66	(\$41,647.93)	\$472,089.51

Figure.2.21 Cout de l'installation

D'après la figure 2.20 et 2.21 on résume les coûts comme le suivant :

- ✓ Capital globale est de 281256 \$.
- ✓ Remplacement des composants avec 369341 \$.
- ✓ Q & M avec 106711 \$.

Les frais financiers annuels du coût actuel net total (NPC) sont représentés par :

- ✓ Le système éolien avec 251584 \$.
- ✓ Le générateur photovoltaïque avec 22592 \$.
- ✓ Les batteries avec 13030 \$.
- ✓ Le générateur diesel avec 13243 \$.
- ✓ Le convertisseur avec 171638 \$.

Le résultat d'optimisation trouvé par HOMER donne le coût nécessaire pour réaliser ce projet de l'ordre de 472089 \$ sur toute la durée de la vie du projet.

2.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a présenté les différentes méthodes d'optimisation et de dimensionnement des systèmes hybrides de génération d'énergie électrique. Allant des méthodes classiques de conception jusqu'aux nouvelles méthodes basées sur l'intelligence artificielle.

Pour développer un modèle de micro réseau stable afin d'alimenter des charges dans un emplacement spécifique, l'un des paramètres décisifs les plus importants de l'étude de dimensionnement est de prendre en compte la faisabilité technique et économique du système.

À cet effet, les divers paramètres indépendants affectant la faisabilité comprennent la taille et la capacité optimale des sources d'énergie, la disponibilité et la contribution des différentes sources, le coût de chaque composant connecté au système, etc., peuvent être étudiés par HOMER Pro.

Dans notre étude, on a utilisé le logiciel HOMER Pro à l'objectif de présenter un système hybride de génération d'énergie qui alimente un laboratoire des énergies renouvelables situé à

l'université de Sou Ahras. Les résultats de simulation montrent l'intérêt de la combinaison de plusieurs sources renouvelables, cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille des sources de production et de la capacité de stockage, réduisant ainsi le coût total du système.

Suite aux résultats de dimensionnement et d'optimisation du système et pour but d'éliminer les émissions de gaz à effet de serre. Dans le chapitre qui suit, on va se concentrer sur l'étude des systèmes hybrides autonome à base énergies renouvelable avec batteries de stockage d'énergie.

CHAPITRE 3

3. Modélisation et Simulation des Systèmes Hybrides

3.1 INTRODUCTION

Les sources d'énergie renouvelables ont commencé à apparaître en capacité considérable sur le réseau international depuis le début du 21^{ème} siècle. En effet en 1990, la capacité mondiale totale d'énergie éolienne était d'environ 1 GW, et celle produite par les PV présentait des valeurs inférieures à 1 GW. Après 1990, la capacité mondiale des énergies renouvelables a commencé à augmenter à un rythme accéléré. En 2007, la capacité mondiale éolienne atteignait plus de 90 GW et celle de solaire atteignait plus de 11 GW [117]. Des références plus récentes [118] présentent l'évolution remarquable de ces technologies, les figures 2.1 et 2.2 illustrent l'exemple de la croissance des énergies renouvelables. En fait, selon le « Rapport d'état mondial sur les énergies renouvelables 2019 », l'énergie éolienne a atteint environ 591 GW en 2018 et l'énergie photovoltaïque a atteint 505 GW de puissance nominale installée.

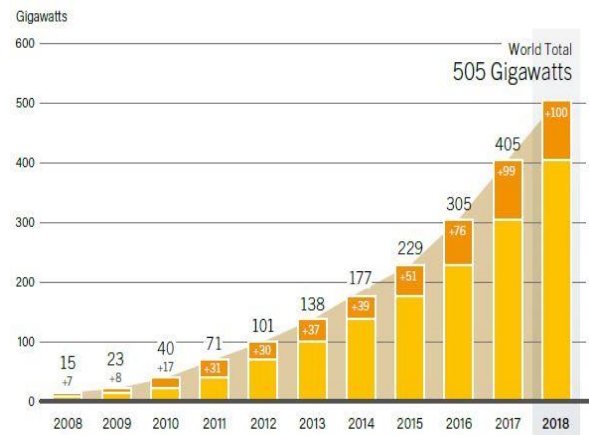
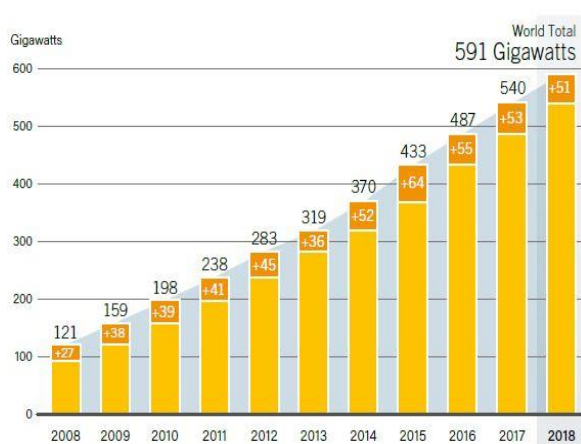


Figure.3.1 Capacité mondiale du l'éolien jusqu'au 2018 **Figure.3.2** Capacité mondiale du PV jusqu'au 2018

L'énergie solaire, qui se caractérise comme une source renouvelable non polluante, par sa disponibilité et son ajout considérable dans plusieurs domaines d'électrotechnique et autres fait l'objet des projets approfondis ces dernières années dans plusieurs secteurs d'industrie énergétique. En effet, les systèmes qui utilisent cette forme d'énergie demandent une légère maintenance et présentent une bonne fiabilité de fonctionnement, une autonomie de plus en plus accrue, une résistance extrême aux conditions naturelles (température, humidité, vent, etc...), et donc une grande longévité [119]. Cette énergie est disponible en abondance sur toute

la surface terrestre, elle peut atteindre ainsi les 1000 W/m² crête dans les zones tempérées lorsque l'atmosphère ne contient pas de la pollution. L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application de techniques solaires souhaitées par le gouvernement, d'ici quelque années le pays envisage produire 5600 mégawatts de l'électricité produite par l'énergie solaire en construisant plusieurs centrales de production d'énergie photovoltaïque avec une rationalisation de l'utilisation des ressources énergétiques en Algérie et son orientation vers le secteur de l'industrie renouvelable.

L'utilisation des générateurs éoliens est en pleine croissance dans le monde entier et plus précisément en Europe dès que le coût de production conventionnelle de l'énergie électrique est plus en plus élevé. L'avantage principal de l'utilisation de ce type de source d'énergie est de réduire la pollution qui est en relation avec l'émission des gaz à effet de serre.

L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne découle dans la nécessité de développer des systèmes d'énergies propres durables et qui donnent un avantage à long terme. L'industrie mondiale des éoliennes comprend environ une douzaine de grandes entreprises situées en Europe. L'Allemagne et l'Espagne sont désormais plus les seuls garants de la croissance du marché éolien de l'Union européenne [120].

En ce qui concerne l'Algérie, le travail développé en [121] s'illustre dans le cadre d'une étude techno-économique de la faisabilité d'implantation des fermes éoliennes en Algérie. Cette étude est basée sur l'utilisation de données de vitesse du vent fournies par le logiciel Meteonorm. Ces données sont générées à partir de données réelles mesurées au niveau des stations météorologiques situées dans 16 villes différentes.

Selon l'étude de comparaison, les quatre meilleures villes pour une éventuelle exploitation de gisement éolien sont Adrar, Tindouf, Djelfa et Ain Aminas. On remarque que la région saharienne possède le potentiel énergétique éolien le plus élevé en Algérie comme indiqué en [122] par F. miloud et R. aissaoui dans le cadre d'une étude de potentiel éolien de la ville d'Adrar. B.Belabes et al en [123] ont présenté une étude d'évaluation portant sur l'estimation du coût de l'électricité produite par différents types d'aérogénérateurs installés dans les régions de Sétif et Tiaret.

Le problème qui s'indique dans la variation des sources d'énergie renouvelable qui sont intermittentes dans le temps peut être résolu par l'introduction d'un système hybride de génération d'énergie électrique qui couple entre plusieurs sources afin de satisfaire une production d'énergie continue et fiable. Ce système contient plusieurs éléments essentiels dans le bon fonctionnement de ce dernier, cependant la tâche de la modélisation des composants internes se fait une étape très importante dans le cadre de la réalisation du projet.

En général, un MG peut être divisé en deux groupes : les systèmes hybrides connectés au réseau électrique vient pour ajouter de la puissance là où on a besoin et les systèmes hybrides en mode isolé vient pour répondre au besoin de la consommation de l'énergie des sites lointains du réseau de distribution. Plusieurs structures des MG peuvent être étudiées sur la base des divers modèles en fonction de l'objectif souhaité atteindre.

Dans ce chapitre on va présenter dans la première partie la modélisation et la simulation des composants d'un microréseau, à savoir les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, le système de stockage et les convertisseurs statiques... etc, par la suite la deuxième partie est focalisée à simulation de quelques configurations d'un micro réseaux sans et avec optimisation de la puissance maximale produite par les sources renouvelables.

3.2 MODELISATION DES COMPOSANTS DU MG

Avant d'entreprendre la modélisation, nous devons définir le système hybride qu'on va étudier dans cette thèse (voir la Figure 3.3), ce dernier comporte : des éoliennes, des générateurs photovoltaïques, des batteries, et les charges avec les différents convertisseurs électroniques. De plus, nous devons choisir le type de convertisseur le plus approprié pour commander chacune des trois premières sources, et qui assurera l'adaptation de celle — ci au bus continu de l'onduleur.

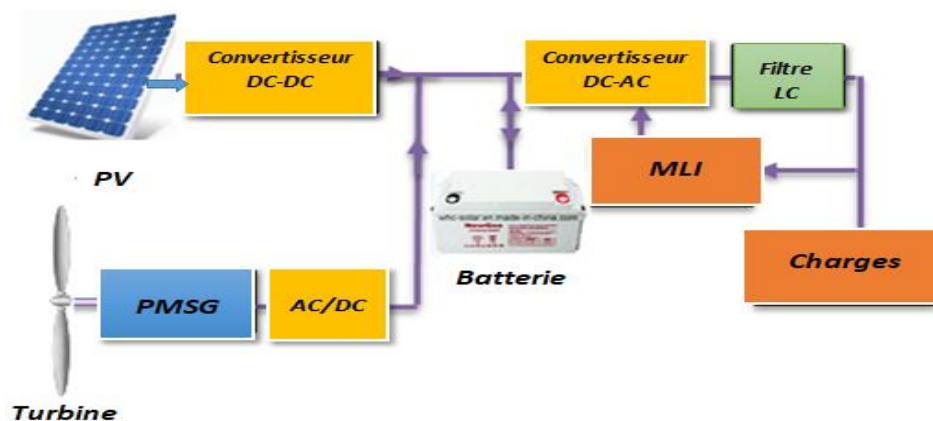


Figure.3.3 la configuration du système hybride de génération d'énergie

3.2.1 Modélisation du système photovoltaïque

3.2.1.1 Énergie solaire en Algérie

L'énergie solaire, qui se caractérise comme une source renouvelable non polluante, par sa disponibilité et son ajout considérable dans plusieurs domaines d'électrotechnique et autres fait l'objet des projets approfondis ces dernières années dans plusieurs secteurs d'industrie énergétique. En effet, les systèmes qui utilisent cette forme d'énergie demandent une légère

maintenance et présentent une bonne fiabilité de fonctionnement, une autonomie de plus en plus accrue, une résistance extrême aux conditions naturelles (température, humidité, vent, etc.), et donc une grande longévité [119]. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, elle peut atteindre ainsi les 1000 W/m² crête dans les zones tempérées lorsque l'atmosphère ne contient pas de la pollution.

La figure 3.4 montre une carte annuelle de l'ensoleillement solaire en Algérie [124].

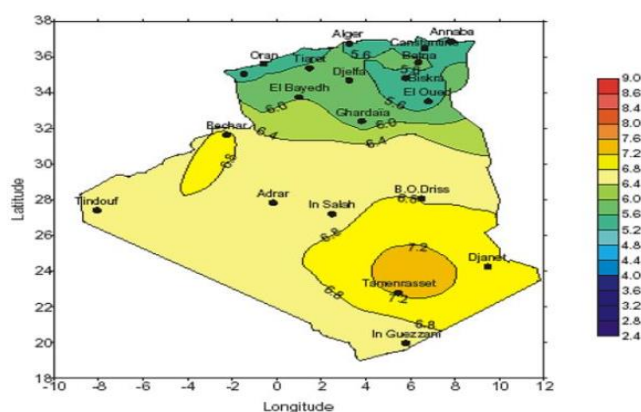


Figure.3.4 la carte annuelle de l'ensoleillement solaire

3.2.1.2 Principe de la conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est l'élément de base pour le générateur photovoltaïque, elle convertit l'énergie solaire en énergie électrique. Elle ressemble à la plupart des appareils électroniques à semi-conducteurs qui sont souvent utilisés en électronique telle que les diodes, et les transistors. La cellule solaire se compose essentiellement d'une jonction PN formé par un matériau semi — conducteur. Lorsque la lumière de soleil tombe sur la cellule, un pair électron-trou est générée par le bombardement des photons sur la surface de la cellule. Le champ électrique créé à la jonction provoque le pair électron-trou pour séparer les électrons dérivant vers la zone N et les trous vers la région P. D'où une tension électrique est générée à la sortie. Le photo- courant (I_{ph}) circulera à travers la charge connectée aux bornes de sortie d'une cellule solaire. Le circuit équivalent d'une cellule solaire est montré dans la figure 3.5.

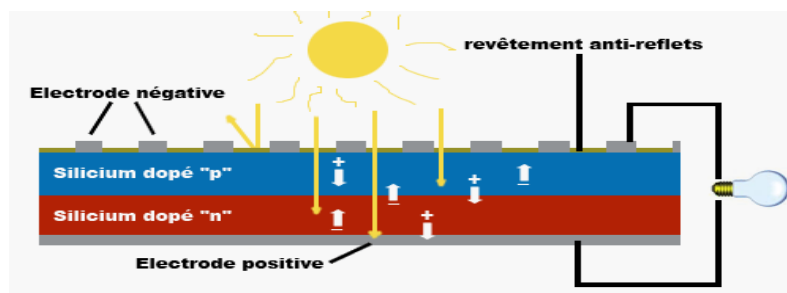


Figure 3.5 Description d'une photopile et de l'effet photovoltaïque [125]

Pour trouver le modèle du générateur PV, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles peuvent être représentés généralement par trois types de schémas équivalents : *modèle idéal*, *modèle réel à une seule diode* et *modèle à deux diodes*, pour notre étude on s'intéresse au modèle à une seule diode.

Le schéma équivalent modèle à une seule diode est représenté sur la figure 3.6.

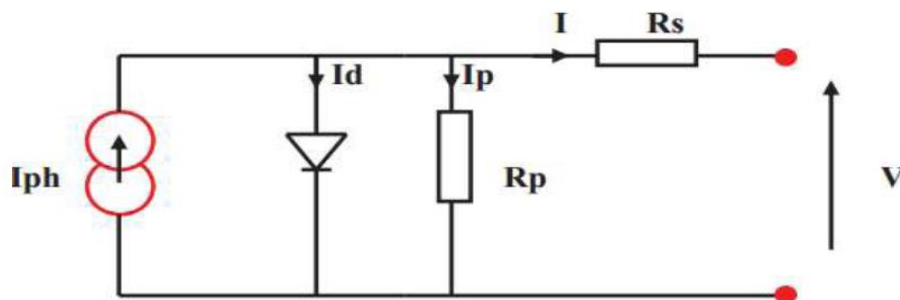


Figure 3.6 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une seule diode.

Le schéma équivalent est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunt (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieur à (R_s), ces deux résistances modifient le courant de court-circuit de la cellule en photo- courant I_{ph} .

Le courant généré par la cellule photovoltaïque met sous la forme mathématique suivante : [126]

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (3.1)$$

La tension aux bornes de la diode est donnée par :

$$V_d = V + R_s I \quad (3.2)$$

Si on remplace le l'expression (3.2) dans l'expression (3.1) le courant de la diode devient :

$$I_D = I_0 \cdot \left(e^{q \left(\frac{V + R_s I}{N \cdot K \cdot T} \right)} - 1 \right) \quad (3.3)$$

Le courant de la résistance R_p est donnée par l'expression suivante :

$$I_p = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.4)$$

On remplace le courant I_p de l'équation (3.4) dans (3.1), le courant I_{PV} devient donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V + R_s I)}{N \cdot K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.5)$$

Il se compose d'une source de courant en parallèle avec une diode. L'équation de tension-courant de la cellule solaire est donnée par l'équation (3.6)

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\gamma \cdot K \cdot T_c} \right) \right] \quad (3.6)$$

Avec : T_c : Température de la jonction des cellules PV [°K], I , I_0 représentent le courant photonique et le courant de saturation inverse, N le facteur de qualité, $K = 1.3854 \cdot 10^{-23}$. Constante du Boltzmann, $q = 1.602 \cdot 10^{-19} C$ constante de charge d'électron.

3.2.1.3 Dimensionnement du module photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques produisent de l'électricité à courant continu (CC) à partir du rayonnement solaire. Les cellules sont connectées entre elles de manière série ou en parallèle placées dans un matériau de support recouvert par une couche de verre (module).

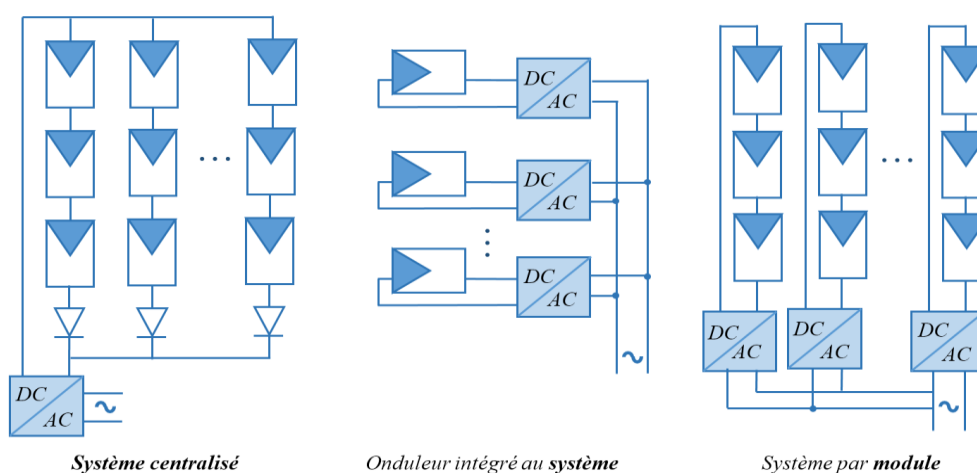


Figure.3.7 Types d'architecture des PV

Le module PV est connecté au réseau de distribution ou bien directement aux charges via des onduleurs selon une architecture concrète, montré dans la figure 3.7.

Le dimensionnement du PV est présenté dans cette sous-section pour être utilisé dans le chapitre trois afin de déterminer le dimensionnement optimal du MG. Les variables de dimensionnement de PV sont données sous la forme du nombre de modules PV formant le générateur d'énergie ainsi que le nombre des modules montés en série ou en parallèle. Le nombre des panneaux PV série est estimé par le nombre de panneaux nécessaires qui correspond

à la tension de fonctionnement du bus de connexion avec l'onduleur. Il peut être calculé comme le suivant [127]:

$$nPV_{séries} = \frac{U_{bus}}{U_{module}} \quad (3.7)$$

Avec :

- $nPV_{séries}$: Le nombre des PV montés en série.
- U_{bus} : La tension de fonctionnement.
- U_{module} : La tension d'un seul module PV.

Plusieurs chaînes des modules connectés en série peuvent être raccordées en parallèle, le numéro de chaîne parallèle est la variable de dimensionnement qui doit être optimisée dans l'étude du PV. Le nombre de chaînes PV parallèle (nPV_{parall}) est lié à la valeur de courant de sortie disponible à partir du générateur PV. Ainsi, lorsqu'on modifie la valeur de nPV_{parall} , la valeur du courant de sortie sera modifiée. Une chose qu'on doit prendre en considération dans le système de dimensionnement optimal.

nPV_{parall} est traitée comme une valeur variable à trouver, via l'algorithme d'optimisation choisie à l'étude.

La sortie du courant du générateur PV au temps t est calculée comme suit :

$$I_{PV} = I_{PV,module}(t, PV_{type}) \cdot nPV_{parall} \cdot f_{mm} \quad (3.8)$$

Avec :

- PV_{type} : La taille du panneau PV selon le type.
- $I_{PV,module}(t, PV_{type})$: Le courant de sortie du PV au temps t selon le type de panneau en ampères.
- f_{mm} : Facteur de non-concordance.

Le nombre de panneaux photovoltaïques peut aller de 0 à la quantité la plus élevée de panneaux photovoltaïques nécessaires lorsqu'un système PV autonome peut répondre à une demande de charge indiquée. Ainsi, nPV_{parall} est borné comme suit :

$$0 \leq nPV_{parall} \leq \frac{E_{jour}}{\eta \cdot W \cdot nPV_{séries} \cdot heures_{enso/J}} \quad (3.9)$$

- Avec : E_{jour} : Charge journalière en joule.
- η : Perte en conversion énergétique.

- W : La puissance de sortie attendue du panneau PV en watt.
- $heures_{ensol,J}$: Le nombre moyen d'heures d'ensoleillement estimées par jour (h).

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque est calculée comme suit :

$$P(t) = I_{PV,module}(t, PV_{type}) \cdot U_{module} \cdot nPV_{series} \cdot nPV_{parrall} \cdot f_{mm} \quad (3.10)$$

3.2.1.4 Modélisation d'un hacheur-boost

La structure de base et la topologie de commande du convertisseur survolteur est représentée sur la Figure 3.8.

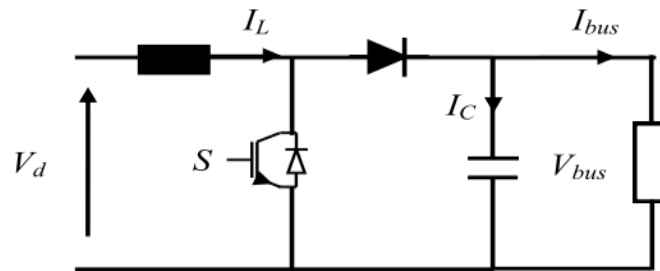


Figure.3.8 Structure de la topologie de convertisseur boost

L'équation d'état décrivant le convertisseur élévateur de tension continue est donnée par (3.11)

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = V_d - r i_L - (1-D) V_{bus} \\ C \frac{dV_{bus}}{dt} = (1-D) i_L - \frac{V_{bus}}{R} - I_{bus} \end{cases} \quad (3.11)$$

Avec

- L, C : L'inductance et Le condensateur de bus continu.
- V_{bus} : La tension du bus continu.
- I_{bus} : Le courant de bus continu
- R : La résistance de charge et l'inductance de hacheur
- D : Le rapport cyclique de hacheur.

Pour le réglage de la boucle de courant, nous commençons avec le système de l'équation (3.10) qui est transformé dans le domaine de Laplace :

$$L S i_L(S) = V_d - R i_L(S) - (1-D) V_{bus} \quad (3.12)$$

Comme c'est D qui régule le courant, on considère l'équation reliant D avec i, Soit

$$\frac{i_L(S)}{D(S)} = T(S) = \frac{V_{bus}}{R.(1-\tau.S)} \quad (3.13)$$

$T(S)$: est la fonction de transfert de courant en boucle ouvert

La fonction $C_{PI}(S)$ de transfert d'un correcteur PI est peut-être écrit sous de la forme

$$C_{PI}(S) = K_p + \frac{K_i}{S} = \frac{K_i.(1 + \frac{K_p}{K_i})}{S} \quad (3.14)$$

Par une compensation pole/zéro et en imposant $\frac{K_p}{K_i} = \tau = \frac{L}{r}$ on arrive à la fonction de transfert en boucle fermée :

$$F(S) = \frac{T(S).C_{PI}(S)}{1+T(S).C_{PI}(S)} = \frac{1}{(1+T.S)} \quad (3.15)$$

Avec $T = \frac{R}{V_{bus} K_i}$

On déduit les expressions de K_i et K_p :

$$K_i = \frac{R}{V_{bus} T} \quad \text{et} \quad K_p = K_i \frac{L}{R} \quad (3.16)$$

3.2.1.5 Algorithmes MPPT pour panneaux photovoltaïques

Les algorithmes de maximisation du point de puissance maximale ou MPPT dans le cas des panneaux photovoltaïques sont les plus développés et variés. Les panneaux suivent selon leur technologie, une caractéristique de puissance-tension ou de puissance-courant possédant un unique maximum, et variant en fonction des facteurs d'influence comme l'irradiation et la température, qui même mesurés ne permettrait pas de déduire efficacement ce dernier.

La méthode la plus simple pour évaluer leur point de fonctionnement maximal, consiste à considérer la tension optimale correspondante proportionnelle à la tension de circuit ouvert qui sera maximale dans ce cas-là avec l'évolution des fluctuations de l'irradiation, et de la même façon le courant optimal proportionnel au courant de court-circuit. Cette méthode a cependant un inconvénient majeur, d'une part la nécessité d'avoir un panneau supplémentaire pour mesurer la tension de circuit ouvert ou le courant de court-circuit à tout instant, et d'autre part d'avoir un rendement limité, car les coefficients de proportionnalité dépendent alors de la température des cellules, qui peuvent être très variables. Dans la pratique plusieurs techniques

s'appeler algorithmes extrémaux sont exploités pour faire la tâche la maximisation de la puissance des PV, dont les rendements pouvant avoisiner les 90 %.

Au nombre de trois solutions de base de principes proches, de nombreuses études ont été élaborées avec plusieurs expérimentations afin de les améliorer.

Une première méthode "*Perturb and Observe*", "*P&O*" consiste à incrémenter selon un pas positif ou négatif fixé la tension de référence des panneaux pour perturber le système, et observer si la puissance photovoltaïque croît ou décroît en réponse de cette perturbation. Dans le premier cas, cela signifie que la référence évolue dans le bon sens, et le pas continu à être ajouté à la référence avec le même signe.

Dans le deuxième cas, celle de l'évolution de la référence dans le mauvais sens, le pas doit être changé de signe pour retrouver une puissance croissante. Arrivé au sommet de la caractéristique de puissance, le point de fonctionnement doit alors osciller autour de la puissance maximale avec une amplitude correspondant au pas imposé.

La deuxième méthode est le "*Hill-Climbing*". Selon le même principe, c'est cette fois directement le rapport cyclique du hacheur assurant le contrôle des panneaux qui est incrémenté ou décrémenté.

Le travail des deux premières méthodes peut échouer dans des conditions atmosphériques en évolution rapide (figure 3.9).

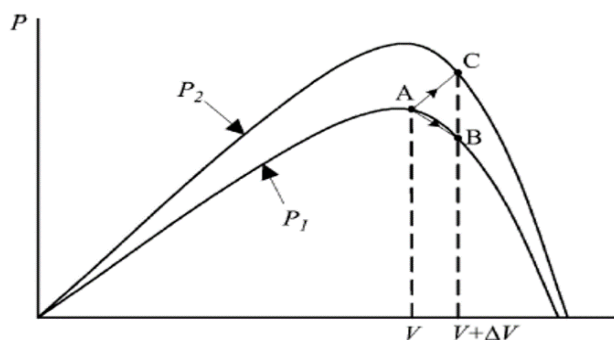


Figure.3.9 Divergence du hill-climbing/P&O du MPP

À partir d'un point de fonctionnement A, si les conditions atmosphériques restent à peu près constantes, une perturbation ΔV dans la tension V ramène le point de fonctionnement à B et la perturbation sera inversée en raison d'une diminution de puissance. Cependant, si l'irradiation augmente et déplace la courbe de puissance de P_1 à P_2 au cours d'une période d'échantillonnage, le point de fonctionnement passera de A à C.

Cela représente une augmentation de puissance et la perturbation reste la même. Par conséquent, le point de fonctionnement diverge du MPP et continuera de diverger si l'irradiation solaire augmente régulièrement. Pour s'assurer que le MPP est suivi même en cas

de changements soudains de l'ensoleillement, [128] utilise une méthode de comparaison de poids en trois points P&O qui compare le point de puissance réel à deux points précédents avant qu'une décision ne soit prise sur le signe de perturbation.

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \approx I_{pv} + V_{pv} \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} \quad (3.17)$$

Puisque la dérivée partielle de la puissance est nulle au point optimal, en comparant les termes $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}}$ et $-\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$, il est possible de savoir s'il faut incrémenter ou décrémenter la conductance $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}}$ pour augmenter la puissance.

Le premier défaut de ces algorithmes est leur pas fixe, qui provoque une oscillation au tour du point optimal. Il est possible de le réduire en diminuant le pas, mais alors l'algorithme mettra plus longtemps à converger. Pour résoudre ce problème, des algorithmes à pas adaptatifs ont été proposés pour diminuer le pas lorsqu'on s'approche de la puissance maximale.

Le deuxième problème est que ces algorithmes présument que les conditions climatiques sont stables, si l'irradiation vient faire fluctuer la puissance indépendamment de la perturbation, l'algorithme perd en vitesse de convergence, voire peut diverger. Certaines études tentent d'estimer l'irradiation pour résoudre ce problème.

Les algorithmes peuvent être remplacés les méthodes conventionnelles utilisées par la logique floue, ce qui permet de cibler plus efficacement le point de puissance maximale, mais alourdit les calculs et la mise en œuvre. Enfin, des solutions exploitant les réseaux de neurones existent aussi pour faire le même travail.

3.2.2 Système de stockage d'énergie électrique

L'objectif du stockage d'énergie est d'apporter de la souplesse et de renforcer la fiabilité des systèmes énergétiques multiples. Il s'agit de faire l'équilibrage en écoulant de puissance entre la demande et la production de l'énergie. Cependant, en fonction de son dimensionnement, de ses spécifications techniques, accoupler à une ou plusieurs sources d'énergie intermittentes peut offrir des assurances en termes de puissance, de prévisibilité, de stabilité, voire fournir une gestion d'énergie efficace pour assurer un bon fonctionnement du système électrique.

Dans le contexte actuel de développement des ER, le stockage de l'énergie apparaît donc comme une solution favorable d'insertion des énergies ER fluctuantes dans un système hybride. En effet, en stockant de l'énergie aux périodes de moindre demande et en déstockant pendant

les heures de pointe, les systèmes autonomes de production d'énergie électrique bénéficieront d'un avantage particulier pour garder la fiabilité et assurer le fonctionnement du système dans les différents plans. Cependant le stockage de l'énergie électrique représente donc un enjeu majeur pour permettre une réelle pénétration des immenses ressources renouvelables naturellement dispersées, notamment celles de l'éolien et celle du photovoltaïque. Il existe plusieurs types de stockage d'énergie tels que :

➤ **Stockage sous forme d'énergie mécanique** : comme les stations de transfert d'énergie par pompage qui permet de stocker de grande quantité d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau. Le volant d'inertie ça rentre dans la même catégorie pour fournir de l'énergie venant d'une source cinétique d'un dispositif en forme de roue tournant autour de son axe central de rotation.

