

N°d'ordre :

Université de Saida– Dr. Moulay Tahar
Faculté Technologie

Thèse

Doctorat 3ème Cycle

Spécialité : Gestion et contrôle des systèmes électriques

Filière : Electrotechnique

Par :

Djellouli Abderrahmane

Thème :

**Contribution à la gestion des flux énergétiques dans
un système multi-objectif**



Thèse soutenue le 29/05/2025 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	HARTANI Kada	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	LAKDJA Fatiha	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Rapporteur
03	MEZIANE Rachid	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-rapporteur
04	KHIAT Mounir	Prof.	Ecole nationale polytechnique d'Oran-ENPOran	Examineur
05	JBILLOU Mokhtaria	MCA	Université de Sidi-Bel –Abbes ; Djillali Liabes	Examineur
06	YAHYAOUI Merzoug	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur
07	CHAKER Abdelkader	Prof.	Ecole nationale polytechnique d'Oran-ENPOran	Invité



Remerciements

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma gratitude à ma superviseure, **Fatiha LAKDJA**. Elle m'a soutenu tout au long de ce projet de recherche grâce à ses nombreux retours d'information, ses conseils et ses directives. Sa gentillesse, sa spontanéité et ses encouragements ont rendu cette expérience inspirante, enrichissante et formatrice, me poussant à donner le meilleur de moi-même. J'ai eu le grand plaisir de travailler sous sa direction, et j'apprécie autant son indiscutable compétence professionnelle que ses qualités humaines. Merci beaucoup, Professeure.

Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **Rachid MEZIANE**, professeur à l'Université Dr. Tahar Moulay de Saïda, pour avoir accepté de co-encadrer ce travail, ainsi que pour son aide, ses encouragements et ses précieux conseils tout au long de mes études doctorales.

Mes remerciements vont à Monsieur **HARTANI Kada**, professeur à l'Université Dr. Tahar Moulay de Saïda et responsable de notre formation doctorale. Il a consacré tout son temps à l'ouverture de cette formation et à la discussion de ses axes de recherche, qui ont sans aucun doute été très enrichissants pour ma formation doctorale. Je lui suis profondément reconnaissant d'avoir accepté de revoir mon travail et de présider le jury, et pour sa participation à ce jury de thèse.

Je souhaite également exprimer ma reconnaissance à Monsieur **Mounir KHIAT**, professeur à l'École Nationale Polytechnique d'Oran, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail, l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de l'évaluer, et pour sa participation au jury.

Je tiens également à remercier Madame **Mokhtaria JBILOU**, Maître de Conférences (MCA) à l'Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, et Monsieur **Merzoug YAHYAOU**, Maître de Conférences (MCA) à l'Université Dr. Moulay Tahar de Saïda, pour avoir accepté de participer au jury de soutenance de ma thèse en tant qu'examinateurs, ainsi que pour l'évaluation et l'expertise apportées à ce travail.

Je tiens à exprimer ma gratitude à Monsieur **Abdelkader CHAKER**, professeur à l'École Nationale Polytechnique d'Oran, qui a bien voulu accepter l'invitation à assurer la mission de rapporteur de cette thèse.

Une mention toute particulière est adressée à tous les enseignants de l'Université Dr. Moulay Tahar de Saïda, ainsi qu'à mes camarades Aziz HAFFAF et Meriem BELHAMIDI du laboratoire LGE, qui m'ont soutenue tout au long de mes années de recherche.

Je remercie mes collègues et amis d'avoir été présents pour moi dans les moments difficiles. À tous ceux qui m'ont offert encouragement, reproches bienveillants, critiques constructives, moments de qualité, une épaule sur laquelle m'appuyer, un lieu de repos ou une voie pour devenir docteur, je vous suis reconnaissant.

Dédicace

Chère Maman,

Peu importe ce que je fais ou dis, les mots me manquent pour te remercier à la hauteur de tout ce que Vous avez fait pour moi. Votre affection m'enveloppe, votre bienveillance me guide et votre présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les obstacles de la vie.

À mon cher papa,

Vous avez toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. J'espère que ce travail reflète ma gratitude et mon affection.

À mes très chers frères et sœurs,

Que Dieu vous accorde la santé, le bonheur, le courage et surtout la réussite.

Aberrahmane Djellouli

Table des matières

TABLE DES MATIERES	i
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX	vii
LISTE D'ABREVIATION	viii
LISTE DES SYMBOLES	ix
INTRODUCTION GENERALE	1
<i>Chapitre 1 : Contexte au système énergétique</i>	
SOMMAIRE	6
1.1 INTRODUCTION	7
1.2 L'ENERGIE	7
1.2.1 SOURCES D'ENERGIE NON RENOUVELABLES	8
1.2.2 SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES :	9
1.3 SITUATION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE	9
1.4 INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLE	12
1.5 L'ÉNERGIE EN ALGÉRIE	15
1.6 SYSTEMES HYBRIDES	20
1.6.1 DÉFINITION	20
1.6.2 CLASSIFICATION DES SYSTÈMES HYBRIDES	20
1.6.3 CONFIGURATIONS DES SYSTÈMES HYBRIDES	24
1.7 RÉSEAU INTELLIGENT	37
1.7.1 CONCEPT DE RÉSEAU INTELLIGENT	37
1.7.2 QU'EST-CE QU'UN RÉSEAU INTELLIGENT ?	38
1.7.3 PORTÉE D'UN RÉSEAU INTELLIGENT	41
1.7.4 DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE TRADITIONNEL AU RÉSEAU INTELLIGENT	42
1.7.5 ARCHITECTURE DU RÉSEAU INTELLIGENT	43
1.7.6 SERVICES DE RÉSEAU INTELLIGENT	47
1.7.7 SYSTÈMES ET DISPOSITIFS DE RÉSEAUX INTELLIGENTS	48
1.7.8 CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU INTELLIGENT	49
1.8 CONCLUSION	54
1.9 RÉFÉRENCES	55
<i>Chapitre 2 : Modélisation et contrôle du système multi-objectif étudié</i>	
SOMMAIRE	60
2.1 INTRODUCTION	61
2.2 SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE	61
2.2.1 FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	62
2.2.2 MODÉLISATION D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	63
2.2.3 CARACTÉRISTIQUES DU PV	64
2.2.4 GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	67
2.2.5 PARAMÈTRES INFLUENÇANT SUR LE	68



FONCTIONNEMENT DU MODULE PV	
2.3 SYSTÈME ÉOLIEN	70
2.3.1 HISTOIRE	70
2.3.2 FONCTIONNEMENT DE L'ÉOLIENNE	71
2.3.3 COMPOSANTS D'ÉOLIENNE	71
2.3.4 LA MODÉLISATION DES ÉOLIENNES	72
2.3.5 GÉNÉRATEUR	77
2.4 LES BATTERIES	79
2.4.1 CONSTRUCTION ET PERFORMANCES DES BATTERIES PLOMB-ACIDE	80
2.4.2 CIRCUIT ÉQUIVALENT DES BATTERIES PLOMB-ACIDE	80
2.4.3 DIMENSIONNEMENT DU PARC DE BATTERIES	84
2.4.4 CONVERTISSEUR BIDIRECTIONNEL POUR LA CHARGE DES BATTERIES	85
2.5 CONVERTISSEUR DC-DC	86
2.5.1 CONVERTISSEUR BUCK	86
2.5.2 CONVERTISSEUR BOOST	87
2.5.3 CONVERTISSEUR BUCK-BOOST	88
2.6 LE SYSTÈME DE CONTRÔLE	88
2.6.1 CONTRÔLE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE	88
2.6.2 CONTRÔLE DE L'ONDULEUR	91
2.7 LA SYNCHRONISATION	94
2.7.1 SYNCHRONISATION, POURQUOI EST-CE IMPORTANT?	94
2.7.2 QU'EST-CE QUE LA SYNCHRONISATION ?	95
2.7.3 LA MATRICE DE PASSAGE DE RETATION	96
2.8 MODÈLE PROPOSÉ	97
2.8.1 LES COMPOSANTS DU SYSTÈME	97
2.8.2 LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME	98
2.9 RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	99
2.10 CONCLUSION	107
2.11 RÉFÉRENCE	108

Chapitre 3 : Gestion du système multi-objectif étudié

SOMMAIRE	111
3.1 INTRODUCTION	112
3.2 SYSTÈMES DE GESTION DE L'ÉNERGIE	112
3.2.1 SYSTÈMES DE GESTION CENTRALISÉ	114
3.2.2 SYSTÈMES DE GESTION DÉCENTRALISÉ	116
3.3 PROBLÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE	118
3.3.1 LE PRINCIPE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE	118
3.3.2 GESTION DE L'ÉNERGIE DE PRODUCTION DANS LES MICRO-GRID	119
3.4 LA GESTION DU STOCKAGE DANS LES MICRO-RESEAUX	121
3.5 GESTION DE LA CHARGE	121
3.6 APPROCHE CLASSIQUE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE	124
3.7 GESTION DE LA TENSION DC	125
3.8 CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU SYSTÈME SIMULÉ	131

3.8.1	SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE	131
3.8.2	SYSTÈME ÉOLIEN	132
3.8.3	GÉNÉRATEUR DIESEL	133
3.8.4	SYSTÈME DE STOCKAGE	135
3.9	GESTION DE LA PUISSANCE ACTIVE DU SYSTÈME ÉTUDIÉ AVEC LE RÉSEAU PRINCIPAL	136
3.10	CONCLUSION	139
3.11	RÉFÉRENCE	140
Chapitre 4 : Optimisation du système multi-objectif étudié		
	SOMMAIRE	147
4.1	INTRODUCTION	148
4.2	APPROCHES OPTIMALE DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES	149
4.3	REVUE DES TRAVAUX DE LITTÉRATURE CONNEXES	150
4.4	OPTIMISATEUR HOMER	152
4.5	ANALYSE ÉCONOMIQUE	153
4.5.1	COÛT TOTAL NET ACTUEL (TNPC)	154
4.5.2	COÛT DE L'ÉNERGIE (COE)	154
4.5.3	LE COÛT TOTAL DU SYSTÈME	155
4.5.4	COÛT DE PENALITE DE L'EMISSION	155
4.6	ANALYSE ENVIRONNEMENTALE	155
4.6.1	FRACTION RENOUVELABLE (RF)	155
4.6.2	CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO2	156
4.7	ANALYSE TECHNIQUE	156
4.7.1	COÛT DU PHOTOVOLTAÏQUE	156
4.7.2	COÛT DE L'ÉOLIEN	156
4.7.3	COÛT D'UN GÉNÉRATEUR DIESEL	157
4.7.4	COÛT DE LA BATTERIE	158
4.7.5	COÛT DE L'ONDULEUR	158
4.7.6	COÛT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE	158
4.7.7	PROBABILITÉ DE PERTE DE PUISSANCE (LPSP)	158
4.8	DÉFINITION ET SPÉCIFICATIONS DU SYSTÈME	159
4.8.1	LOCALISATION ET CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES	159
4.8.2	ÉVALUATION DE LA CHARGE	160
4.8.3	PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DU MICRO-RESEAU HYBRIDE	160
4.9	PREMIER SCÉNARIO	161
4.10	DEUXIEME SCÉNARIO	167
4.11	TROISIEME SCÉNARIO	175
4.12	QUATRIEME SCÉNARIO	180
4.13	ANALYSE ET DISCUSSION	184
4.14	CONCLUSION	187
4.15	RÉFRÉRENCE	188
	CONCLUSION GÉNÉRALE	191
	ANNEXES	194
	PRODUCTION SCIENTIFIQUE	

Liste des figures

Chapitre 1 : Contexte au système énergétique	
Figure 1.1: La production totale mondiale d'électricité en 2023	10
Figure 1.2: Part de la population ayant accès à l'électricité	10
Figure 1.3: Augmentation de la consommation d'énergie par pays	11
Figure 1.4 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source	12
Figure 1.5 : Ajouts de capacité électrique renouvelable	13
Figure 1.6 : Croissance de la capacité d'électricité renouvelable par pays/région	14
Figure 1.7 : Consommation d'énergie en Afrique	15
Figure 1.8 : Consommation d'énergie de l'Algérie en 2021 par type	16
Figure 1.9 : Part de la consommation d'énergie par source en Algérie	16
Figure 1.10 : Moyenne annuelle du rayonnement solaire horizontal global en Algérie	17
Figure 1.11 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent m/s	18
Figure 1.12: Objectifs du programme actualisé d'énergies renouvelables en Algérie à l'horizon 2030	19
Figure 1.13 : Classification des systèmes hybrides	23
Figure 1.14 : Éléments essentiels du système PV/GD	24
Figure 1.15 : Configuration possible pour le système PV/GD	25
Figure 1.16 : Configuration AC pour un système hybride WT/GD	27
Figure 1.17: Configuration mixte pour un système hybride WT/GD	27
Figure 1.18: Configuration DC pour un système PV/WT/GD	29
Figure 1.19 : Configuration AC pour un système PV/WT/GD	29
Figure 1.20 : Configuration hybride pour un système PV/WT/GD	30
Figure 1.21 : Les principaux éléments du système hybride PV/WT	31
Figure 1.22 : Architecture AC pour système hybride PV/WT	32
Figure 1.23 : Architecture DC pour système hybride PV/WT	32
Figure 1.24 : Architecture hybride pour un système hybride PV/WT	33
Figure 1.25 : Architecture DC du système	34
Figure 1.26 : Architecture hybride du système	35
Figure 1.27 : Méthode de connexion non compacte entre le CSP et le solaire photovoltaïque	36
Figure 1.28 : Méthode compacte de connexion entre CSP et PV	37
Figure 1.29 : Le réseau intelligent	39
Figure 1.30 : Comparaison entre le réseau traditionnel et le réseau intelligent	42
Figure 1.31 : Modèle conceptuel du réseau intelligent CEN/CENELEC/ETSI	44

Figure 1.32 : Vue d'ensemble du modèle d'architecture du réseau intelligent (MARI)	44
Chapitre 2 : Modélisation et contrôle du système multi-objectif étudié	
Figure 2.1 : Système photovoltaïque	62
Figure 2.2 : Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques	62
Figure 2.3 : Schéma électrique d'une cellule PV	63
Figure 2.4 : La tension en circuit ouvert	65
Figure 2.5 : Le courant en court-circuit	65
Figure 2.6 : Le concept de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque	66
Figure 2.7 : Caractéristique typique $I=f(V)$ d'un module solaire	67
Figure 2.8 : Caractéristique typique $P=f(V)$ d'un module solaire	68
Figure 2.9 : Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$	69
Figure 2.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$	70
Figure 2.11 : le principe de fonctionnement d'une éolienne	71
Figure 2.12 : Principaux composants de la turbine	72
Figure 2.13 : Coefficient de puissance en fonction du TSR	74
Figure 2.14 : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique	75
Figure 2.15 : Schéma fonctionnel du modèle de turbine	76
Figure 2.16 : Modèle de Thevenin	81
Figure 2.17 : Modèle de batterie de type plomb-acide dans Matlab/Simulink	83
Figure 2.18 : Schéma du convertisseur bidirectionnel	85
Figure 2.19 : Schéma de circuit d'un convertisseur buck	87
Figure 2.20 : Schéma de circuit d'un convertisseur Boost	87
Figure 2.21 : schéma de circuit du convertisseur buck-boost	88
Figure 2.22 : Caractéristiques P-V (idée de base de l'algorithme P&O)	90
Figure 2.23 : Organigramme de l'algorithme de perturbation et d'observation MPPT	90
Figure 2.24 : Principe de la commande à MLI sinus-triangle	93
Figure 2.25 : Principe et réponses de la commande MLI sinus-triangle	94
Figure 2.26 : Transformation du repère local vers le repère de réseau principale	96
Figure 2.27 : Modèle de micro-réseau proposé	99
Figure 2.28 : Profil de la puissance de la charge.	100
Figure 2.29 : Variation de l'éclairement du photovoltaïque en fonction du temps	100
Figure 2.30 : La variation de la vitesse du vent en fonction du temps	101
Figure 2.31 : Réponse transitoire de la tension de bus DC	102
Figure 2.32 : La tension AC du système hybride	102
Figure 2.33 : Un zoom pour la tension AC du système hybride	103
Figure 2.34 : La tension AC pour une phase du système hybride	103
Figure 2.35 : Un zoom pour la tension d'une phase du système hybride	103
Figure 2.36 : la tension du réseau électrique	104