➤ **Stockage sous forme d'énergie thermique** : son usage est en relation avec l'utilisation de la température qui doit être élevée avec plusieurs moyens, pour chauffer de l'eau afin de produire une pression capable de fournir une puissance mécanique à un alternateur pour produire de l'énergie électrique ou bien vice-versa.

➤ **Stockage sous forme d'énergie chimique** : Tout combustible peut être considéré comme un stock d'énergie sous forme chimique. En brûlant, les énergies par exemple venant de sources fossiles dégagent de l'énergie sous forme de chaleur qui peut être récupérée et valorisée. Un autre exemple fameux de ce type de stockage qui est des piles à combustible à base d'hydrogène. On peut le récupérer dès qu'il n'existe pas en état naturel en décomposant la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène par l'électrolyser, ce qui rend l'hydrogène une forme intéressante de stockage d'énergie.

➤ **Stockage sous forme électromagnétique** : comme les supra-condensateurs qui peuvent stocker de l'énergie directement sous forme électrique pour la restituer après, la même chose pour les supraconducteurs qui est à base de matériaux supraconducteurs. Ce système se destine au stockage de grandes quantités d'énergie, dont 50 % peuvent être restituées en moins d'une seconde. De plus, un tel dispositif bénéficie d'un rendement de 75 % à plus de 90 %.

➤ **Stockage sous forme d'énergie électrochimique** : Le stockage de l'énergie dans les batteries électrochimiques est la technique la plus répandue pour les petites quantités d'énergie électrique. En fonction du type de batterie (plomb-acide, lithium-ion, nickel-métal hydrure, etc.), différentes réactions chimiques sont provoquées à partir de l'électricité : il s'agit de la phase de charge de la batterie. Selon la demande, les réactions chimiques inversées produisent ensuite de l'électricité et déchargent le système.

Dans cette thèse, le stockage électrochimique est utilisé. Par conséquent, dans cette partie, la modélisation de cette unité de stockage sera présentée. La simulation été réalisée avec la technologie lithium ion. De plus, le modèle est présenté correspondant à ce type de batterie.

La modélisation mathématique de la batterie de type Li-Ion utilisée dans notre bloc de simulation. La source de tension ouverte appliquée est calculée avec une relation non linéaire basée sur la valeur SOC du système de stockage d'énergie

$$V_{batt} = E_{batt} - RI \quad (3.18)$$

La source de tension contrôlée est décrite par l'équation suivante :

$$E_{batt} = E_0 - K \frac{Q}{Q-it} + A \exp(-bit) \quad (3.19)$$

Où: E_0 : Tension à vide en V. E_{batt} : Tension instantanée de la batterie en V.

K : Voltage de polarisation en V. Q : Capacité de la batterie en Ah.

I : Intensité instantanée de la batterie en Ah. A : Amplitude exponentielle en V.

V_{batt} : Tension nominale de la batterie en V. R : Résistance interne en Ω .

L'efficacité de charge et de décharge est des fonctions non linéaires du courant et de l'état de charge (SOC). Le SOC est défini comme le pourcentage de la capacité restante d'une batterie. Il peut être exprimé par l'équation ci-dessous :

$$SOC = \frac{Q}{Q_{rated}} * 100\% \quad (3.20)$$

Où Q et Q_{rated} sont respectivement la capacité restante et la capacité nominale de la batterie en Ah.

Dans le schéma de commande du système, le contrôleur de batterie fonctionne en double jeu pour réguler la tension du bus DC via un convertisseur DC/DC bidirectionnel. Il fonctionne en (1) mode abaisseur pour charger la batterie lorsqu'il y a un surplus d'énergie produite et en (2) mode boost pour la décharger lorsqu'il y a une demande de charge importante. Celui-ci gère le flux d'énergie entre la production et la consommation d'électricité. Le contrôle du convertisseur bidirectionnel et du système de stockage de batterie est réalisé en utilisant un contrôleur PI.

3.2.3 Modélisation d'un Onduleur MLI à Deux Niveaux

3.2.3.1 Présentation de l'onduleur de tension deux niveaux

Un onduleur est un convertisseur statique de type DC/AC constitué de trois bras et une source de tension continue V_{dc} , chaque bras comporte deux interrupteurs composé d'un

transistor IGBT et une diode montée en tête bêche, la structure de l'onduleur à deux niveaux insérés dans l'ensemble alimentation, filtre, onduleur, est représenté dans la figure 3.10.

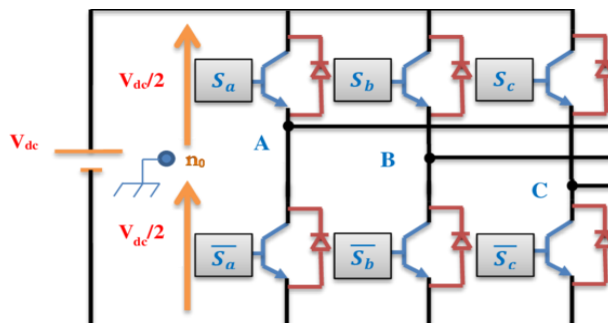


Figure 3.10 Schéma association Onduleur de tension

La forte évolution connue par les onduleurs de tensions est due d'une part, au développement des composants à semi-conducteurs entièrement commandables, puissants, robustes et rapides, et d'autre part, à l'utilisation généralisée des techniques dites de modulation de largeur d'impulsion MLI.

3.2.3.2 Modélisation de l'onduleur de tension

Pour faire la modélisation de l'onduleur [125], on suppose que la commande de chacune de trois branches de l'onduleur est complémentaire, ce qui permet de les remplacer par des interrupteurs statiques à deux positions. L'état des interrupteurs, supposés parfaits, peut être représenté par trois grandeurs booléennes de commande S_i ($i=a, b, c$) tel que :

- $S_i = 1$ si la phase à est connectée à la borne positive de la source continue U_c .

- $S_i = 0$ si la phase est connectée à la borne négative de la source continue U_c .

Même chose pour les autres phases.

Dans ces conditions, on peut écrire les tensions des phases V_{ino} en fonction des signaux de commande S_i tel que :

$$V_{ino} = S_i U_c - \frac{U_c}{2} \quad (3.21)$$

Les tensions entre phases sont données par :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ano} - V_{bno} \\ V_{bc} = V_{bno} - V_{cno} \\ V_{ca} = V_{cno} - V_{ano} \end{cases} \quad (3.22)$$

Le moteur à induction constitue une charge triphasée équilibrée couplée en triangle ou en étoilé « n » d'où :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (3.23)$$

Cette relation peut d'écrire :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(V_{ab} - V_{ca}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(-V_{bc} - V_{ab}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(V_{ca} - V_{cb}) \end{cases} \quad (3.24)$$

Donc :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(2V_{ano} - V_{bno} - V_{cno}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(-V_{ano} + 2V_{bno} - V_{cno}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(-V_{ano} - V_{bno} + 2V_{cno}) \end{cases} \quad (3.26)$$

L'utilisation de l'expression (3.23) permet d'établir les équations instantanées des tensions simples en fonction des grandeurs de commandes :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

On peut alors écrire :

$$\vec{V}_S = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} (S_a + S_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + S_c e^{j\frac{4\pi}{3}}) \quad (3.28)$$

Les six vecteurs tensions non nuls peuvent être formules par :

$$\vec{V} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_c e^{j(i-1)\frac{\pi}{3}} \quad (i = 1, 2, 3, 4, 5, 6) \quad (3.29)$$

Les différentes combinaisons des trois grandeurs (S_a, S_b, S_c) permettent de générer huit positions du vecteur \vec{V}_T dont deux correspondent nul comme le montre la figure (3.11).

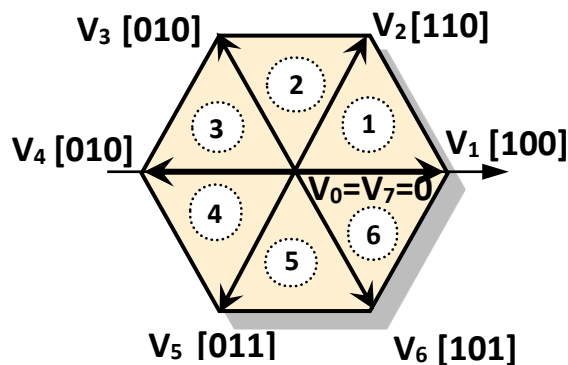


Figure 3.11 Représentation vectorielle des vecteurs de tension générés par l'onduleur

Il existe différentes stratégies de commande permettant de déterminer les trois fonctions logique S_i ($i=1, 2,3$), dites de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI).

3.2.3.3 Principe de base d'un MLI [129]

Le principe de base de la modulation de largeur d'impulsion est basé sur le découpage d'une pleine onde rectangulaire. Ainsi la tension de sortie de l'onduleur est formée par une succession de créneaux d'amplitude égale à la tension d'alimentation (continue) et de largeur variable tout en limitant l'effet des harmoniques.

Il existe différentes structures de modulation de largeur d'impulsion permettant de gérer les trois courants d'alimentation à partir des courants de référence calculés au niveau de la commande, généralement les plus utilisés sont: La MLI pré calculé, La MLI vectorielle et La MLI sinus-triangle.

La technique la plus répandue pour la reproduction d'un signal MLI est de comparer un signal triangulaire appelé porteuse de haute fréquence à un signal de référence appelé modulatrice et qui constitue l'image du signal de sortie de l'onduleur (figure 3.12).

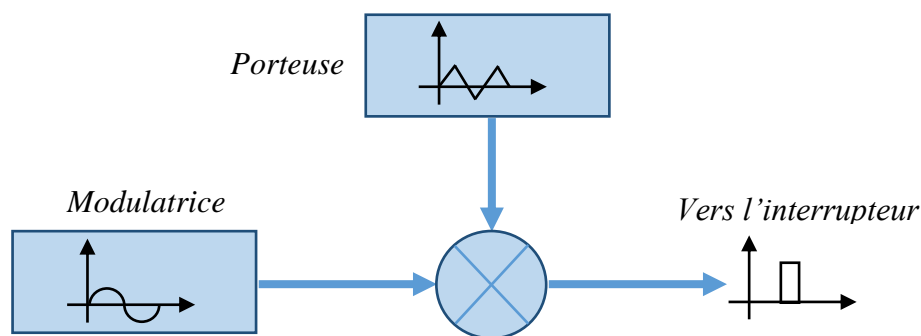


Figure.3.12 Schéma synoptique de la M.L.I

La technique de la MLI se caractérise par deux grandeurs :

- Le coefficient de réglage : qui est défini comme étant le rapport de l'amplitude de l'onde modulante à celle de l'onde porteuse. Il permet de déterminer l'amplitude du l'onde fondamental de modulation de largeur d'impulsion :

$$r = \frac{A_r}{A_p} \quad (3.30)$$

Avec : A_r : l'amplitude de référence et A_p l'amplitude de porteuse.

- L'indice de modulation : Il est défini comme étant le rapport de la fréquence de l'onde porteuse à celle de l'onde modulante.

$$m = \frac{f_p}{f_r} \quad (3.31)$$

Avec : f_p : la fréquence de modulation et f_r la fréquence de référence.

La modulation montre que la valeur de (m) plus elle est grande, plus la neutralisation des harmoniques est efficace, d'autre part on cherche à obtenir une valeur de (r) la plus élevée possible.

Les tensions à la borne de sortie de l'onduleur deux niveau peuvent être déterminées en utilisant le critère comme suit : pour $V_p \geq V_r$, $V_{A0} = \frac{V_{dc}}{2}$ et $V_{A0} = -\frac{V_{dc}}{2}$

Pour avoir une génération efficace du signal de porteuse et des intervalles de commutation, le signal MLI peut être facilement implémenté à l'aide d'intégrateurs et de comparateurs analogiques. Bien que le lien entre les deux signaux, c'est-à-dire la référence et la porteuse, ne soit pas une constante en raison des variations trouvées dans les valeurs de référence de l'onde sinusoïdale [130].

Pour notre étude on s'intéresse à la technique de commande MLI sinus – triangle.

3.2.4 Modélisation du système éolien

Différents modèles d'éoliennes ont été développés dans la littérature. Ils ont des objectifs différents et par conséquent traitent différentes caractéristiques du générateur éolien et ils couvrent en fait tous les aspects pertinents pour un tel dispositif. Le but de la modélisation aérodynamique est de vérifier et d'optimiser la conception des différents composants selon des critères concrets. Des exemples de tels critères pourraient être une maximisation des forces utiles, une minimisation des charges, un ajustement des caractéristiques de l'éolienne pour une vitesse de vent nominale choisie, etc...les chercheurs en production d'énergie électrique à la base de la vitesse du vent se préoccupent principalement des modèles qui sont liés au dimensionnement et en suite à la prévision de la puissance produite avec la prise en compte de la qualité d'énergie. L'utilisation d'une machine synchrone est de plus en plus courante dans ses dernières années parce qu'elle apporte de nouvelles simplifications au système à vitesse variable [131], cette machine offre la possibilité de faire une bonne conception multipolaire, et donc éviter l'utilisation d'un variateur de vitesse, malgré sa limitation en puissance et son coût la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) est la plus utilisée dans les domaines de la production de l'énergie par ER grâce à ces multiples avantages [132] :

- Haute densité en marge de puissance et faible d'inertie du rotor.
- Simplicité et robustesse dans la construction du rotor.

- Faible niveau de bruit acoustique qui est en relation de la configuration d'entraînement direct, le système de turbine n'a pas besoin d'une boîte de vitesses à cause de fort nombre de pôles magnétiques et cependant moins de complexité du système.
- Auto-excitation par rapport aux autres machines.
- Fonctionnement à haut facteur de puissance et de rendement grâce à l'auto-excitation.

La figure 3.13, montre l'architecture d'un système éolien complet utilisée dans cette thèse qui comprend : une éolienne à axe horizontal à trois pales ; un générateur synchrone triphasé à aimant permanent et un redresseur triphasé AC/DC.

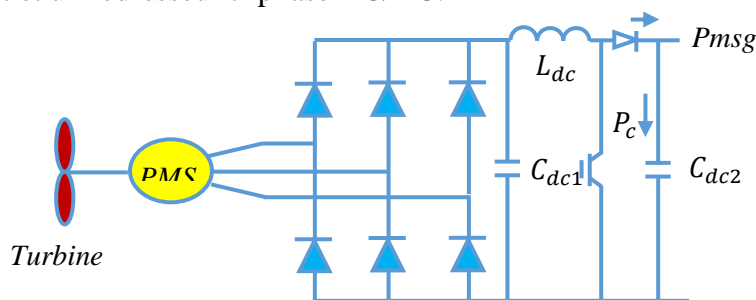


Figure.3.13 Architecture d'un système éolien complet

3.2.4.1 Modélisation de la turbine

La base de la structure de l'éolienne PMSG représentée sur la figure 3.13 est définie dans [133]. L'éolienne génère un couple à partir de l'énergie cinétique du vent. Le couple est transféré par l'arbre du générateur au rotor du générateur. Ce dernier produit un couple électrique et la différence entre le couple mécanique de l'éolienne et le couple électrique du générateur détermine si le système mécanique accélère, décélère ou reste à vitesse constante.

La puissance du vent disponible P_v traversant une surface S est définie par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3.32)$$

L'éolienne est utilisée pour la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Sur la base des relations de calcul, il est possible d'exprimer la puissance mécanique valeur P_m de la puissance aérodynamique de l'éolienne.

$$p_m = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (3.33)$$

Avec :

- $C_p(\lambda, \beta)$ est le coefficient de puissance, qui exprime la relation entre le rapport de vitesse spécifique λ et l'angle d'orientation des pales β .
- $A = \pi \cdot R^2$: la surface des pales balayées de la turbine et V est la vitesse du vent.
- ρ : la densité de l'air.

Le coefficient de puissance est défini par le ratio de la puissance mécanique fournie par la turbine sur la puissance du vent il est donné par :

$$C_p = \frac{P_{tur}}{P_v} \quad (3.34)$$

L'évolution du C_p dépend de l'angle d'orientation des pales β et de la vitesse spécifique λ , où λ est le rapport entre la vitesse la vitesse du rotor et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R.\omega}{V} \quad (3.35)$$

Avec ω la vitesse angulaire des pales et R est le rayon du rotor.

À partir de la valeur de la performance de mouvement de rotation, il est possible de déterminer la valeur du couple T_m agissant sur l'arbre comme suit :

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} \quad (3.36)$$

Ces formules sont évidentes que les valeurs instantanées des performances respectivement, du couple mécanique dépendent beaucoup de la vitesse du vent. Sur la base de ces équations, il est possible de construire le modèle.

La figure 3.14 montre que la vitesse de rotation de la turbine influe sur le coefficient de puissance et sur la puissance produite par la turbine, on remarque aussi que le coefficient de puissance est influé aussi par la valeur de l'angle d'orientation des pales β .

Par conséquent λ doit être maintenu à λ_{opt} pour maximiser l'énergie éolienne.

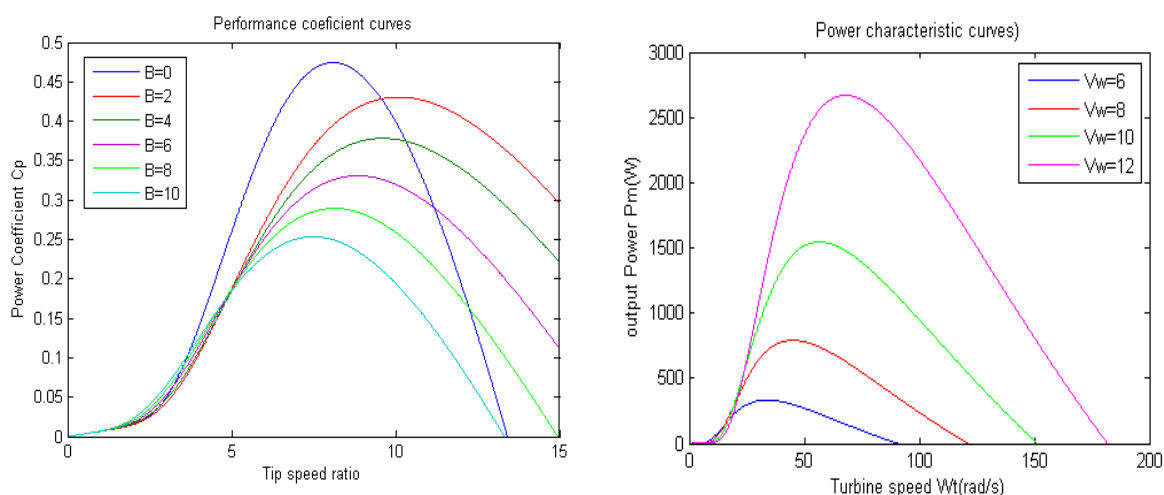


Figure.3.14 Relation entre coefficient de puissance la puissance produite et la vitesse du vent

3.2.4.2 Modèle de générateur synchrone à aimant permanent

En considérant les hypothèses simplificatrices pour la modélisation de la GSAP qui est basée sur la transformation de Park d'un système triphasé (a,b,c) en système biphasé (d,q), pour but de réduire la complexité du modèle et avoir des équations différentielles à coefficients constants : Le modèle générateur est implémenté entièrement en coordonnées dq .

La modélisation complète de la machine est montré dans l'annexe A.

3.2.4.3 Modélisation du redresseur triphasé à diodes

Vu la vitesse variable du vent, la turbine éolienne produit une tension qui varie à la fois en amplitude et en fréquence, ce phénomène provoque des problèmes de synchronisation dans les ferme d'éoliennes, pour cela un système de redressement à diodes à impulsions multiples peut être utilisé pour fournir une tension continue régulière pour résoudre ce problème. Le schéma du redresseur est montré dans la figure 3.15

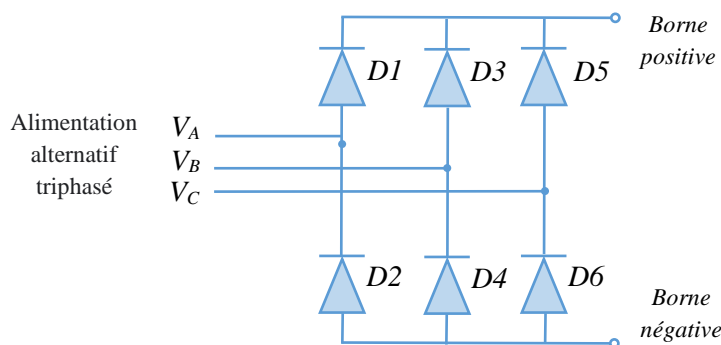


Figure.3.15 Redresseur triphasé non commandé double alternance

Le redresseur à diode est la topologie la plus couramment utilisée dans les applications d'électronique de puissance pour un système triphasé.

Il se compose de six diodes. Le redresseur triphasé à diode en pont est à deux alternances. Il peut être vu comme étant deux redresseurs triphasés simples alternance en se connectant au bus continu à l'entrée du l'onduleur triphasé MLI qui sera à la suite connectée aux charges.

Les diodes sont supposées idéales et par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Dans ces conditions, les deux diodes qui conduisent à chaque séquence correspondent à la phase ayant la tension la plus positive pour la diode du demi-pont supérieur et à la phase ayant la tension la plus négative pour la diode du demi-pont inférieur. La tension et le courant redressés sont reliés aux tensions et courants de phases [134]. Dans les redresseurs de puissance triphasés, la conduction se produit toujours dans la diode la plus positive et la diode la plus négative correspondante. Ainsi, lorsque les trois phases tournent à travers les bornes du redresseur, la conduction passe de diode à diode.

Ensuite, chaque diode conduit pendant 120° dans chaque cycle d'alimentation, mais comme il faut deux diodes pour conduire par paires, chaque paire de diodes ne conduira que pendant 60° , un sixième d'un cycle à tout moment, les formes d'onde de tension de sortie du redresseur triphasé comme il est indiqué dans la figure ci-dessus.

Ainsi, la valeur DC moyenne de la forme d'onde de tension de sortie d'un redresseur triphasé pleine onde est donnée comme suit :

$$V_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_s = 1.65 * V_s \quad (3.37)$$

Où : V_s est égal à $(\frac{V_L(\max)}{\sqrt{3}})$ et où $V_L(\max)$ est la tension de ligne maximale ($V_L * 1,414$).

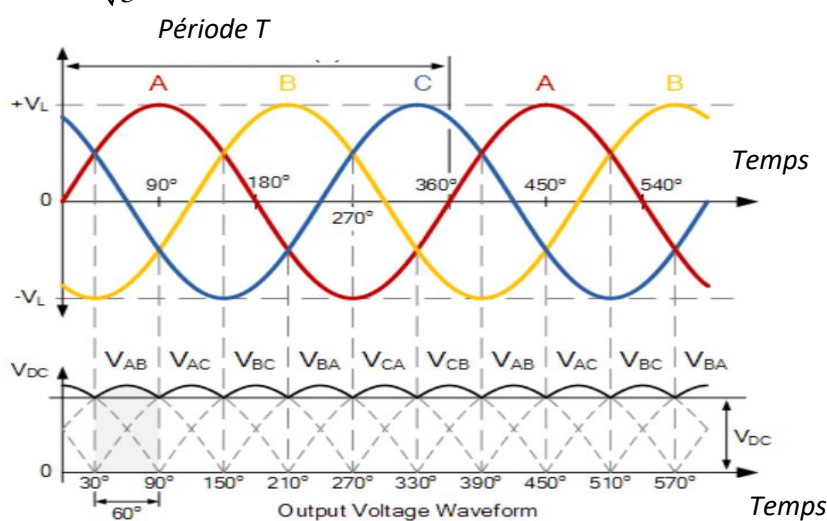


Figure.3.16 Formes d'onde de tension de sortie du redresseur triphasé

3.3 Résultats de Simulation

Le système qu'on va étudier dans cette thèse contient des sources renouvelables telles que les PV et les éolienne et des batteries.

Le système étudié ici est composé d'un générateur éolien, un générateur de panneaux photovoltaïque et une batterie de stockage.

Un convertisseur statique AC-DC est utilisé pour adapter la charge de générateur éolien et un convertisseur DC-AC pour coupler la puissance produite de tous les générateurs.

Le système est intégré via un bus-CC pour un onduleur de source de tension (Voltage Source Inverter) (VSI) pour assurer la fourniture continue d'énergie générée à partir du générateur photovoltaïque et du générateur éolien qui est intégrée via un convertisseur AC-DC. La puissance en sortie de VSI utilisée pour alimenter la charge.

Le générateur photovoltaïque est équipé d'un convertisseur DC/DC élévateur (boost) pour augmenter la tension de sortie du générateur.

Un contrôleur de batterie utilisé pour maintenir tout d'abord la gestion de la puissance dans le système hybride en combinant entre les différentes sources de production d'énergie, la charge et la décharge de la batterie se fait par une commande secondaire du convertisseur CC/CC (Boost-buck), afin de maintenir une tension continue souhaitable à l'entrée de l'onduleur.

Courbes de simulation

Le temps de simulation est limité en quinze secondes avec plusieurs scénarios de changement de puissance de charge demandé connecté au système de production d'énergie électrique, avec plusieurs conditions météorologiques qui influencent directement sur la quantité de puissance produite par les générateurs renouvelables, comme ci-montrés dans les résultats suivantes.