Figure 2.37 : Un zoom pour la tension du réseau électrique	104
Figure 2.38 : La tension d'une phase du réseau électrique	104
Figure 2.39 : Un zoom de la tension d'une phase du réseau électrique	105
Figure 2.40 : Comparaison entre la tension du réseau et du système hybride	105
Figure 2.41 : Un zoom pour cette comparaison	105
Figure 2.42 : La tension AC de la charge	106
Figure 2.43 : Un zoom de la tension de la charge	106
Figure 2.44 : Le courant AC de la charge	106
Figure 2.45 : Un zoom du courant de la charge	107
Chapitre 3 : Gestion du système multi-objectif étudié	
Figure 3.1 : SGE du MG	113
Figure 3.2 : SGE centralisé du MG	114
Figure 3.3 : SGE décentralisé du MG	117
Figure 3.4 : SGE décentralisé de la MG (basé sur SMA)	117
Figure 3.5 : Domaines d'application de la gestion de l'énergie électrique	118
Figure 3.6 : Analogie fluidique de la gestion d'énergie	120
Figure 3.7 : Techniques du DSM	123
Figure 3.8 : Organigramme de la gestion de tension DC	126
Figure 3.9 : Raccordement de l'algorithme de gestion avec le système hybride	127
Figure 3.10 : La tension continue du système photovoltaïque	128
Figure 3.11 : La tension continue de la batterie	128
Figure 3.12 : La tension continue d'éolienne	129
Figure 3.13 : La tension continue du générateur diesel	129
Figure 3.14 : La tension DC de référence de chaque source	130
Figure 1.15 : Allure de la tension de PV	131
Figure 3.16 : Allure du courant de PV	131
Figure 3.16 : Allure de la puissance du PV	132
Figure 3.17 : La tension de sortie du système éolien	132
Figure 3.18 : Le courant de sortie du système éolien	133
Figure 3.19 : La puissance de sortie du système éolien	133
Figure 3.20 : L'allure de tension du générateur diesel	134
Figure 3.21 : L'allure de courant du générateur diesel	134
Figure 3.22 : L'allure de la puissance générer par le générateur	134
Figure 3.23 : Allure de la tension de batterie pendant la décharge	135
Figure 3.24 : Allure du courant de batterie pendant la décharge	135
Figure 3.25 : Allure de la puissance de la batterie pendant la décharge	135
Figure 3.26 : Intégration d'algorithmes de gestion dans le système proposé	137
Figure 3.27 : L'état de fonctionnement de l'interrupteur pour intégrer le réseau	137
Figure 3.28 : Allure des puissances du système global	138

Chapitre 4 : Optimisation du système multi-objectif étudié

Figure 4.1 : Organigramme d'optimisation pour HOMER	153
Figure 4.2 : Données mensuelles moyennes du rayonnement solaire	159
Figure 4.3 : Données mensuelles moyennes de la vitesse du vent	160
Figure 4.4 : Variation du profil de charge pendant 24 heures	160
Figure 4.5 : Schéma du MG ₁	162
Figure 4.6 : Production électrique moyenne annuelle du MG ₁	163
Figure 4.7 : La puissance de la charge non satisfaite pendant une année pour MG ₁	163
Figure 4.8 : Etat de charge de batterie pour une année du MG ₁	164
Figure 4.9 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG ₁	165
Figure 4.10 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG ₁	166
Figure 4.11 : La Puissance annuelle saison d'été du MG ₁	166
Figure 4.12 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₁	167
Figure 4.13 : Schéma du MG ₂	168
Figure 4.14 : Production électrique moyenne annuelle du MG ₂	168
Figure 4.15 : Le fonctionnement annuel du générateur diesel	169
Figure 4.16 : Etat de charge de batterie pour une année du MG ₂	170
Figure 4.17 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG ₂	170
Figure 4.18 : La puissance de la charge non satisfaite pendant une année pour MG ₂	171
Figure 4.19 : La Puissance annuelle saison d'hiver MG ₂	172
Figure 4.20 : La Puissance annuelle saison d'été du MG ₂	172
Figure 4.21 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₂	174
Figure 4.22 : Schéma du MG ₃	175
Figure 4.23 : Production électrique moyenne annuelle du MG ₃	175
Figure 4.24 : Etat de charge de batterie pour une année du MG ₃	176
Figure 4.25 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG ₃	177
Figure 4.26 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG ₃	177
Figure 4.27 : La Puissance annuelle saison d'été du MG ₃	178
Figure 4.28 : Schéma du MG ₄	180
Figure 4.29 : Production électrique moyenne annuelle du MG ₄	180
Figure 4.30 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG ₄	181
Figure 4.31 : La Puissance annuelle saison d'été du MG ₄	182
Figure 4.32 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₄	183
Figure 4.33 : Comparaison entre les quatre scénarios selon le TNPC	185
Figure 4.34 : Comparaison entre les quatre scénarios selon le COE	186
Figure 4.35 : Comparaison entre les quatre scénarios selon l'excès d'énergie	186
Figure 4.36 : Comparaison entre les quatre scénarios selon la fraction renouvelable	187

Liste des tableaux

<i>Chapitre 1 : Contexte au système énergétique</i>	
Tableau 1.1 : classification des systèmes hybrides en fonction de leur capacité	22
Tableau 1.2 : Classification des systèmes hybrides	23
Tableau 1.3 : Différentes méthodes de connexions de systèmes hybrides.	25
Tableau 1.4 : Comparaison entre le réseau traditionnel et le réseau intelligent.	43
<i>Chapitre 2 : Modélisation et contrôle du système multi-objectif étudié</i>	
Tableau 2.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur.	78
<i>Chapitre 3 : Gestion du système multi-objectif étudié</i>	
Tableau 3.1 : Tension, courant et puissance du système PV	132
Tableau 3.2 : Tension, courant et puissance du système éolien	133
Tableau 3.3 : Tension, courant et puissance du système de stockage	136
<i>Chapitre 4 : Optimisation du système multi-objectif étudié</i>	
Tableau 4.1 : Résumé des méthodes rapportées pour optimiser le HRES	152
Tableau 4.2 : Paramètres techniques et économiques du système MG proposé	161
Tableau 4.3 : La puissance de production/consommation annuelle du MG ₁	162
Tableau 4.4 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₁	167
Tableau 4.5 : La puissance de production et de consommation annuelle du MG ₂	169
Tableau 4.6 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₂	171
Tableau 4.7 : Émissions provenant par MG ₂	174
Tableau 4.8 : La puissance de production/consommation annuelle du MG ₃	176
Tableau 4.9 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₃	179
Tableau 4.10 : Émissions provenant par MG ₃	179
Tableau 4.11 : La puissance de production/consommation annuelle du MG ₄	181
Tableau 4.12 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG ₄	183
Tableau 4.13 : Émissions provenant par MG ₄	184
Tableau 4.14 : Analyse comparative	184
Tableau 4.15 : Comparaison entre l'énergie renouvelable de production	184

Liste d'abréviation

DC	Courant continue
AC	Courant alternatif
CSP	Concentrateur solaire photovoltaïque
MG	Microgrid
TIC	Technologies de l'information et de la communication
NIST	Institut national des normes et technologie
MARI	Modèle d'architecture du réseau intelligent
DER	Ressources énergétiques distribuées
SGE	Système de gestion de l'énergie
VE	Véhicules électriques
CU	Cas d'utilisation
WAMPAC	Surveillance à grande échelle Protection et contrôle
UMP	Unités de mesure de phase
SCADA	Contrôle de surveillance et acquisition de données
FACT	Système de transmission flexible à courant alternatif
WAN	Réseau étendu
MAN	Réseau métropolitain
LAN	Réseau local
AMI	Audit Maintenance Isolation
BAN	Réseau de zones corporelles
CPL	Communication par ligne électrique
MPPT	Suivi du point de puissance maximale
P&O	La méthode Perturbation et observation
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
EnRs	Les énergies renouvelables
CCMG	Contrôleur central du microgrid
MPC	Contrôle prédictif de modèle
TCP	Protocole de contrôle de transmission
MILP	Programmation linéaire en nombres entiers mixtes
NSGA-II	Algorithme génétique de tri non dominé-II
MRC-GA	Algorithme génétique matriciel à codage réel
SMA	Systèmes multi-agents
DSM	Gestion de la demande
HRES	Système d'énergie renouvelable hybride
TNPC	Cout net actuel d'un composant
COE	Cout de l'énergie
FR	Fraction renouvelable
LPSP	La probabilité de perte de puissance

Liste des symboles

V_{in}	La tension d'entrée
V_0	La tension de sortie
S	L'interrupteurs de puissance MOSFET
D	Diode
L	Inductance
$V(n)$	La tension aux bornes du panneau photovoltaïque en (V)
$V(n - 1)$	La tension due à la perturbation en (V)
$I(n)$	Le courant du panneau photovoltaïque en (A)
$P(n)$	La puissance du panneau photovoltaïque en (W)
$P(n - 1)$	La puissance due à la perturbation en (W)
D	Le cycle de fonctionnement du convertisseur élévateur
ΔD	La variation du cycle de travail
C_{cap}	Le coût d'investissement
$C_{O\&M}$	Le coût de fonctionnement et d'entretien
C_{rep}	Le coût du remplacement
$C_{Carburant}$	Le coût du carburant
P_{PV_r}	La puissance nominale de photovoltaïque
P_{WT_r}	La puissance nominale de la turbine éolienne
P_{GD_r}	Puissance nominale du générateur diesel
Eb_{max}	Puissance nominale de la batterie
P_{Cnv_r}	Puissance nominale du convertisseur
C_{PV}	Les coûts d'investissement et de remplacement du photovoltaïque
C_{WT}	Les coûts d'investissement et de remplacement d'éolienne
C_{DG}	Les coûts d'investissement et de remplacement du générateur diesel
C_{BS}	Les coûts d'investissement et de remplacement du batterie
C_{Cnv}	Les coûts d'investissement et de remplacement du convertisseur
$C_{A_{cap}}$	Le cout initial d'investissement
$Carburant_{cons}$	La consommation de carburant
$C_{Annualisé}$	Le coût total annualisé



$E_{Fournie}$	L'énergie servie en un an
CRF	Le facteur de récupération du coût capital
C_j	Le coût initial
M_jO	Le coût d'exploitation et de maintenance (O&M) de chaque composant individuel
T	Cycle de vie du système
P_C	Coût de la pénalité pour les émissions de CO ₂
CO_{2W}	Le poids du carbone engagé en tonnes
CO_{2T}	La taxe carbone
C_C	Teneur en carbone engagée égale à 0,6078 kg/kWh
P_{TRC}	Le coût du certificat d'énergie renouvelable négociable en \$/kWh
EF	Le facteur d'émission du générateur diesel
f_C	Consommation de carburant
IC	Le coût initial de chaque composant
OMC	Le coût d'exploitation et de maintenance de chaque composant
α_x	Le coût du composant x
A_x	Le nombre du composant x
ν	Taux d'escalade (%)
γ	Taux d'intérêt (%)

Introduction Générale

1. INTRODUCTION :

Depuis la création du monde, la notion d'énergie a existé. La première fonction de l'énergie était le travail musculaire fourni par les humains et les animaux pour créer ou déplacer des objets. Cette énergie était la plus facile à exploiter : l'homme a découvert le feu et l'a utilisé comme source de chaleur pour fabriquer divers objets, tels que des armes et des pots, et comme source de lumière. Le vent et les chutes d'eau ont également été utilisés pour faire tourner des moulins à vent et des moulins à eau afin de moudre le blé ou transporter de l'eau [1].

La découverte des combustibles fossiles a marqué un tournant, permettant la transformation de l'énergie thermique issue de la combustion en énergie mécanique, ce qui a conduit à des innovations comme les centrales diesel et les turbines à gaz. Plus tard, les avancées en physique atomique ont permis aux humains de tirer parti de l'énergie nucléaire produite par la fission des atomes, donnant naissance aux centrales nucléaires pour la production d'électricité [1].

Cependant, la consommation d'énergie a fortement augmenté au cours du dernier siècle en raison de l'industrialisation, et les besoins futurs devraient croître davantage, sous l'effet de la croissance démographique et du développement de certaines régions. De plus, les émissions de combustibles fossiles ont été identifiées comme une cause majeure du réchauffement climatique, ce qui incite à rechercher des sources d'énergie alternatives et respectueuses de l'environnement pour répondre durablement à la demande croissante [1].

Le potentiel des sources d'énergie renouvelable est immense, car elles peuvent en principe répondre plusieurs fois à la demande énergétique mondiale. Les sources d'énergie renouvelable, telles que la biomasse, l'éolien, le solaire, l'hydroélectricité et la géothermie, peuvent fournir des services énergétiques durables en s'appuyant sur des ressources indigènes régulièrement disponibles. La transition vers des systèmes énergétiques basés sur les énergies renouvelables semble de plus en plus probable, car les coûts des systèmes solaires et éoliens ont considérablement baissé au cours

des 30 dernières années et continuent de diminuer, tandis que les prix du pétrole et du gaz continuent de fluctuer [2].

En réalité, les prix des combustibles fossiles et des énergies renouvelables, ainsi que les coûts sociaux et environnementaux, évoluent dans des directions opposées. De plus, les mécanismes économiques et politiques nécessaires pour soutenir la diffusion à grande échelle et les marchés durables des systèmes d'énergie renouvelable ont également évolué rapidement. Il devient clair que la croissance future du secteur de l'énergie se concentrera principalement sur le nouveau régime des énergies renouvelables et, dans une certaine mesure, sur les systèmes basés sur le gaz naturel, et non sur les sources conventionnelles de pétrole et de charbon. Les marchés financiers prennent conscience du potentiel de croissance future des énergies renouvelables et d'autres nouvelles technologies énergétiques, ce qui est probablement un signe précurseur de la réalité économique de systèmes d'énergie renouvelable véritablement compétitifs [2].

La puissance générée par les sources d'énergie renouvelable (SER) se distingue par sa variabilité. Une approche pour y remédier consiste à combiner plusieurs sources d'approvisionnement afin de former un système hybride (SH). Un système hybride d'énergie renouvelable (SHER) est un système électrique intégrant plusieurs sources d'énergie, dont au moins une renouvelable. Autrement dit, un SHER associe deux technologies différentes : une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelles et au moins une source d'énergie renouvelable. En général, les systèmes d'énergie hybrides fonctionnent de manière autonome ; dans ce cas, une capacité de stockage est indispensable, ce qui les rend particulièrement adaptés aux zones isolées [3].

L'importance des énergies issues de ressources renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, est croissante et leur taux de pénétration dans l'électricité augmente chaque année en raison de plusieurs facteurs. Tout d'abord, l'augmentation perpétuelle de la demande, notamment en raison de la croissance démographique et du développement économique. Deuxièmement, les engagements pris par de nombreux gouvernements d'accroître leur dépendance à l'égard des sources d'énergie renouvelables, en vue de réduire les conséquences dévastatrices du changement climatique sur l'environnement [4].

La multiplication des productions décentralisées connectées au réseau électrique basse tension provoque l'apparition d'un flux d'énergie bidirectionnel. Celui-ci est à l'origine de nombreux phénomènes électriques qui sont de plus en plus difficiles à gérer par les gestionnaires de réseaux de distribution [4].

Bien que positive, la multiplication de ces sources d'énergie connectées au réseau électrique basse tension (BT) a aussi des limites. En effet, l'injection décentralisée d'électricité dans le réseau (par des sources fossiles et/ou renouvelables) est un facteur d'instabilité. Ceci est dû à la présence d'un consommateur final qui, devenu à la fois producteur et utilisateur d'électricité, provoque l'apparition d'un flux d'énergie bidirectionnel utilisant une infrastructure non conçue, à l'origine, pour l'accueillir [4].

Paradoxalement, une bonne coordination de ces différentes sources d'injection permettrait de mieux gérer les flux d'électricité et de mieux contrôler la qualité de l'électricité. La tendance générale est donc de s'orienter vers l'utilisation de réseaux intelligents ou plus précisément de micro-grid. La recherche dans le domaine des micro-grid a été examinée dans les études de prévisualisation en utilisant l'outil informatique et la stratégie de contrôle. Une solution innovante consiste à contrôler l'intégration des énergies renouvelables et à gérer le flux d'électricité provenant d'une autre source [4].

2. L'OBJECTIF DE LA THESE :

L'objectif de ce travail est d'apporter une solution de gestion de stratégie de réglage et d'optimisation de l'énergie qui utilise des systèmes et des procédures afin de réduire les besoins en énergie par unité de production en ciblant le transit de puissance active, tout en maintenant constants (ou en réduisant) les coûts totaux de production de l'énergie de ces systèmes.

Ce sujet prend place à développer un ensemble de modèles d'analyse de gestion énergétique qui fournissent un cadre d'analyse systématique des différents aspects sociaux, économiques, techniques et environnementaux liés aux décisions énergétiques. Il aura aussi pour but d'optimiser la réserve d'énergie par un choix orienté vers les sources d'énergie renouvelables tout en respectant un budget alloué.

3. STRUCTURE DE LA THÈSE :

Pour résoudre à cette problématique, nous avons divisé cette thèse en quatre chapitres.

- ✧ Le **premier chapitre** commencera par décrire la situation énergétique dans le monde et en Algérie. Ensuite, définira le système hybride et ces classifications. La partie suivante portera sur les combinaisons de systèmes hybrides. Pour chaque combinaison seront donnés les éléments, l'interconnexion, les avantages, les inconvénients, ainsi que les centrales électriques installées dans le monde. La dernière partie sera consacrée à l'état de l'art en matière de réseaux intelligents, définition, historique, dispositif et caractéristique.
- ✧ Le **deuxième chapitre** portera sur la modélisation d'un système hybride contenant deux sources d'énergie renouvelable (PV + éolienne), une source classique (générateur diesel), une batterie et un réseau public. En outre, le contrôle de tous les dispositifs pour cette intégration sera détaillé. Tout le système est connecté à une charge résidentielle. Cette partie sera appuyée par une simulation sous l'environnement MATLAB/SIMULINK.
- ✧ Une gestion du flux multi-sources et multi utilisateurs sera présentée dans le **troisième chapitre**. La conception de cette méthode de gestion de puissance active est basée sur une approche qui utilisera un programme dans Matlab/Simulink. Cette méthode de gestion sera appliquée sur le système hybride mentionné dans le chapitre précédent.
- ✧ Le **dernier chapitre** présentera l'optimisation mise en œuvre pour obtenir l'architecture optimale du micro-grid (MG) avec un coût minimum. Dans ce cadre, quatre configurations ont été créées à l'aide du logiciel HOMER. Ce chapitre sera terminé par des comparaisons techniques, économiques et écologiques entre les résultats obtenus. La fin, cette thèse sera complétée par des conclusions et des perspectives de recherches futures.

4. RÉFÉRENCE :

- [1] Ahmed Boubenia, "Analysis of hybrid renewable energy systems integrating Power-To- Gas Concept: Performances optimization based on artificial intelligence techniques". Thèse de doctorate, University M'Hamed Bougara –Boumerdes, 2019.
- [2] A. V. Herzog, T. E. Lipman, & D. M. Kammen, "Renewable energy sources". Encyclopedia of life support systems (EOLSS). Forerunner Volume Perspectives and overview of life support systems and sustainable development, vol. 76, 2001.
- [3] J. Kartite, & M. Cherkaoui, "Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review". Energy Procedia, vol. 157, pp. 323-330, 2019.
- [4] A. Djellouli, F. Lakdja, & M. Rachid, "Control and management of hybrid renewable energy system". In Proceedings of the 1st International Conference on Smart Innovation, Ergonomics and Applied Human Factors (SEAHF), pp. 1-10, Springer International Publishing, 2019.



Contexte au système énergétique

Ce chapitre préliminaire présente une étude non exhaustive sur les systèmes énergétiques. Tout d'abord, nous définirons le concept de l'énergie et identifierons les différentes sources d'énergie (sources classiques et sources renouvelables). La situation de l'énergie dans le monde et en Algérie est également abordée dans cette partie. Dans la seconde partie, nous décrirons le système hybride et ses classifications. Nous présenterons également les différentes combinaisons de systèmes hybrides. Pour chaque combinaison, les éléments, l'interconnexion, les avantages, les inconvénients, ainsi que les centrales électriques installées dans le monde sont mentionnés. Enfin, dans la dernière section, nous intéresserons à la nouvelle architecture des réseaux électriques, appelés réseaux intelligents (smart grids).

Sommaire :

1.1	INTRODUCTION :	7
1.2	L'ÉNERGIE :	7
1.3	SITUATION ÉNERGETIQUE MONDIALE :	9
1.4	INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLE :	12
1.5	L'ÉNERGIE EN ALGÉRIE :	15
1.6	SYSTÈMES HYBRIDES :	20
1.7	RÉSEAU INTELLIGENT :	37
1.8	CONCLUSION :	54
1.9	RÉFÉRENCES :	55



Chapitre 1: Contexte Au Système Énergétique

1.1 INTRODUCTION :

La dégradation de l'environnement, le réchauffement de la planète et la pollution de l'air sont les résultats, les effets et les taxes de l'amélioration du niveau de vie liée à la croissance de la demande d'énergie, qui est actuellement satisfaite par les combustibles fossiles. Selon des études, d'ici 2030, la demande d'énergie sera augmentée de 45% [1]. Cette augmentation de la demande est le résultat de changements démographiques tels que l'expansion de la population, la répartition inégale des richesses dans de nombreux pays, le bien-être économique et de nombreux autres facteurs écologiques qui soutiennent l'utilisation continue des combustibles fossiles [1, 2]. L'épuisement des réserves traditionnelles de combustibles fossiles et l'augmentation de la demande d'énergie entraînent une hausse des prix, ce qui incite les fournisseurs d'énergie à rechercher des sources d'énergie alternatives soutenues par des programmes gouvernementaux, comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

Les incitations économiques actuelles ne suffisent pas à stimuler les initiatives de conservation de l'énergie, car les sources d'énergie renouvelables sont rarement compétitives par rapport aux sources d'énergie conventionnelles [1]. Cela est dû aux obstacles économiques, financiers, politiques, géographiques et technologiques auxquels se heurtent le développement et le déploiement rapides, à grande échelle des sources d'énergie (le vent, l'eau, l'énergie solaire et l'énergie géothermique).

Malgré toutes les sciences en faveur des énergies renouvelables, le développement suit son cours et l'évolution des sources d'énergie renouvelables devient perceptible [1, 2].

1.2 L'ÉNERGIE :

Le professeur Gilbert Masters de l'université de Stanford aux États-Unis, qui cité dans son livre « *Renewable and Efficient Electric Power Systems* » : « *L'énergie peut être considérée comme la capacité à effectuer un travail, et elle se mesure en joules ou en Btu* » [3].

Le passage du professeur Zachary et Katrina, auteurs de « *Renewable and alternative energy resources* », souligne la difficulté de définir l'énergie en raison de ses multiples significations selon le contexte. Dans un cadre scientifique, les auteurs proposent une définition générale basée sur la physique : « ... l'énergie est la capacité de forces spécifiques à effectuer un travail » [4].

Le professeur Douglas C. Giancoli écrit dans son livre « *Physics for Scientists and Engineers* » : « ... Elle peut se présenter sous différentes formes telles que l'énergie cinétique, qui est liée au mouvement, et l'énergie potentielle, qui est liée à la position d'un objet dans un champ de force » [5].

Mais le professeur Martin Kaltschmitt considère l'énergie cinétique et l'énergie potentielle comme des formes d'énergie mécanique. Dans son livre intitulé « *Renewable Energy* », il écrit : « ... A cet égard, on distingue les formes d'énergie suivantes : l'énergie mécanique (c'est-à-dire l'énergie potentielle ou cinétique), thermique, électrique et chimique, l'énergie nucléaire et l'énergie solaire » [6].

En outre, les ressources énergétiques sont généralement classées en deux catégories : les sources d'énergie non renouvelables et les sources d'énergie renouvelables [7].

1.2.1 SOURCES D'ÉNERGIE NON RENOUVELABLES :

Le professeur Tushar K. Ghosh et Mark A. Prelas, dans leur livre « *Energy Resources and Systems* », définit l'énergie non renouvelable : « Une source peut être définie comme une ressource qui ne se reconstitue pas de manière continue ou alors se reconstitue à un rythme extrêmement lent, mais qui dépend entièrement de processus naturels pour sa formation » [7]

Le professeur Martin Kaltschmitt a nommé ce type d'énergie « ressources énergétiques fossiles » et écrit dans le même livre : « ... Ce sont des réserves d'énergie qui se sont formées au cours d'époques géologiques anciennes par des processus biologiques et/ou géologiques ». Elles se subdivisent en deux catégories par Kaltschmitt : ressources énergétiques fossiles d'origine biologique (c'est-à-dire des réserves de vecteurs d'énergie d'origine biologique) et ressources énergétiques fossiles d'origine minérale (c'est-à-dire des réserves de vecteurs d'énergie d'origine minérale ou non biologique) [6].

1.2.2 SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES :

L'énergie renouvelable est définie par les professeurs Tushar K. Ghosh et Mark A. Prelas dans leur livre intitulé « *Energy Resources and Systems* » : « *comme toute ressource énergétique disponible naturellement de manière continue ou pouvant être régénérée en permanence sur une courte période de temps ; que ce soit sur une base quotidienne, sur plusieurs jours ou sur plusieurs années* ». Dans le même ouvrage, les auteurs précisent que l'énergie renouvelable tire son origine de trois sources distinctes : directement du soleil (sous forme thermique, photochimique et photovoltaïque), indirectement du soleil (comme l'énergie éolienne, hydroélectrique et l'énergie photosynthétique stockée dans la biomasse), ou à partir d'autres phénomènes naturels de l'environnement (tels que l'énergie géothermique et l'énergie marémotrice) [7].

Le professeur Volker Quaschnig, dans son livre « *Understanding Renewable Energy Systems* », définit l'énergie renouvelable : « *Ce sont des ressources énergétiques qui sont inépuisables dans l'horizon temporel de l'humanité* ». L'auteur subdivise l'énergie renouvelable en trois domaines : l'énergie solaire, l'énergie planétaire et l'énergie géothermique [8].

1.3 SITUATION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE :

La production mondiale d'électricité a augmenté de 2.5% en 2023 pour atteindre un niveau record de 29 925 TWh. Un taux de croissance de 25% supérieur à celui de la consommation mondiale totale d'énergie primaire suggère que le système énergétique mondial est de plus en plus électrifié. Alors que la demande d'électricité en Asie-Pacifique et au Moyen-Orient a augmenté d'environ 5%, la demande en Europe et en Amérique du Nord a diminué de 2.4% et 1% respectivement.

Le charbon a conservé sa position de principal combustible pour la production d'électricité, les combustibles fossiles représentant globalement 60% de la production mondiale d'électricité. La part des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité est passée de 29% à 30%. À l'échelle régionale, l'Amérique du Sud et l'Amérique centrale ont enregistré la plus forte contribution des énergies renouvelables avec 72%.

La part du nucléaire est restée stable à environ 9%, les nouvelles installations en Chine et la remise en service de centrales en France et au Japon étant compensées par la fermeture des dernières centrales en Allemagne [9].

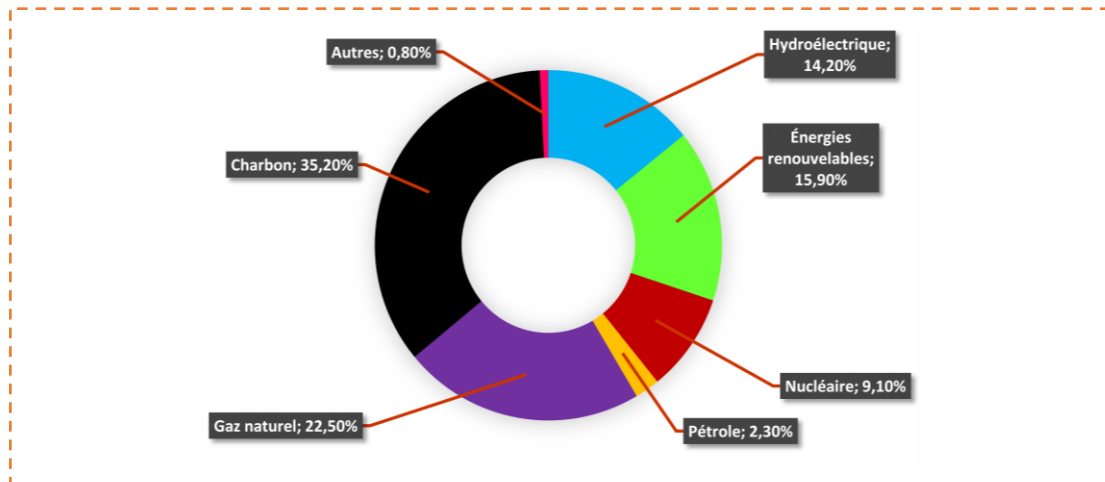


Figure 1.1 : La production totale mondiale d'électricité en 2023.

En 2021, 754 millions de personnes dans le monde n'avaient pas accès à l'électricité (voir la figure 1.2). La hausse des prix a ralenti les progrès vers un accès universel aux services énergétiques modernes, et en 2022, le nombre de personnes sans accès à l'électricité devait augmenter de 20 millions (principalement en Afrique subsaharienne), pour atteindre environ 774 millions. Environ 75 millions de personnes ayant récemment acquis l'accès à l'électricité pourraient ne plus être en mesure de se la permettre [10].

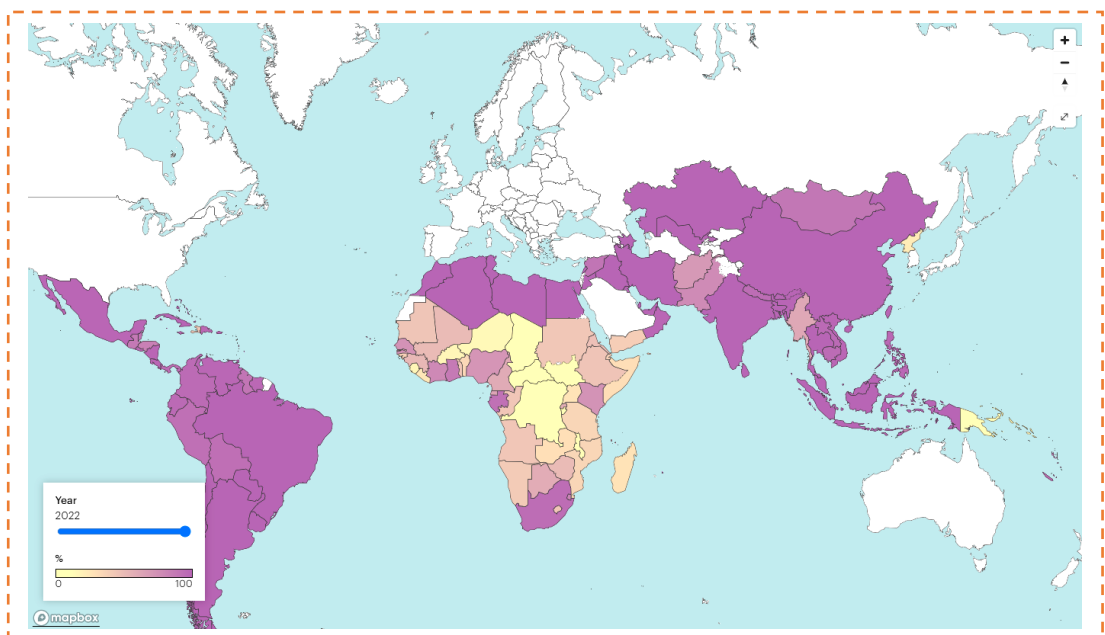


Figure 1.2 : Part de la population ayant accès à l'électricité [11].

La consommation mondiale d'énergie a augmenté plus rapidement que sa tendance historique (+2.2% en 2023) (voir figure 1.3), stimulée par les BRICS (+5.1%), qui représentaient 42% de la consommation énergétique mondiale en 2023 : la consommation d'énergie a fortement augmenté en Chine (+6.6%, soit deux fois sa moyenne de 2010-2019), en Inde (+5.1%, légèrement plus rapide que la moyenne historique), et s'est accélérée au Brésil (+3.3%, contre +0.9% par an sur 2010-2019), mais elle a stagné en Russie (+0.3%) et a de nouveau diminué en Afrique du Sud en raison de problèmes d'approvisionnement (-1.2%). Elle a également augmenté au Moyen-Orient (+3.7%, avec une forte croissance en Iran et aux Émirats arabes unis), ainsi qu'en Algérie, au Vietnam et en Indonésie.