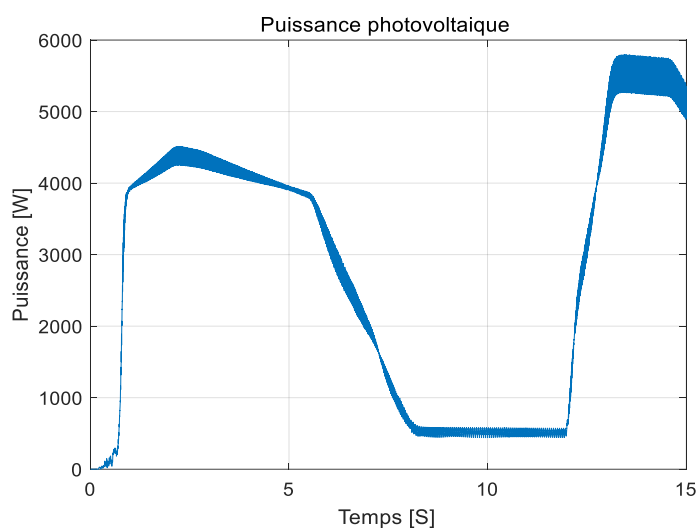


Figure.3.17 Puissance produite par le GPV

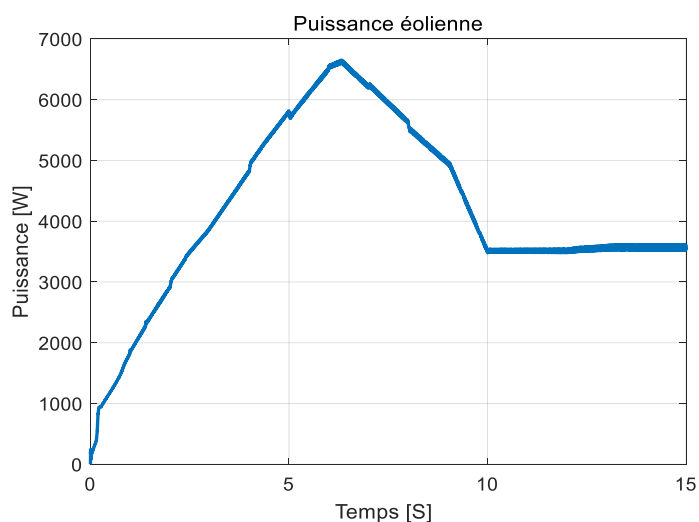


Figure.3.18 Puissance produite par l'éolien

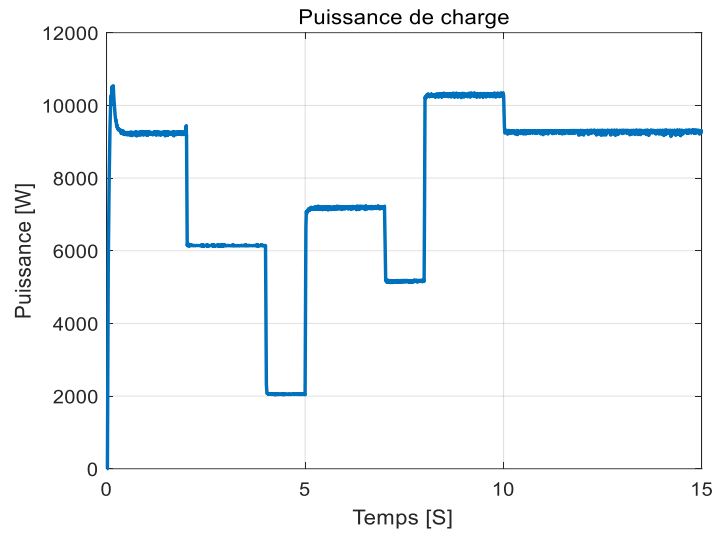


Figure.3.19 Puissance de charge

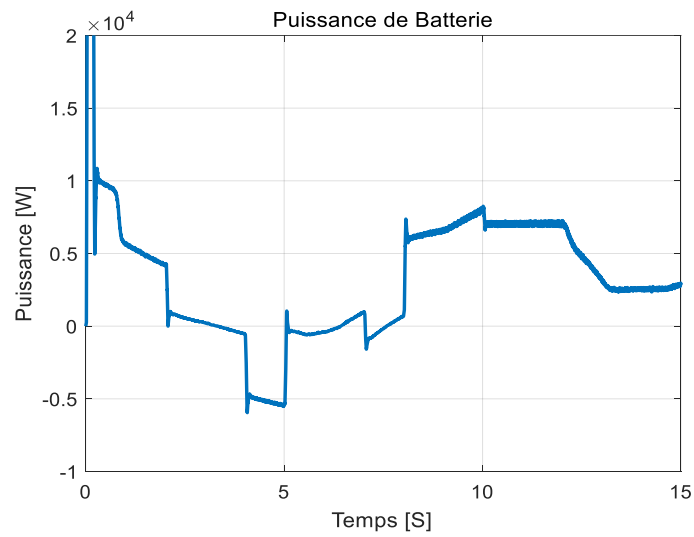


Figure.3.20 Puissance de batterie

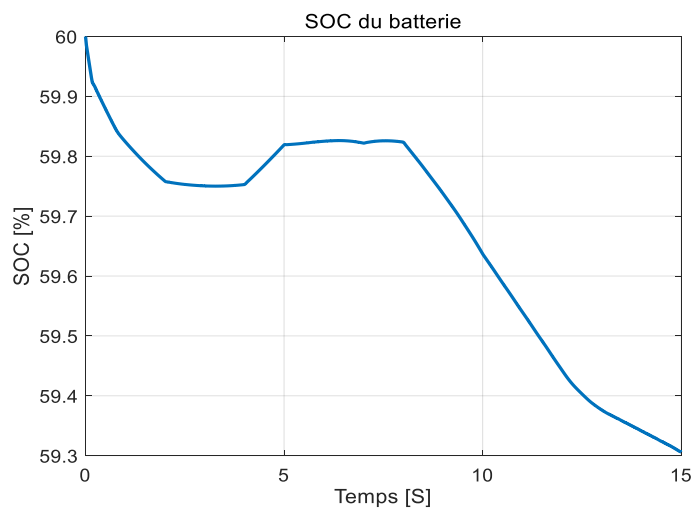


Figure.3.21 SOC de batterie

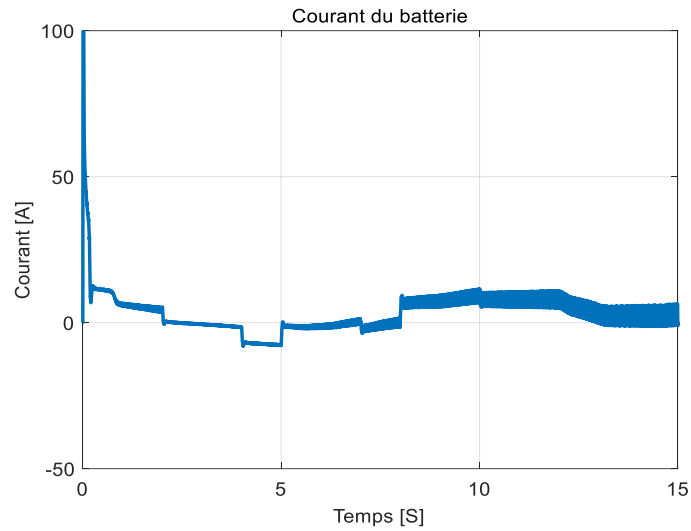


Figure.3.22 Courant de batterie

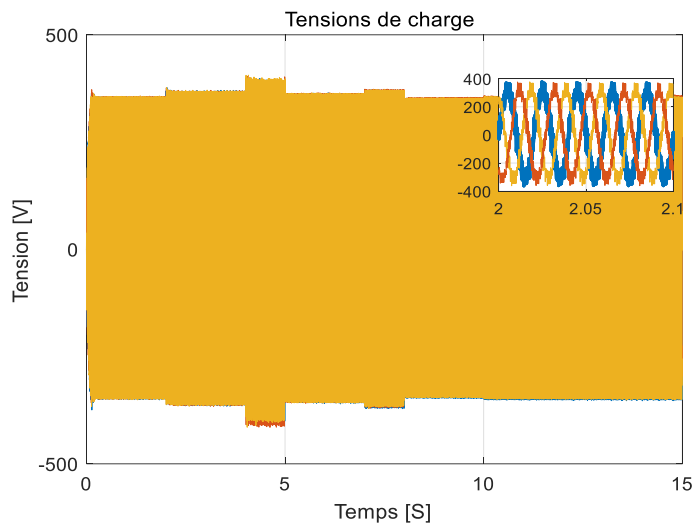


Figure.3.23 Formes d'onde de tension de charge

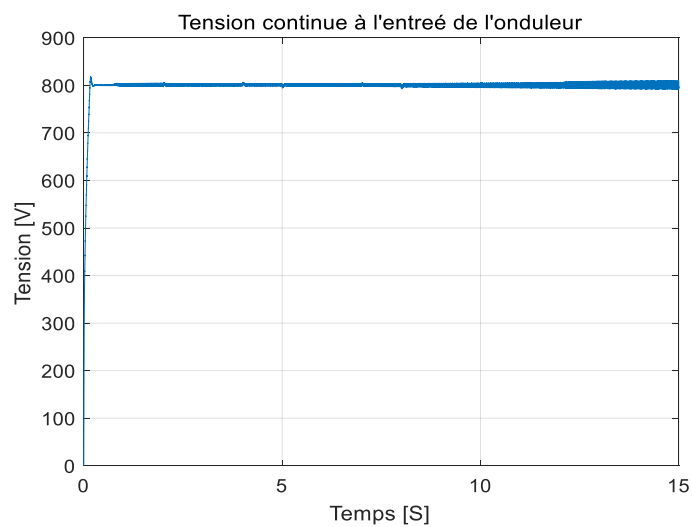


Figure.3.24 Tension continue à l'entrée de l'onduleur

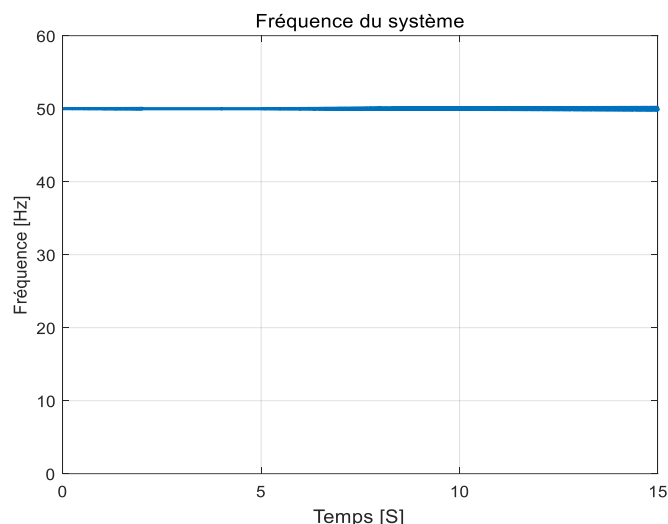


Figure.3.25 Fréquence du système

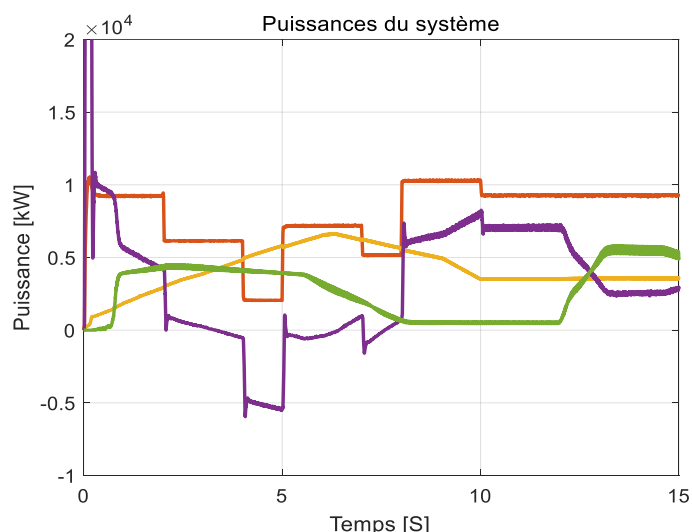


Figure.3.26 Courbe de puissances

Entre 0 et 2 secondes, la puissance de charge est stabilisé sur une demande de 9,2 kw (Fig.3.19), la puissance photovoltaïque augmente de 0 kw jusqu'à 4,5kW (Fig.3.17). la puissance éolienne augmente jusqu'au 3 kW (Fig. 3.18). Dans ce cas, la puissance renouvelable est inférieur à celle de la charge. Il y a un manque d'énergie et la batterie couvre ce manque, la batterie dans ce cas-là fonctionne en mode de décharge (indication SOC) (Fig. 3.21).

Entre 2 et 4 secondes, la puissance de charge est devenue 6 kw (Fig.3.19), la puissance photovoltaïque varie dans les 4kW (Fig.3.17). la puissance éolienne augmente jusqu'au 5 kW (Fig. 3.18). Dans ce cas, la puissance renouvelable est suffisante pour répondre à la charge. batterie dans ce cas-là participe en moins dans la délivrance de la puissance (Fig. 3.20), indication SOC (Fig. 3.21).

Entre 4 et 5 secondes, la puissance de charge est diminuée pour atteindre 2 kw (Fig.3.19). Dans ce cas, la puissance renouvelable est suffisante pour répondre à la charge (Fig.3.17) et (Fig.3.18). La batterie dans ce cas-là fonctionne en mode de charge (Fig. 3.20), indication SOC (Fig. 3.21).

Entre 5 et 7 secondes, la puissance de charge commence à augmenter à nouveau pour atteindre 7 kw (Fig.3.19). Dans ce cas, la puissance renouvelable est toujours suffisante pour répondre à la charge (Fig.3.17) et (Fig.3.18). La batterie dans ce cas-là fonctionne en mode neutre à la limite de charge et de décharge (Fig. 3.20), indication SOC (Fig. 3.21).

Entre 7 et 15 secondes, la demande de charge augmente jusqu'à atteindre les 10 kw et se stabilise à 9,2 kw. Dans ce cas les trois sources d'énergie, PV (Fig. 3.17), éolien (Fig. 3.18) et batterie (Fig. 3.20) travaillent ensemble pour délivrer la puissance aux charges connectées au système.

Dans tous les temps de simulation, on remarque que les tensions de la charge sont sous formes sinusoïdales et représentées sur la figure 3.23, la fréquence est stable Fig.3.25.

À partir de ces résultats de simulation (Fig.3.26), on peut voir que le système de gestion d'énergie du système hybride fonctionne correctement.

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système hybride de génération d'énergie. On a donné la représentation globale des systèmes à multi sources et leurs différents types de schématisations et de fonctionnements. Cependant, on a présenté une modélisation des différents composants de système choisie pour l'étude. Dans la première partie, on a procédé à la modélisation du panneau photovoltaïque. Dans la deuxième partie, on a précisé à parler du système éolien qui contient plusieurs organes comme la génératrice synchrone à aimants permanents, le redresseur triphasé non commandé. On a donné la représentation mathématique de la turbine et le principe de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ensuite, on a mentionné la nécessité d'avoir un système de stockage d'énergie capable de répondre à la demande de l'énergie en temps réel. Néanmoins, un autre système de secours est modélisé comme le groupe diesel qui reste un choix moins important dû aux problèmes des gaz à effet de serre et la pollution. Toutefois, un onduleur MLI triphasé à deux niveaux est projeté dans l'étude pour faire relier les sources de production d'énergie aux charges électriques installées.

CHAPITRE 4

1. Commande d'un système hybride autonome par la logique floue

4.1 INTRODUCTION

Vu la nature différente et l'intermittence des ressources renouvelables, la combinaison entre eux pour former un système hybride, rend ce dernier incontrôlable ou l'énergie électrique produite est non gérée, ce qui nécessite certains types de convertisseurs statiques qui sont utilisés pour charger des batteries de stockage à partir d'une source à courant alternatif ou pour empêcher la surcharge et pour transformer le courant continu en un courant alternatif et vice-versa DC en AC ou AC en DC. Pour cela la majorité des systèmes hybrides à base de plusieurs sources renouvelables comportent une certaine forme de commande de convertisseurs statiques.

Les régulateurs PI classiques sont largement utilisés dans les stratégies de commande des convertisseurs statiques. Cependant la synthèse et la fiabilité de ces PI classiques dépendent des paramètres du système à contrôler. C'est ainsi qu'une identification imprécise ou une variation de ces paramètres influe considérablement sur les performances portées par ces régulateurs, en plus ces derniers se comportent difficilement avec le régime dynamique. Toutefois récemment, il existe de nombreux chercheurs qui ont adopté avec succès le contrôleur par logique floue dans leurs applications, tel que le contrôle en boucle fermée des convertisseurs statiques.

Dans ce contexte est pour but d'améliorer les performances des régulateurs classiques utilisés dans la commande d'un système hybride Eolien/PV avec batteries du chapitre précédent, on présente dans la première partie de ce chapitre un contrôleur flou pour commander un onduleur de tension dans le bus AC afin de maintenir une tension et une fréquence stable à la charge en présence des variations des conditions météorologiques ou de la charge. Dans la deuxième partie et pour but d'atteindre la valeur optimale du GPV, nous présenterons le fonctionnement à puissance maximale en présence des variations des conditions météorologiques ou de la charge, où une commande MPPT avec un contrôleur flou est appliquée dans la commande de hacheur boost.

4.2 GESTION D'ENERGIE D'UN SYSTÈME HYBRIDE

Dans un MG isolé, une structure de contrôle hiérarchique multicouche est typiquement employée pour la gestion de l'énergie électrique. La structure de contrôle hiérarchique se

compose de trois couches principales. La première assure le contrôle de base de la tension et de la fréquence avec le partage de puissance. La deuxième sera secondaire pour améliorer le contrôle de la tension et de la fréquence, ainsi que la précision du partage de la puissance. La troisième est responsable de la répartition économique et de l'optimisation de la puissance [135].

D'un autre côté, les systèmes de stockage d'énergie par batterie sont les dispositifs de stockage d'énergie (battery energy storage system : BESS) les plus populaires pour maintenir la stabilité du MG et fournir des services auxiliaires importants en raison de leur réponse dynamique rapide. Par conséquent, les BESS conviennent pour assurer la régulation de la fréquence dans les MG isolés, le cas de notre étude. Dans le tableau suivant, les différentes comparaisons de diverses technologies de stockage d'énergie par batterie sont présentées :

<i>Technologie</i>	<i>Lead-acid</i>	<i>Li-ion</i>	<i>NaS</i>	<i>NiCd</i>
<i>Puissance de sortie</i>	0-20 MW	0-5 MW	50 kW -8 MW	0-40 MW
<i>Durée de vie typique (cycle)</i>	500-1000	1000-3500	2000-4000	2000-3500
<i>Coût en capital (\$/kWh)</i>	120-150	300-1300	300-500	800-1500

Tableau 4.1 Comparaison de diverses technologies de stockage d'énergie par batterie [136]

Dans ces dernières années, en raison de la baisse des coûts et l'augmentation de la durée de vie de la batterie, l'application du BESS dans les systèmes hybrides pour le support et le réglage de la gestion de l'énergie devient rentable et se trouve dans plusieurs domaines de recherches.

Dans [137], les auteurs ont fixé leur travail sur l'application d'un modèle de batterie, dans ce cas-là sera connecté à un véhicule électrique et se projette comme une variation de charge de stockage d'énergie capable d'être connectée dans des prises domestiques. Par conséquent, un contrôle distribué est appliqué pour régler leur intégration dans le réseau domestique et faire jouer un rôle important pour lisser leur intermittence naturelle et assurer la stabilité de la fréquence à l'échelle du système globale. Dans [138], les auteurs ont utilisé un système de contrôle de fréquence hiérarchique décentralisé composé de trois parties.

La première partie fournit un contrôle adaptatif du statisme de fréquence avec son coefficient de statisme en fonction de l'état de charge en temps réel de la batterie. La deuxième partie fournit une restauration de fréquence entièrement décentralisée et dans la troisième partie, une émulation d'inertie virtuelle améliore la résilience du MG.

Dans [139], les auteurs ont concentrer leur étude sur le développement d'un schéma de contrôle de supervision pour la gestion de l'énergie et l'exploitation d'un micro-réseau hybride isolé.

Dans le système hybride proposé, les générateurs éoliens et diesels et les charges CA sont connectés au bus alternatif, tandis que les panneaux photovoltaïques et les charges CC sont liés au bus continu. De plus, les auteurs considèrent deux bancs de batteries indépendants, les objectifs du contrôleur de surveillance proposé sont de maintenir l'état de charge (SOC) des bancs de batteries dans les MG AC et DC et gérer l'échange de l'énergie entre les différents DG. Pour prolonger le cycle de vie de la batterie, un contrôleur flou gère le SOC souhaité en contrôlant les courants de charge et de décharge. L'efficacité du contrôleur de supervision proposé est évaluée au moyen de simulations numériques approfondies. La logique floue offre une manière différente à traiter les problèmes de calcul mathématique, dans le suivant de chapitre, on va montrer l'utilité de cette méthode dans l'application dans des systèmes hybrides de génération d'énergie.

4.3 HISTOIRE ET DÉFINITION DE LA LOGIQUE FLOUE

La logique floue (fuzzy logic) fait partie des outils qui rentrent dans la catégorie de l'intelligence artificielle développée pour être appliquée dans plusieurs domaines de recherches. En réalité elle existait déjà depuis longtemps. Ce sont les paradoxes logiques et les principes de l'incertitude d'Heisenberg qui ont conduit au développement de la «logique à valeurs multiples» ou «logique floue» dans les années 1920 jusqu'au 1930 [140]. Le vrai traitement de l'information à l'aide de la logique floue s'est développé au cours des 50 dernières années, cette théorie mathématique étant un outil intéressant pour les chercheurs pour résoudre les problèmes scientifiques et techniques complexes. Au cours de ces années, la recherche a toujours donné de nouveaux résultats dans le domaine des applications avancées.

Elle a trouvé des applications dans divers secteurs de l'activité humaine, tels que l'industrie, les affaires, la finance, la médecine, et dans de nombreux domaines scientifiques tels que l'apprentissage automatique, les technologies Big Data, le contrôle flou, les réseaux de neurones dynamiques et autres [141]. Dans le cas de la logique floue, les algorithmes conventionnels sont remplacés par une série de règles linguistiques et de conditions (alors) (conclusion).

Ainsi, un algorithme heuristique est obtenu, et l'expérience humaine peut être prise en compte dans l'objet du calcul. Cette partie de chapitre vise à rappeler quelques notions de base, principales propriétés des relations floues. Les bases de règles floues et les blocs flous peuvent être vus comme des relations entre des ensembles flous et respectivement entre des ensembles réels, avec des propriétés algébriques comme propriété commutative, inverse et identité. Les relations floues sont développées avec différentes bases de règles, valeurs floues, fonctions

d'appartenance, méthodes d'inférence et de défuzzification [142]. Elles peuvent aussi être caractérisées par des graphes de caractéristiques de transfert aussi. Les avantages de la logique floue étant utiles dans les calculs, nous pouvons les énumérer dans les éléments suivants :

- Le développement de contrôleurs flous ne nécessite pas une modélisation mathématique complexe du problème traité.
- La possibilité de mettre en œuvre des « connaissances linguistiques humaines » sur les applications résolues par FLC, donc prendre en compte la logique des choses dans l'interprétation.
- La possibilité d'utiliser la logique floue pour les relations complexes, non linéaires.
- La possibilité de réaliser des traitements exceptionnels, c'est-à-dire de changer les stratégies de calcul suite à un changement dans le cours d'application ou bien le changement dans les règles d'appartenance, une chose qui renforce la flexibilité du système.

4.4 PRINCIPES DE LA LOGIQUE FLOUE

Dans la théorie des ensembles de contrôleurs conventionnels classique, une chose appartient ou n'appartient pas à un certain ensemble. Toutefois, dans la réalité, il est rare de rencontrer des choses dont le statut est précisément défini stable sans aucune variation dans leur fonctionnement. On trouve les ensembles flous comme étant des termes linguistiques du genre : zéro, grand, négatif, petit. Ces termes existent aussi dans les ensembles conventionnels.

Cependant, ce qui différencie ces deux théories étant les limites d'appartenance. Dans les ensembles flous, il est permis qu'un élément appartienne partiellement à un certain ensemble, ceci s'appelle le degré d'appartenance. Dans les ensembles conventionnels, le degré d'appartenance est 0 ou 1 alors que dans la théorie des ensembles flous, le degré d'appartenance peut varier entre 0 et 1 (on parle alors de la fonction d'appartenance μ qui prend un pourcentage de l'ensemble complet) [143]. Un exemple simple d'ensembles flous est la classification des personnes selon leur âge en trois ensembles : jeune, moyen et vieux. La façon d'établir cette classification est montrée à la figure 4.1

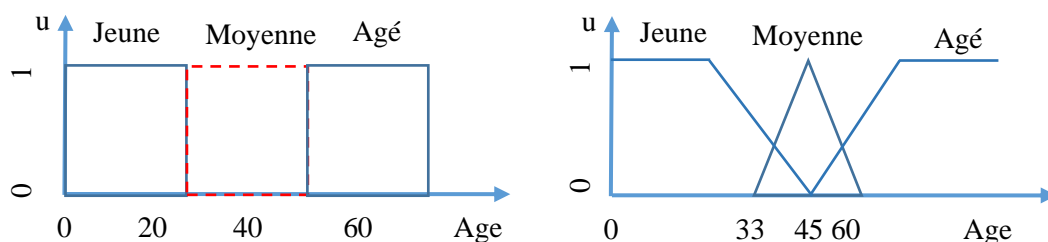


Figure.4.1 Classification des êtres humains selon leur âge.

Cette figure montre que les limites entre ces trois groupes ne varient pas soudainement, mais progressivement. Par exemple, une personne de 33 ans appartient à l'ensemble « jeune » avec une valeur $\mu = 0.75$ de la fonction d'appartenance et à l'ensemble « moyens » avec une valeur $\mu = 0.25$. La figure 4.1 donne le degré d'appartenance d'une personne, selon son âge, à un certain ensemble flou. Pour cette raison, ce type de figure s'appelle une fonction d'appartenance. On peut ainsi résumer la terminologie dans l'illustration suivante :

- Variable linguistique : Âge.
- Valeur d'une variable linguistique : Jeune, moyen, vieux.
- Ensembles flous : jeune, moyen, vieux.
- Plage de valeurs : (0, 30, 45, 60...)
- Fonction d'appartenance : $\mu(x) = a$. Degré d'appartenance : a.

Un autre exemple est montré dans le suivant, la notion du courant faible est difficile à examiner avec exactitude. Ainsi, on peut allouer des limites qui permettent par la suite d'attribuer des qualificatifs à des variables en fonction de leur valeur vis-à-vis ces limites.

De ce fait, on peut déterminer des classes ou des ensembles qualitatifs comme moyen, faible ou fort à la variable courante. Par la suite, on peut déterminer le degré d'appartenance noté u (t) de la variable courante à ces ensembles. Dans la logique booléenne, le degré d'appartenance de la variable courante ne peut pas prendre que deux valeurs 0 et 1. Courant faible : $U_{faible} = 1$, $U_{moyen} = 0$, $U_{fort} = 0$. Courant moyen : $U_{faible} = 0$, $U_{moyen} = 1$, $U_{fort} = 0$. Courant fort : $U_{faible} = 0$, $U_{moyen} = 0$, $U_{fort} = 1$

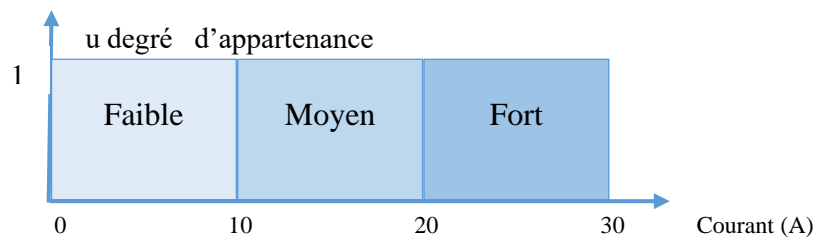


Figure.4.2 Schéma de définition d'un univers du discours en logique booléenne

En logique floue, le degré d'appartenance prend des valeurs intermédiaires lorsque la variable appartient à deux ensembles adjacents avec des degrés ou des niveaux différents. Ceci permet d'éviter des transitions brutales entre les différentes classes, contrairement à la logique booléenne (figure 4.3). En effet, il serait incompréhensible de considérer un courant de 20 A comme un courant fort alors qu'un courant de 19.8 A ne l'est pas. L'exemple qu'on vient de voir illustre bien le fait que la logique booléenne est dans certains cas limitée, d'où vient la

nécessité d'avoir une autre logique plus flexible en termes d'adaptation avec les variations. C'est la logique floue (figure.4.3).

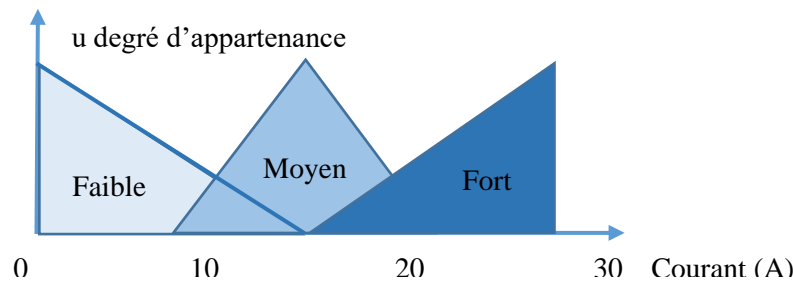


Figure.4.3 Schéma de définition d'un univers du discours en logique floue

En ce qui concerne la commande d'un processus quelconque, la logique floue permet une approche fondatrice par rapport à l'automatique classique. En automatique conventionnelle, on modélise le processus à travers un certain nombre d'équations différentielles ou bien avec des relations analytiques. Cette approche de modélisation est dans certains cas difficiles, voire impossibles à réaliser, tellement les processus à contrôler sont complexes et non-linéaires. La solution serait de trouver une approche de contrôle basé sur un expert humain qui contrôle un dispositif à travers des règles intégrant naturellement des incertitudes (FLC) [144].

Dans un MG, le contrôle à base de logique floue a été choisi pour la commande des différents DG tels que le système éolien, la pile à combustible et le générateur diesel connus pour être des systèmes fortement non linéaires. Les contrôleurs à logique floue (FLC) ont été retenus à l'égard de leurs nombreux avantages tels que citer en ci-dessus, en ce qui concerne l'étude qu'on a réalisée, la commande est en relation avec le contrôle de l'onduleur du système.

Généralement, la stabilisation des réseaux électriques est réalisée avec des procédés qui sont conçus sur une approche non-linéaire. En effet, les modèles des réseaux électriques sont linéaires autour d'un point de fonctionnement nominal, offrant des performances optimales autour de ce point de fonctionnement. Cependant, les réseaux électriques sont en général non linéaires et leurs conditions opératoires peuvent varier dans une large gamme. Ainsi, l'approche de stabilisation conventionnelle ne peut pas fournir un rendement optimal sur toute la plage d'opération. De plus, les architectures des réseaux électriques deviennent de plus en plus complexes, avec l'apparition de nouveaux paradigmes tels que les réseaux intelligents, rendent l'approche classique difficile à l'appliquer [145]. Les fondements généraux de la logique floue peuvent être définis comme suit :

- Les variables linguistiques et leur détermination.
- Les opérateurs flous.

- La détermination des fonctions d'appartenance.
- Le raisonnement flou.

4.4.1 Conception de contrôleur flou

La logique floue se base sur un certain nombre d'actions : d'abord la fuzzification des grandeurs d'entrée du contrôleur flou, puis la soustraction des décisions appropriées de la commande floue en fonction de règles d'inférence définies. Enfin, la sortie du FLC qui consiste à prendre une décision via la défuzzification des grandeurs floues. Ainsi, les principaux processus de conception du FLC sont la fuzzification, les règles de base et l'inférence et enfin la défuzzification.

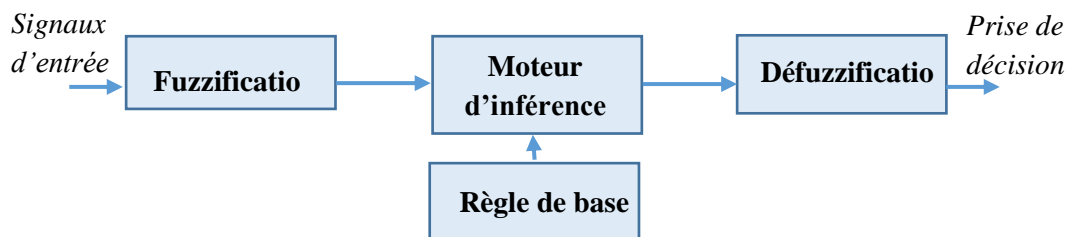


Figure.4.4 Schéma de la structure interne de la mise en œuvre d'un contrôleur flou

4.4.2 Phase de fuzzification

La phase de fuzzification consiste en la définition de fonctions d'appartenance pour les différentes variables linguistiques. En effet, il est nécessaire de convertir les grandeurs physiques présentées à l'entrée après leur normalisation, en des variables linguistiques qui sont des règles sémantiques définies par un opérateur expert. Ceci permet une meilleure classification de ces grandeurs physiques sur les ensembles flous définissant cette variable. Cette action permet de déterminer avec une meilleure précision, le degré d'appartenance de la variable d'entrée en fonction de la valeur réelle, par rapport à chaque ensemble flou. Généralement, le FLC reçoit comme variables d'entrée, l'erreur entre la sortie du processus à commander et le signal de référence, ainsi que la variation de cette erreur [27, 34]. La loi de commande d'un contrôleur peut être représentée par la figure suivante :

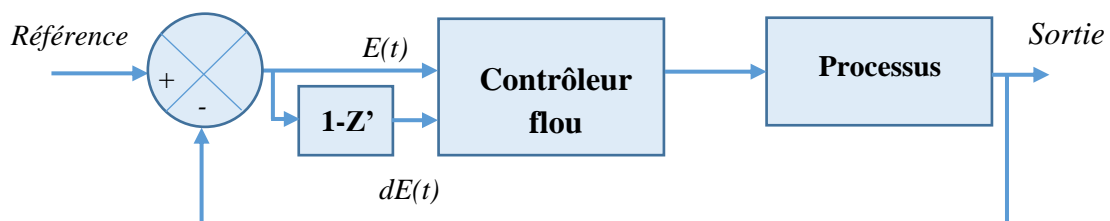


Figure.4.5 Schéma de principe d'un contrôleur flou

Il n'existe pas de règles évidentes dans le choix du nombre des ensembles flous ainsi que le type des fonctions d'appartenance et la répartition de l'univers du discours de chaque variable.

Souvent, l'utilisation de plus de sept ensembles flous n'améliore pas les performances d'un contrôleur flou en termes de dynamique.

4.4.3 Phase d'inférence

L'inférence floue est une relation floue définie entre deux sous-ensembles. C'est une action qui consiste en l'agrégation des règles Si. Alors qui est établie sur la base des connaissances de l'expert humain. L'intersection des multiples règles précédentes, est calculée en utilisant un opérateur t-norme tandis que l'union de plusieurs règles est calculée en utilisant l'opérateur t-conorme. La définition de la relation peut théoriquement faire intervenir n'importe quel opérateur flou. La mise en place de la table d'inférence est basée sur une analyse qualitative du fonctionnement du système. Généralement ce sont les inférences floues définies par Mamdani et Sugeno qui sont les plus utilisées.

- Méthode d'inférence Max-Min (méthode Mamdani).
- Méthode d'inférence Max-Produit.
- Méthode d'inférence Somme-Produit.

4.4.4 Phase de défuzzification

La défuzzification qui est la dernière étape dans la conception du contrôleur flou, consiste en la conversion du résultat de l'inférence, qui est une fonction d'appartenance, en une grandeur physique en sortie. Il existe plusieurs méthodes pour la défuzzification des contrôleurs flous.

- Défuzzification par centre de gravité.
- Défuzzification par centre maximum.
- Défuzzification par valeur de maximum.

Ainsi, avec la méthode du centre de gravité qui est la plus utilisée dans la littérature, la valeur de sortie du contrôleur flou à l'instant k peut s'exprimer comme suit

$$y_k = \frac{\int x u_r(x) dx}{\int u_r(x) dx} \quad (4.1)$$

Avec :

- x : La variable floue.
- $u_r(x)$: Le degré d'appartenance de x à l'ensemble flou R .

4.5 COMMANDE PAR LOGIQUE D'UN SYSTÈME HYBRIDE

La figure 4.6 présente le schéma de la structure d'un système hybride autonome avec une production à base d'énergies renouvelables, l'élimination des énergies fossiles vient à la suite

de l'étude au deuxième chapitre qui a favorisé l'utilisation des ER à cause de leur disponibilité et pour faire diminuer les effets négatifs sur la planète par l'émission des gaz chauds.

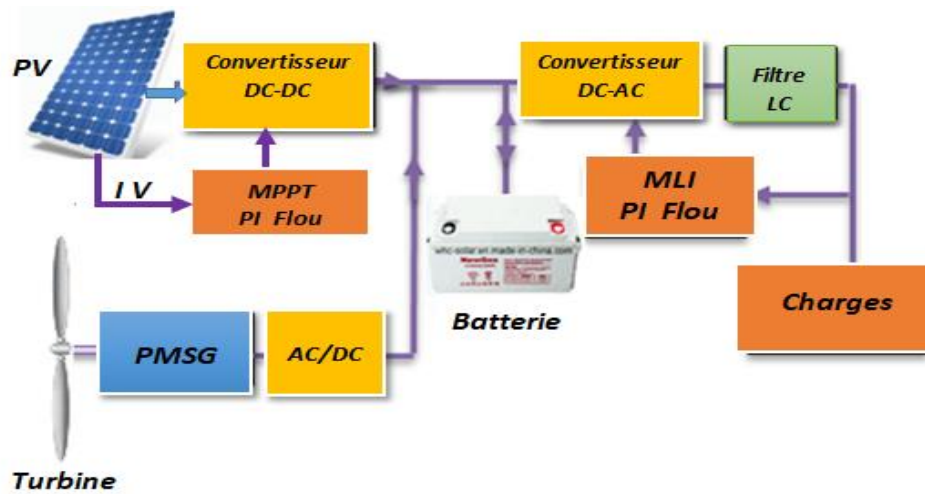


Figure.4.6 Configuration de système hybride de génération d'énergie électrique

La simplicité de cette configuration est l'un des avantages qui ont motivé son utilisation dans le contexte de cette étude. Le système comprend des DG tels que :

- Deux sources principales d'énergie renouvelable : un système de panneaux photovoltaïques (PV) pour la production d'électricité à partir de l'ensoleillement solaire et une turbine éolienne (WT) pour la production d'électricité à partir de la vitesse du vent.
- Un système à batterie (à base de lithium-Ion) est utilisé pour créer une liaison à courant continu entre les DG, emmagasiner et lisser les fluctuations de puissance des sources renouvelables. Le contrôle de la batterie est utilisé pour gérer la puissance dans le système.

La configuration du système hybride étudié est illustrée à la figure 4.6. Le système électrique hybride composé d'une station PV de 9,5 kW, un éolien de 7 kW et un système de stockage d'énergie de 9 kW. Le système est intégré via un bus continu pour un onduleur de source de tension (VSI) afin d'assurer la fourniture continue de puissance générée par le générateur photovoltaïque et l'éolien pour des performances améliorées du système, l'éolien est intégré via un convertisseur AC-DC. La puissance en sortie du VSI est utilisée pour alimenter la charge.

Le générateur photovoltaïque est équipé d'un hacheur élévateur pour augmenter la tension de sortie du générateur. Un contrôleur de batterie est utilisé pour maintenir tout d'abord la gestion de la puissance dans le système hybride tout en combinant entre les différentes sources de production d'énergie, la charge et la décharge de la batterie et en deuxième étape la

commande du hacheur afin de maintenir une tension de bus CC souhaitable dans l'entrée du VSI.

Pour maintenir une fréquence constante et une tension alternative sinusoïdale dans les charges CA, un contrôle basé sur la logique floue (FLC) est proposé pour contrôler le VSI. Le principe du FLC consiste à générer trois signaux de commande avec impulsion par modulation (pulse with modulation) (PWM).

Un EMS est utilisé pour répondre à la demande de charge dans les conditions météorologiques variables et pour gérer le flux d'énergie tout en garantissant un fonctionnement efficace des différentes sources de production d'énergie électrique. En général, l'EMS doit utiliser principalement l'énergie éolienne et photovoltaïque pour répondre à la demande de charge, dans ce cas la batterie est en mode charge, lorsque la puissance requise par la charge est supérieure à la production d'électricité ; la batterie commence à se décharger. Dans le test de simulation, nous analysons sous différents scénarios d'entrée la qualité de la puissance active délivrée par le MG.

4.5.1 Contrôleur flou pour l'onduleur de tension

L'architecture du FLC appliqué dans cette étude est illustrée à la figure 4.7. Les trois blocs sont utilisés pour définir le contrôleur FLC sont : bloc de fuzzification, bloc d'inférence, bloc de défuzzification et la base de connaissances (base de règles). La fuzzification permet que les valeurs réelles fassent partie de la prise en compte comme entrées du FLC et contrôlent à la suite la variable de sortie.

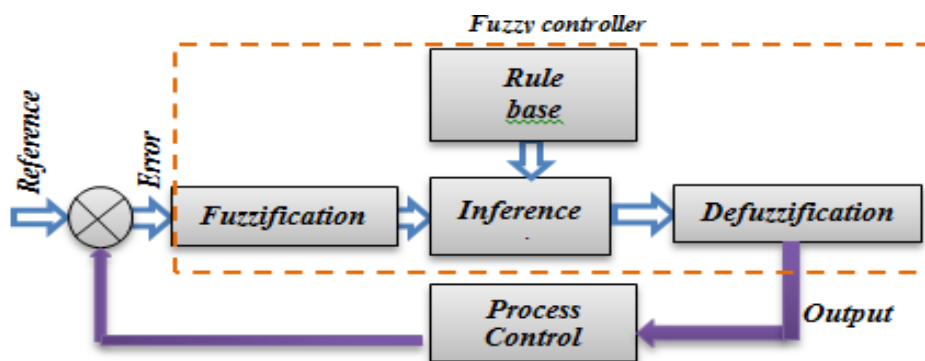


Figure.4.7 Architecture de contrôleur basé sur la logique floue

L'énergie générée par les DG collectées dans le bus CC alimente les charges CA via un onduleur à source de tension triphasée à 2 niveaux, il est contrôlé par la technique MLI sinus triangulaire basée sur le FLC, appliquée pour assurer une amplitude de tension sous forme d'onde sinusoïdale. La séquence de commutation du VSI varie en fonction du signal de retour détecté à partir de la tension appliquée à la charge et comparé à un signal de référence

sinusoïdal. L'erreur sera l'entrée du FLC, qui fournit alors des signaux MLI unipolaires pour un signal de commande de référence. La figure 4.8 décrit les schémas de contrôle de l'onduleur. Le contrôleur de tension et de courant basé sur la logique floue a été conçu pour contrôler les applications non linéaires, dans ce cas, le FLC est la solution la plus appropriée.

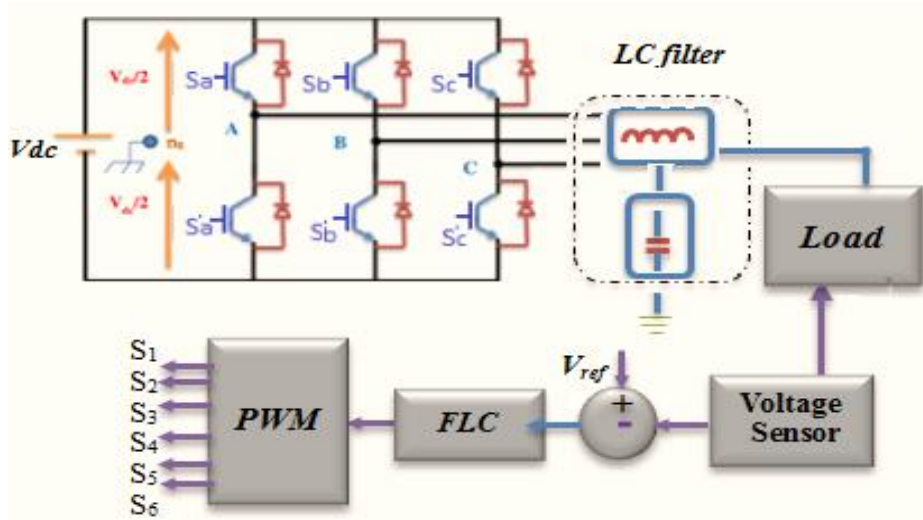


Figure.4.8 Topologie de configuration de l'onduleur DC/AC

L'erreur $e(k)$ qui peut être calculée comme la soustraction de la tension de phase mesurée et de la tension de référence (V_{ref}) avec le changement d'erreur de (k) seront les entrées du FLC à l'instant d'échantillonnage k . Comme le montre la figure 4.9 et 4.10, les fonctions d'appartenance de sortie d'erreur et d'erreur de changement sont identiques. La tension de charge peut être positive ou négative, puis sept niveaux sont considérés. **NL** (Negative Large), **NM** (Negative Medium), **NS** (Negative small), **Z** (Zero), **PS** (Positive Small), **PM** (Positive Medium), **PL** (Positif Large), ont été choisies pour les variables d'entrée ($e(k)$), de (k) et la variable de sortie V pour le système MLI.

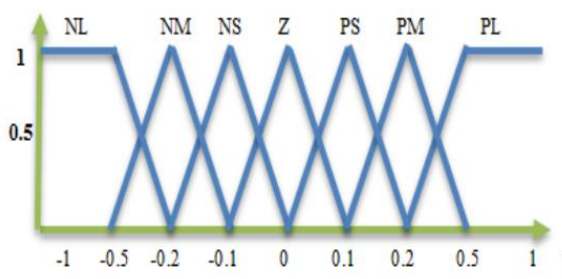


Figure.4.9 Fonctions d'appartenance d'entrée

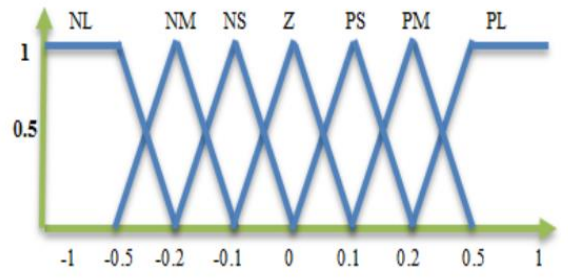


Figure.4.10 Fonctions d'appartenance de sortie

Le rôle des fonctions d'appartenance triangulaire est de relier les variables d'entrée et de sortie. La plage de variation des deux valeurs est définie entre $[-1, 1]$. Les règles de contrôle de ce contrôleur FLC sont indiquées dans le tableau 4.2.

Inputs	NL	NM	NS	Z	PS	PM	PL
NL	PL	PL	PL	PL	Z	Z	Z
NM	PL	PL	PM	PM	Z	Z	Z
NS	PL	PL	PS	PS	NM	NS	NM
Z	PL	PM	PS	Z	NS	NM	NL
PS	NM	PS	PS	NS	NS	NL	NL
PM	Z	Z	Z	NM	NM	NL	NL
PL	Z	Z	Z	NL	NL	NL	NL

Tableau 4.2 les règles du contrôleur flou du convertisseur DC/AC

4.5.2 Contrôleur flou pour le hacheur Boost

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, qu'elles que soient les conditions météorologiques la commande du convertisseur boost place le système au point de fonctionnement maximum [146].

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour la recherche du MPPT. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier I et V et par conséquent de la puissance du PV [147].

4.5.3 Contrôleur de MPPT flou

Les contrôleurs flous ont été largement utilisés dans les processus industriels au cours des dernières années en raison de leur nature heuristique associée à la simplicité, de l'efficacité et de la prise en compte de sa variable multi-règles pour la variation des paramètres linéaires et non linéaires du système [148].

Le contrôleur à logique floue a été utilisé pour suivre la puissance maximale des systèmes photovoltaïques car il présente les avantages tels qu'il est robuste, relativement simple à concevoir et ne nécessite pas la connaissance d'un modèle exact [149].

Dans ce qui suit, une méthode basée sur le FLC est proposée pour réaliser le suivi de la puissance maximale du module PV dans des conditions météorologiques changeantes. L'oscillation autour de MPP est diminuée et la réponse est plus rapide par rapport à la méthode P&O conventionnelle selon plusieurs travaux de recherches [149, 150].

La conception d'un régulateur flou appliqué pour maximiser la puissance sortante du PV exige le passage par les étapes de choix des variables floues, fonctions d'appartenance, méthodes d'inférence et la stratégie de Fuzzification : [146]

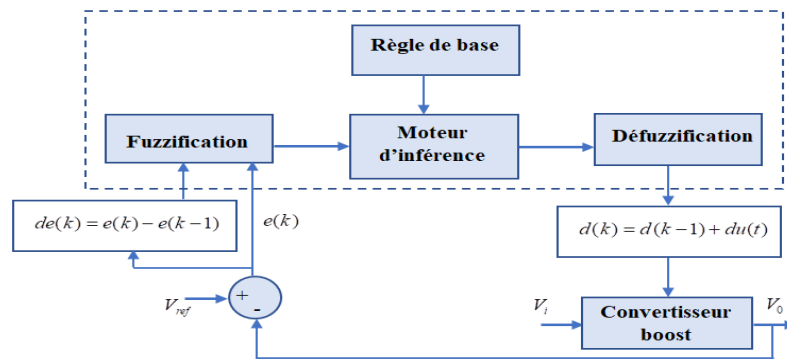


Figure 4.11 Schéma synoptique du contrôleur flou pour convertisseur Boost [146]

●Fuzzification : dans cette étape on fait permet de faire le passe des variables réelles aux variables floues. La tension et le courant mesurés à la sortie du GPV permet de calculer la puissance. A un instant d'échantillonnage k, on a deux variables d'entrées qui sont l'erreur $E(k)$ et la variation d'erreur $\Delta E(k)$ à l'instant k qui sont définis comme suit :

Les variables E et CE sont exprimées comme suit,

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \tag{4.1}$$

$$\Delta E(k) = E(k) - E(k-1) \tag{4.2}$$

Lors de la fuzzification, les variables d'entrée numériques sont converties en variables linguistiques basées sur les fonctions d'appartenance. Deux variables d'entrée, l'erreur et le changement de l'erreur sont utilisés dans ce système, la variable de sortie unique qui représente le rapport cyclique de la commande PWM, qui correspond au signal des impulsions de commutation du transistor IGBT du convertisseur Boost. Les niveaux : **NL** (Negative Large), **NM**(Negative Medium), **NS** (Negative small), **Z**(Zero), **PS**(Positive Small), **PM** (Positive Medium), **PL** (Positif Large). Ont été choisis pour les variables d'entrée et de la sortie. Les formes triangulaires et trapézoïdales ont été adoptées pour les fonctions d'appartenance.

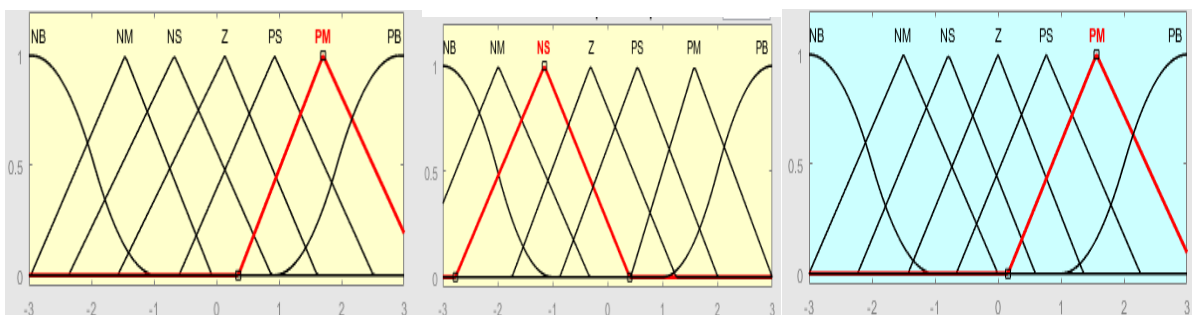


Figure.4.12 Fonctions d'appartenances respectivement de E (k), ΔE et la sortie u

●Règle des inférences floues : Les règles de la commande floue sont obtenues à partir de l'analyse du comportement du système. La conception théorique de ces règles est basée sur le

fait que si le changement de tension fait augmenter la puissance, le déplacement du changement suivant est maintenu dans le même sens sinon le changement suivant est inversé. Les règles de l'erreur et du changement de l'erreur se trouvent dans le tableau 4.3 Les règles floues sont conçues pour suivre le point de puissance maximale du système photovoltaïque dans des conditions météorologiques changeantes.

ΔE	E	NB	NM	NS	Z	PS	PM	PB
NB		Z	Z	NS	NM	PS	PM	PB
NM		Z	Z	Z	NS	PM	PM	PB
NS		Z	Z	Z	PS	PM	PM	PB
Z		NB	NS	Z	Z	PS	Z	Z
PS		NB	NM	NS	NS	Z	Z	Z
PM		NB	NM	NS	NM	Z	Z	Z
PB		NM	NM	NS	NL	Z	Z	Z

Tableau 4.3 Base de règles utilisées dans le contrôleur flou du convertisseur DC/AC

4.5.4 Résultats de simulation

Le modèle du MG proposé a été implémenté en utilisant l'environnement Simulink par le logiciel Matlab. Les résultats de cette simulation sont utilisés pour démontrer l'efficacité des deux contrôleurs flous proposés dans la commande des convertisseurs du SH, le premier pour la commande de l'onduleur de tension afin de maintenir une stabilité de la tension et la fréquence à la charge, Le deuxième contrôleur flou et utilisé par la commande MPPT avec un contrôleur flou est appliqué dans la commande de hacheur Boost pour but d'atteindre la valeur optimale du GPV, en présence des variations des conditions météorologiques ou de la charge. Les résultats sont présentés dans les figures suivantes :

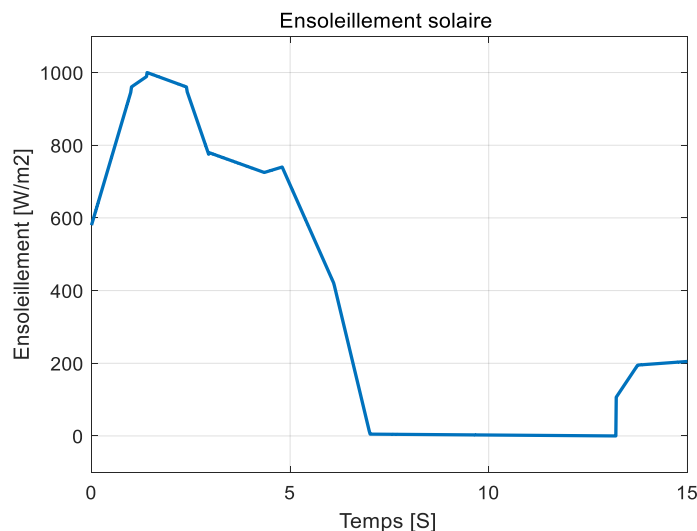


Figure.4.13 Variation de l'ensoleillement

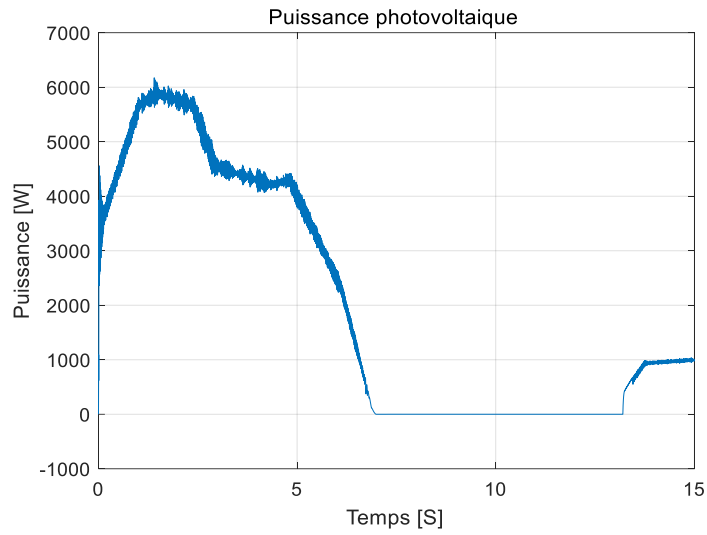


Figure.4.14 Puissance produite par le GPV

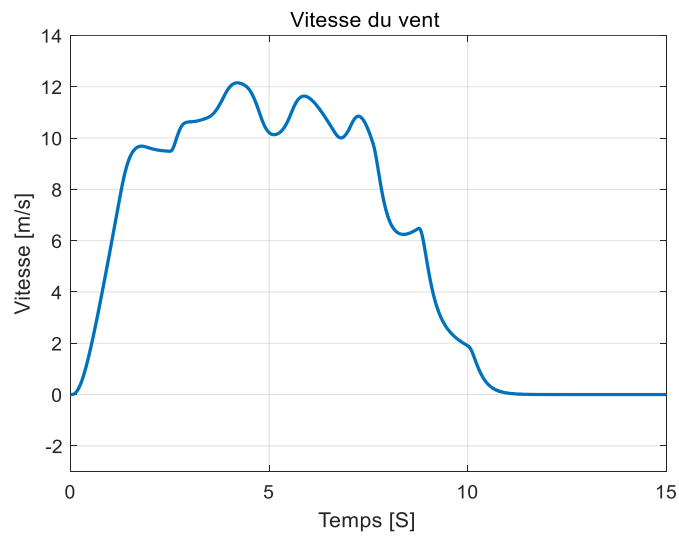


Figure.4.15 Vitesse du vent

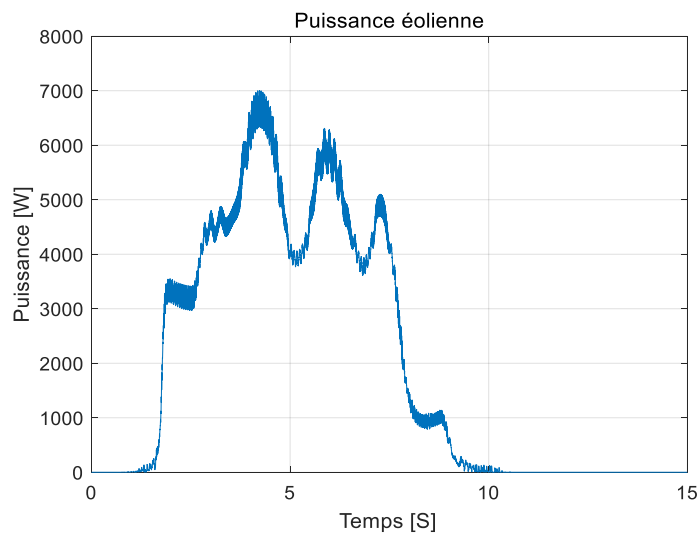


Figure. 4.16 Puissance produite par l'éolienne

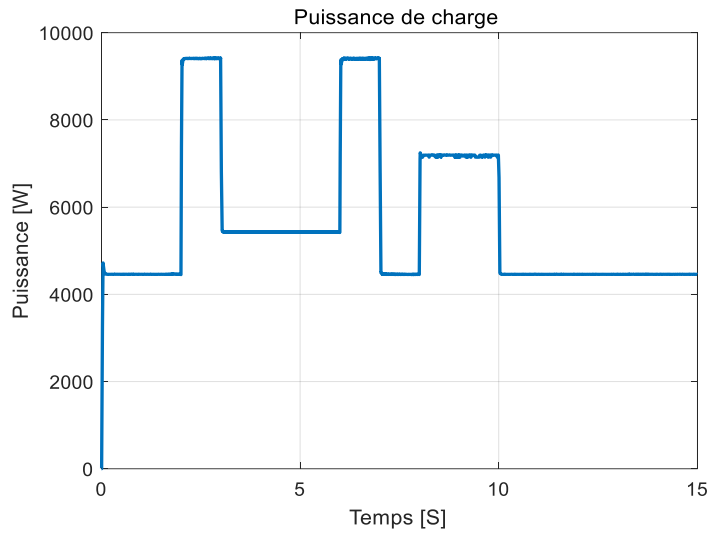


Figure.4.17 Puissance de charge

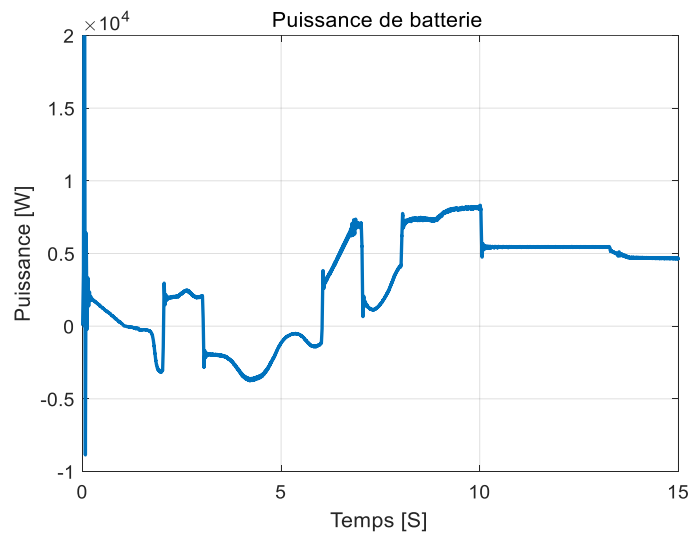


Figure. 4.18 Puissance du batterie

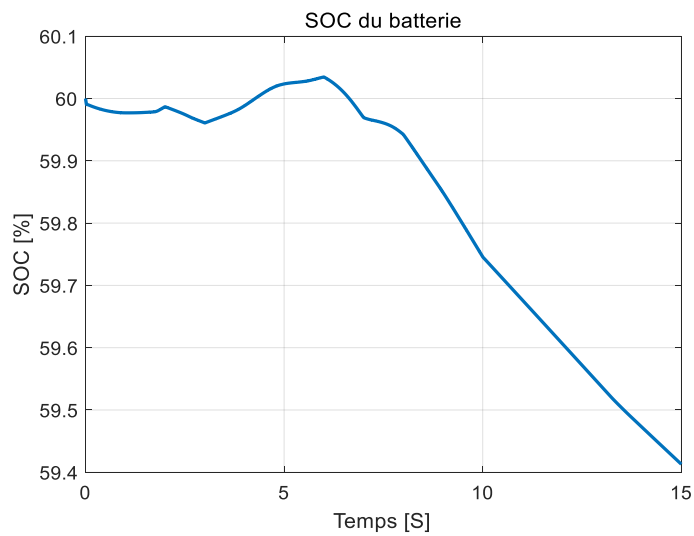


Figure.4.19 SOC de la batterie

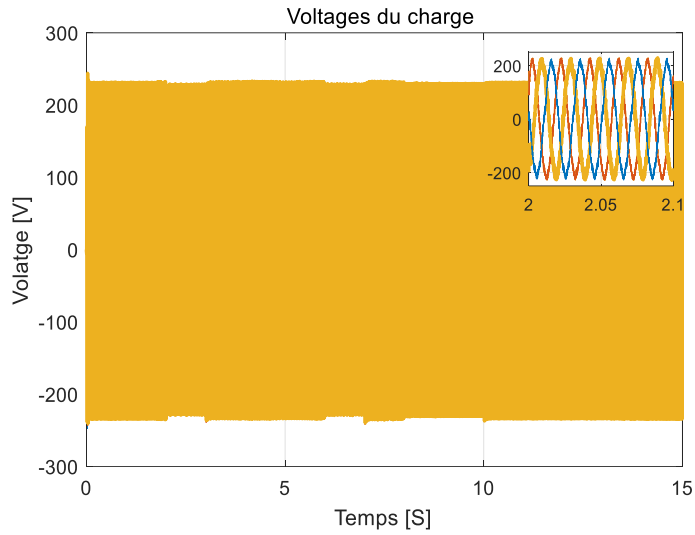


Figure.4.20 Formes d'onde de tension de charge

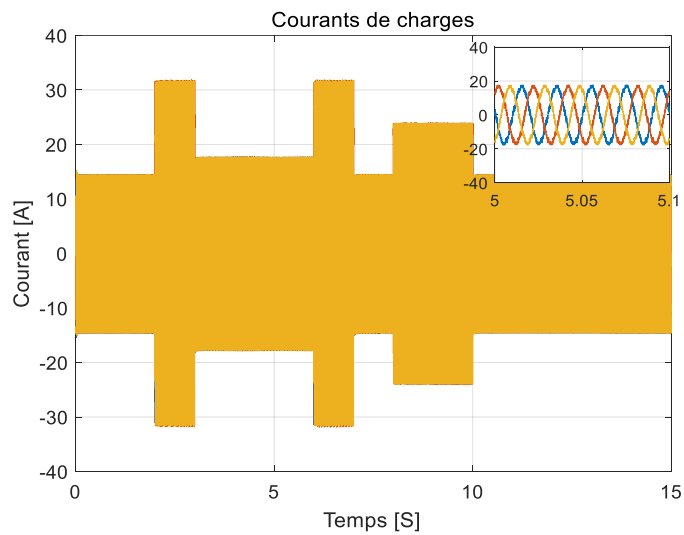


Figure.4.21 Formes d'onde de courant de charge

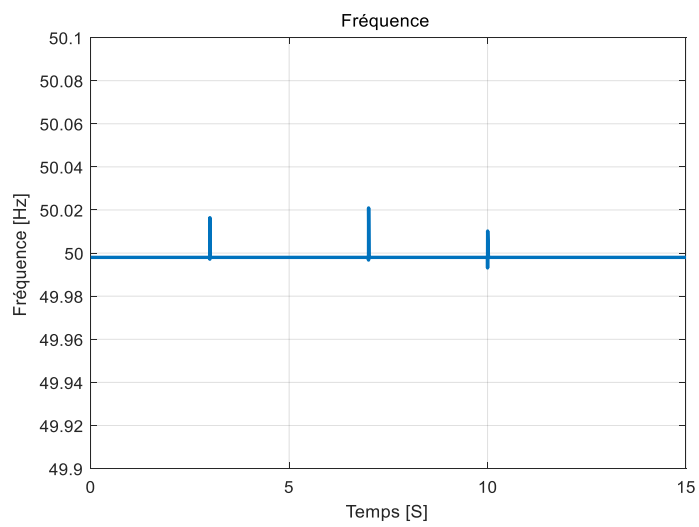


Figure.4.22 Fréquence du système

Les différentes puissances du système sont données par :

$$P_l = P_w + P_{pv} + P_{bat}$$

P_{pv} est l'énergie photovoltaïque, P_w est l'énergie éolienne, P_{bat} l'énergie de la batterie et P_l présente la puissance demandée par la charge.