En revanche, la consommation d'énergie a diminué pour la deuxième année consécutive dans l'OCDE (-1.5%), dans un contexte de croissance économique modérée ou lente et d'activité industrielle faible : elle a chuté dans l'UE (-4.2%, dont -9.3% en Allemagne), au Japon (-3.5%) et en Corée du Sud (-2.8%), et est restée stable aux États-Unis (augmentation de la consommation de pétrole pour le transport, mais baisse de la consommation d'électricité pour le refroidissement et diminution de la consommation de charbon) [12].

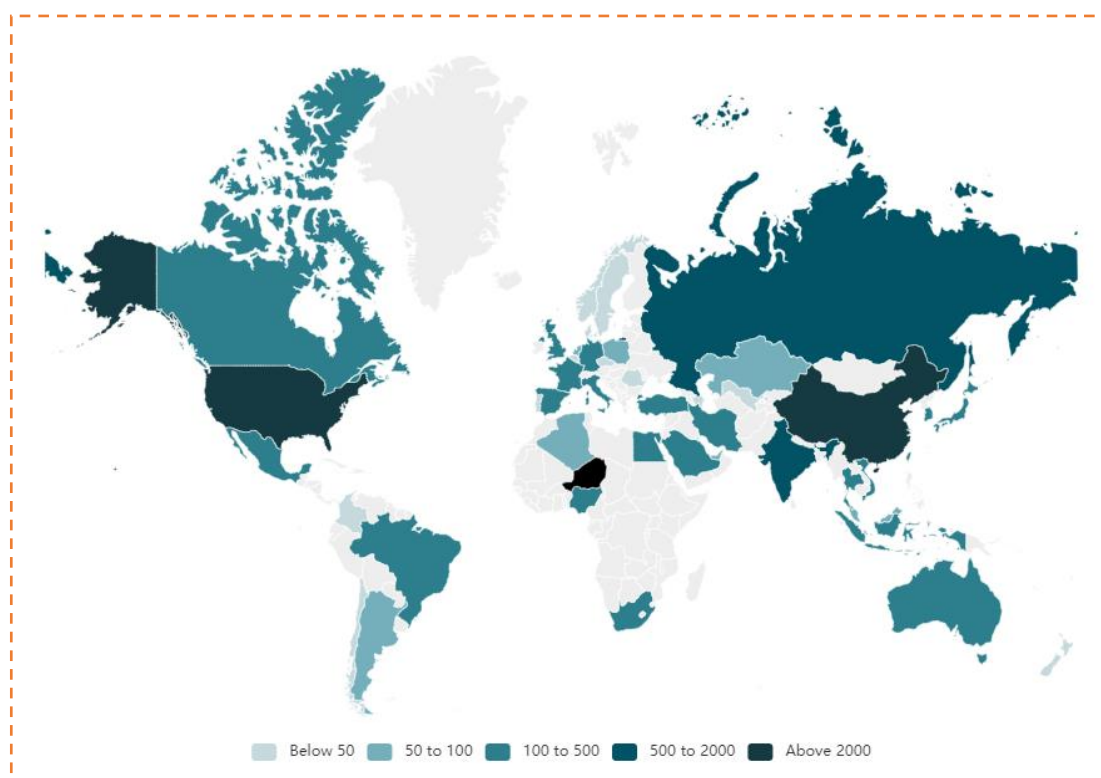


Figure 1.3 : Augmentation de la consommation d'énergie par pays [12].

La figure 1.4 montre la consommation d'énergie primaire par pays. Il s'agit de la somme de la consommation totale d'énergie, y compris l'électricité, le transport et le chauffage...etc.

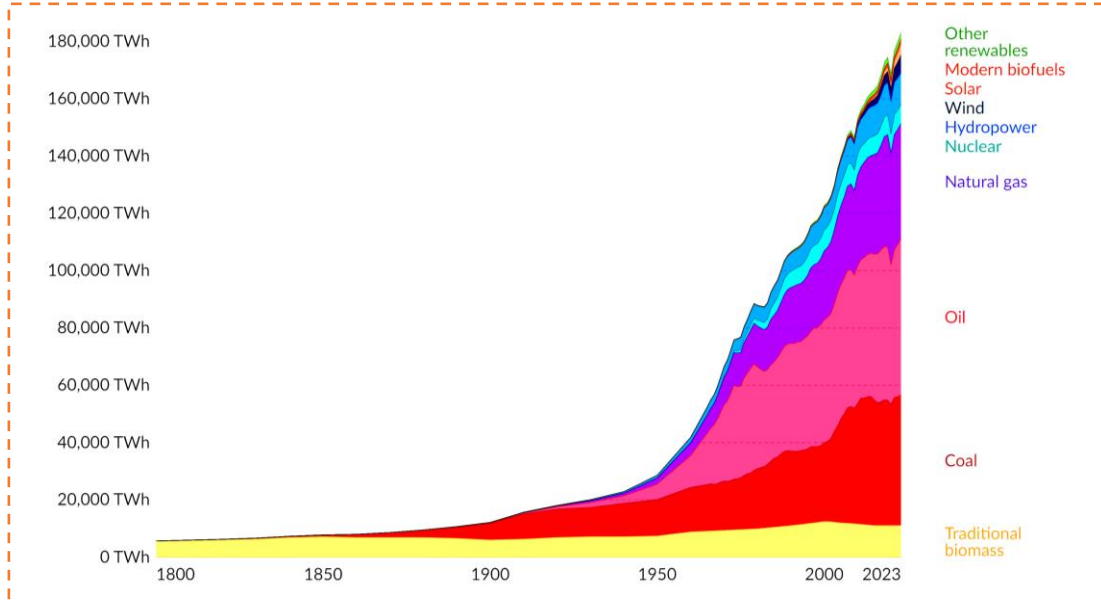


Figure 1.4 : Consommation mondiale d'énergie primaire par source [13].

1.4 INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLE :

À l'aube de cette troisième décennie du 21^e siècle, le monde est à un tournant crucial en matière d'énergie [14]. Face à l'urgence du changement climatique, la quête de sécurité énergétique et de stabilité économique alimente un débat mondial sur l'avenir des sources d'énergie [15]. La transition vers les énergies renouvelables, désormais perçues comme essentielles, ne se limite plus à une alternative technique, mais redéfinit notre rapport à l'environnement, à l'économie et aux valeurs sociétales. Solaire, éolien, hydroélectricité, géothermie et biomasse sont au cœur de cette transformation, symbolisant un engagement pour la durabilité et un équilibre harmonieux avec la nature [16].

Les ajouts de capacité électrique renouvelable ont atteint environ 507 GW en 2023 (voir figure 1.5), soit près de 50% de plus qu'en 2022, grâce à un soutien politique continu dans plus de 130 pays, ce qui a entraîné un changement significatif dans la tendance de croissance mondiale. Cette accélération mondiale en 2023 a été principalement alimentée par l'expansion d'une année sur l'autre du marché florissant de l'énergie solaire photovoltaïque (+116%) et éolienne (+66%) de la République populaire de Chine.

Les ajouts de capacité de production d'énergie renouvelable continueront d'augmenter au cours des cinq prochaines années, le solaire photovoltaïque et l'éolien représentant un record de 96% de cette capacité, en raison de leurs coûts de production inférieurs à ceux des alternatives fossiles et non fossiles dans la plupart des pays, ainsi que du maintien des politiques de soutien [17].

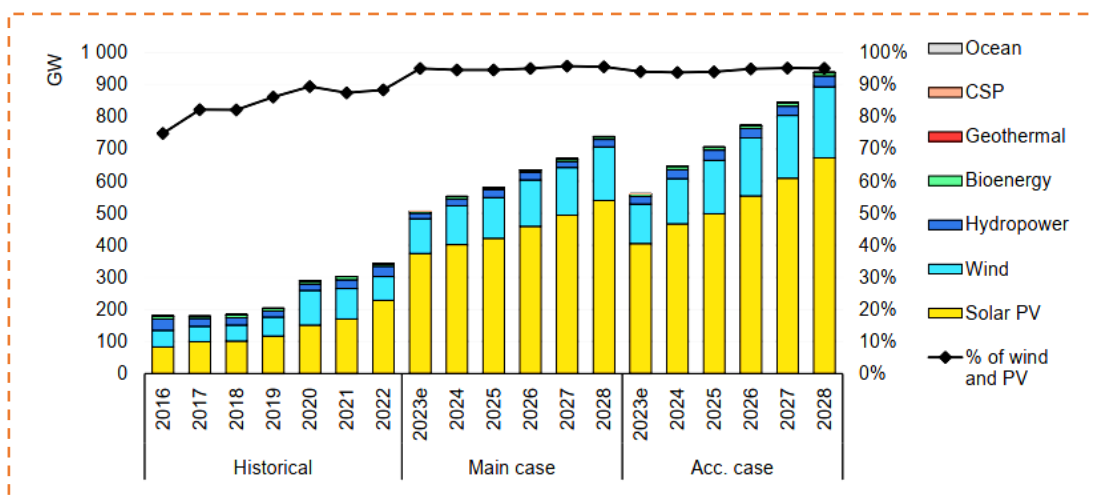


Figure 1.5 : Ajouts de capacité électrique renouvelable.

Les ajouts de capacité pour le solaire photovoltaïque et l'éolien devraient plus que doubler d'ici 2028 par rapport à 2022, établissant continuellement des records pendant la période de prévision pour atteindre presque 710 GW. Dans le même temps, les ajouts de capacité pour l'hydroélectricité et la bioénergie seront inférieurs à ceux des cinq dernières années, en raison d'un ralentissement du développement dans les économies émergentes, notamment en Chine (voir figure 1.6).

En 2022, pas moins de 174 pays avaient des objectifs pour les parts d'énergie renouvelable y compris 37 pays avec des objectifs de 100% d'électricité renouvelable, 49 pays avaient des objectifs pour les biocarburants, et 46 pays avaient des objectifs pour la chaleur renouvelable, avec seulement 9 et 3 nouveaux objectifs pour les biocarburants et la chaleur renouvelable respectivement annoncés en 2022.

Au niveau mondial, la Chine a continué de dominer les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables en 2022, représentant 55% du total. L'Europe a suivi avec 11%, et les États-Unis avec 10%. En revanche, l'Afrique et le Moyen-Orient, combinés, ne représentaient que 1.6% de l'investissement mondial dans les énergies renouvelables, ce qui indique une forte concentration de ces investissements dans seulement quelques régions.

Pour la chaleur renouvelable, l'Europe est en tête du marché moderne de la bioénergie, avec une part de 24% en 2020, suivie par les États-Unis avec 13%. La Chine représentait 73% du marché du chauffage solaire de l'eau, suivie par la Turquie, les États-Unis, l'Allemagne et le Brésil. Le marché de la chaleur solaire a connu une contraction de plus de 9% en 2022, en grande partie en raison de la baisse des ventes en Chine ; cependant, certains marchés européens, notamment en réponse à la crise énergétique, ont connu une croissance à deux chiffres, notamment en Italie (hausse de 43%), en France (29%), en Grèce (près de 17%), ainsi qu'en Allemagne et en Pologne (tous deux à 11%). La Chine est le marché de la chaleur géothermique à la croissance la plus rapide au monde, avec d'autres marchés clés tels que la Turquie, l'Islande et le Japon ensemble, ces quatre pays ont représenté près de 90% de l'utilisation directe géothermique mondiale en 2022. Cependant, au niveau mondial, les ajouts de capacité de production d'énergie géothermique étaient un tiers inférieur à ceux de 2021, avec seulement 0.2 GW ajoutés en 2022.

Dans le cas des carburants renouvelables, l'Amérique du Nord a fourni 44% du total mondial des biocarburants renouvelables en 2020 (dernières données disponibles), suivie par l'Amérique latine et les Caraïbes avec 25% et l'Europe avec 18%. La production de carburants renouvelables a pris du retard en Asie et dans le Pacifique (11%) et en Afrique (moins de 1%). L'Australie est un leader émergent dans le domaine de l'hydrogène renouvelable et devrait avoir le plus grand nombre d'installations d'hydrogène renouvelable au monde [18].

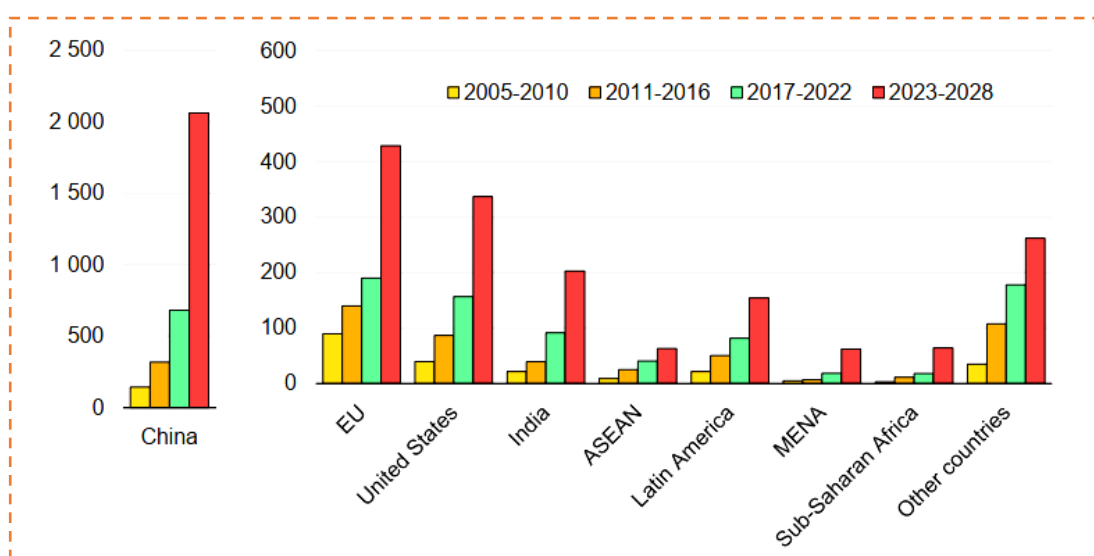


Figure 1.6 : Croissance de la capacité d'électricité renouvelable par pays/région [17].

1.5 L'ÉNERGIE EN ALGÉRIE :

L'Algérie est située au nord de l'Afrique avec une superficie de plus de 2.38 millions de kilomètres carrés, et est composée de 58 provinces. En 2023, la population Algérienne était estimée à 47 millions d'habitants (33ème rang mondial), dont une grande partie est installée dans l'extrême nord du pays, le long de la côte méditerranéenne. L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique et l'onzième plus grand pays au monde en termes de superficie géographique, ce qui la place au 42e rang mondial pour la consommation d'énergie [19]. Selon le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'Algérie est le troisième plus grand consommateur d'énergie électrique en Afrique, derrière l'Égypte en deuxième position et l'Afrique du Sud, qui occupe la première place (figure 1.7) [20]. La majeure partie de l'énergie utilisée est d'origine fossile (plus de 70%). L'Algérie a un taux d'électrification de 99.8% (99.6% dans les zones urbaines et 99.2% dans les zones rurales).