Entre 0 et 2 secondes, une vitesse du vent (Fig.4.15) est insuffisante pour donner une énergie éolienne (Fig. 4.16). Le rayonnement solaire varie entre 600 à 1000 w/m² (Fig. 4.13) ce qui donne une puissance photovoltaïque égale à 6 kW (Fig.4.14). P_l est de 4,5 kW (Fig. 4.17). Dans ce cas la puissance du MG est supérieure au zéro, la charge est alimentée uniquement par la source PV. Il y a un surplus de puissance entre l'offre et la demande, la batterie dans ce cas-là fonctionne en mode de charge (indication SOC) (Fig. 4.17) (Fig. 4.18).

Entre 2 et 3 secondes, la vitesse du vent commence à augmenter (Fig.4.15), ce qui implique une petite production éolienne (Fig. 4.16). la production photovoltaïque est au maximum (Fig. 4.13) par une maximisation du rayonnement solaire. La puissance de charge est devenue 9,3 kw, ce qui provoque une décharge du batterie pour répondre à cette demande (Fig. 4.17).

Entre 3 et 6 secondes, la vitesse du vent atteint les 12 m/s (Fig.4.15), ce qui produit une puissance éolienne de 7 kw (Fig.4.16). Le rayonnement solaire commence à diminuer jusqu'au la suppression totale du gisement solaire (Fig.4.13), avec la non production de la puissance photovoltaïque (Fig.4.14). la puissance de charge est de 5,5 kw (Fig.4.17), dans ce cas , l'énergie éolienne répond à cette demande de charge. Le surplus de la puissance se fait charger la batterie (Fig.4.18), (indication SOC) (Fig.4.19).

Entre 6 et 7 secondes, la puissance éolienne est toujours varie dans le maximum de la production (Fig.4.16), la puissance photovoltaïque est nulle (Fig.4.14), la demande de charge a augmenter à nouveau (Fig.4.17). Dans ce cas, la batterie vient pour se décharger afin de répondre à l'augmentation de la demande de charge (Fig.4.18), (indication SOC) (Fig.4.19).

Entre 7 et 10 secondes, la vitesse du vent commence à diminuer (Fig.4.15), ce qui implique une diminution de la production éolienne jusqu'au la totale suppression de la puissance produite (Fig. 4.16). la puissance photovoltaïque est nulle (Fig.4.14). Une variation de la demande de charge (Fig.4.17), implique une décharge de batterie dans une marge de variation pour répondre à ce changement de demande d'énergie (Fig.4.18), (indication SOC) (Fig.4.19).

Entre 10 et 15 secondes, l'absence de la vitesse du vent implique une absence de la production éolienne (Fig.4.14) (Fig.4.15). l'ensoleillement solaire à peine commence à augmenter (Fig.4.13) pour délivrer une puissance photovoltaïque (Fig.4.14). la demande de

charge est dans les 4,5 kw (Fig.4.17). la totalité de la répose a cette demande d'énergie vient de la décharge du batterie (Fig.4.18), (indication SOC) (Fig.4.19).

Les courants et les tensions de la charge sont sous formes sinusoïdales représentés sur les figures (4.20 et 4.21). La fréquence (Fig.4.22) est maintenue stable à 50 Hz. À partir de ces résultats de simulation, on peut voir que le contrôleur de logique floue de tension et de fréquence a la capacité de maintenir la stabilité du système, même en présence d'énergie éolienne et photovoltaïque fluctuante dans le temps, il donne une bonne performance de suivi et une bonne gestion de la puissance.

4.6 CONCLUSION

Dans le but d'améliorer l'efficacité du système hybride Eolien/photovoltaïques, dans ce chapitre proposé de remplacer les régulateurs classiques utilisés dans la commande des convertisseurs statiques du SH, par deux contrôleurs flous, le première pour commander de l'onduleur de tension dans le Bus AC afin de maintenir une tension et une fréquence stable dans la charge et le deuxième contrôleur flou est utilisé pour la commande MPPT qui contrôle le hacheur Boost pour but d'avoir un fonctionnement à puissance maximale du GPV en présence des variations des conditions météorologiques ou de la charge.

A partir des résultats de simulation, nous avons constaté que la poursuite du point maximum est bien accomplie la tension et la fréquence sont maintenues stable face aux différentes variations, ce qui implique une amélioration du rendement du système hybride proposé.

5.1 Introduction

Face à l'augmentation rapide de la demande d'énergie électrique et au développement massif de l'intégration des ERs comme source de production décentralisée, le réseau électrique actuel doit répondre aux besoins de tous les clients en prenant en considération les évolutions à venir. Les microréseaux électriques se sont des éléments clés dans la modernisation des réseaux électriques actuels.

Cependant le partage équitable de la puissance produite par les différentes unités de production est une préoccupation importante pour la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides, la notion de la commande est trop importante pour le bon fonctionnement d'un MG. Le contrôle du MG comprend deux termes généraux qui sont un contrôle centralisé, il prend la gestion de l'énergie entre les différentes unités de production comme priorité et communique les uns aux autres dans le but d'avoir une schématisation globale de fonctionnement. Un deuxième contrôle local bien précis qui se base sur la non-communication entre les composants du MG afin d'avoir un avantage particulier de diminution de complexité de système et faire atténuer les problèmes liés aux raccordements [7]. Lorsqu'un MG est connecté directement au réseau de distribution électrique, la tension et la fréquence sont maintenues par le réseau lui-même. Ainsi, tous les onduleurs qui se trouvent dans le système peuvent fonctionner en mode PQ.

Cependant, lorsque la déconnexion avec le réseau se produit, le contrôle sera perdu. Ceci est dû au fait qu'il n'y a pas de générateur principal qui peut maintenir la fréquence et la tension dans une marge acceptable dès que l'équilibrage entre la production et la consommation de l'énergie n'est pas assuré.

Dans ce contexte l'objectif principal du travail présenté dans ce chapitre est focalisé sur l'étude des différentes techniques de contrôle centralisées et décentralisées, pour une gestion efficace de l'énergie produite par les DG interconnectées au bus AC via des onduleurs branchés en parallèle. Une étude détaillée théorique sur le principe de fonctionnement du contrôleur décentralisé (droop control) de puissances actives et réactives sera présenté, des simulations numériques ont été effectuées pour valider les performances du contrôleur proposé.

5.1.1 Problème de commande de la fréquence et de la tension

Le principe de base qui permet aux différents générateurs de l'énergie électrique interfacés par des onduleurs à modifier leur puissance active en réponse à une demande de charge est la variation de la fréquence par rapport à cette demande. Lorsqu'on a deux emplacements dans le réseau avec deux fréquences différentes, il y aura un certain déséquilibre dans la puissance active. Dans ce cas, les deux fréquences ont tendance à dériver vers une valeur moyenne commune pour équilibrer la puissance active. Cette relation physique entre les deux valeurs doit être mise en œuvre dans la commande des onduleurs [151].

En ce qui concerne la tension, le contrôle doit garantir qu'il n'y a pas un déséquilibre de puissance réactive entre les sources. Sans contrôle de la tension, les systèmes à forte pénétration de courant réactifs pourraient subir des oscillations de tension.

Les problématiques sont identiques à celles impliquées dans le contrôle des grands générateurs synchrones. Dans l'exemple des grands systèmes électriques, le réseau lui-même fait la compensation de puissance réactive. Dans un MG, le problème des grands courants réactifs circulant est immense, le courant peut dépasser les valeurs nominales avec une influence majeure sur la stabilité de la tension. Cette situation nécessite un contrôleur de tension par rapport au courant réactif de sorte que, à mesure que le courant réactif généré par le MG devient plus capacitif, la référence de tension est réduite. À l'inverse, à mesure que le courant devient plus inductif, la consigne de tension doit être augmentée [152].

5.2 Gestion de L'énergie du Microgrid

Il n'y a pas de structure générale ou bien définis de l'architecture de la gestion de l'énergie, car la configuration dépend du type de système hybride ou de l'infrastructure existante qui combine entre les éléments construisant le système. La figure 5.1 présente la structure générale d'un MG avec les principales parties de gestion d'énergie.

Elle comporte principalement :

- Un système de gestion de la distribution (DMS : distribution management system) pour les grandes installations : responsable de la surveillance des principales microstations. Les actions de contrôle typiques sont la reconfiguration du réseau, par des opérations de commutation d'introduction des DG dans le système.
- Un système automatique de comptage de lecture de puissance qui s'écoule (AMR: automated meter reading) : responsable de la collecte des relevés de compteurs électroniques qui sont utilisés pour la facturation.

- Un système de gestion de réseau de distribution (DSO : Distribution system operator) : qui est responsable de la gestion et du contrôle du système de distribution.

Toujours de la figure 5.1 et dans le cadre d'une architecture plus complète d'un système de production d'énergie, autres composants essentiels sont nécessaires pour un fonctionnement idéal de système de gestion d'énergie :

- Un contrôleur du MG (MGC : Micro Grid Controller) : responsable de la commande et de la surveillance des DG, les dispositifs de stockage et les charges raccordées. Le MC peut être un dispositif matériel séparé ou un logiciel installé dans un compteur électronique.
- Un contrôleur central du MG (MGCC : Micro Grid Central Controller) : fournit l'interface principale entre le MG et d'autres acteurs telle que le réseau et peut assumer différents rôles, allant de la responsabilité principale de la maximisation de la puissance produite à la simple coordination des MC locaux. Il peut fournir des points de références pour les MC ou simplement superviser leur fonctionnement.

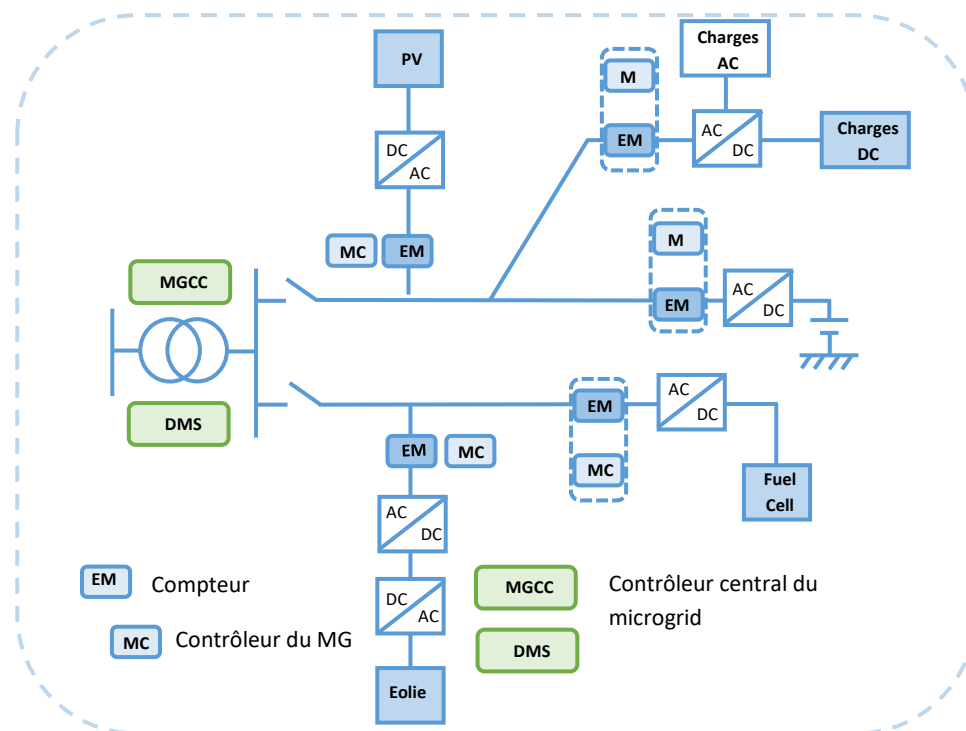


Figure.5.1 Principales parties de l'infrastructure de gestion d'énergie électrique

La structure du MG peut être exploitée de manière centralisée ou décentralisée, en fonction des besoins assumés par les différentes exigences de gestion d'énergie. Dans le contrôle centralisé, la responsabilité principale de la maximisation de la valeur du MG et de l'optimisation de son fonctionnement se base sur le MGCC. En utilisant les différentes informations tel que le prix courant de coût d'électricité et les revendications en fiabilité,

détermine la quantité d'énergie que le MG doit importer du système de distribution dans le cas d'un fonctionnement connecté, et en optimisant les capacités de production et de consommations locales dans le cas d'un fonctionnement déconnecté.

Le choix entre l'approche centralisée et décentralisée du contrôle du MG, dépend des objectifs principaux et des caractéristiques particulières du MG contrôlé et des ressources disponibles. En ce qui suit, on va présenter les différentes méthodes de contrôle et de gestion.

5.2.1 Une gestion d'énergie centralisée

Les MG peuvent être contrôlés de manière centralisée en adaptant correctement les fonctionnalités existantes de l'EMS. En ce qui concerne le fonctionnement dans les différents modes de marche, la caractéristique de base de ce contrôle est que les décisions concernant la production et l'opération du DG sont prises au niveau du MGCC. Ce même centre de calcul est équipé et programmé pour fournir des points de consignes et de partage optimaux aux MC, en fonction des objectifs d'optimisation globaux souhaités.

En ce qui concerne l'aspect économique du marché, Un MG typique fonctionne comme le suivant : le contrôleur local MC prend en compte la fonction de coût opérationnel du MG, une marge bénéficiaire recherchée par le propriétaire de la DG et des prix du marché externes fournis par le MGCC, afin d'annoncer des offres à ce système de contrôle ainsi que pour prendre les contraintes techniques en considération. Ces offres sont faites à des intervalles de temps fixes. Le MGCC optimise le fonctionnement du système en fonction des prix du marché extérieur, donc la gestion de l'énergie électrique se fait à base d'aspects économiques et techniques. L'intégration active de DG nécessite une infrastructure de communication pour partager des informations entre eux et optimiser leur fonctionnement localement (figure 5.2).

Par conséquent, un système de communication de données efficace est nécessaire pour un transfert continu, rapide, fiable et précis des informations entre toutes sortes de capteurs [153]. Cependant, le coût d'investissement de ces systèmes de communication est très élevé.

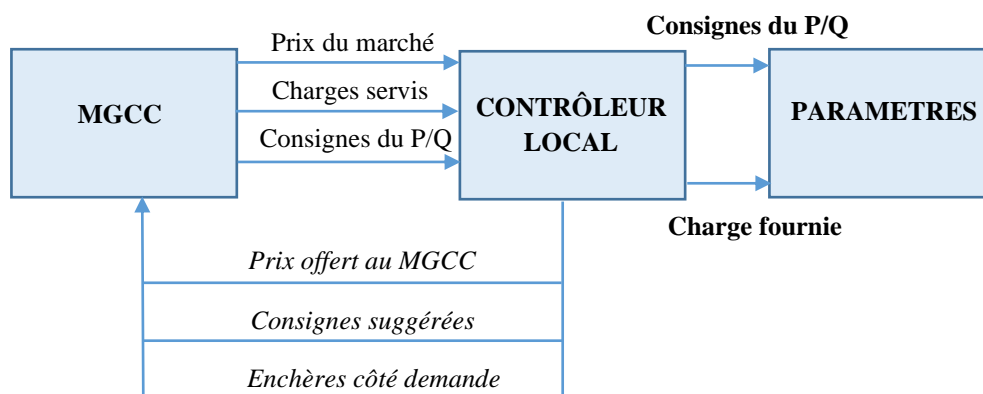


Figure.5.2 Échange d'informations entre les MC et le MGCC

Par conséquent, il est vital de réduire les coûts d'installation, tout en maintenant un fonctionnement fiable, en sélectionnant une technologie de communication de données appropriée pour les applications à courte et longue distance. Dans la littérature, plusieurs travaux de recherche ont été publiés dans l'étude de la technique de contrôle centralisé, l'article [58] traite l'évaluation économique d'un MG participant à un suivi du marché en temps réel. Les offres provenant de sources DG et de charges sont prises en compte.

Des valeurs réalistes pour les offres, les prix réels du marché, les profils de charge typiques et les productions renouvelables sont utilisées comme des données d'entrées pour les simulations. L'auteur a montré que le contrôleur central peut fournir une coopération optimale de la production de l'énergie demandée par les charges avec des avantages économiques importants. Dans [154], l'auteur présente un système de contrôle centralisé qui coordonne le fonctionnement parallèle de différents composants. La conception de la commande des onduleurs utilise un nouveau algorithme de contrôle prédictif qui permet en temps de calcul plus rapide pour les grands systèmes de production d'énergie, une optimisation séparée des problèmes de contrôle en régime permanent et transitoire.

Un système global de gestion d'énergie est également mis en œuvre pour le MG afin de coordonner le partage de charge entre les différentes unités. Le choix entre l'approche centralisée et décentralisée de la gestion d'énergie dépend des objectifs principaux et des caractéristiques particulières du système de contrôle et des ressources disponibles.

Un tel exemple est un MG industriel, dans lequel un seul propriétaire peut exercer un contrôle total sur toutes les sources d'énergie et charges, capable de les surveiller en permanence et vise à faire fonctionner le système de la manière la plus économique. Il est relativement facile d'installer un système de communication rapide et un ensemble de capteurs pour exploiter le système d'une manière assez efficace. Reste que le problème majeur dans ce type de méthodes qu'elles dépendent d'un système de communication qui doit être fiable, car une petite erreur de coupure de lien de connexion peut engendrer la défaillance de système.

5.2.2 Une gestion d'énergie décentralisée

Les approches de contrôle décentralisées nécessitent dans leur fonctionnement des prévisions de la demande d'électricité, de la production à partir de sources d'énergie renouvelable ou classique et du prix externe de l'électricité, cependant dans le tableau 5.1, une comparaison des deux méthodes est bien montrée. L'idée du contrôle décentralisé est de plus en plus populaire dans nos jours, non seulement pour le MG, mais aussi pour d'autres fonctions dans les systèmes électriques.

Une approche intéressante pour concevoir et développer des systèmes de production décentralisé est basée sur la théorie des systèmes multi-agents (MAS : multi agent system). L'idée centrale est qu'un processus de contrôle autonome est assumé par chaque élément contrôlable, à savoir les onduleurs, les DG ou bien les charges connectées. La théorie du MAS décrit les algorithmes de coordination, de communication entre les agents et d'organisation de l'ensemble du système.

	Contrôle centralisé	Contrôle décentralisé
Propriétaire des DG	<i>Un seul propriétaire</i>	<i>Plusieurs propriétaires</i>
Objectifs	<i>Une tâche claire et unique avec une minimisation des coûts énergétiques</i>	<i>Incertitude sur le souhait de chaque propriétaire à un moment donné</i>
Disponibilité de la surveillance du personnel d'exploitation	<i>Disponible</i>	<i>Non disponible</i>
Participation au marché	<i>Ça nécessite une implémentation d'algorithmes compliqués</i>	<i>Il est peu probable que les propriétaires utilisent des algorithmes complexes</i>
Installation de nouveaux équipements	<i>Besoins du personnel spécialisé</i>	<i>Devrait être plug-and-play</i>
Exigences de communication	<i>Haute</i>	<i>Modeste</i>
Le fonctionnement du MG est lié à une opération plus grande et plus critique	<i>Possible</i>	<i>Ce n'est pas possible</i>

Tableau 5.1 Considérations en relation avec l'application du contrôle centralisé et décentralisé [155].

Il n'y a pas de définition formelle d'un agent, mais dans la littérature, les caractéristiques de base sont les suivants [156] :

- Un agent peut être un concept physique qui agit dans l'environnement, par exemple un agent qui contrôle directement un MG ou bien un concept virtuel, comme un logiciel qui permet au système de participer au marché de la production de l'énergie.
- Un agent est capable d'agir dans l'environnement et peut changer ses actions. Par exemple un agent implanté dans un générateur éolien peut modifier sa production, affecte le niveau de production des autres DG, modifie le niveau de tension des bus adjacents et au niveau de sécurité du système.
- Les agents communiquent entre eux et cela pourrait être considéré comme faisant partie de leur capacité à agir sur l'entourage. Prenons l'exemple d'un système qui comprend un générateur photovoltaïque et un système de stockage d'énergie qui utilise l'excès de l'énergie venant du PV pour se charger et il se décharge en cas de l'absence de

l'ensoleillement. Afin de réaliser cette opération de manière optimale, les deux agents doivent échanger des messages entre eux. Ceci est considéré comme un type d'action, car l'environnement est affecté par cette communication différemment du cas où les deux agents agissaient sans aucune sorte de coordination.

- Les agents peuvent travailler en autonomie, ce qui les rend capables de décider une action sans l'intervention du contrôleur central. Pour y parvenir, ils sont animés par leurs propres règles sans commande externe.
- L'agent est le cœur de la technologie MAS, puisque l'objectif est de contrôler un système très compliqué avec un minimum d'échange de données et de ressources de calcul minimales sur la base d'une représentation partielle de leur environnement. Cependant, l'agent ne connaît pas l'état de l'ensemble du système, Par exemple, dans un MG, l'agent d'un DG connaît seulement le niveau de tension de son propre onduleur et il ne peut pas estimer ce qui se passe dans les autres onduleurs.

5.3 Contrôle des onduleurs en fonctionnement parallèle

Dans un MG, plusieurs DG conviennent pour fournir une alimentation électrique fiable aux différentes charges connectées. Un MG est un système hybride généralement à base des ressources renouvelables sont généralement difficiles à connectés directement au réseau.

Dans un MG les onduleurs sont également utilisés comme une interface entre des ressources renouvelables et la charges ou le réseau principal.

Le fonctionnement en parallèle de ses derniers offre souvent une fiabilité élevée avec une continuité d'alimentation en cas de panne d'un onduleur, car les autres onduleurs restants peuvent toujours fournir de la puissance requise à la charge.

Plusieurs techniques de contrôle des onduleurs fonctionnant en parallèle ont été proposées, telles que la commande maître-esclave, la commande de partage de courant moyen et la commande de statisme (droop control), ont été mises en œuvre dans le monde entier pour faire fonctionner des onduleurs connectés en parallèle.

Parmi lesquelles, le contrôle du statisme ou contrôleur de déplacement (droop control) qui a gagné en popularité et considéré comme une méthode bien établie pour le contrôle des MG, en raison de l'absence de liaisons de communication critiques entre les onduleurs pour coordonner les unités de production d'énergie.

5.3.1 Contrôle maitre esclave

Dans la commande maître-esclave pour un MG qui contient plusieurs onduleurs reliés au différents DG, L'onduleur maitre régule la tension. Le courant généré par cette unité définit les

courants de référence des autres unités. L'onduleur maître agit comme un onduleur de source de tension et le reste des unités comme des onduleurs de source de courant.

Le contrôle maître-esclave signifie qu'un DG de grande capacité fonctionne comme unité de commande principale avec un contrôle de tension et de fréquence et fournit des références de tension et de fréquence pour les autres DG, tandis que les autres petites DG sont contrôlés en PQ avec un suivi du point de la puissance maximale.

Si la commande maître-esclave est adoptée dans un MG, le réseau de distribution fournit des références de tension et de fréquence pour tous les DG lorsque le MG fonctionne en mode connecté au réseau. Ainsi, tous les onduleurs d'interfaçage avec le réseau sont contrôlés avec la commande PQ. Lorsque le MG passe du mode connecté au mode autonome, l'unité principale doit passer à la commande V-f pour réguler la tension et la fréquence du MG. De même, lorsque le MG est prêt à être reconnecté au réseau principal, l'unité principale doit passer du contrôle V-f au contrôle P-Q.

Dans ce processus, le contrôleur de l'unité principale doit être en mesure de répondre aux exigences de transition rapide entre les deux modes de connexion. Cependant, la référence de commande et les états de commande dans les différents modes de fonctionnement peuvent ne pas être égaux pendant la période transitoire, ce qui peut provoquer un courant d'appel ou une surtension. Pour réduire les impacts transitoires, un algorithme de contrôle a été proposé dans l'article [157] qui ne nécessitait pas de changer la structure de contrôle pendant les transitions de mode de fonctionnement. Néanmoins, le contrôle du courant d'hystérésis nécessitait une fréquence de commutation élevée et une augmentation des pertes du système. La figure 5.3 illustre l'exemple d'un circuit d'alimentation et le schéma de commande maître-esclave d'un MG. Les principales caractéristiques de cette approche qui peut être implémentée dans un système multi sources peuvent être résumées comme suit :

- Un algorithme de contrôle simple au niveau des DG est nécessaire pour faire établir une schématisation correcte d'un système de commande maître-esclave.
- Des dépenses élevées dans le but d'avoir un système de communication entre les différents DG afin de pouvoir partager les informations des consignes.
- Un contrôle de supervision est nécessaire doit être appliqué pour réguler et surveiller le déroulement de partage d'informations.

La structure générale de la commande maître-esclave est représentée par la Figure 5.3, les unités de production d'énergie électrique raccordées aux onduleurs parallèles fonctionnent en mode différent à celui de la stratégie de contrôle de statisme, où le réglage intégré à chaque onduleur marche grâce à un commutateur de sélection d'opérations.

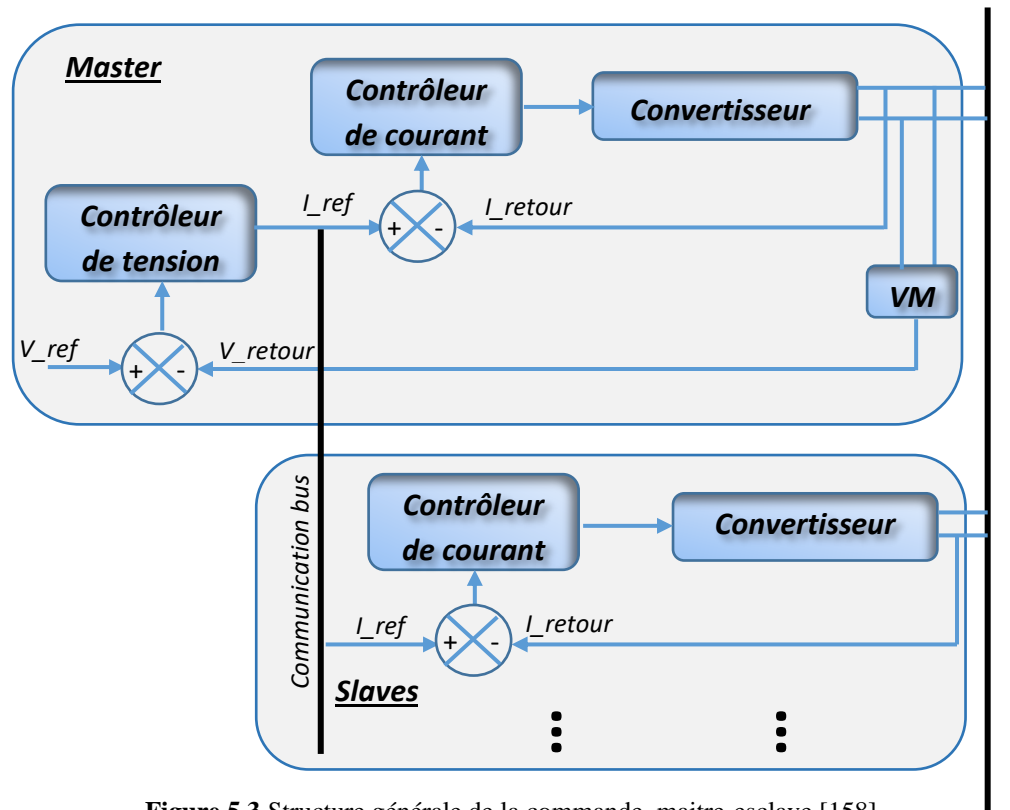


Figure.5.3 Structure générale de la commande maître-esclave [158]

Le module qui démarre en premier joue le rôle de maître (master) en ce qui concerne la référence des unités, les autres onduleurs jouent le rôle des convertisseurs esclaves. Le convertisseur principal régule la tension de sortie et spécifie la référence de courant des autres convertisseurs pour obtenir un partage équitable de production d'énergie électrique. Toutes les unités se communiquent avec l'unité maîtresse ce qui rend le système non fiable, car si un problème se manifeste au niveau de cette dernière, tout le système est bloqué.

Plusieurs travaux de recherches ont été publiés pour l'utilisation de cette approche, cependant ces inconvénients majeurs sont :

- La communication augmente la complexité du système avec des temps de calcul longs.
- Ce système de communication est économiquement coûteux.
- La nécessité de la mise en place d'un protocole de sécurité du système
- S'il y a une panne dans le système de communication peut compromettre l'intégralité du réseau.

Dans [159], une plateforme de communication pour une gestion d'énergie électrique d'un MG est construite, les onduleurs dans l'architecture générale de système se communiquent entre eux pour assurer un contrôle maître-esclave. Un système de gestion d'énergie est effectué à l'aide d'un programme d'échange d'informations qui doit non seulement prendre en compte l'architecture du MG, mais également la commande des onduleurs. Si l'outil de communication présente des latences en temps réel, les performances du MG en ce qui concerne le partage de

la puissance sont influées négativement. En outre un nouveau protocole de communication basé sur la combinaison d'utilisation maximale de la puissance de carte DSP avec un système d'interface human-machine est contribué.

Dans [160] une étude de la stabilité d'un DC-MG sous une commande maître-esclave est exposée d'une manière à analyser l'impact de la variation des paramètres des charges continues sur la stabilité de système. Les auteurs dans [161] ont discuté la possibilité d'application d'une approche concrète pour régler le problème de partage d'énergie en termes de performance en basse tension. Le contrôle se fait à l'aide d'une interface utilitaire (IU) installée entre le réseau et les DG. Son rôle dans le cas de connexion de réseau est d'envoyer les références de puissance active et réactive aux DG pour améliorer la qualité d'énergie.

Dans le cas où le MG fonctionne en mode isolé, l'IU fonctionne comme étant une source de référence de tension. Dans [162], l'amélioration de la qualité d'énergie d'un MG isolé est obtenue par l'utilisation d'un contrôle coopératif des convertisseurs. Ce type de commande est très favorable dans le cas de charges non équilibrées. L'architecture du contrôleur présenté se base sur la collaboration des onduleurs esclaves en fonctionnement sélective afin de répondre à la compensation locale du courant réactif des charges non linéaires et l'amélioration de formes de tensions. L'onduleur maître joue le rôle de partage de la puissance entre les DG sur une base d'une chute dans la valeur de fréquence.

Cette stratégie utilise la théorie de conservation de puissance ou l'installation des composants de commande sera en voisinage pour faciliter la communication des signaux.

5.3.2 Système de contrôle hiérarchique du microgrid

Normalement, les MG se connectent au réseau principal, mais lorsqu'un problème inhabituel de fonctionnement est détecté, le MG se déconnecte du réseau et commence à fonctionner en mode îloté. Plusieurs approches envisagent des études pour les contrôler en mode autonome pour fournir de l'énergie dans des endroits éloignés sans dysfonctionnement du système.

Dans le passé, les deux modes de fonctionnement îloté et connecté au réseau étaient considérés comme des méthodes séparées.

De plus, il est nécessaire de disposer d'un système flexible capable de fonctionner sans problème dans les deux modes ; il présente un grand défi en raison de la nécessité d'un système de contrôle capable d'incorporer de nouvelles technologies pour atteindre cet objectif, par la mise en place d'une stratégie de contrôle hiérarchique basée sur trois niveaux, contrôles primaires, secondaire et tertiaire (figure 5.4). Ce contrôleur de surveillance dans cette situation doit garantir :

- Une production maximale de l'énergie à partir des DG basées sur des ERs avec une demande de charge satisfaisante tout en minimisant les coûts d'exploitation.
- Maintien stable l'état de charge (SOC) des bancs de batteries.
- Gérer l'échange d'énergie entre les micros réseaux de manière réalisable.

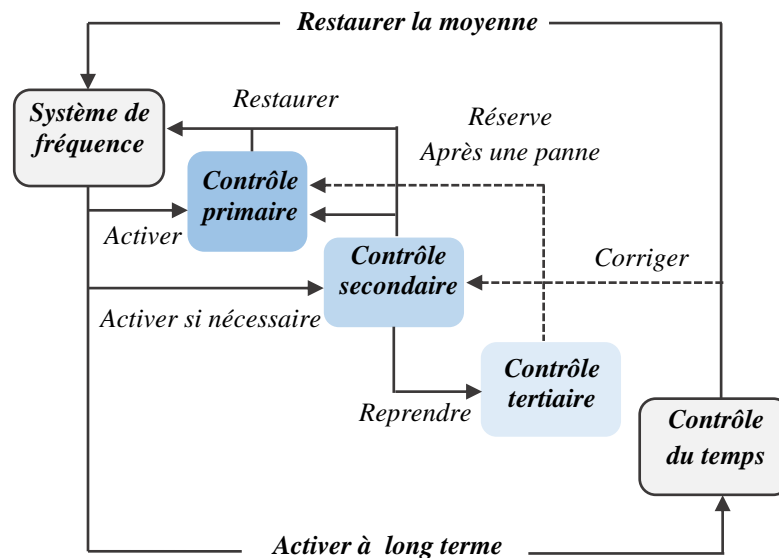


Figure.5.4 Le schéma pour un contrôle maître-esclave

5.3.2.1 Contrôle primaire

Le niveau de contrôle primaire assure la stabilité de la tension et de la fréquence du MG en toutes circonstances, il est responsable de la fiabilité et améliore les performances de l'ensemble du système sans aucune communication entre les unités DG, en se basant uniquement sur des mesures locales. Le contrôle droop en tant que contrôle primaire distribué présente une solution parfaite pour les onduleurs fonctionnant en parallèle (objectif de ce chapitre). Il s'agit d'un système de contrôle fonctionnel basé sur le comportement des générateurs synchrones, où P et Q sont les puissances active et réactive, influençant respectivement les valeurs de fréquence et de tension.

5.3.2.2 Contrôle secondaire

Le système de gestion de l'énergie secondaire peut généralement être divisé en deux catégories : décentralisé et centralisé, basé sur la prise de décisions localement ou dans le système de contrôle central du MG.

un contrôleur robuste peut combiner les deux types pour donner un avantage particulier des deux considérations.

5.3.2.3 Contrôle tertiaire

Dans le système de contrôle hiérarchique, le contrôle tertiaire est venu faire face aux déséquilibres de tension et de fréquence apparaissant après l'application des contrôles primaire et secondaire. Afin d'obtenir la compensation optimale du déséquilibre, avec une méthode d'optimisation appliquée tenant compte des problèmes économiques et une répartition optimale de la puissance active et réactive du MG.

5.3.3 Contrôle de statisme (droop control)

Les stratégies de contrôle qui fonctionnent sans communication entre les DG pour le partage d'énergie électrique sont basées sur le concept de statisme, sa structure générale est représentée par la Figure 5.5. Le fonctionnement sans utilisation d'une liaison de communication est souvent essentiel pour connecter les onduleurs qui se trouvent à distance [163]. Il peut éviter la complexité et le coût élevé du MG et améliore les exigences de redondance et de fiabilité sans un besoin d'une application d'un système de supervision précieux et chère.

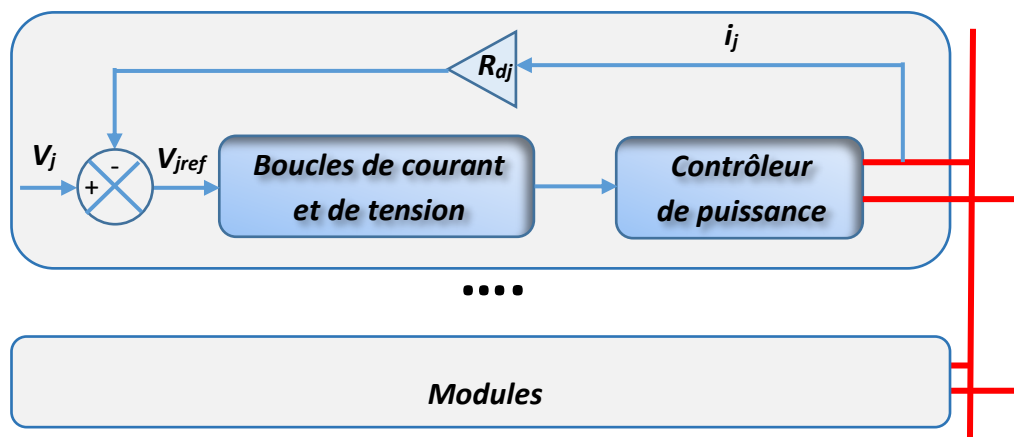


Figure.5.5 Le schéma pour un contrôle de statisme [158]

Dans ce type de contrôle il s'agit d'un système fonctionnel où les puissances active et réactive P et Q qui influent respectivement sur les valeurs de fréquence et de tension, le statisme en fréquence peut être compensé par un partage égal de la puissance active et le statisme en tension se fait par un ajustement d'équilibre de la puissance réactive entre la production et la consommation. Lorsque le couple de charge augmente alors que le couple du moteur principal reste le même, la vitesse de rotation et la fréquence diminuent, et vice versa. Le contrôleur de statisme permet d'obtenir la réduction de fréquence avec une charge accrue de manière contrôlée et stable.

Bien que cette méthode soit capable de maintenir un partage de charge convenable avec une excellente régulation de tension et de fréquence, elle est largement utilisée dans les systèmes de production d'électricité conventionnelle et même renouvelable. Son avantage majeur est

qu'aucun mécanisme de communication externe n'est nécessaire entre les onduleurs, ce qui permet d'avoir un bon partage des charges linéaires et non linéaires entre les différents DG du système global. Dans certains cas, des moyens de communication externes sont encore adoptés pour le partage de charge et la restauration de tension et de fréquence du MG [164]. En outre, cette stratégie de commande présente plusieurs inconvénients.

- Des déviations des valeurs de tension et fréquence dans le cas d'un fonctionnement isolé.
- La non-consideration de partage d'harmoniques venant des charges non linéaires connectées au système de production de puissance.
- Des impédances de ligne entre les onduleurs non identifiés, ce qui affecte également les performances de partage d'énergie entre les différents DG.
- Une mauvaise gestion d'énergie de statisme classique en termes d'intégration des ER.

5.3.3.1 La commande (v/f)

Le contrôle (V/f) est similaire à la régulation de fréquence secondaire du système d'alimentation traditionnel. Le but du contrôle (V/f) est d'assurer la stabilité de l'amplitude et de la fréquence de la tension de sortie de chaque DG. La théorie vient pour ajuster transversalement la courbe de statisme elle-même, comme montrée dans la figure 5.6

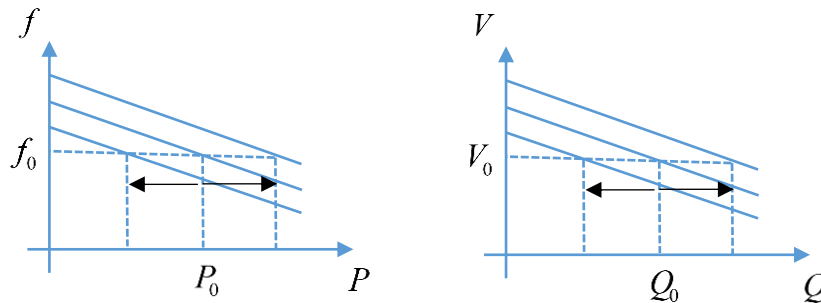


Figure.5.6 contrôle V/f: (a) droop de fréquence (b) droop de tension

5.3.3.2 La commande P Q

Un onduleur monophasé peut être modélisé comme une source de tension de référence avec une impédance de sortie Z_0 (Figure.5.7). Les puissances active et réactive P et Q , envoyées à la charge connectée via l'impédance de sortie Z_0 sont donnée par :

$$P = \left(\frac{EV_0}{Z_0} \cos \delta - \frac{V_0^2}{Z_0} \right) \cos \theta + \frac{EV_0}{Z_0} \sin \delta \sin \theta \quad (5.1)$$

$$Q = \left(\frac{EV_0}{Z_0} \cos \delta - \frac{V_0^2}{Z_0} \right) \sin \theta - \frac{EV_0}{Z_0} \sin \delta \cos \theta \quad (5.2)$$

Où :

- δ : est la différence de phase entre l'alimentation et la charge.
- θ : l'angle de l'impédance de sortie de l'onduleur.
- E : la valeur efficace de la tension source de l'onduleur.
- V_0 : la valeur efficace de la tension de charge v_0 .

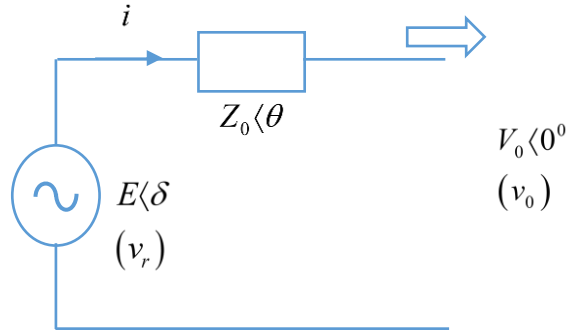


Figure.5.7 Un modèle de l'onduleur monophasé

Pour les onduleurs à inductance (la figure 5.8 a), $\theta = 90^0$:

$$P = \frac{EV_0}{Z_0} \sin \delta \quad \text{et} \quad Q = \frac{EV_0}{Z_0} \cos \delta - \frac{V_0^2}{Z_0}$$

Quand δ est petit :

$$P \approx \frac{EV_0}{Z_0} \delta \quad \text{et} \quad Q = \frac{E - V_0}{Z_0} V_0$$

Par conséquent, la stratégie conventionnelle de contrôle du statisme prend la forme suivante :

$$E = E^* - nQ \tag{5.3}$$

$$\omega = \omega^* - mP \tag{5.4}$$

Avec :

E^* la tension efficace nominale de l'onduleur, ω^* et ω sont la fréquence de ligne nominale et mesurée du système, n et m sont les coefficients de statisme.

Pour les onduleurs à résistance (la figure 5.8.b), $\theta = 0^0$:

$$P = \frac{EV_0}{Z_0} \cos \delta - \frac{V_0^2}{Z_0} \quad \text{et} \quad Q = -\frac{EV_0}{Z_0} \sin \delta$$

Quand δ est petit :

$$P \approx \frac{E - V_0}{Z_0} V_0 \quad \text{et} \quad Q = \frac{EV_0}{Z_0} \delta$$

Par conséquent, la stratégie conventionnelle de contrôle du statisme prend la forme suivante :

$$E = E^* - nP \tag{5.5}$$

$$\omega = \omega^* - mQ \tag{5.6}$$

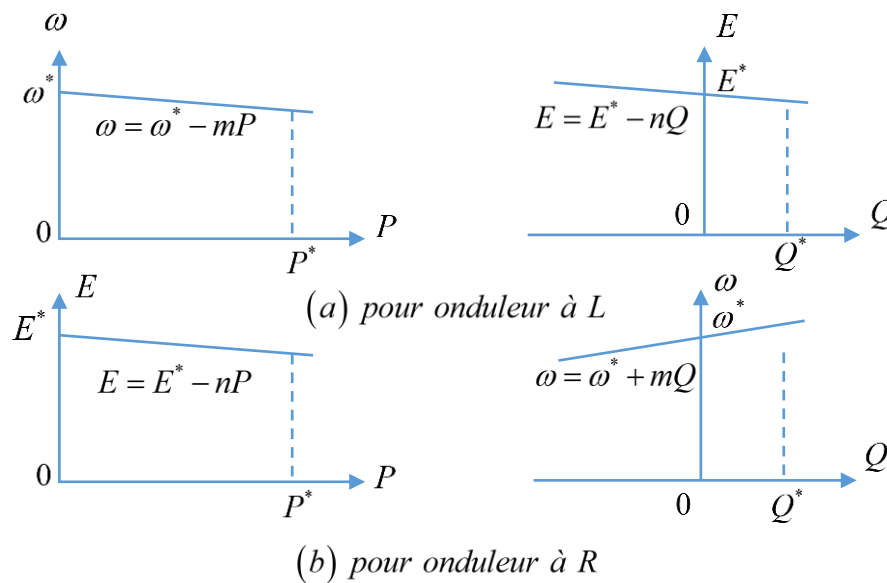


Figure.5.8 Contrôleur de statisme pour un onduleur à une inductance et une résistance

Dans [165], les auteurs ont montré que le contrôle de statisme conventionnel, fonctionne bien pour les lignes d'impédance purement inductives, les performances dans le cas des lignes résistives sont médiocres. Dans [166], l'auteur a montré que la méthode le contrôleur de statisme classique peut être facilement adaptée pour tenir compte de l'impédance du réseau, offrant ainsi de bonnes performances dans toutes les conditions.

Dans [167], vandoorm et al ont présenté une comparaison de la méthode classique de statisme et une méthode de contrôle des DG dans le cas d'un MG avec des lignes résistives.

Un contrôleur universel des onduleurs connectés en parallèle décrit dans [168] par Zhong et al. Les auteurs ont présenté une revue du contrôle droop classique pour différents modes de fonctionnement avec des configurations L, R et LR. Le statisme universel proposé a montré de bonnes performances de stabilité validée par des résultats expérimentaux.

Alors que la méthode de contrôle de statisme de fréquence conventionnelle fonctionne bien dans un MG avec des impédances de ligne principalement inductives, mais elle peut poser des problèmes lorsqu'elle est appliquée à une architecture à basse tension. Dans le cadre d'une étude plus approfondie du concept de statisme, plusieurs chercheurs ont proposé un contrôle du statisme à angle de puissance, dans lequel l'angle de phase de tension des DG par rapport à une référence de tension est défini.

Majumder et al dans [169, 170] propose un travail de comparaison entre les performances d'un statisme classique avec un angle de puissance et de fréquence pour des DG à interface d'un convertisseur de tension. Les résultats obtenus montrent que le premier contrôleur fournit un partage de puissance adaptée entre les DG sans perte de fréquence significative en régime permanent et offre des meilleures marges de stabilité.

5.3.3.3 Contrôleur de statisme robuste

Les contrôleurs de statisme conventionnels reposent seulement sur le réglage précis de la tension et de la fréquence, mais il n'existe pas de mécanisme robuste contre les erreurs numériques, les perturbations et les dérivés de paramètres, ils exigent que tous les onduleurs aient la même résistance de sortie sur une large gamme de fréquences. Dans ce contexte les auteurs dans [171] ont proposé un contrôleur de statisme robuste afin d'obtenir un partage précis de la puissance réelle et de la puissance réactive en même temps, tout en maintenant la tension de charge et la fréquence dans la plage souhaitée. Ce qui montré par la figure 5.9 :

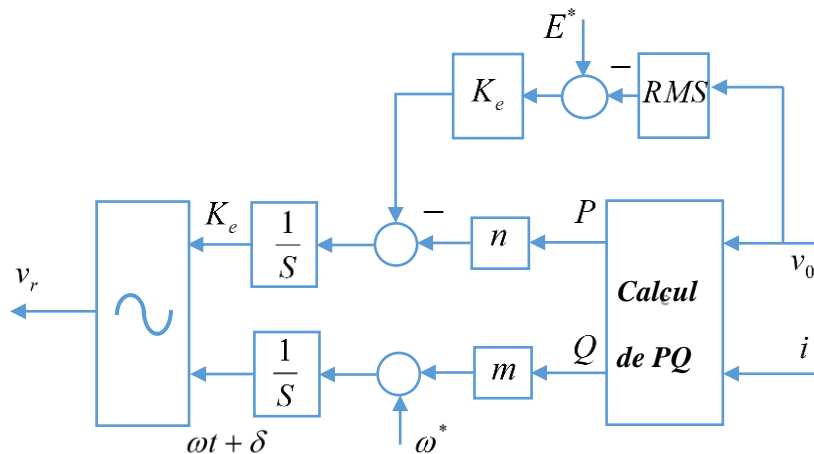


Figure.5.9 Le contrôleur de statisme robuste de l'onduleur

La tension et la fréquence générée par ce type de contrôleur sont donnée par ces équations :

$$E = K_e (E^* - V_0) - nP \tag{5.7}$$

$$\omega = \omega^* + mQ \tag{5.8}$$

Il est capable de partager à la fois les puissances active et réactive avec précision même si l'impédance de sortie par unité n'est pas la même. S'il y a des erreurs numériques, dans le régime permanent, on trouve :

$$nP = K_e (E^* - V_0) \tag{5.9}$$

Ça signifie :

$$nP = constant \tag{5.10}$$

Tant que K_e est le même pour tous les onduleurs, cela garantit que le partage précis de la puissance active est proportionnellement à leurs limites. Tant que le système est stable, la fréquence reste la même, la puissance réactive peut également être garantie.

Selon (5.10), la tension de charge est donné par :

$$V_0 = E^* - \frac{nP}{K_e E^*} E^* \quad (5.11)$$

Selon (5.11), la tension V_0 peut être maintenue dans la plage souhaitée en choisissant un grand K_e . Par conséquent, cette stratégie de contrôle a également une très bonne capacité de régulation de tension.

Dans une autre étude, une configuration est proposée dans [172] pour un partage juste des alimentations sans interruption basées sur des onduleurs à source d'impédance. Cette nouvelle schématisation permet la régulation du problème de la limitation des alimentations conventionnelles, en ce qui concerne les tensions continues de sortie qui doivent être presque égales l'une à l'autre et supérieures à la tension de crête de la sortie alternative.

Une contribution importante a été proposé dans [173] avec la présentation d'un contrôleur de statisme pour les onduleurs à impédance résistive pour le partage de charges linéaires et non linéaires.

Étant donné que dans ces systèmes, la précision du partage de puissance est très sensible à l'impédance de sortie des onduleurs, la nouvelle stratégie utilise de nouvelles boucles de commande capable d'obtenir à la fois une impédance de sortie stable et un bon équilibre de puissance partagé entre les convertisseurs. Toutefois, pour les onduleurs contrôlés, ils doivent avoir la même impédance de sortie sur une large plage de fréquences. Pour gérer cette difficulté, un contrôleur de statisme robuste appliqué pour un onduleur à une impédance résistive [171], remédiant aux problèmes des erreurs numériques et de perturbations.

5.3.3.4 Contrôleur de statisme à impédance virtuelle

De nombreux problèmes peuvent ne pas être résolus en utilisant la méthode de contrôle de statisme classique, tels que la dépendance à l'impédance de ligne et son type, la réponse transitoire qui est lente... néanmoins, plusieurs chercheurs ont fixé leur travail sur des méthodes de contrôles basés sur des impédances virtuelles.

Zhang et al dans [174] proposent une méthode de statisme basé sur une impédance virtuelle composée d'une résistance et une inductance. La résistance négative compense la résistance de ligne pour découpler les deux puissances existantes dans le réseau basse tension, le partage de la puissance réactive se fait sur la base d'une inductance virtuelle. Les auteurs ont utilisé en parallèle une source d'énergie virtuelle pour analyser l'impédance de ligne et contrôler la chute

de tension. Le circuit équivalent de DG contrôlé par cette méthode améliorée est illustré sur la figure 5.10.

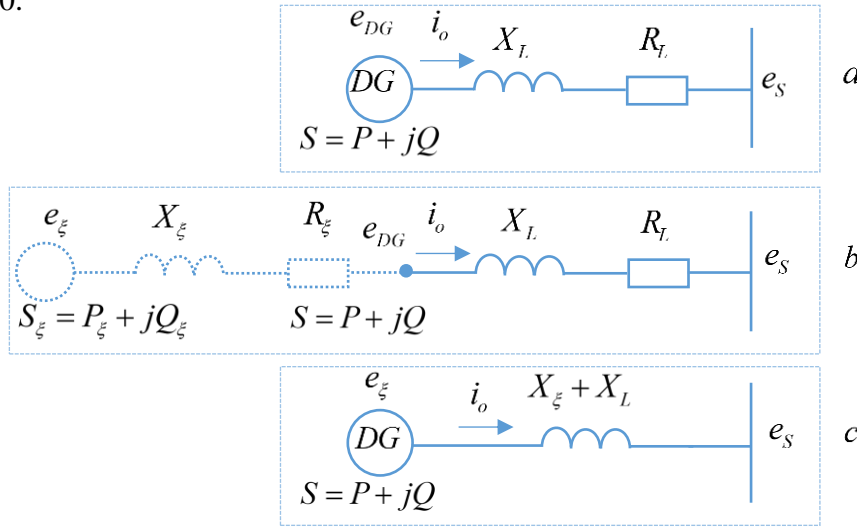


Figure.5.10 Le contrôleur de statisme robuste pour l'onduleur à une résistance

- Ou : e_ξ la tension de la source virtuelle de puissance (Virtual Power Source : VPS),
- R_ξ est la résistance virtuelle, X_ξ est l'inductance virtuelle,
- S_ξ est la puissance de la source virtuelle, S est la puissance de sortie du DG,
- R_L est la résistance de ligne et X_L est l'inductance de ligne. La valeur de la résistance virtuelle est égale à la valeur opposée de la résistance de ligne $R_\xi = -R_L$.

L'impédance équivalente inductive entre VPS et PCC peut entraîner le découplage de la puissance du VPS sur la figure 5,10 b. Un circuit équivalent de DG avec la méthode améliorée est montré sur la figure 5.10.c, où la tension VPS se rapproche de la tension PCC.

Cependant il est difficile de calculer la puissance VPS en raison du VPS inexistant, donc la puissance VPS est remplacée par la puissance DG réelle. Pour obtenir l'équation de statisme de VPS basée sur l'équation de statisme traditionnelle de DG, la relation de puissance détaillée entre VPS et DG sur la figure 5.10.b est écrite comme suit :

L'équation de statisme concernant le contrôle de la tension VPS basée sur la puissance DG est donnée par :

$$f_\xi = f_\xi^* - m_\xi (P^* - P) \tag{5,14}$$

$$E_\xi = E_\xi^* - n_\xi (Q^* - Q) \tag{5,15}$$

Avec

f_ξ^*, E_ξ^*, P^* et Q^* sont les références correspondantes, m_ξ et n_ξ sont les coefficients de statisme. L'application d'une impédance virtuelle dans l'architecture du contrôleur est aussi

faite dans [175]. L'ajout de cette composante améliore le partage de la puissance réactive entre les différents onduleurs montés en parallèle. Cette même impédance est généralement utilisée comme un dérivé dans le temps du courant de sortie du convertisseur. Dans cette étude les auteurs ont proposé d'appliquer un intégrateur de deuxième ordre afin de diminuer la sensibilité du système envers les charges non linéaires. Dans [176], Caracas et al ont discuté l'application d'un modèle de statisme adapté pour gérer l'état de charge de plusieurs batteries fonctionnant en cascade. Chaque unité à son propre convertisseur de connexion avec le micro réseau, la balance d'énergie se fait sans le besoin d'un lien de communication.

5.4 Contrôleur de statisme pour onduleurs en parallèle

5.4.1 Principe de contrôleur de statisme

Dans notre étude, on utilise un contrôleur de statisme pour une étude détaillée. Contrairement aux contrôleurs conventionnels, le statisme de puissance active et réactive permet un partage équitable de puissance sans la nécessité d'une liaison de communication entre les points de contrôle. De par sa simplicité, cette technique a été largement entamée par plusieurs travaux et projet de recherche pour le contrôle des onduleurs en parallèle dans un MG, lorsque la demande de puissance par la charge augmente, le contrôleur donne l'ordre aux générateurs de faire varier leurs fréquences, ce qui produit une accélération ou un ralentissement de la machine tournante dû à l'inertie du système [177].

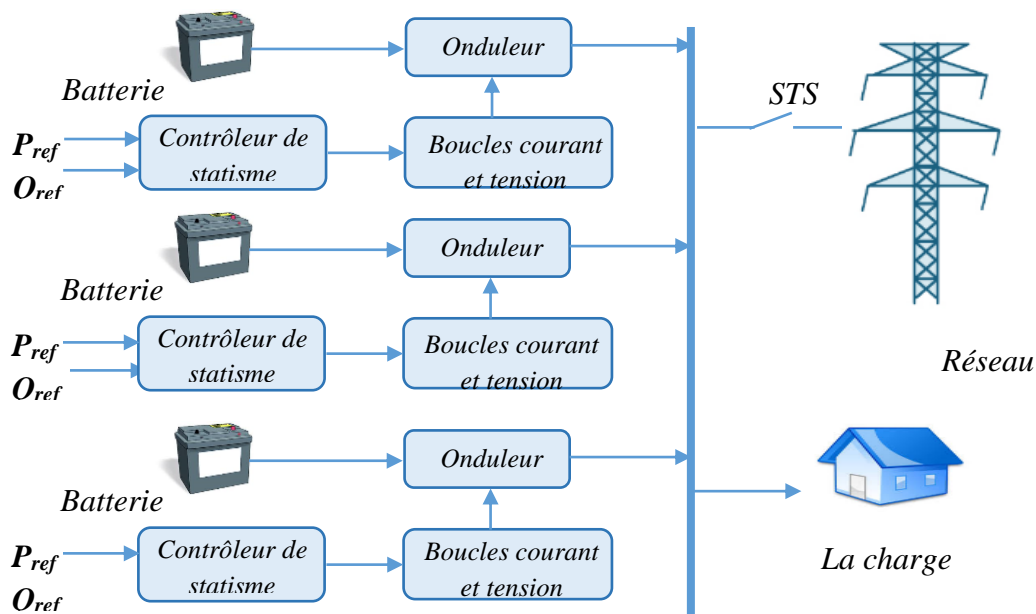


Figure.5.11 Technique de contrôle de statisme dans un MG [178]

Pour notre étude on va étudier un micro-réseau qui est illustré dans la figure 5.11, il comprend trois sources de production continues connectées au point PCC. Le contrôleur de statisme est

basé initialement sur cette considération. Le schéma équivalent du système (PCC point source-ligne). Il est possible de définir une relation entre la puissance réactive et la tension et entre la puissance active et la fréquence du système.

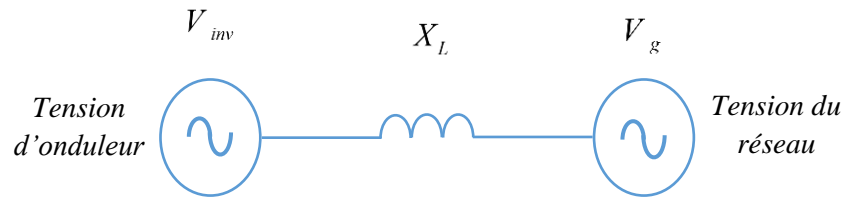


Figure.5.12 Contrôle de statisme pour un onduleur [178]

$$P = \frac{V_{inv} V_g \delta}{X_L} \quad (5.18)$$

$$\delta = \int (\omega_{inv} - \omega_g) \quad (5.19)$$

$$Q = \frac{V_g (V_{inv} - V_g)}{X_L} \quad (5.20)$$

Avec :

- δ : la phase de tension générée par l'onduleur V_{inv} .
- X_L : l'impédance entre V_{inv} et la tension au nœud d'interconnexion V_g

Les équations (5.18) et (5.19) montrent le lien entre la puissance active et l'angle de phase et entre la puissance réactive et le niveau de tension. Cependant, les lignes basses tension sont normalement plus résistives, et il est plus approprié de définir une relation entre la puissance réactive avec angle de phase et la puissance active avec le niveau de tension [151]. La pulsation de fréquence (f) et le niveau de tension (V) sont donnés par :

$$f = f_0 - m.(P - P_0) \quad (5.21)$$

$$V = V_0 - n.(Q - Q_0) \quad (5.22)$$

- f_0 et V_0 : Valeurs nominales de fréquence et de tension du MG.
- m et n : Coefficients de déplacement de statisme.
- P_0 et Q_0 : Valeurs de puissance active et réactive équivalentes aux valeurs nominales de la tension du MG.

La figure 5.13 montre graphiquement le principe de déplacement utilisé dans le contrôleur de statisme.

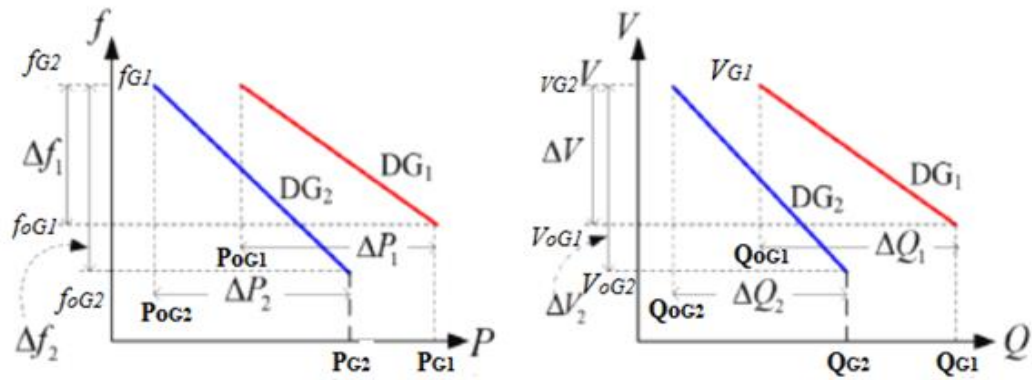


Figure.5.13 Principe de la technique droop control

La structure détaillée de la commande de l'onduleur est représentée à la figure 5.14. Le premier bloc calcule les puissances active et réactive de la source (P, Q), un deuxième bloc génère les valeurs de fréquence et de tension de référence en utilisant les équations précédentes du contrôle de statisme, un troisième bloc génère trois signaux sinusoïdaux, ils sont transformés en tension de référence biphasée V_{dref} et V_{qref} . Ces deux valeurs de tensions sont introduites dans l'unité de contrôle qui comporte quatre boucles dont deux pour réguler les tensions et les autres pour réguler les courants. Cependant, il faut changer de mode pour obtenir les trois signaux sinusoïdaux de références [56].