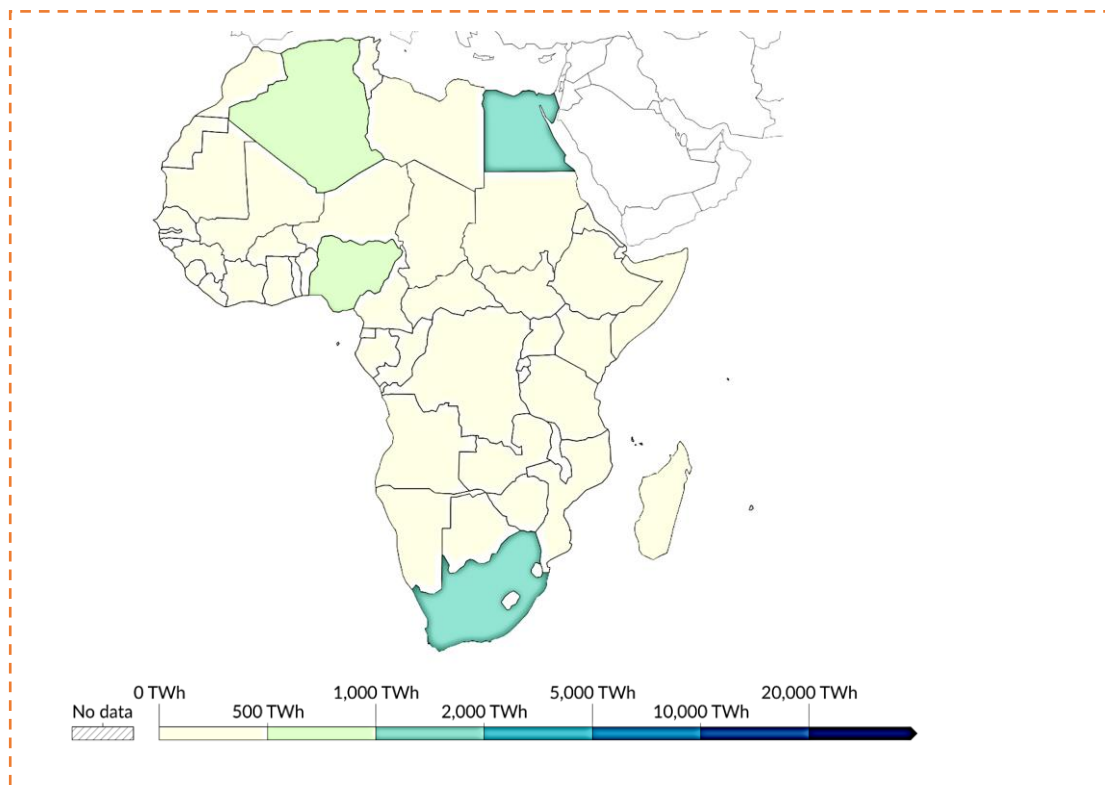


Figure 1.7 : Consommation d'énergie en Afrique [21].

Ces dernières années, le renforcement des capacités de production par Sonelgaz et ses filiales a permis une augmentation significative de la puissance d'électricité installée, atteignant 19 586 MW en 2017. La répartition de cette puissance installée par producteur et par type d'équipement pour l'année 2017 est illustrée dans la figure 1.8 ci-dessous [22].

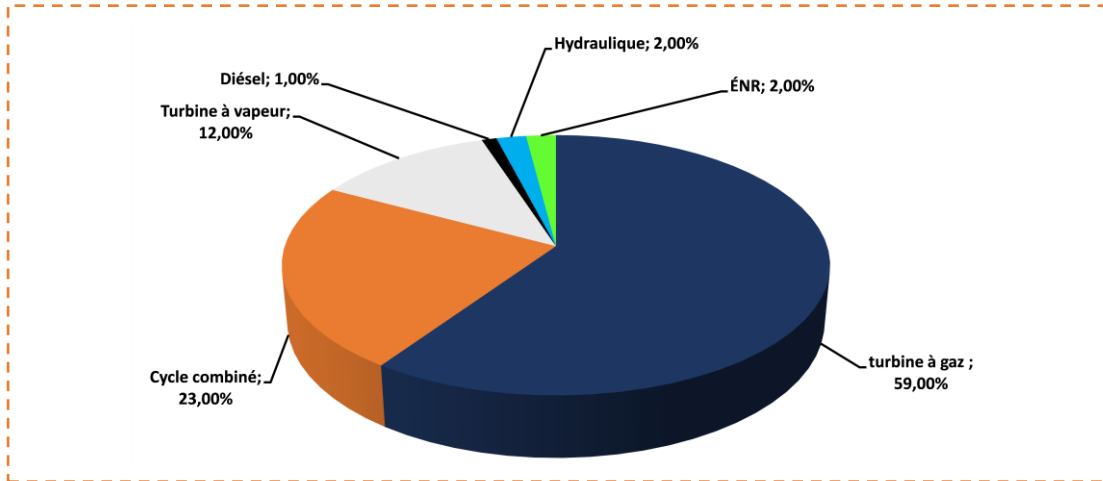


Figure 1.8 : Consommation d'énergie de l'Algérie en 2021 par type.

L'Algérie produit actuellement une quantité relativement faible de son électricité (par exemple, 3% ou 686 MW par an) à partir de sources renouvelables, y compris le solaire (448 MW), l'hydroélectricité (228 MW), et l'éolien (10 MW). Comme l'Algérie a besoin d'exporter (plutôt que de brûler) ses ressources en hydrocarbures qui soutiennent une grande partie de l'économie algérienne, le pays doit maintenant reconsidérer le rôle des énergies renouvelables. Les analystes prévoient que si l'Algérie n'ajoute pas d'importantes ressources renouvelables à sa production d'électricité d'ici 2035, elle devra renoncer aux recettes d'exportation d'hydrocarbures pour répondre à la demande nationale d'électricité. En ce qui concerne le développement futur des énergies renouvelables (figure 1.9), les ressources renouvelables les plus abondantes du pays sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et la biomasse [23].

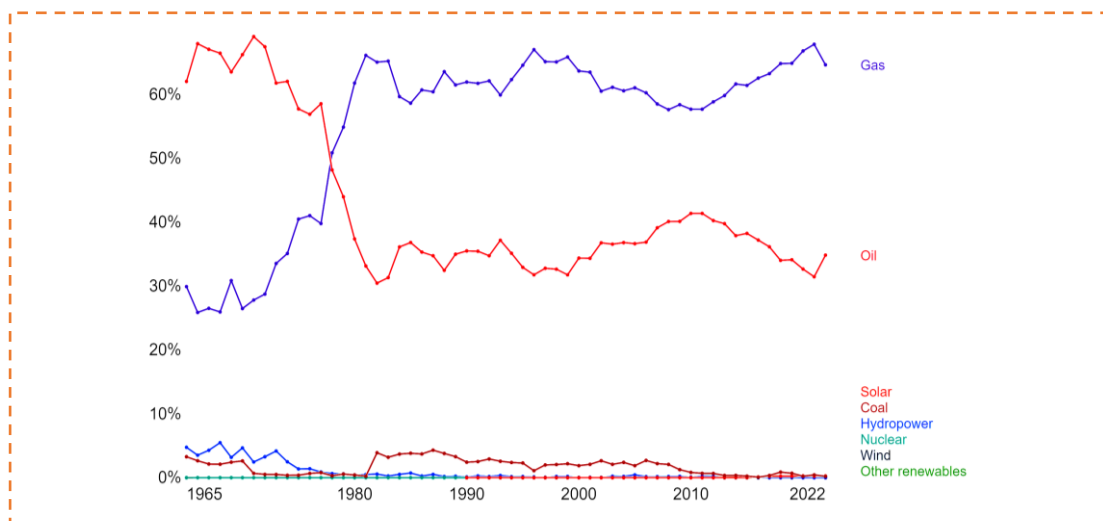


Figure 1.9 : Part de la consommation d'énergie par source en Algérie [24].

L'Algérie possède également 13 centrales hydroélectriques, qui représentent sa troisième ressource énergétique après le gaz naturel et le pétrole. La plupart des centrales hydroélectriques algériennes sont situées dans les régions du nord du pays, qui bénéficient de précipitations importantes [25].

L'Algérie possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde, avec 2000 heures d'ensoleillement par an sur l'ensemble du territoire national, et plus de 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara. L'irradiation horizontale globale atteint 3 kWh/m^2 par an au nord et dépasse 5.6 kWh/m^2 par an dans le sud du pays (Sahara). Sur la majeure partie du territoire national, l'énergie solaire annuelle totale avoisine 2 MWh par mètre carré en disposition horizontale. De plus, les régions du sud offrent un potentiel particulièrement élevé pour l'utilisation des ressources solaires dans la production d'hydrogène. Tamanrasset et Illizi, par exemple, affichent des potentiels solaires annuels de 2.4 et 2.2 MWh/m^2 respectivement. Sur la côte et dans plusieurs zones du nord, notamment à Jijel, El-Taref et Blida, la quantité minimale d'énergie solaire annuelle disponible est d'environ $1,6 \text{ MWh/m}^2$ [26].

La figure 1.10 représente la moyenne annuelle du rayonnement solaire horizontal global en Algérie [28].

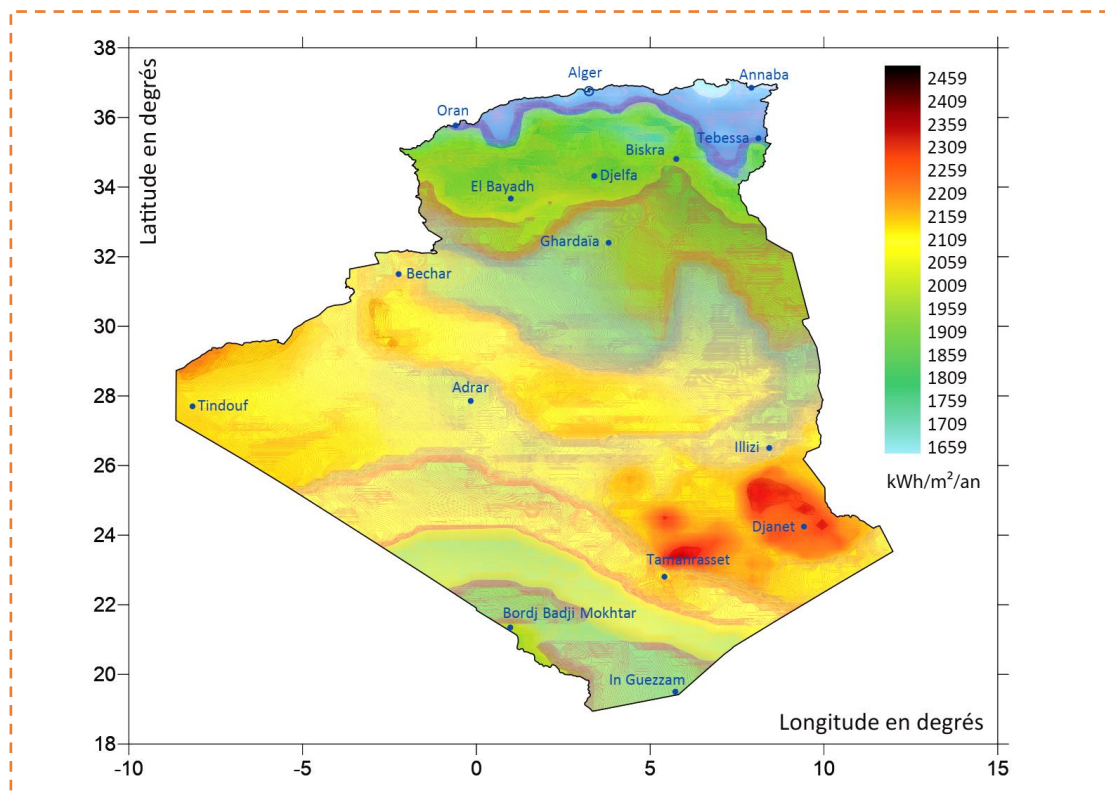
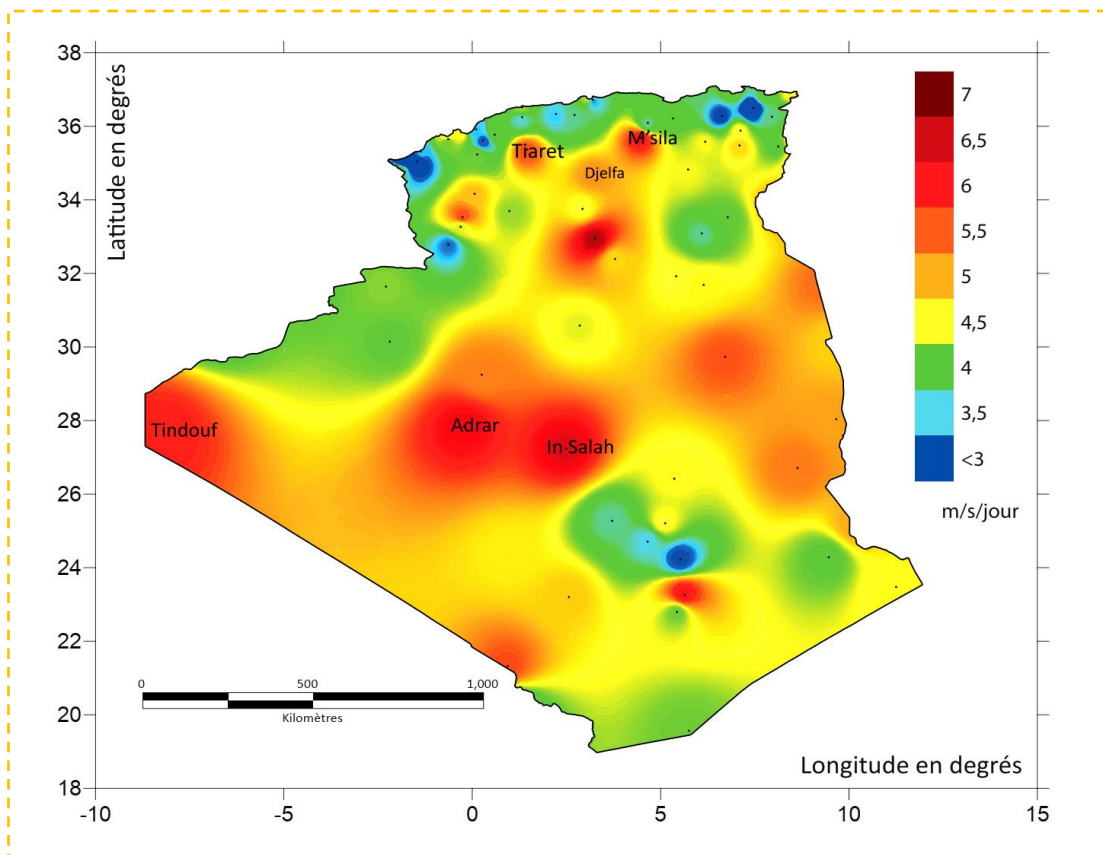


Figure 1.10 : Moyenne annuelle du rayonnement solaire horizontal global en Algérie.

La carte annuelle des vents de l'Algérie, mise à jour à une hauteur de 10 m, est présentée dans la figure 1.11. Cette carte montre que la vitesse moyenne annuelle du vent varie de 1.2 à 6.3 m/s. La région d'Adrar conserve la première place en termes de vitesse maximale du vent avec 6.3 m/s, suivie par la région de Hassi R'mel avec 6.1 m/s. Le site de Tindouf, à l'extrême ouest du pays, occupe la troisième position avec une vitesse moyenne annuelle du vent d'environ 6 m/s. Dans les régions côtières ouvertes sur la mer Méditerranée, la vitesse du vent est d'environ 4 m/s, notamment à Oran, Alger et El-Kala. Par contre, dans le nord, à Tizi-Ouzou et Maghnia, la vitesse moyenne annuelle du vent est respectivement de 1.2 et 1.4 m/s [27].



À la fin de 2023, la capacité des centrales hydroélectriques est estimée à 128.92 MW, représentant environ 21.5% de la capacité totale des énergies renouvelables installées en Algérie.

Le parc national des énergies renouvelables, hors hydroélectricité, s'élève à 472 MW, composé à 89.9% d'installations connectées au réseau (ON-Grid) et à 10.1% d'installations hors réseau.

L'énergie solaire photovoltaïque reste la principale source de production d'électricité issue des énergies renouvelables, avec une capacité totale de 436.8 MW. Parmi celle-ci, 388.95 MW (82.4%) sont raccordés au réseau (PV ON-Grid), tandis que 47.85 MW (10.1%) sont hors réseau (PV OFF-Grid). Le solaire thermique (CSP) et l'éolien constituent respectivement 5.3% et 2.2% des énergies renouvelables hors hydroélectricité, avec des capacités de 25 MW et 10.2 MW [29].

L'Algérie a pour objectif de produire 27% de son électricité à partir de ressources renouvelables d'ici 2035, principalement grâce à l'énergie solaire. Pour relancer la transition énergétique du pays, en 2021, le gouvernement algérien a fait un nouvel effort pour développer des partenariats stratégiques dans le domaine des énergies renouvelables avec plusieurs pays, dont la Chine, l'Allemagne et les États-Unis. Plus précisément, le gouvernement cherche à établir des relations avec des fournisseurs étrangers dans les domaines des services d'ingénierie, des systèmes de stockage, des technologies de suivi solaire, des solutions de certification universelle et des kits d'application solaire pour l'agriculture. À cette fin, l'Algérie a lancé un appel d'offres pour un projet d'énergie solaire d'un gigawatt en 2021, comprenant la construction de cinq sites de production d'énergie allant de 50 à 300 MW chacun. Sonatrach, la compagnie pétrolière nationale algérienne, lance également d'importants projets d'énergie solaire pour assurer la transition entre la production d'électricité à partir du pétrole et du gaz pour ses installations de traitement de surface du pétrole et du gaz hors réseau [29]. Les objectifs du nouveau programme d'énergies renouvelables en Algérie sont présentés dans la figure 1.12.

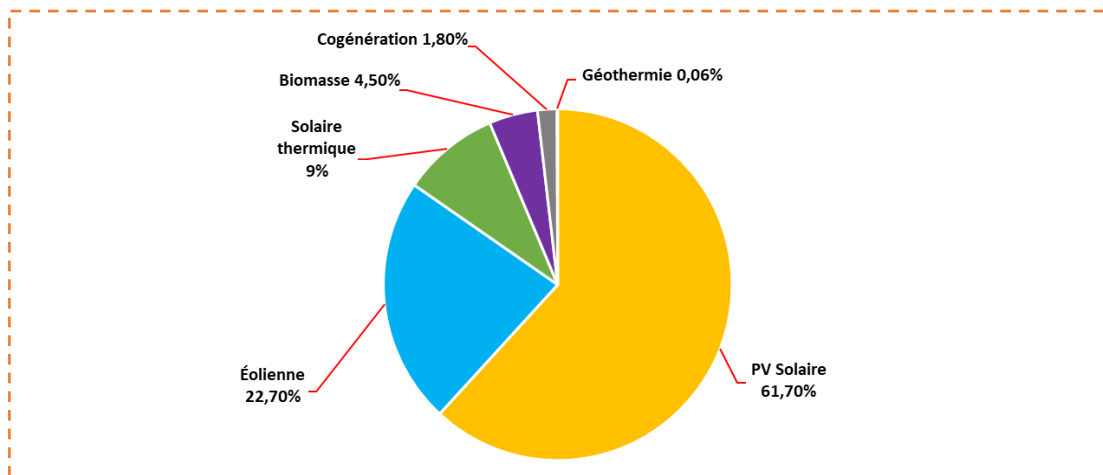


Figure 1.12 : Objectifs du programme actualisé d'énergies renouvelables en Algérie à l'horizon 2030 [30].

1.6 SYSTÈMES HYBRIDES :

1.6.1 DÉFINITION :

Le professeur Herbert Girardet et Miguel Mendonça, dans leur livre « *A Renewable World* », ont défini le système hybride en une phrase simple : « *Les systèmes hybrides typiques combinent deux technologies énergétiques ou plus* » [31].

Le professeur Ersan Kabalci propose la définition du système hybride dans son livre intitulé « *Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids* » comme : « *Un système hybride d'énergie renouvelable (SHER) peut combiner des technologies de conversion d'énergies renouvelables, des technologies de conversion d'énergie conventionnelle (souvent à base de combustibles fossiles) et des dispositifs de stockage d'énergie. En associant deux ou plusieurs technologies de production d'énergie renouvelable au sein d'un SHER, on exploite les caractéristiques de fonctionnement propres à chacune d'entre elles pour obtenir un meilleur rendement qu'un système énergétique à source unique* » [32].

Le professeur Yatish T. Shah a défini le système de production d'énergie complémentaire comme une condition de la combinaison de différents systèmes et a écrit dans son livre « *Hybrid Power* » : « *Les systèmes d'énergie hybride intègrent plusieurs sources de production d'énergie, de stockage et de transport. Ils permettent ainsi d'accroître l'utilisation de sources d'énergie plus propres, renouvelables et plus efficaces* » [33].

1.6.2 CLASSIFICATION DES SYSTÈMES HYBRIDES :

Les systèmes hybrides sont classés selon plusieurs critères. Les plus courants sont présentés ci-dessous :

1.6.2.1 Selon le Mode de Fonctionnement :

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en trois groupes [34, 35].

- a) **Systèmes hybrides autonomes** : Ces systèmes fonctionnent indépendamment du réseau principal. Ils sont généralement utilisés dans des endroits éloignés où la connexion au réseau est indisponible ou peu pratique. Ces systèmes s'appuient souvent sur une combinaison de sources d'énergie renouvelables (comme le solaire et l'éolien) et peuvent intégrer du stockage (batteries) pour assurer une alimentation électrique continue.

- b) Systèmes hybrides connectés au réseau :** Ces systèmes sont connectés au réseau électrique principal. Ils peuvent fonctionner de plusieurs manières [36] :
- Mode parallèle : Dans ce mode, le système hybride et le réseau alimentent simultanément la charge. Le système hybride peut compléter le réseau pendant les périodes de pointe ou fournir une alimentation de secours en cas de panne de courant.
 - Mode îlotage : Dans certaines circonstances, le système hybride peut se déconnecter du réseau et fonctionner indépendamment pour alimenter une charge locale. Cela peut se produire lors de perturbations du réseau ou de travaux de maintenance planifiés.
 - Mode support de réseau : Le système hybride peut participer activement à la gestion du réseau en injectant ou en absorbant de l'énergie du réseau pour aider à réguler la tension et la fréquence.
- c) Systèmes hybrides de micro-grid :** Il s'agit de systèmes hybrides à petite échelle qui desservent généralement un groupe localisé de charges, comme une communauté, un campus universitaire ou un bâtiment commercial. Ils peuvent fonctionner en mode autonome et connecté au réseau.

1.6.2.2 Selon la structure du système hybride :

Trois facteurs peuvent être pris en compte dans la classification selon la structure du système. Le premier facteur est la présence ou l'absence d'une source d'énergie conventionnelle, cette source pouvant être un générateur diesel, une micro-turbine à gaz, et/ou dans certains cas une centrale électrique. Le deuxième facteur possible est la présence de dispositifs de stockage qui peuvent assurer la satisfaction des charges pendant les périodes d'absence de ressources primaires. Ces unités de stockage peuvent être des batteries électrochimiques, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène ou des volants d'inertie. Le dernier facteur est lié au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. Le système peut contenir une source unique ou une combinaison de plusieurs sources d'énergie renouvelables. En effet, il est important de prendre en compte le potentiel du site avant de mettre en œuvre le système hybride et de choisir l'architecture la plus appropriée [34, 35, 37].

1.6.2.3 Selon la capacité installée :

Outre les classifications précédemment évoquées, une autre approche consiste à catégoriser les systèmes hybrides en fonction de leur capacité installée, exprimée en kilowatts (kW). Cette classification distingue trois catégories principales [38] :

1. Petits Systèmes (moins de 5 kW) :

Ces systèmes possèdent une puissance limitée et conviennent généralement à l'alimentation de sites isolés tels que des maisons individuelles éloignées du réseau électrique ou des relais de télécommunication. Ils peuvent fonctionner de manière autonome (sans connexion au réseau) ou être connectés au réseau électrique s'il est disponible.

2. Systèmes Moyens (de 5 kW à 100 kW) :

Plus puissants que les petits systèmes, les systèmes moyens conviennent à des applications plus larges. Ils peuvent répondre à la demande énergétique de petits villages ruraux. Ils fonctionnent généralement en mode autonome, mais certains peuvent être connectés au réseau électrique pour plus de flexibilité.

3. Grands Systèmes (plus de 100 kW) :

Ces systèmes de grande envergure possèdent une puissance élevée et peuvent couvrir la demande en énergie de régions entières. Ils sont généralement connectés au réseau électrique, permettant un échange d'énergie bidirectionnel. En cas de production excédentaire, l'énergie peut être injectée dans le réseau, et en cas de déficit, le système peut puiser de l'énergie du réseau pour répondre à la demande.

En résumé, les systèmes hybrides peuvent également être classés en fonction de leur puissance, en trois catégories : petit, moyen et grand, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 1.2 : Classification des systèmes hybrides en fonction de leur capacité [36].

Taille des systèmes	Variation de la capacité	Installation sur le terrain
Petit	$< 5 \text{ kW}$	Télécommunications, maison individuelle
Moyen	$\geq 5 \text{ kW}$ et $< 100 \text{ kW}$	Village rural
Grande	$\geq 100 \text{ kW}$	Connecté au réseau

1.6.2.4 Selon la méthode d'interconnexion :

Cette classification se base sur le type de connexion interne au sein des systèmes hybrides. Cette connexion peut concerner le bus de courant continu (DC), le bus de courant alternatif (AC), ou les deux (AC et DC), ce qu'on appelle un bus hybride. Le tableau suivant résume les avantages et les inconvénients des méthodes d'interconnexion [39, 40].

Tableau 1.3 : Classification des systèmes hybrides.

Méthodes de connexion	Avantages	Inconvénients	Domaine d'installation
Bus DC	- Réduire les pertes. - Utilisation simple.	- Mauvaise qualité de l'énergie. - Nombre élevé de convertisseurs.	- Application à faible consommation
Bus AC	- Fonctionnement simple. - Réduction des pertes internes.	- Mauvaise qualité de l'énergie. - Complexité et coût élevé.	- Production moyenne et élevée
Bus hybride	- Réduire les convertisseurs de puissance.	- Contrôle complexe en cas de fonctionnement sur deux réseaux différents.	- Production élevée

La classification des systèmes hybrides permet de mieux comprendre les différentes options disponibles et de choisir la solution la plus adaptée aux besoins spécifiques de chaque application. Cette classification est résumée dans la figure 1.13.

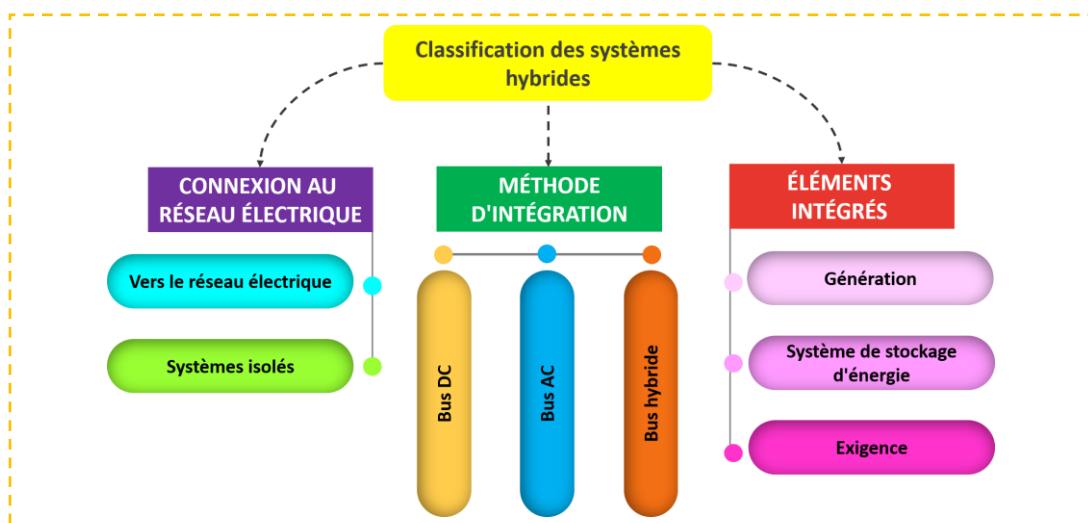


Figure 1.13 : Classification des systèmes hybrides [34].

1.6.3 CONFIGURATIONS DES SYSTÈMES HYBRIDES :

Dans cette partie, et dans chaque système hybride, les éléments ci-dessous sont expliqués [34] :

- Les éléments intégrés,
- Méthodes d'interconnexion,
- Avantages et inconvénients,
- Centrale installée dans le monde entier.

1.6.3.1 Systèmes hybrides avec source conventionnelle :

1.6.3.1.1 Systèmes hybrides pv/générateur diesel avec/sans stockage :

A. Les éléments des systèmes : [35, 36, 39, 41, 42]

En général, la configuration de la connexion des éléments dans un système hybride photovoltaïque/diesel dépend du type de charge et de la présence d'un système de stockage d'énergie, comme illustré sur la figure 1.14. Les composants essentiels de tout système hybride reposent sur un générateur diesel, comme indiqué ci-dessous :

- Générateur diesel.
- Solaire photovoltaïque.
- Système de stockage.
- Convertisseurs.
- Charges DC/AC ou les deux.

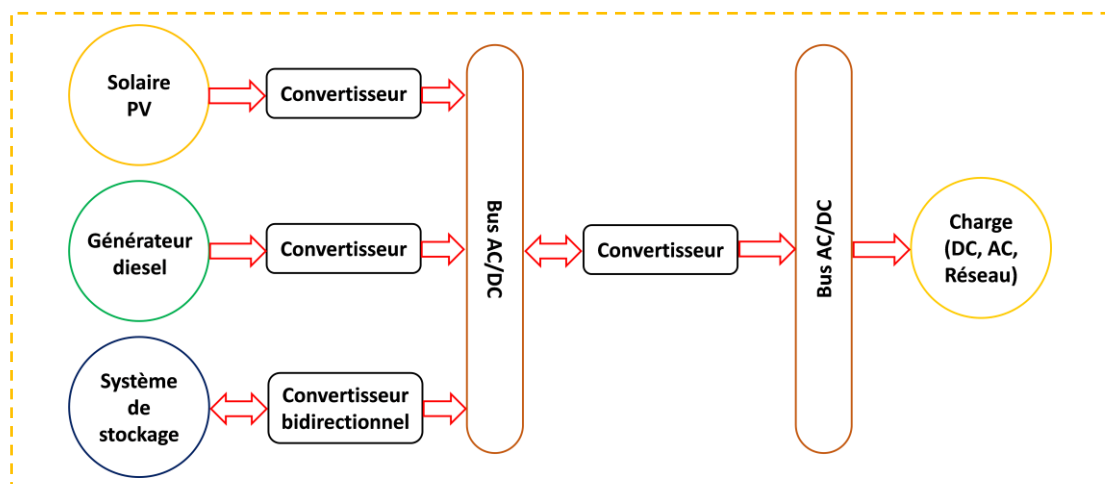


Figure 1.14 : Éléments essentiels du système PV/GD.

B. Méthodes d'interconnexion :

Selon la charge installée dans le système photovoltaïque/diesel, il existe trois configurations possibles pour les systèmes hybrides : la connexion en série, la connexion par commutation et la connexion en parallèle. Un tableau comparatif résumant les avantages et les inconvénients de chacune de ces architectures est présenté ci-dessous :

Tableau 1.3 : Différentes méthodes de connexions de systèmes hybrides.

Méthodes de connexion	Avantages	Inconvénients
Série	- Simplicité du système - Fréquence adaptée	- Faible efficacité - Capacité de batterie plus importante
Commutation	- Rendement élevé - Haute qualité de l'énergie	- Système complexe - Capacité plus importante de l'onduleur
Parallèle	- Rendement élevé - Réduction du nombre de convertisseurs installés	- Synchronisation impossible entre les générateurs du système - Contrôle difficile du bus DC

La figure 1.15 illustre les trois configurations de connexion série, commutation et parallèle qui sont mentionnées précédemment dans le tableau pour un système hybride photovoltaïque/diesel.