Ces valeurs de tension sont comparées à un signal triangulaire dans le bloc MLI (sinus triangulaire) pour générer des impulsions vers l'onduleur. De cette manière, la puissance active de chaque source peut être contrôlée en faisant varier la fréquence (angle de phase) et la puissance réactive peut être régulée en faisant varier l'amplitude de la tension de sortie dans l'onduleur [179].

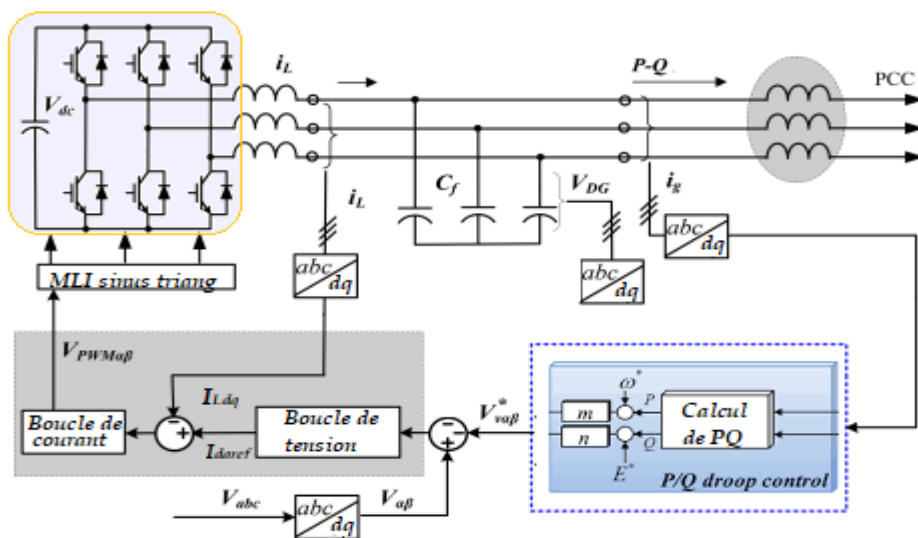


Figure.5.14 Structure de la commande de l'onduleur

5.4.2 Calcul des puissances active et réactive

Le schéma bloc de calcul des puissances active et réactive est donné par la figure ci-dessous.

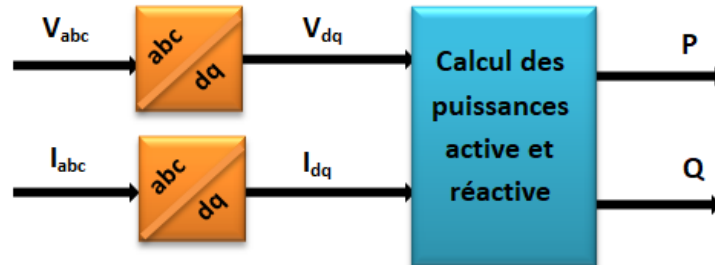


Figure 5.15 La structure de bloc de calcul des puissances active et réactive

Le calcul des puissances actives et réactives est basé sur la mesure des tensions et des courants de la charge et après une transformation de triphasé biphasé selon les équations suivantes :

$$\begin{cases} P = V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q \\ Q = V_d \cdot I_q - V_q \cdot I_d \end{cases} \quad (5.23)$$

5.4.3 Boucle de courant [180]

Le contrôleur de courant est la boucle de contrôle interne la plus rapide. Il est conçu pour contrôler le courant circulant dans l'inductance L dans le filtre LC, comme illustré à la Figure. 5.16.

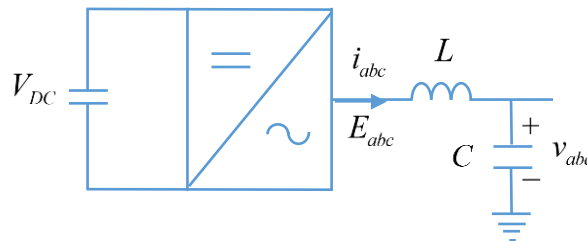


Figure.5.16 Three-phase inverter

En appliquant la loi de tension de Kirchhoff sur le système montré dans la figure 5.16, on trouve :

$$E_{abc} = R \cdot i_{abc} + L \frac{di_{abc}}{dt} + v_{abc} \quad (5.24)$$

Avec E_{abc} : le niveau de tension avant le filtre LC, tandis que v_{abc} est la tension après le filtre. Le courant traversant l'inductance côté onduleur est désigné par i_{abc} , tandis que R est la résistance de l'inductance côté charge. Dans le cadre de la référence synchrone, on peut présenter la modélisation dynamique du système dans le repère diphasé comme le suivant :

$$L \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i^d \\ i^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E^d \\ E^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v^d \\ v^q \end{bmatrix} - R \begin{bmatrix} i^d \\ i^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \omega L \\ -\omega L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^d \\ i^q \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

Etant donné que le système est supposé équilibré, seules les composantes des axes d et q du cadre de référence synchrone sont prises en compte.

La temporisation T_d liée à la commutation dans le VSI est donnée par (5.26) avec une fréquence de commutation notée f .

$$T_d = \frac{1}{2 \cdot f} \quad (5.26)$$

En plus des termes de découplage, le contrôleur contient des termes liés au tension de système. Cela rend le système de contrôle indépendant du niveau de tension.

Les termes de découplage facilitent l'accord du contrôleur PI puisque le gain proportionnel et intégrateur peut alors être sélectionné indépendamment du niveau de la valeur de tension.

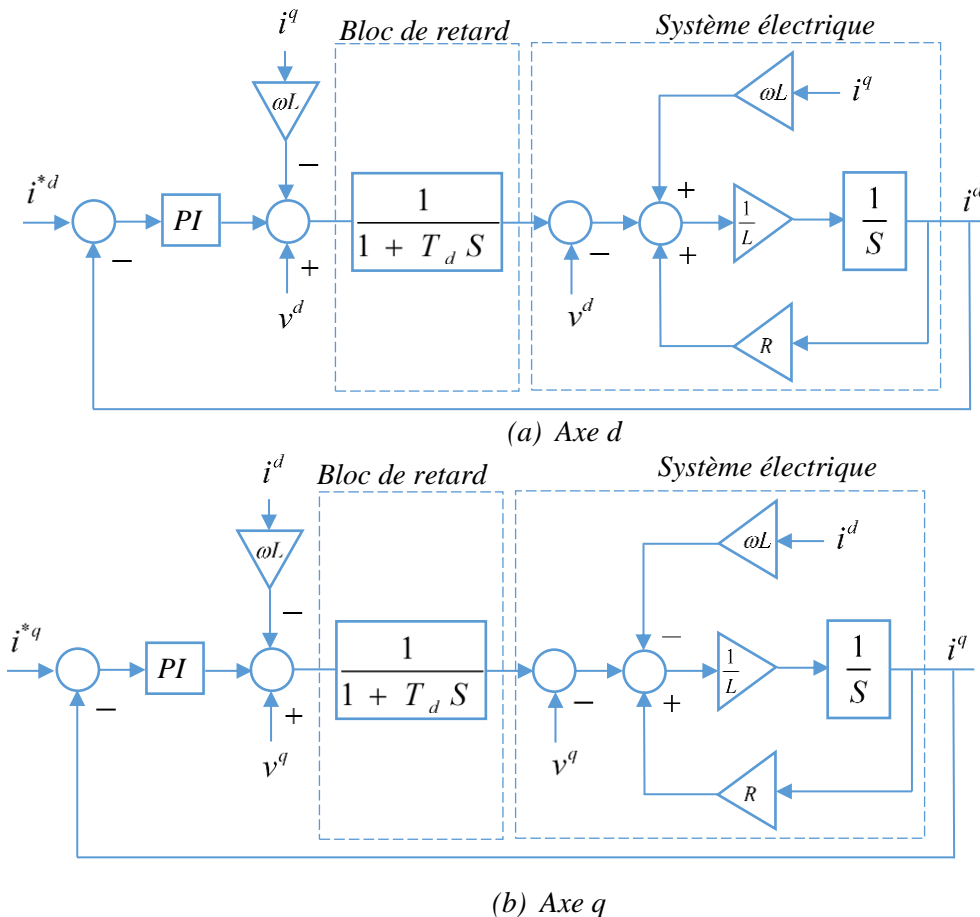


Figure.5.17 Schémas de principe montrant le contrôleur de courant [181]

5.4.4 Boucle de tension [180]

La conception de la boucle de contrôle de tension se fait selon une approche similaire à celle du contrôleur de courant. Il est cependant conçu pour contrôler la tension aux bornes du

condensateur dans le filtre LC. Le contrôleur lui-même est développé en supposant que la boucle de contrôle de courant est beaucoup plus rapide que le contrôleur de tension.

En appliquant la loi de courant de Kirchhoff sur le système de la figure 5.16, la modélisation de la tension peut être trouvée comme le suivant :

$$i - i_L = C \frac{dv_c}{dt} \tag{5.26}$$

Cette équation peut être transformée en cadre de la référence synchrone pour obtenir l'équation suivante :

$$C \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v^d \\ v^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d \\ i^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_L^d \\ i_L^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \omega C \\ -\omega C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v^d \\ v^q \end{bmatrix} \tag{5.27}$$

Dans cette équation, i_d et i_q sont les composantes des axes d et q du courant circulant à travers l'inductance côté onduleur, qui est représentée par L .

v^d et v^q sont les composantes des axes d et q de la tension aux bornes du condensateur dans le filtre LC. La résistance interne de l'inductance côté charge connecté à l'onduleur est désignée par R , tandis que ω est la pulsation du système. En utilisant la même approche que celle illustrée pour le contrôleur de courant, le contrôleur de tension contient des termes de découplage et d'anticipation pour annuler le couplage croisé et la dépendance du courant de charge. Le régulateur de tension est illustré à la Figure 5.18.

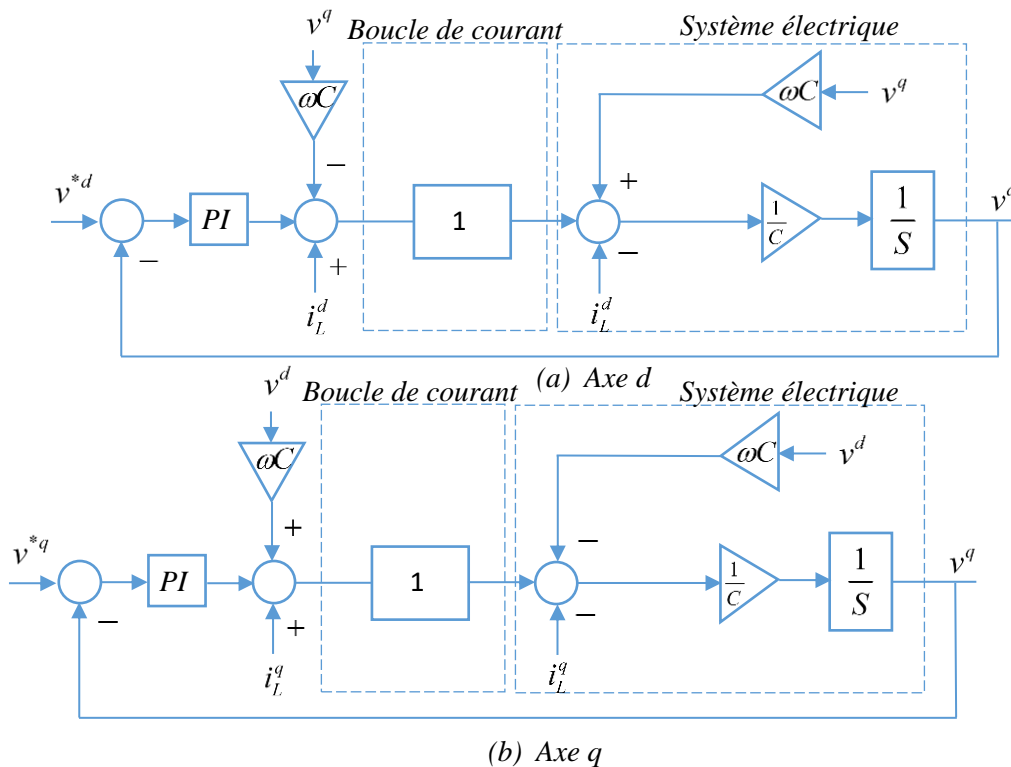


Figure.5.18 Schémas de principe montrant le contrôleur de tension [181]

5.4.5 Résultat de simulation

Dans la suite, des simulations numériques seront présentées du partage de puissance active et réactive entre les trois sources reliées au bus AC par des interfaces de puissance (inverseurs de tension). On a supposé que les trois onduleurs, sont alimentés par trois batteries de tension E . Les simulations numériques sont opérées en mode isolé, avec une charge initiale de 1000 W de puissance active et 100 VAR de puissance réactive, à l'instant 0,6 s la charge augmente à 4000 W pour la puissance active et 400 VAR pour la puissance réactive.

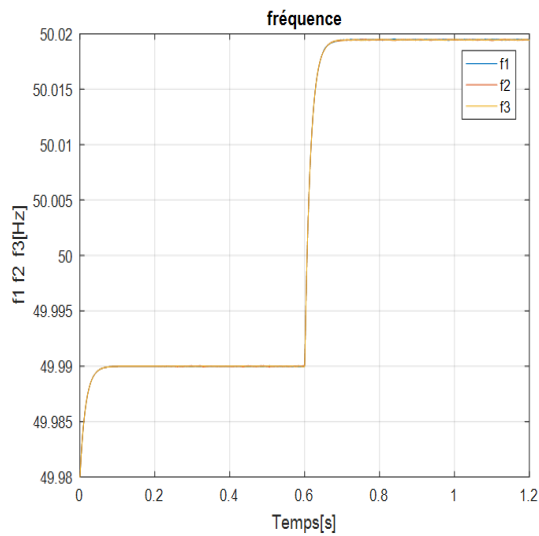


Figure.5.19 Les fréquences des trois sources

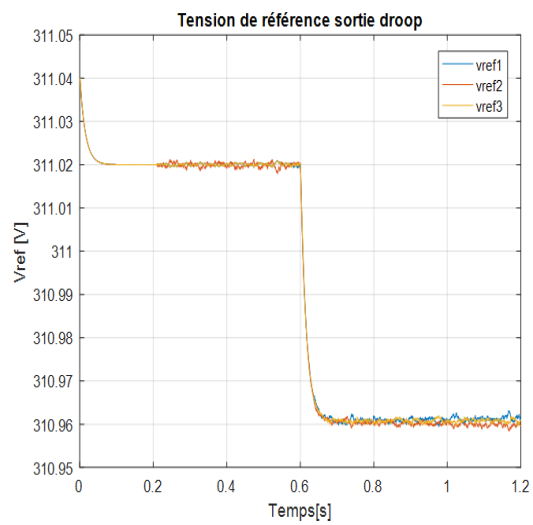


Figure.5.20 Tensions de référence

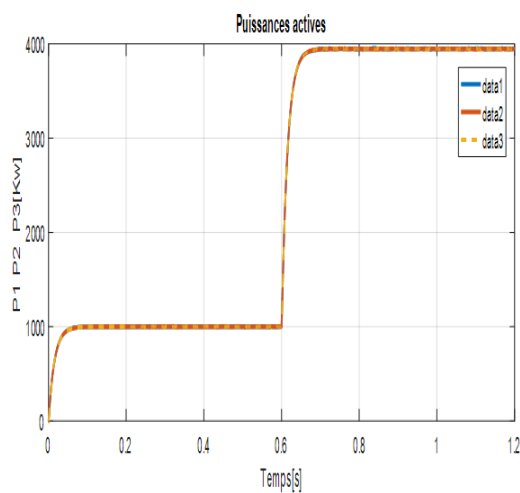


Figure.5.21 Les puissances actives

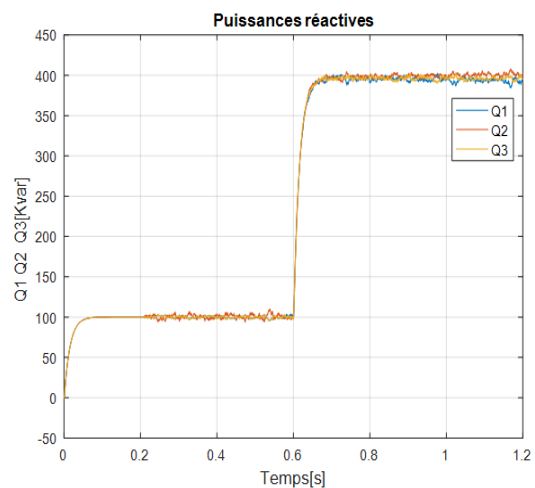


Figure.5.22 Les puissances réactives

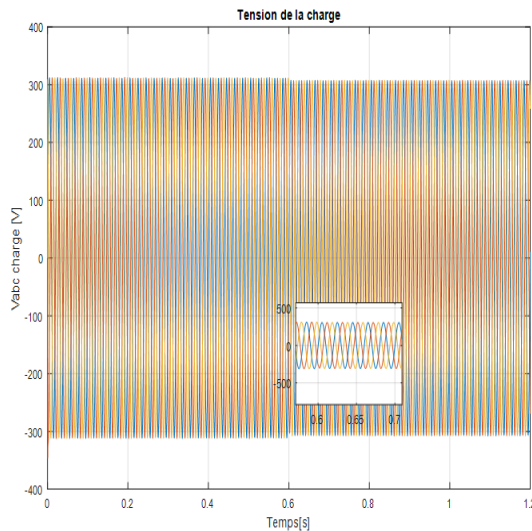


Figure.5.23 Les tensions de la charge

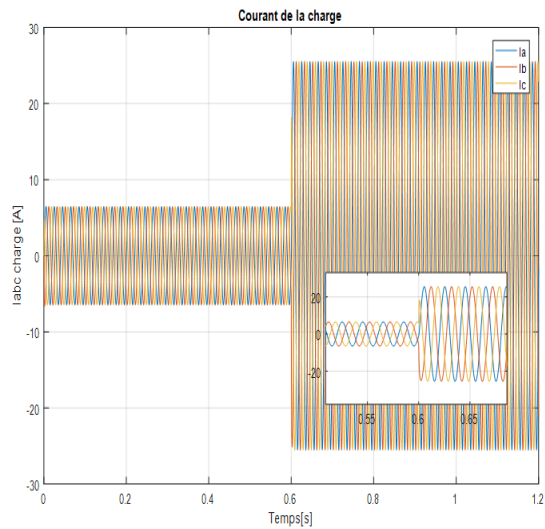


Figure.5.24 Les courants de la charge

À partir de la figure 5.19, nous observons que la fréquence se maintient stable à 50 Hz (fréquence nominale), où la différence entre la fréquence de tension générée par chaque onduleur et la fréquence nominale est presque nulle à la fois en régime transitoire et en état d'étude, même en puissance de charge variations de 1000 W à 4000 W, la fréquence est de 49,98 Hz.

À partir des résultats de la simulation, nous remarquons une bonne performance de suivi de la tension de référence générée par le contrôleur de puissance comme le montre la figure 5.20. Malgré une augmentation de la charge de 1000W à 4000W au temps $t = 0,6$ s, la différence entre ces tensions est négligeable (0,06 V), il est montré que l'amplitude de la tension et de la fréquence de sortie a été stable dans la limite admissible selon la stratégie de commande proposée comme le montre la figure 5.23. Le partage de puissance entre les trois générateurs partageait la puissance réelle puissance réactive avec précision, car la puissance de sortie des charges est partagée entre les autres DG en fonction des coefficients de statisme. Si la puissance de charge augmente de 1000 W à 4000 W, la courbe de partage de puissance de l'onduleur à trois sources de tension changera également comme le montrent les figures 5.21 et 5.22. Cependant, le courant de charge a augmenté de 5A à 25A comme indiqué sur la figure 5.22.

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé les différentes méthodes et stratégies de commande d'un micro réseau, leurs types, leur application et leurs différences liées à des applications particulières. Ensuite, nous avons montré l'intérêt du contrôle distribué en comparaison avec les méthodes de contrôles basé sur des outils de communication, en ce qui concerne la fiabilité de système.

Dans la deuxième partie du chapitre, on a montré l'avantage du contrôleur de statisme destiné pour commander plusieurs onduleurs qui fonctionnent en parallèle dans un MG.

Les résultats obtenus montrent le bon partage des puissances actives et réactives tout en maintenant la fréquence et la tension stable aux bornes de la charge.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Aujourd'hui la consommation d'énergie électrique mondiale évolue rapidement et les ressources à base de combustibles fossiles dont l'utilisation massive peut conduire à un approvisionnement insuffisant et à une augmentation dangereuse des gaz à effet de serre qui provoque le réchauffement climatique. Suite à ces problèmes, un accord international de plusieurs pays, qui considèrent que l'intégration massif des énergies renouvelables comme obligation et comme solutions avancées pour but d'améliorer certaines performances de la sécurité, la fiabilité, la qualité d'énergie, coût de l'énergie, optimisation de la demande. Pour cela le système de transmission et de distribution d'énergie électrique doit inévitablement se préparer à distribuer de l'électricité plus efficacement tout en gérant au mieux les pertes.

Dans ce contexte le travail présenté dans cette thèse a été focalisé sur le dimensionnement, la modélisation et la commande d'un système hybride à base des énergies renouvelables, pour but d'adapter la consommation de l'énergie à leur production avec gestion efficace de l'énergie produite tout en maintenant la fréquence et de la tension dans des limites souhaités.

Dans cette thèse, et après un état de l'art actuel sur les système hybrides et leurs stratégies de commande, l'étape de dimensionnement et optimisation des composants pour un fonctionnement autonome du MG a été étudiée. L'approche proposée utilise les informations disponibles telles que l'évaluation des composants, le coût en capital et le profil d'utilisation de l'énergie pour déterminer une taille optimale pour chaque composant.

Le dimensionnement est fait par le logiciel HOMER Pro afin d'alimenter un laboratoire situé à l'université de Souk Ahras. L'approche favorise la conception d'un microgrid dans le lieu basé sur les énergies renouvelables et un système de stockage d'énergie en utilisant des batteries pour un fonctionnement de secours. À cet effet, la méthodologie utilise dans leur opération la prise en compte de perturbations saisonnières pour les sources d'énergie renouvelable et sur la minimisation des coûts en relation avec le système hybride.

Par la suite notre travail a été orienté dans le troisième chapitre, vers la modélisation des différents éléments qui constituent le système hybride du chapitre précédent à savoir, le générateur photovoltaïque le générateur éolien, le système de stockage et convertisseurs statiques pour but de combiner un système hybride éolien photovoltaïque avec batteries de stockage avec un seule onduleur de tension. Des simulations numériques ont été présentés pour but de valider le bon fonctionnement du système hybride proposé.

Dans le quatrième chapitre et pour but d'améliorer l'efficacité du système hybride Eolien/photovoltaïques du chapitre précédent, les régulateurs classiques utilisés dans la commande des convertisseurs statiques, ont été remplacés des régulateurs flous, le premier pour commander l'onduleur de tension dans le bus AC afin de maintenir une tension et une fréquence stable dans la charge et le deuxième pour améliorer la commande MPPT du GPV face aux variations des conditions météorologiques.

Finalement dans le dernier chapitre on a consacré à l'étude des techniques de contrôle centrale et distribué, pour résoudre le problème de partage équitable de puissance produite les différentes sources renouvelables, lorsqu'ils sont connectés dans un bus AC via plusieurs onduleurs en parallèles dans un micro réseau. Vu les avantages des techniques de contrôle distribué basée sur la non communication entre onduleurs, on ait intéressé à la modélisation et simulation du contrôleur de statisme pour contrôler les onduleurs en parallèle, pour avoir un partage équitable de la puissance tout en maintenant la fréquence et de la tension dans des limites souhaitées.

Les résultats de simulations nous a permis de montrer que malgré les variations de la charge le système montre une bonne dynamique, où les tensions et la fréquence ont été maintenues constantes, la puissance extraite des sources d'énergies est partagée équitablement entre onduleurs sans aucune commination.

Enfin, les résultats de nos travaux ont permis de tracer les perspectives qui peuvent être faites pour de futurs travaux.

- Etude du SH avec d'autres systèmes de stockage : comme les piles à combustible, les supra-condensateurs...
- Etude d'un microgrid en mode connecté au réseau.
- Application d'autres techniques l'intelligence artificielle comme, le PSO, GA....
- Validations expérimentales des travaux de cette thèse.

L'étude du comportement d'une machine électrique est une tâche difficile qui nécessite une bonne connaissance de son modèle dynamique afin de bien prédire, par voie de simulation, son comportement dans les différents modes de fonctionnement envisagés.

La première étape de la synthèse d'une loi de commande est la modélisation du procédé à contrôler (GSAP). Cette modélisation est établie en termes d'équations différentielles et basée essentiellement sur la transformation de Park.

A.1 Hypotheses simplificatrices

La modélisation du génératrice synchrone à aimants permanents obéit aux hypothèses simplificatrices suivantes.

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme, et d'encochage négligeable.
- La saturation du circuit magnétique, l'hystérésis et les courants de Foucault sont négligeables.
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température et l'effet de peau est négligeable.
- On admet que la FMM créée par chacune des phases des deux armatures est à répartition sinusoïdale.

A.2 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanent [182]

La machine synchrone à aimants permanents (GSAP) comporte, au stator, un enroulement triphasé représenté par les trois axes (a,c,b) déphasés, l'un par rapport à l'autre, de 120° électrique (figure A.1) et au rotor des aimants permanents assurant son excitation.

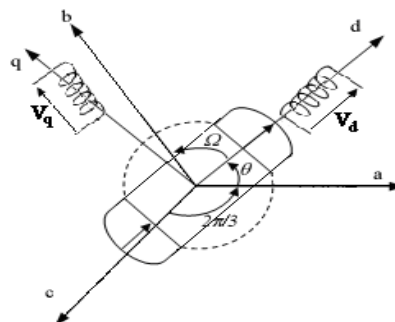


Figure.A.1 dq coordonnées de la PMSG

Généralement, le générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) est modélisé par une source de tension avec une impédance en série (figure 3.16).

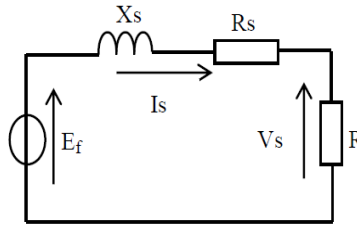


Figure.A.2 Modélisation de la GSAP

Le modèle mathématique du MSAP est similaire à celui de la machine synchrone classique, le modèle triphasé s'exprime par :

$$[v_{abc}] = [R][i_{abc}] + \frac{d}{dt}[\lambda_{abc}] \quad (\text{A.1})$$

Avec

$$[v_{abc}] = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, [i_{abc}] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, [\lambda_{abc}] = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, [R] = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

avec $[v_{abc}]$, $[i_{abc}]$ et $[\lambda_{abc}]$ représentant respectivement les tensions de phases statoriques, les courants des phases statoriques et les flux totaux produits par les courants statoriques. R est la résistance d'une phase statorique.

Les flux totaux $[\lambda_{abc}]$ sont exprimés par :

$$[\lambda_{abc}] = [L][i_{abc}] + [\phi_{abc}] \quad (\text{A.3})$$

Ou

$$[L] = \begin{bmatrix} L_{ss} & M_s & M_s \\ M_s & L_{ss} & M_s \\ M_s & M_s & L_{ss} \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

avec L_{ss} et M_s représentant l'inductance propre et l'inductance mutuelle entre les enroulements statoriques, l'inductance propre est la somme de deux inductances $\left(L_{ss} = L_{sl} + \frac{3}{2} L_m \right)$, l'inductance de fuite L_{sl} et l'inductance de magnétisation L_m .

Les flux $\phi_j, j = a, b, c$ sont les flux rotoriques, vus par les enroulements du stator. Ils représentent les amplitudes des tensions induites dans les phases statoriques à vide. La substitution de (A.3) dans (A.1) donne :

$$[v_{abc}] = [R][i_{abc}] + [L] \frac{d}{dt} [i_{abc}] + [\phi_{abc}] \quad (\text{A.5})$$

Le couple électromagnétique est exprimé par :

$$T_{em} = \frac{1}{\omega} \left([e_{abc}]^T [i_{abc}] \right) \quad (\text{A.6})$$

Où $e_{abc} = \frac{d}{dt} [\phi_{abc}]$ représentent les **FEMs** produites dans les phases statorique, ω définit la vitesse de rotation du rotor en (rad/sec).

On remarque que le système (A.5) engendre des équations fortement non-linéaires et couplées. Pour simplifier ce problème, la majorité des travaux scientifiques préfèrent d'utiliser la transformation de Park qui sera appliquée aux variables réelles (tensions, courants et flux), et qui permet d'obtenir des variables fictives appelées les composantes d-q ou les équations de Park.

Du point de vue physique, cette transformation est interprétée comme étant une substitution des enroulement immobile (**a,b,c**) par des enroulements (**d,q**) tournant avec le rotor. Cette transformation rend les équations dynamiques des moteurs à courant alternatif plus simples ce qui facilite leur étude et leur analyse.

La transformation de Park est définie comme suit :

$$[X_{dq0}] = [K_\theta][X_{abc}] \quad (\text{A.7})$$

Où X peut-être un courant, une tension ou un flux et θ représente la position du rotor. Les termes X_d et X_q représentent les composantes longitudinale et transversale des variables statoriques (tensions, courants, flux et inductances). La matrice de transformation K_θ est donnée par :

$$[K_\theta] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ 0.5 & 0.5 & 0.5 \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

dont la matrice inverse a pour forme :

$$[K_\theta]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

Le modèle dynamique de la GSAP décrite dans le repère d'axe **d-q** donné par

$$\begin{cases} v_q = -R_s i_q - L_q s i_q - \omega_e L_q i_d + \omega_e \phi_m \\ v_d = -R_s i_d - L_d s i_d + \omega_e L_d i_q \\ T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\phi_m i_q + (L_d - L_q) i_q i_d) \end{cases} \quad (\text{A.10})$$

Avec : L_q, L_d les inductances du stator dans les axes d-q. s : L'opérateur de Laplace.

En utilisant le diagramme vectoriel, l'équation (A.10) peut être exprimée en fonction de la tension du générateur V_s , comme suit :

$$\begin{cases} \frac{V_s i_q}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s i_q - L_q s i_q - \omega_e L_q i_d + \omega_e \phi_e \\ \frac{V_s i_d}{\sqrt{i_q^2 + i_d^2}} = -R_s i_d - L_d s i_d + \omega_e L_d i_q \end{cases} \quad (\text{A.11})$$

D'autre part, nous avons $L_d = L_q = L_s$ (machine a pole lisses) donc l'équation du couple (T_e) réduit à :

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\phi_e i_q) \quad (\text{A.12})$$

A.3 Equation mécanique :

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

$$T_m - T_{em} - f\Omega = j \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{A.13})$$

Avec : T_m : le couple du machine. $f\Omega$: le coule des frottements visqueux.

f : le coeficient des frottements visqueux. j : le moment d'inertie de la machine.