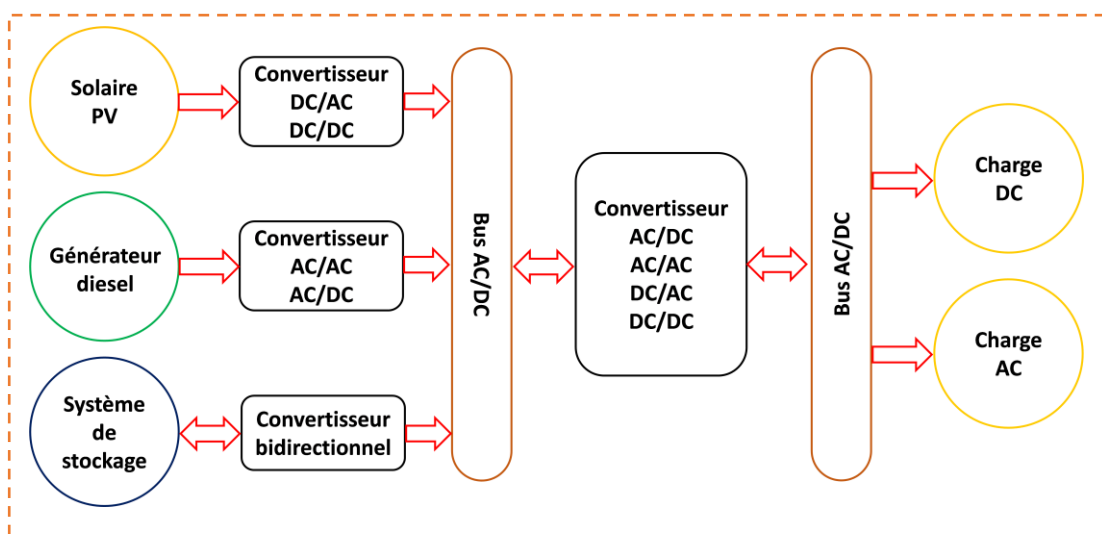


Figure 1.15 : Configuration possible pour le système PV/GD.

C. Avantages et inconvénients :

- ✓ Les meilleurs systèmes pour les zones caractérisées par des températures élevées.
- ✓ Réduire la maintenance du générateur diesel.
- ✓ Couvrir la demande de charge.
- ✗ Complexité des systèmes.
- ✗ Régulation de la tension de charge.
- ✗ Fonctionnement optimal de l'onduleur.

D. Centrale installée dans le monde :

À Ouélessebouougou, au Mali, un système hybride PV-diesel a été mis en service en 2011. Le projet consistait en l'hybridation d'une centrale thermique diesel (2x275 kVA, 400 kW de puissance de pointe) avec un champ photovoltaïque de 216 kWc et un parc de batteries OPzV de 1600 kWh [43]. Une autre centrale hybride a été installée en France depuis 1983, composée d'un champ solaire photovoltaïque de 100 kW, de deux générateurs diesel de 83 kW et d'une batterie de 12 500 kWh pour l'alimentation électrique d'un village rural nommé "Kaw" [44].

1.6.3.1.2 Systèmes hybrides éolienne/générateur diesel avec/sans systèmes de stockage : [35, 36, 42, 45, 46]**A. Les éléments des systèmes :**

Les systèmes éoliens/source conventionnelle, également connus sous le nom de systèmes hybrides éoliens-diesel, combinent des éoliennes avec des générateurs diesel pour fournir une alimentation électrique fiable et économique. Ces systèmes sont particulièrement utiles dans les zones éloignées ou isolées où l'accès au réseau électrique est limité ou inexistant. Voici les éléments essentiels présents dans tout système hybride utilisant une éolienne :

- Éolienne,
- Générateurs fossiles (générateur diesel, turbine à gaz...etc),
- Charge.

B. Méthodes d'interconnexion :**▪ Architecture AC :**

En général, cette architecture est la configuration principale utilisée dans les systèmes hybrides basés sur des éoliennes. En effet, la sortie principale d'une éolienne est du courant alternatif (AC).

Pour alimenter des charges en courant continu (DC) ou des systèmes de stockage, un convertisseur est intégré au système hybride afin de convertir l'énergie de AC en DC et vice versa pour les systèmes de stockage (figure 1.16).

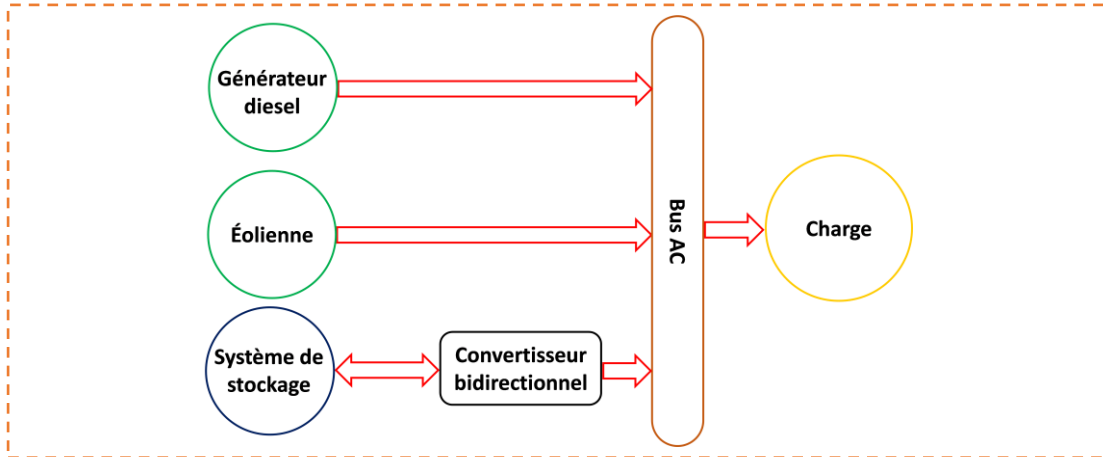


Figure 1.16 : Configuration AC pour un système hybride WT/GD.

▪ Architecture hybride :

Dans cette configuration, un composant DC est nécessaire dans un système hybride, et cet élément peut être un générateur, une charge ou un système de stockage. Entre le bus AC et le bus DC, le convertisseur bidirectionnel est installé pour la conversion entre ces deux types d'énergie (figure 1.17).

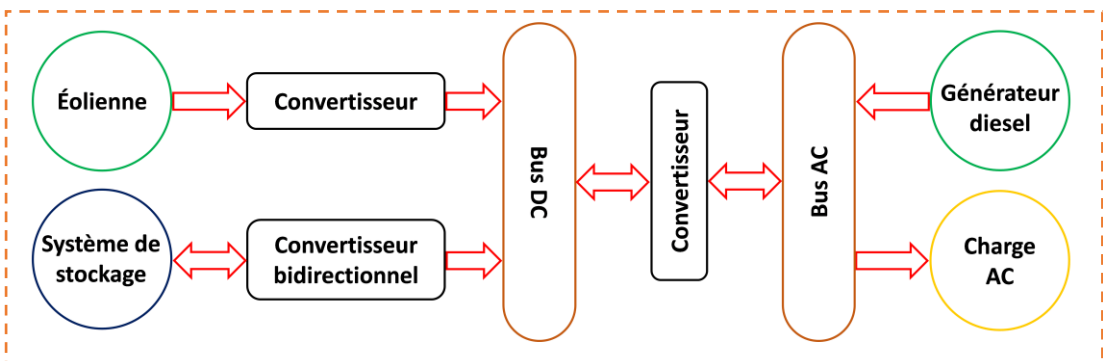


Figure 1.17 : Configuration hybride pour un système hybride WT/GD.

C. Avantages et inconvénients :

- ✓ Réduire les émissions de dioxyde de carbone par rapport à un système utilisant uniquement un générateur diesel.
- ✓ Réduire le coût du système de générateur diesel.
- ✓ Faible coût de l'énergie.
- ✗ Les éoliennes peuvent avoir un impact visuel et sonore sur l'environnement.
- ✗ Besoin important de stockage de secours.
- ✗ Variabilité de la production éolienne (le vent est très intermittent).

D. Centrale installée dans le monde :

Aux Etats-Unis d'Amérique et plus précisément à Saint Paul (capitale du Minnesota). Un système hybride composé de deux générateurs diesel ($2 \times 150 \text{ kW}$) et d'une éolienne (225 kW) a été installé en juin 1999 pour répondre aux besoins des avions et de l'industrie [46]. Un autre système hybride a été construit en Bonaire. Le système est composé de cinq moteurs diesel MAN L27/38 de $2,87 \text{ MW}$, de douze éoliennes Enercon E-44 de 900 kW , d'un parc de batteries de 3 MW et est contrôlé par un système de gestion de l'énergie sur mesure [47].

En 2013, un système hybride éolien-diesel similaire est construit dans le village de Chorriaca, en Argentine, offrant pour la première fois aux habitants un accès à l'électricité sans interruption. Le système hybride éolien-diesel a une capacité installée de 195 kW : trois éoliennes de 25 kW chacune et un générateur diesel de 120 kW fonctionnent conjointement avec un système de contrôle de production hybride. Le système produit en moyenne $226\,000 \text{ kWh}$ par an [48].

1.6.3.1.3 Systèmes hybrides PV/éolienne/générateur diesel avec/sans stockage :**A. Les éléments des systèmes :** [35, 36, 39, 41, 42, 49]

Ces systèmes hybrides, également appelés systèmes tri-hybrides, combinent des panneaux photovoltaïques (PV), des éoliennes et des générateurs conventionnels, généralement des moteurs diesel, pour fournir une alimentation électrique fiable, durable et rentable. Ces systèmes sont particulièrement adaptés aux zones isolées ou hors réseau, où l'accès au réseau électrique traditionnel est limité ou inexistant. Voici les éléments essentiels pour un système tri-hybride :

- PV,
- Éolienne,
- Générateurs fossiles (générateur diesel, turbine à gaz...etc),
- Charge.

B. Méthodes d'interconnexion :**▪ Architecture DC :**

Dans cette configuration, les sources d'énergie photovoltaïque et éolienne sont toutes deux connectées directement à un bus DC, où l'électricité produite est stockée dans des batteries. Le générateur diesel est également connecté au bus DC, fournissant de l'énergie lorsque les sources renouvelables sont insuffisantes (voir figure 1.18).

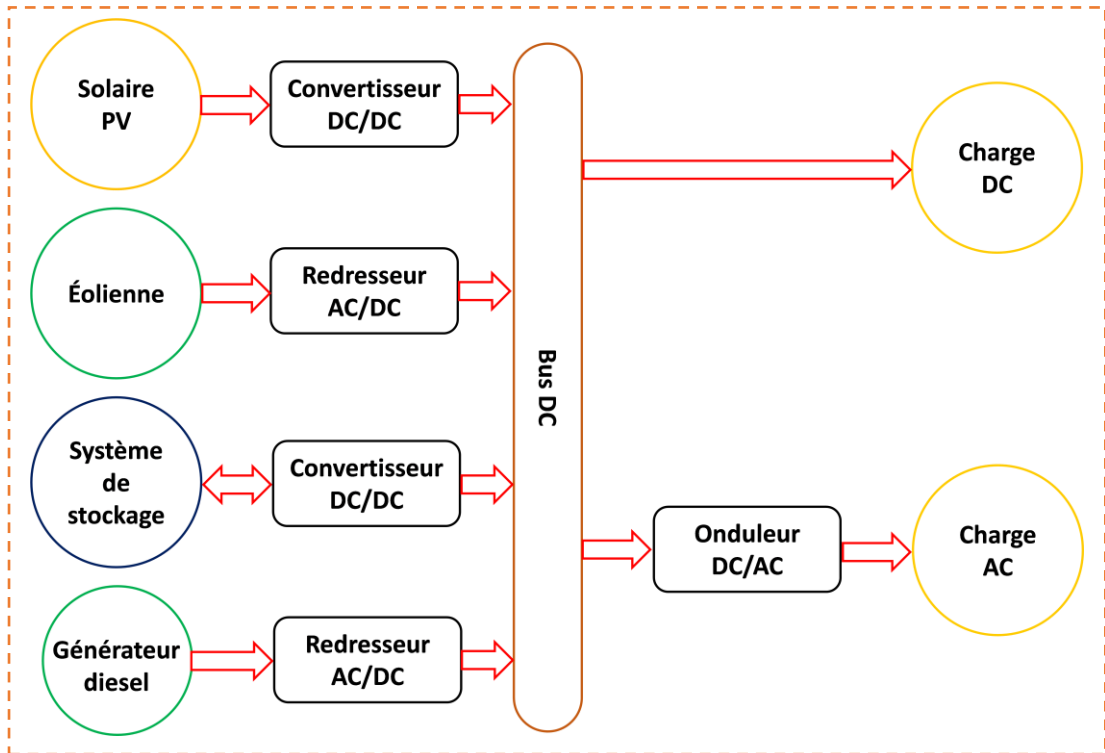


Figure 1.18 : Configuration DC pour un système PV/WT/GD.

▪ **Architecture AC :**

Dans cette configuration, l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et les éoliennes est d'abord convertie en courant alternatif (AC) à l'aide d'onduleurs. Ensuite, l'électricité en courant alternatif est synchronisée et connectée à un bus AC, où elle rejoint la production du générateur diesel. Cette configuration est adaptée aux applications nécessitant une alimentation en courant alternatif (voir figure 1.19).

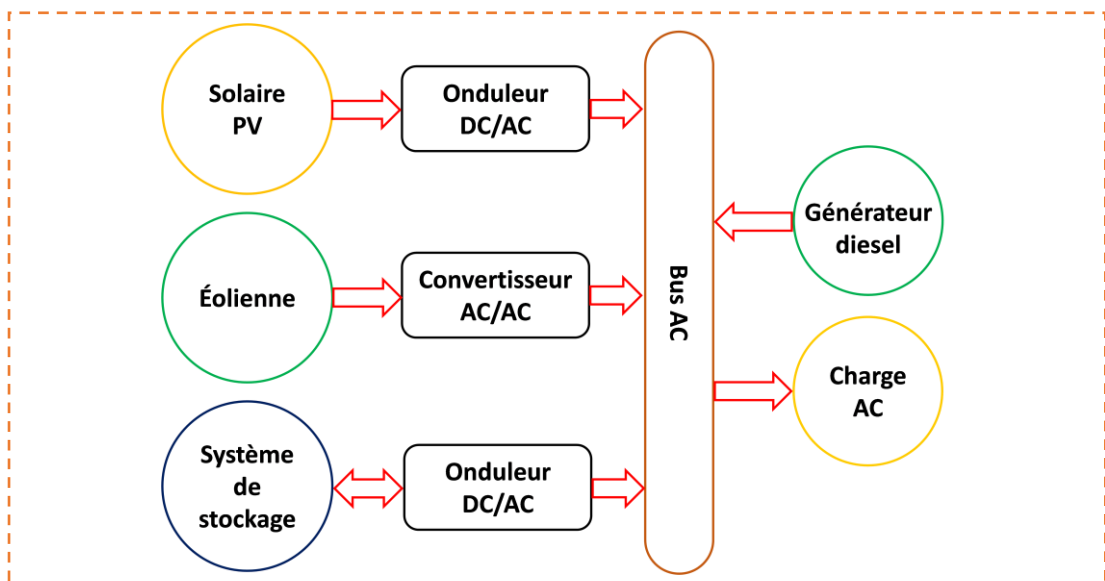


Figure 1.19 : Configuration AC pour un système PV/WT/GD.

▪ Architecture hybride :

Cette configuration combine des éléments de couplage de bus à courant continu (DC) et de bus à courant alternatif (AC). Les sources d'énergie photovoltaïque et éolienne sont connectées à un bus DC pour le stockage, tandis que le générateur diesel est connecté à un bus AC. Un onduleur bidirectionnel permet le transfert d'énergie entre les bus DC et AC, garantissant une alimentation électrique continue et efficace (voir figure 1.20).

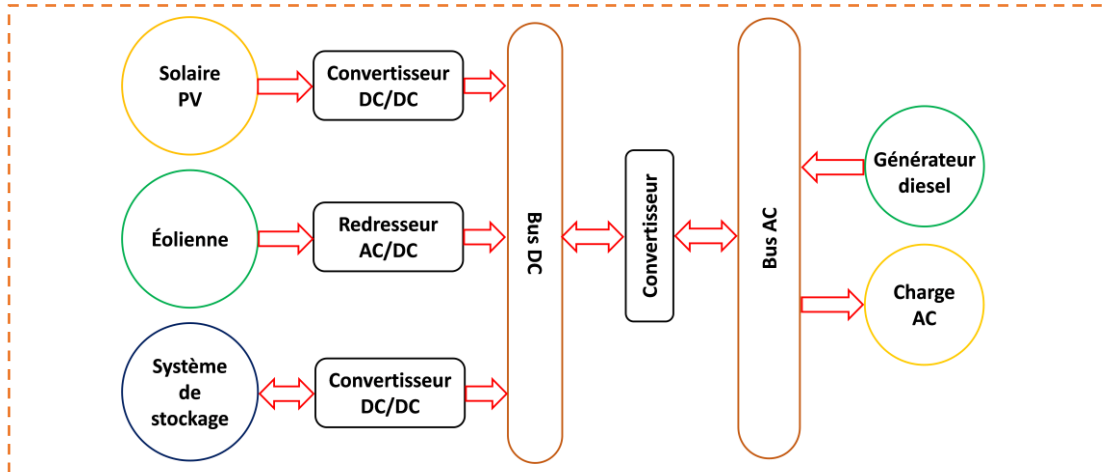


Figure 1.20 : Configuration hybride pour un système PV/WT/GD.