REFERENCES

- [1] P. Nejat, F. Jomehzadeh, M. M. Taheri, M. Gohari, and M. Z. A. Majid, "A global review of energy consumption, CO₂ emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO₂ emitting countries)," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 43, pp. 843-862, 2015.
- [2] G. Bang, "Energy security and climate change concerns: Triggers for energy policy change in the United States?," *Energy policy*, vol. 38, pp. 1645-1653, 2010.
- [3] H.-W. Schiffer, T. Kober, and E. Panos, "World energy council's global energy scenarios to 2060," *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 42, pp. 91-102, 2018.
- [4] N. Soares, A. Martins, A. Carvalho, C. Caldeira, C. Du, É. Castanheira, E. Rodrigues, G. Oliveira, G. I. Pereira, and J. Bastos, "The challenging paradigm of interrelated energy systems towards a more sustainable future," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 95, pp. 171-193, 2018.
- [5] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, and W. Tian, "Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, pp. 1565-1575, 2018.
- [6] P. Basak, A. Saha, S. Chowdhury, and S. Chowdhury, "Microgrid: Control techniques and modeling," in *2009 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-5, 2009.
- [7] Q. Shafiee, T. Dragičević, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Hierarchical control for multiple DC-microgrids clusters," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 29, pp. 922-933, 2014.
- [8] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, and C. H. Antunes, "Energy management systems aggregators: A literature survey," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 73, pp. 1160-1172, 2017.
- [9] R. Majumder, "Modeling, stability analysis and control of microgrid," Queensland university of technology, thesis , 2010.
- [10] B. Zhao, Q. Yu, and W. Sun, "Extended-phase-shift control of isolated bidirectional DC-DC converter for power distribution in microgrid," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 27, pp. 4667-4680, 2011.
- [11] L. Montuori, M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, and A. Domijan, "Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources:

- Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator," *Applied Energy*, vol. 132, pp. 15-22, 2014.
- [12] W. Meng, X. Wang, and S. Liu, "Distributed load sharing of an inverter-based microgrid with reduced communication," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 1354-1364, 2016.
- [13] J. P. Lopes, C. Moreira, A. Madureira, F. Resende, X. Wu, N. Jayawarna, Y. Zhang, N. Jenkins, F. Kanellos, and N. Hatziargyriou, "Control strategies for microgrids emergency operation," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, pp. 6-13, 2005.
- [14] B. Petroleum, "BP statistical review of world energy report," *BP: London, UK*, 2019.
- [15] F. A. Bhuiyan, "Optimal sizing and power management strategies of islanded microgrids for remote electrification systems," 2014.
- [16] O.Feddaoui, "Contribution à l'Etude des Systèmes Hybrides de Génération : Application aux Energies Renouvelables," mémoire de magister, université de Souk Ahras, 2014.
- [17] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid Technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, " vol. 59, pp. 710-725, 2016.
- [18] P. Siano, "Demand response and smart grids—A survey," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 30, pp. 461-478, 2014.
- [19] J. Aghaei and M.-I. Alizadeh, "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 64-72, 2013.
- [20] F. Rahimi and A. Ipakchi, "Demand response as a market resource under the smart grid paradigm," *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 1, pp. 82-88, 2010.
- [21] H. Aalami, M. P. Moghaddam, and G. Yousefi, "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 243-250, 2010.
- [22] P. Siano, C. Cecati, H. Yu, and J. Kolbusz, "Real time operation of smart grids via FCN networks and optimal power flow," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 8, pp. 944-952, 2012.
- [23] W. Myles, J. Miller, S. Knudsen, and T. Grabowski, "Electric power system asset optimization," *Energy Sector Planning and Analysis (ESPA)*, 2011.

- [24] S. Papathanassiou, N. Hatziaargyriou, and K. Strunz, "A benchmark low voltage microgrid network," in *Proceedings of the CIGRE symposium: power systems with dispersed generation*, pp. 1-8, 2005.
- [25] R. J. Campbell and S. Lowry, "Weather-related power outages and electric system resiliency," *Congressional Research Service*, 2012.
- [26] P. Piagi and R. H. Lasseter, "Autonomous control of microgrids," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [27] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 158-172, 2010.
- [28] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, "A review on distributed energy resources and MicroGrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 2472-2483, 2008.
- [29] N. A. Luu, "Control and management strategies for a microgrid," Université de Grenoble, thèse de doctorat, 2015.
- [30] A. H. Fathima and K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems—A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 431-446, 2015.
- [31] E. U. Khan and A. R. Martin, "Optimization of hybrid renewable energy polygeneration system with membrane distillation for rural households in Bangladesh," *Energy*, vol. 93, pp. 1116-1127, 2015.
- [32] M. S. Adaramola, S. S. Paul, and O. M. Oyewola, "Assessment of decentralized hybrid PV solar-diesel power system for applications in Northern part of Nigeria," *Energy for Sustainable Development*, vol. 19, pp. 72-82, 2014.
- [33] L. M. Halabi, S. Mekhilef, L. Olatomiwa, and J. Hazelton, "Performance analysis of hybrid PV/diesel/battery system using HOMER: A case study Sabah, Malaysia," *Energy Conversion and Management*, vol. 144, pp. 322-339, 2017.
- [34] M. K. Shahzad, A. Zahid, T. ur Rashid, M. A. Rehan, M. Ali, and M. Ahmad, "Techno-economic feasibility analysis of a solar-biomass off grid system for the electrification of remote rural areas in Pakistan using HOMER software," *Renewable energy*, vol. 106, pp. 264-273, 2017.
- [35] J. Lu, W. Wang, Y. Zhang, and S. Cheng, "Multi-objective optimal design of stand-alone hybrid energy system using entropy weight method based on HOMER," *Energies*, vol. 10, p. 1664, 2017.

- [36] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island," *Applied Energy*, vol. 121, pp. 149-158, 2014.
- [37] M. S. Behzadi and M. Niasati, "Comparative performance analysis of a hybrid PV/FC/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches," *International journal of hydrogen energy*, vol. 40, pp. 538-548, 2015.
- [38] M. Pöchacker, T. Khatib, and W. Elmenreich, "The microgrid simulation tool RAPSIm: Description and case study," in *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*, 2014, pp. 278-283.
- [39] S. Asumadu-Sarkodie and P. A. Owusu, "The potential and economic viability of solar photovoltaic power in Ghana," *Energy sources, Part A: Recovery, utilization, and environmental effects*, vol. 38, pp. 709-716, 2016.
- [40] A. H. Mirzahosseini and T. Taheri, "Environmental, technical and financial feasibility study of solar power plants by RETScreen, according to the targeting of energy subsidies in Iran," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 2806-2811, 2012.
- [41] M. Zandi, M. Bahrami, S. Eslami, R. Gavagsaz-Ghoachani, A. Payman, M. Phattanasak, B. Nahid-Mobarakeh, and S. Pierfederici, "Evaluation and comparison of economic policies to increase distributed generation capacity in the Iranian household consumption sector using photovoltaic systems and RETScreen software," *Renewable energy*, vol. 107, pp. 215-222, 2017.
- [42] N.-E. Clausen, H. Bindner, S. Frandsen, J. C. Hansen, L. H. Hansen, and P. Lundsager, "Isolated Systems with Wind Power An Implementation Guideline," *Riso National Laboratory, Roskilde*, 2001.
- [43] A. Khalil, K. A. Alfaitori, and A. Asheibi, "Modeling and control of PV/wind microgrid," in *2016 7th international renewable energy congress (IREC)*, 2016, pp. 1-6.
- [44] M. El-Hendawi, H. A. Gabbar, G. El-Saady, and E.-N. A. Ibrahim, "Control and EMS of a grid-connected microgrid with economical analysis," *Energies*, vol. 11, p. 129, 2018.
- [45] K. Rajesh, S. Dash, R. Rajagopal, and R. Sridhar, "A review on control of ac microgrid," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 71, pp. 814-819, 2017.

- [46] A. Choudar, D. Boukhetala, S. Barkat, and J.-M. Brucker, "A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids," *Energy Conversion and Management*, vol. 90, pp. 21-33, 2015.
- [47] E. Handschin, F. Neise, H. Neumann, and R. Schultz, "Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, pp. 618-626, 2006.
- [48] M. Zukowski, "Mathematical modeling and numerical simulation of a short term thermal energy storage system using phase change material for heating applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 155-165, 2007.
- [49] M. Manfren, "Multi-commodity network flow models for dynamic energy management—Mathematical formulation," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1380-1385, 2012.
- [50] N. A. Luu, Q.-T. Tran, and S. Bacha, "Optimal energy management for an island microgrid by using Dynamic programming method," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1-6, 2015.
- [51] G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, and F. Spagnolo, "A study on the energy management in domestic micro-grids based on model predictive control strategies," *Energy Conversion and Management*, vol. 102, pp. 50-58, 2015.
- [52] H. M. Hasanien and M. Matar, "A fuzzy logic controller for autonomous operation of a voltage source converter-based distributed generation system," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 158-165, 2014.
- [53] R. Al Badwawi, W. R. Issa, T. K. Mallick, and M. Abusara, "Supervisory Control for Power Management of an Islanded AC Microgrid Using a Frequency Signalling-Based Fuzzy Logic Controller," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, pp. 94-104, 2018.
- [54] F. S. Tidjani, A. Hamadi, A. Chandra, P. Pillay, and A. Ndtoungou, "Optimization of standalone microgrid considering active damping technique and smart power management using fuzzy logic supervisor," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 475-484, 2016.
- [55] S. Chowdhury and P. Crossley, "Microgrids and active distribution networks," The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom 2009.
- [56] F. N. e. L. saddam, "Contribution a l'étude d'un contrôleur de déplacement (droop control) pour la gestion d'énergie des micros réseaux," mémoire de master, Université de Souk Ahras, 2020.

- [57] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, "Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 200-215, 2015.
- [58] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Centralized control for optimizing microgrids operation," in *2011 IEEE power and energy society general meeting*, pp. 1-8, 2011.
- [59] K. Tan, X. Peng, P. L. So, Y. C. Chu, and M. Z. Chen, "Centralized control for parallel operation of distributed generation inverters in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 1977-1987, 2012.
- [60] M. Tahir and S. K. Mazumder, "Self-triggered communication enabled control of distributed generation in microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, pp. 441-449, 2015.
- [61] D. V. Dimarogonas, E. Frazzoli, and K. H. Johansson, "Distributed event-triggered control for multi-agent systems," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 57, pp. 1291-1297, 2011.
- [62] Y. Xu and W. Liu, "Novel multiagent based load restoration algorithm for microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, pp. 152-161, 2011.
- [63] A. Bidram, A. Davoudi, and F. L. Lewis, "A multiobjective distributed control framework for islanded AC microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, pp. 1785-1798, 2014.
- [64] S. Anand, B. G. Fernandes, and J. Guerrero, "Distributed control to ensure proportional load sharing and improve voltage regulation in low-voltage DC microgrids," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 28, pp. 1900-1913, 2012.
- [65] F. Dörfler, J. W. Simpson-Porco, and F. Bullo, "Breaking the hierarchy: Distributed control and economic optimality in microgrids," *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 3, pp. 241-253, 2015.
- [66] S. Bolognani and S. Zampieri, "A distributed control strategy for reactive power compensation in smart microgrids," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 58, pp. 2818-2833, 2013.
- [67] M. Yazdanian and A. Mehrizi-Sani, "Distributed control techniques in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 2901-2909, 2014.
- [68] H. Nikkhajoei and R. H. Lasseter, "Microgrid protection," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-6, 2007.

- [69] N. Hatziargyriou, *Microgrids: architectures and control*: book on John Wiley & Sons, 2014.
- [70] M. Baran and I. El-Markabi, "Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, , pp. 715-719, 2004.
- [71] H. J. Laaksonen, "Protection principles for future microgrids," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 25, pp. 2910-2918, 2010.
- [72] W. El-Khattam and T. S. Sidhu, "Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 23, pp. 576-585, 2008.
- [73] R. Chabanloo, H. A. Abyaneh, A. Agheli, and H. Rastegar, "Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distribution power network," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, pp. 903-911, 2011.
- [74] H. Al-Nasseri, M. Redfern, and F. Li, "A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p.7, 2006.
- [75] H. Al-Nasseri and M. Redfern, "A new voltage based relay scheme to protect micro-grids dominated by embedded generation using solid state converters," in *19th International Conference Electricity Distribution*, pp. 1-4, 2007.
- [76] M. Redfern and H. Al-Nasseri, "Protection of micro-grids dominated by distributed generation using solid state converters," *IET 9th International Conference on Developments in Power Systems Protection*, p. 669 – 673, 2008.
- [77] S. Paudel, J. N. Shrestha, F. J. Neto, J. A. Ferreira, and M. Adhikari, "Optimization of hybrid PV/wind power system for remote telecom station," in *2011 International Conference on Power and Energy Systems*, pp. 1-6, 2011.
- [78] A. Hoke, A. Brissette, S. Chandler, A. Pratt, and D. Maksimović, "Look-ahead economic dispatch of microgrids with energy storage, using linear programming," in *2013 1st IEEE conference on technologies for sustainability (SusTech)*, pp. 154-161, 2013.
- [79] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, "Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model," *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 1-8, 2019.

- [80] A. Parisio, E. Rikos, and L. Glielmo, "A model predictive control approach to microgrid operation optimization," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 22, pp. 1813-1827, 2014.
- [81] S. Sharma, S. Bhattacharjee, and A. Bhattacharya, "Grey wolf optimisation for optimal sizing of battery energy storage device to minimise operation cost of microgrid," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 625-637, 2016.
- [82] H. Shan, L. Hongjing, W. Linlin, Z. Feng, M. Wang, L. Yang, and G. Jie, "Economic optimisation of microgrid based on improved quantum genetic algorithm," *The Journal of Engineering*, vol. 2019, pp. 1167-1174, 2019.
- [83] M. A. Hossain, H. R. Pota, S. Squartini, and A. F. Abdou, "Modified PSO algorithm for real-time energy management in grid-connected microgrids," *Renewable energy*, vol. 136, pp. 746-757, 2019.
- [84] C. Colson, M. Nehrir, and C. Wang, "Ant colony optimization for microgrid multi-objective power management," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1-7, 2009.
- [85] C. Gamarra and J. M. Guerrero, "Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 48, pp. 413-424, 2015.
- [86] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 11, pp. 367-375, 1996.
- [87] T. Markvart, "Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems," *Solar energy*, vol. 57, pp. 277-281, 1996.
- [88] S. Karaki, R. Chedid, and R. Ramadan, "Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 14, pp. 766-772, 1999.
- [89] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment," *Solar energy*, vol. 80, pp. 578-588, 2006.
- [90] R. Chedid and S. Rahman, "Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 12, pp. 79-85, 1997.
- [91] A. De and L. Musgrove, "The optimization of hybrid energy conversion systems using the dynamic programming model—Rhapsody," *International Journal of Energy Research*, vol. 12, pp. 447-457, 1988.

- [92] H. Yang, L. Lu, and W. Zhou, "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system," *Solar energy*, vol. 81, pp. 76-84, 2007.
- [93] S. Ashok, "Optimised model for community-based hybrid energy system," *Renewable energy*, vol. 32, pp. 1155-1164, 2007.
- [94] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, and K. Kalaitzakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms," *Solar energy*, vol. 80, pp. 1072-1088, 2006.
- [95] J. Wang and F. Yang, "Optimal capacity allocation of standalone wind/solar/battery hybrid power system based on improved particle swarm optimisation algorithm," *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, pp. 443-448, 2013.
- [96] H. A. Taboada, F. Baheranwala, D. W. Coit, and N. Wattanapongsakorn, "Practical solutions for multi-objective optimization: An application to system reliability design problems," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 92, pp. 314-322, 2007.
- [97] Q. Deng, X. Gao, H. Zhou, and W. Hu, "System modeling and optimization of microgrid using genetic algorithm," in *2011 2nd International Conference on Intelligent Control and Information Processing*, pp. 540-544, 2011.
- [98] A. Askarzadeh, "A memory-based genetic algorithm for optimization of power generation in a microgrid," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, pp. 1081-1089, 2017.
- [99] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm," *Solar energy*, vol. 82, pp. 354-367, 2008.
- [100] X. Pelet, D. Favrat, and G. Leyland, "Multiobjective optimisation of integrated energy systems for remote communities considering economics and CO2 emissions," *International journal of Thermal sciences*, vol. 44, pp. 1180-1189, 2005.
- [101] S. Avril, G. Arnaud, A. Florentin, and M. Vinard, "Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems," *Energy*, vol. 35, pp. 5300-5308, 2010.
- [102] L. Wang and C. Singh, "Multicriteria design of hybrid power generation systems based on a modified particle swarm optimization algorithm," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 24, pp. 163-172, 2009.
- [103] H. Morais, P. Kádár, P. Faria, Z. A. Vale, and H. Khodr, "Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming," *Renewable energy*, vol. 35, pp. 151-156, 2010.

- [104] M. Bilgili and B. Sahin, "Comparative analysis of regression and artificial neural network models for wind speed prediction," *Meteorology and Atmospheric Physics*, vol. 109, pp. 61-72, 2010.
- [105] A. V. Anayochukwu and E. A. Nnene, "Simulation and optimization of hybrid diesel power generation system for GSM base station site in Nigeria," *Electronic Journal of Energy & Environment*, vol. 1, pp. 37-56, 2013.
- [106] Y. E. García-Vera, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, "Optimization of Isolated Hybrid Microgrids with Renewable Energy Based on Different Battery Models and Technologies," *Energies*, vol. 13, p. 581, 2020.
- [107] N. Saiprasad, A. Kalam, and A. Zayegh, "Comparative study of optimization of HRES using HOMER and iHOGA Software," *Journal of Scientific and Industrial Research (JSIR)*, vol. Vol.77(12), pp. 677-683, 2018.
- [108] M. Jdeed, E. Sharma, C. Klemenjak, and W. Elmenreich, "Smart grid modeling and simulation—Comparing GridLAB-D and RAPSIm via two Case studies," in *2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 1-6, 2018.
- [109] G. Kyriakarakos, A. I. Dounis, K. G. Arvanitis, and G. Papadakis, "A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids," *Renewable energy*, vol. 41, pp. 315-327, 2012.
- [110] M. Stadler, M. Groissböck, G. Cardoso, and C. Marnay, "Optimizing Distributed Energy Resources and building retrofits with the strategic DER-CAModel," *Applied Energy*, vol. 132, pp. 557-567, 2014.
- [111] A. Hachemi, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage," Université Mohamed Khider-Biskra, 2017.
- [112] A. Pérez-Santiago, R. Ortiz-Dejesus, and E. I. Ortiz-Rivera, "HOMER: A valuable tool to facilitate the financing process of photovoltaic systems in Puerto Rico," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 1467-1470, 2014.
- [113] G. Sandeep and V. Vakula, "Optimal combination and sizing of a standalone hybrid power system using HOMER," in *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, pp. 4141-4144, 2016.
- [114] A. Saranya and K. S. Swarup, "Sizing of solar DC microgrid for sustainable off-grid communities: Economics, policies and societal implications," *First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*, pp. 1-6, 2016.

- [115] F. B. Budes, G. V. Ochoa, and Y. C. Escorcía, "An Economic Evaluation of Renewable and Conventional Electricity Generation Systems in a Shopping Center Using HOMER Pro®," *Contemporary Engineering Sciences*, vol. 10, pp. 1287-1295, 2017.
- [116] N. M. Swarnkar, L. Gidwani, and R. Sharma, "An application of HOMER Pro in optimization of hybrid energy system for electrification of technical institute," in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, pp. 56-61, 2016.
- [117] E. Martinot and J. L. Sawin, "Renewables 2005: Global status report," *Washington, DC: Worldwatch Institute*, 2005.
- [118] H. E. Murdock, D. Gibb, T. André, F. Appavou, A. Brown, B. Epp, B. Kondev, A. McCrone, E. Musolino, and L. Ranalder, "Renewables 2019 global status report," 2019.
- [119] F. Yettou, A. Malek, M. Haddadi, and A. Gama, "Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 12, pp. 331-346, 2009.
- [120] E. EurObserv, "État des énergies renouvelables en Europe," ed: 12e bilan EurObserv'ER, 2012a, 2017.
- [121] A. Derai, A. Kaabeche, and S. Diaf, "Etude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 20, pp. 693-712, 2017.
- [122] F. S.-B. Miloud and R. Aissaoui, "Etude du potentiel éolien d'Adrar Sélection de sites pour la ferme éolienne de 10 MW," *Séminaire Méditerranéen En Energie Eolienne*, vol. 13, pp. 295-300, 2010.
- [123] B. Belabes, A. Kaabache, and O. Guerri, "Evaluation du coût de production d'électricité d'origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 17, pp. 117-128, 2014.
- [124] M. R. Yaiche and A. Bouhanik, "Atlas solaire algérien," *Portail des Energies Renouvelables, Centre de Développement des Energies Renouvelables*, vol. 16, 2002.
- [125] M. A. C. Tijani, "Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque," *Mémoire de Master, Université Souk Ahras*, 2020.
- [126] G. Ciulla, V. L. Brano, V. Di Dio, and G. Cipriani, "A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 684-696, 2014.
- [127] G. Seeling-Hochmuth, *Optimisation of hybrid energy systems sizing and operation control*. thesis, Kassel University Press, 1999.

- [128] Y.-T. Hsiao and C.-H. Chen, "Maximum power tracking for photovoltaic power system," in *Conference record of the 2002 IEEE industry applications conference. 37th IAS Annual Meeting (Cat. No. 02CH37344)*, pp. 1035-1040, 2002.
- [129] B.-R. Lin, "Analysis and implementation of a three-level PWM rectifier/inverter," *IEEE Transactions on Aerospace and electronic systems*, vol. 36, pp. 948-956, 2000.
- [130] K. V. Kumar, P. A. Michael, J. P. John, and S. S. Kumar, "Simulation and comparison of SPWM and SVPWM control for three phase inverter," *ARP journal of engineering and applied sciences*, vol. 5, pp. 61-74, 2010.
- [131] A. Grauers, "Design of direct-driven permanent-magnet generators for wind turbines," Chalmers University of Technology, 1996.
- [132] G. Esmaili, "Application of advanced power electronics in renewable energy sources and hybrid generating systems," The Ohio State University, 2006.
- [133] A. Rolan, A. Luna, G. Vazquez, D. Aguilar, and G. Azevedo, "Modeling of a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator," in *2009 IEEE international symposium on industrial electronics*, pp. 734-739, 2009.
- [134] A. Borni, "Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique," thèse de doctorat Université de constantine 1 2015.
- [135] A. Bidram and A. Davoudi, "Hierarchical structure of microgrids control system," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, pp. 1963-1976, 2012.
- [136] Y.-K. Wu and K.-T. Tang, "Frequency support by BESS—Review and analysis," *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 187-191, 2019.
- [137] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama, "Autonomous distributed V2G (vehicle-to-grid) satisfying scheduled charging," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, pp. 559-564, 2011.
- [138] W. Pinthurat and B. Hredzak, "Decentralized Frequency Control of Battery Energy Storage Systems Distributed in Isolated Microgrid," *Energies*, vol. 13, p. 3026, 2020.
- [139] M. Hosseinzadeh and F. R. Salmasi, "Power management of an isolated hybrid AC/DC micro-grid with fuzzy control of battery banks," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, pp. 484-493, 2015.
- [140] C. Dualibe, M. Verleysen, and P. Jespers, *Design of analog fuzzy logic controllers in CMOS technologies: implementation, test and application*: Springer Science & Business Media, 2007.
- [141] J. M. Mendel, "Fuzzy logic systems for engineering: a tutorial," *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, pp. 345-377, 1995.

- [142] Y. Bai and D. Wang, "Fundamentals of fuzzy logic control—fuzzy sets, fuzzy rules and defuzzifications," in *Advanced fuzzy logic technologies in industrial applications*, ed: Springer, pp. 17-36, 2006.
- [143] A. Borni, "Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique," thèse de doctorat , université de constantine 1, 2015.
- [144] K. Belmokhtar, "Contribution à l'intégration d'un parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène," Université du Québec à Trois-Rivières, thesis, 2015.
- [145] K. El-Metwally and O. Malik, "Fuzzy logic power system stabiliser," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, pp. 277-281, 1995.
- [146] S. Abouda, "Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques: application aux systèmes de pompes," L'école nationale d'ingénieurs de Sfax, thèse de doctorat, 2015.
- [147] Y. Lasmi, "Optimisation de la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque par les techniques intelligentes," université de Setif, thèse de doctorat, 2018.
- [148] C. Larbes, S. A. Cheikh, T. Obeidi, and A. Zerguerras, "Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system," *Renewable energy*, vol. 34, pp. 2093-2100, 2009.
- [149] C. A. Tavares, K. T. Leite, W. I. Suemitsu, and M. D. Bellar, "Performance evaluation of photovoltaic solar system with different MPPT methods," in *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, pp. 719-724, 2009.
- [150] H. Bounechba, A. Bouzid, K. Nabti, and H. Benalla, "Comparison of perturb & observe and fuzzy logic in maximum power point tracker for PV systems," *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 677-684, 2014.
- [151] B. Liu, Z. Liu, J. Liu, R. An, H. Zheng, and Y. Shi, "An adaptive virtual impedance control scheme based on small-AC-signal injection for unbalanced and harmonic power sharing in islanded microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, pp. 12333-12355, 2019.
- [152] F. Andren, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos, and C. Bucher, "On the stability of local voltage control in distribution networks with a high penetration of inverter-based generation," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 2519-2529, 2014.

- [153] B. Wang, M. Sechilariu, and F. Locment, "Intelligent DC microgrid with smart grid communications: Control strategy consideration and design," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, pp. 2148-2156, 2012.
- [154] K. T. Tan, X. Peng, P. L. So, Y. C. Chu, and M. Z. Chen, "Centralized control for parallel operation of distributed generation inverters in microgrids," *IEEE transactions on smart grid*, vol. 3, pp. 1977-1987, 2012.
- [155] T. Kovaltchouk, A. Blavette, J. Aubry, H. B. Ahmed, and B. Multon, "Comparison between centralized and decentralized storage energy management for Direct Wave Energy Converter Farm," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 31, pp. 1051-1058, 2016.
- [156] J. Ferber and G. Weiss, "Multi-agent systems: an introduction to distributed artificial intelligence," vol. 1: Addison-Wesley Reading, 1999.
- [157] Z. Yao, L. Xiao, and Y. Yan, "Seamless transfer of single-phase grid-interactive inverters between grid-connected and stand-alone modes," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 25, pp. 1597-1603, 2009.
- [158] N. Yang, "Control and analysis of DC Microgrid with multiple distributed generators," Université de Technologie de Belfort-Montbéliard , thesis, 2015.
- [159] Y. Zhu, F. Zhuo, and L. Xiong, "Communication platform for energy management system in a master-slave control structure microgrid," in *Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference*, pp. 141-145, 2012.
- [160] L. Guo, Y. Feng, X. Li, C. Wang, and Y. Li, "Stability analysis of a DC microgrid with master-slave control structure," in *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 5682-5689, 2014.
- [161] T. Caldognetto and P. Tenti, "Microgrids operation based on master–slave cooperative control," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, pp. 1081-1088, 2014.
- [162] A. Mortezaei, M. G. Simões, M. Savaghebi, J. M. Guerrero, and A. Al-Durra, "Cooperative control of multi-master–slave islanded microgrid with power quality enhancement based on conservative power theory," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 2964-2975, 2016.
- [163] A. Khaledian and M. Aliakbar Golkar, "Analysis of droop control method in an autonomous microgrid," *Journal of applied research and technology*, vol. 15, pp. 371-377, 2017.

- [164] C. Bengoechea, O. G. Jones, A. Guerrero, and D. J. McClements, "Formation and characterization of lactoferrin/pectin electrostatic complexes: Impact of composition, pH and thermal treatment," *Food Hydrocolloids*, vol. 25, pp. 1227-1232, 2011.
- [165] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, and R. Adapa, "Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, pp. 136-143, 1993.
- [166] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 22, pp. 1107-1115, 2007.
- [167] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. De Kooning, and L. Vandeveldel, "Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global DC-link voltage droop," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 27, pp. 1405-1414, 2012.
- [168] Q.-C. Zhong and Y. Zeng, "Universal droop control of inverters with different types of output impedance," *IEEE access*, vol. 4, pp. 702-712, 2016.
- [169] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Angle droop versus frequency droop in a voltage source converter based autonomous microgrid," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2009.
- [170] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Operation and control of hybrid microgrid with angle droop controller," in *TENCON 2010-2010 IEEE Region 10 Conferenc*, pp. 509-515, 2010.
- [171] Q.-C. Zhong, "Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1281-1290, 2011.
- [172] M. Shahparasti, A. Yazdian, M. Mohamadian, A. Larijani, and A. Fatemi, "Parallel uninterruptible power supplies based on Z-source inverters," *IET power electronics*, vol. 5, pp. 1359-1366, 2012.
- [173] J. M. Guerrero, L. G. De Vicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, pp. 1126-1135, 2005.
- [174] C. Dou, Z. Zhang, D. Yue, and M. Song, "Improved droop control based on virtual impedance and virtual power source in low-voltage microgrid," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, pp. 1046-1054, 2017.
- [175] J. Matas, M. Castilla, L. G. De Vicuña, J. Miret, and J. C. Vasquez, "Virtual impedance loop for droop-controlled single-phase parallel inverters using a second-order general-

- integrator scheme," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 25, pp. 2993-3002, 2010.
- [176] J. V. Caracas, G. C. Farias, J. G. de Matos, F. Simões, and L. A. d. S. Ribeiro, "Adaptative droop control for balancing the state of charge of multiple energy storage systems in decentralized microgrids," in *IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1658-1663, 2018.
- [177] A.-M. Imokrane, "Intégration des commandes de statisme aux sources d'énergies renouvelables décentralisées," École de technologie supérieure, Université de Québec, mémoire, 2015.
- [178] W. R. Issa, "Improved control strategies for droop-controlled inverter-based microgrid," The University of Exeter, thesis , 2015.
- [179] O. Feddaoui, R. Toufouti, L. Djamel, and S. Meziane, "Active and reactive power sharing in micro grid using droop control," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 10, p. 2235, 2020.
- [180] Q. L. Lam, "Advanced control of microgrids for frequency and voltage stability: robust control co-design and real-time validation," Université Grenoble Alpes (ComUE), 2018.
- [181] A. B. Holvik, "Virtual Impedance Techniques for Power Sharing Control in AC Islanded Microgrids," NTNU, 2018.
- [182] Y. SAIDI, A. MEZOUAR, and Y. MILOUD, "Dynamic Behavior of a Wind Power Conversion System Based on a Permanent Magnet Synchronous Generator in the Event of Power Network Voltage Dips," *Revue Roumaine des Sciences Techniques-Serie Electrotechnique et Energetique*, vol. 64, pp. 331-339, 2019.