C. Avantages et inconvénients :

- ✓ En utilisant des sources d'énergie renouvelables, ces systèmes réduisent considérablement les émissions de gaz à effet de serre par rapport à un fonctionnement uniquement à base de générateurs diesel.
- ✓ La combinaison de sources d'énergie multiples garantit une alimentation électrique continue.
- ✓ Réduction des coûts à long terme.
- ✗ Coût initial plus élevé.
- ✗ Les systèmes tri-hybrides nécessitent des systèmes de contrôle avancés et une expertise technique, ce qui peut augmenter la complexité opérationnelle et les coûts de maintenance.
- ✗ Le caractère intermittent de l'énergie solaire et éolienne nécessite un stockage d'énergie efficace et des stratégies sophistiquées de gestion de la demande pour garantir une alimentation électrique fiable.

D. Centrale installée dans le monde :

En 2007, le gouvernement malaisien, en collaboration avec TNB (Tenaga Nasional Berhad, la compagnie nationale d'électricité de Malaisie), a mis en place un système hybride d'énergie renouvelable (HRES) sur l'île Perhentian. Ce système comprenait un champ photovoltaïque de 100 kW, deux éoliennes de 100 kW chacune, un générateur diesel de 100 kW et un banc de batteries de 480 kWh, fonctionnant en courant continu (DC) à 240 V [50].

Un système hybride est installé à Nusa Penida, Bali. Ce système combine plusieurs sources d'énergie pour fournir de l'électricité : système PV d'une capacité totale de 2×30 kW, les éoliennes fonctionnent avec 6×80 kW + 3×85 kW pour une capacité totale de 735 kW et d'une capacité de 2000 kW du générateur diesel [51].

1.6.3.2 Systèmes hybrides sans source conventionnelle :

1.6.3.2.1 Systèmes hybrides PV/éolienne avec/sans systèmes de stockage : [35, 42, 45, 49, 52,53]

A. Les éléments des systèmes :

Les principaux éléments de tout système hybride, en utilisant la turbine éolienne et photovoltaïque solaire, sont la photovoltaïque solaire, les turbines éoliennes et les convertisseurs. Les types de convertisseurs utilisés dans les systèmes dépendent de la configuration utilisée (bus AC, bus DC ou bus Hybride), de l'utilisation des systèmes de stockage ou non et de la charge installée dans les systèmes (charge AC, charge DC ou les deux) [33], La figure 1.21 illustre tous les éléments potentiellement présents dans ce type de système hybride.

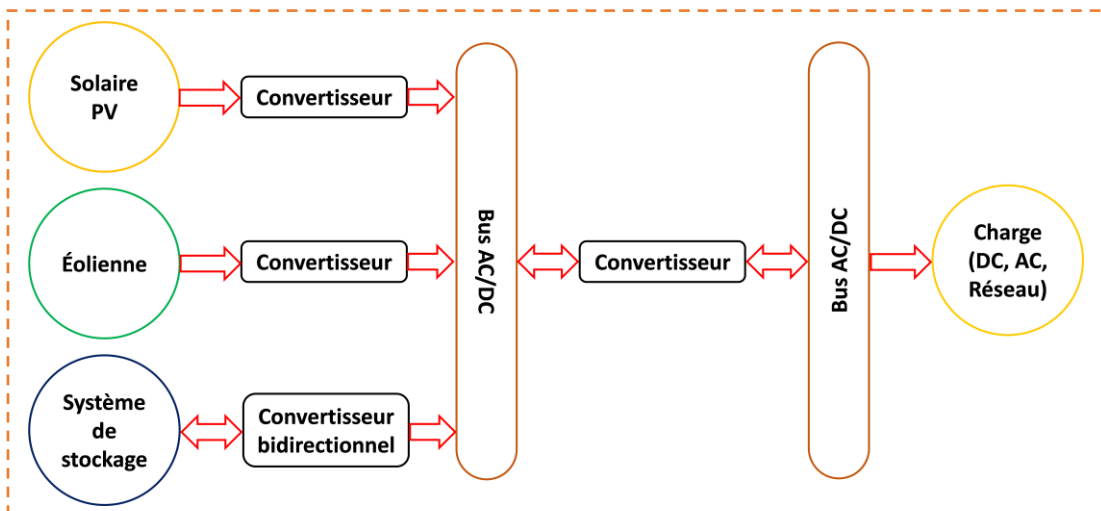


Figure 1.21 : Les principaux éléments du système hybride PV/WT.

B. Méthodes d'interconnexion : [52, 53]

▪ Architecture AC :

Dans cette configuration, le système photovoltaïque solaire est associé à l'onduleur pour alimenter les charges en courant alternatif (AC) ou se connecte directement aux systèmes de stockage (ou aux charges en courant continu (DC) si elles sont utilisées). L'éolienne se connecte directement à la charge AC ou via un système bidirectionnel pour alimenter les systèmes de stockage (ou la charge DC si disponible) (voir figure 1.22).

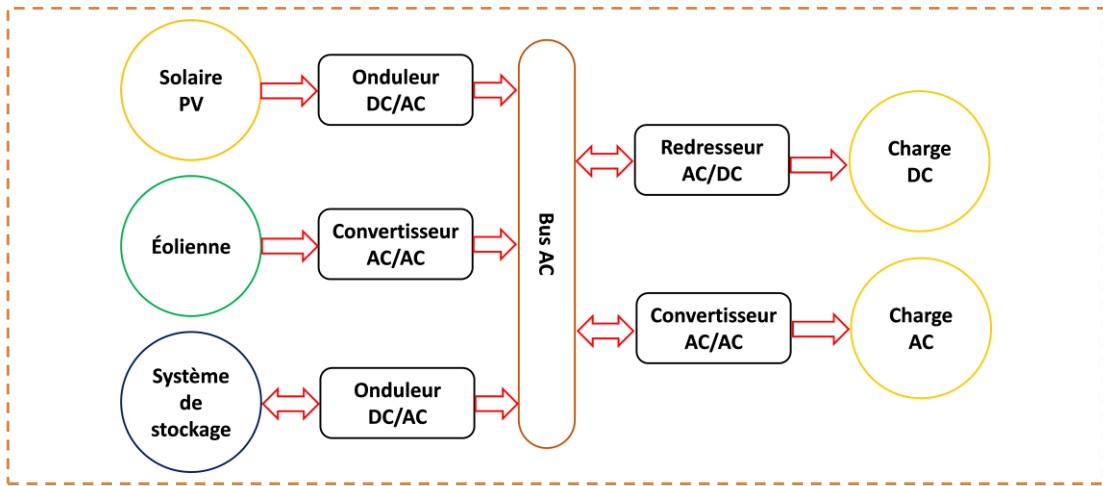


Figure 1.22 : Architecture AC pour système hybride PV/WT.

▪ Architecture DC :

Cette configuration est utilisée pour alimenter des charges en courant continu ou des systèmes de stockage. Le seul convertisseur installé est le redresseur connecté à l'éolienne. Ce redresseur convertit la sortie alternative de l'éolienne en courant continu pour alimenter les charges ou les systèmes de stockage (voir figure 1.23).

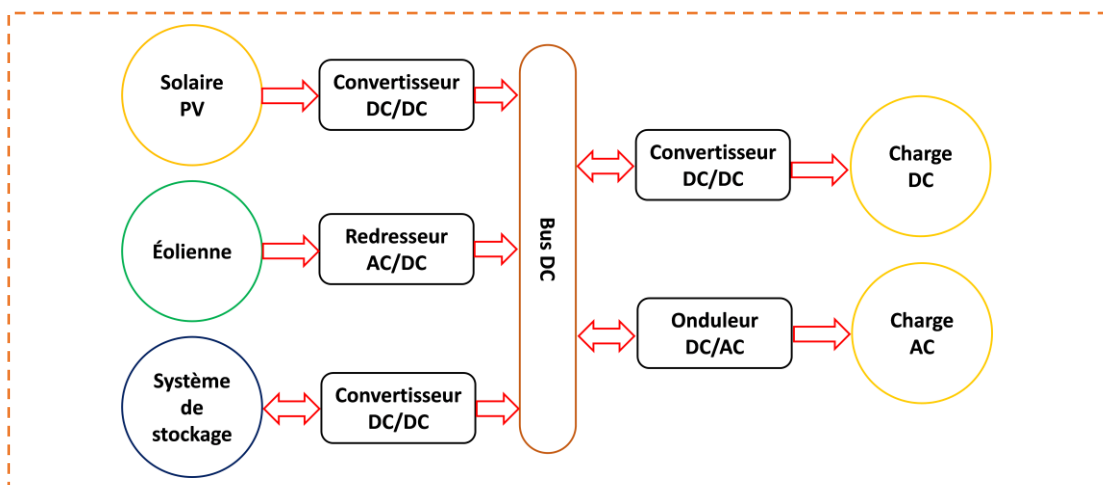


Figure 1.23 : Architecture DC pour système hybride PV/WT.

▪ Architecture hybride :

Cette configuration est utilisée pour les systèmes comportant des charges en courant continu et en courant alternatif. Un convertisseur bidirectionnel est installé à l'intérieur du système pour assurer l'échange d'énergie entre les charges AC et les systèmes de stockage.

Le générateur photovoltaïque utilise une architecture en courant continu, tandis que l'éolienne utilise une architecture en courant alternatif (voir figure 1.24).

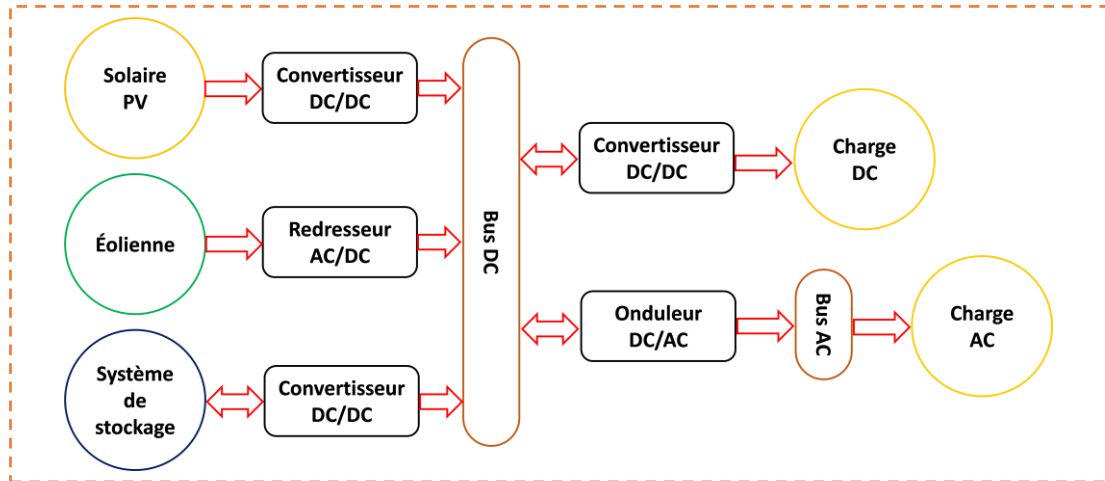


Figure 1.24 : Architecture hybride pour un système hybride PV/WT.

C. Avantages et inconvénients :

- ✓ L'énergie solaire et éolienne est la source d'énergie la plus omniprésente dans le monde.
- ✓ Produit de l'énergie simultanément en mode séquentiel et produit de l'électricité alternativement.
- ✓ Faible variation de la puissance de sortie.
- ✗ Très coûteux.
- ✗ Imprévisible et parfois incapable de répondre à la forte demande.
- ✗ Intermittence des sources renouvelables.

D. Centrale installée dans le monde :

Le plus grand système hybride photovoltaïque-éolien d'Europe, situé sur l'île de Pellworm en Allemagne, a une puissance totale de 800 kW, avec les premiers 300 kW PV installés en 1983 et un pic de puissance de 1.1 MW en 2006 [54].

Inaugurée en 2022, la centrale hybride éolienne et solaire qui est située à environ 8 km à l'est de Port Augusta, en Australie-Méridionale. Le projet comprend un parc éolien de 210 MW (50×4.2 MW), ainsi qu'une centrale solaire photovoltaïque composée de 250 000 panneaux solaires pour une capacité installée de 107 MW, pour une puissance installée totale de 317 MW [55].

1.6.3.2.2 Système hybride basé sur l'énergie hydraulique :

A. Les éléments des systèmes : [45, 56, 57, 58]

Il existe de nombreux systèmes hybrides basés sur l'hydroélectricité, combinant par exemple le solaire photovoltaïque avec l'hydroélectricité ou l'éolien avec l'hydroélectricité. Une analyse des systèmes hybrides installés révèle que l'élément essentiel dans tout système hybride est l'hydroélectricité, comme indiqué ci-dessous :

- Solaire ou éolienne ou les deux.
- Hydroélectricité.
- Convertisseur.
- Charge DC, AC ou les deux.

B. Méthodes d'interconnexion :

▪ Configuration DC :

Cette configuration se distingue par l'utilisation d'un bus DC unique. Pour les générateurs AC (éolienne et hydroélectricité), un convertisseur a été installé afin de les connecter au bus DC. La charge DC est connectée via un convertisseur DC/DC à une tension stabilisée, et un onduleur est intégré pour la charge AC (figure 1.25).

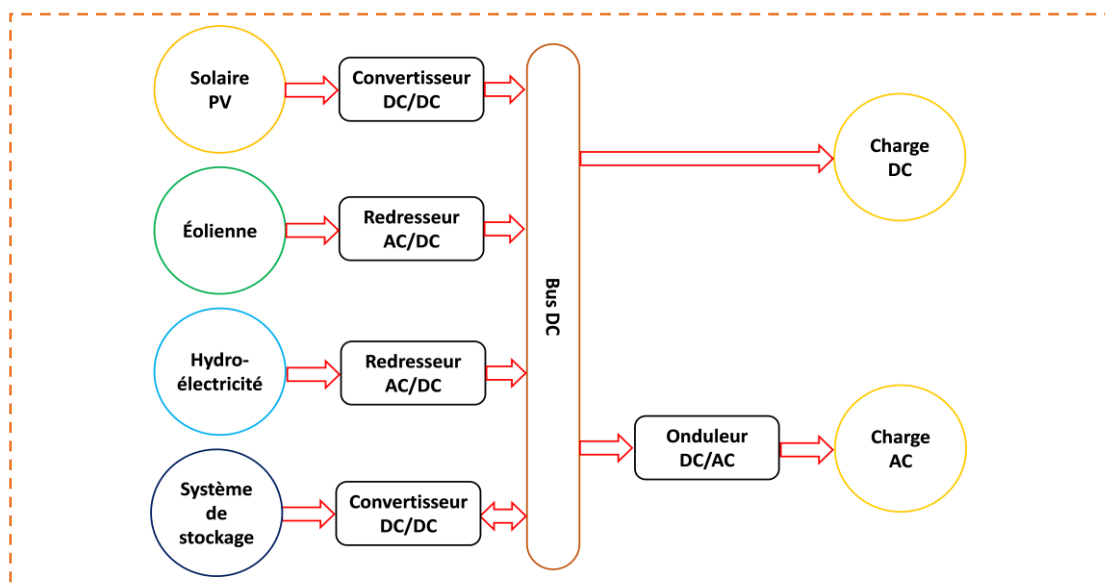


Figure 1.25 : Architecture DC du système.

▪ Architecture hybride :

Dans cette architecture, tous les générateurs et charges en courant continu sont connectés au bus DC via des convertisseurs DC/DC. Pour le bus AC, le générateur et les charges AC sont également connectés sans aucun convertisseur. Entre les bus DC et AC, un onduleur est intégré pour alimenter les systèmes de stockage ou les charges (AC ou DC) (voir figure 1.26).

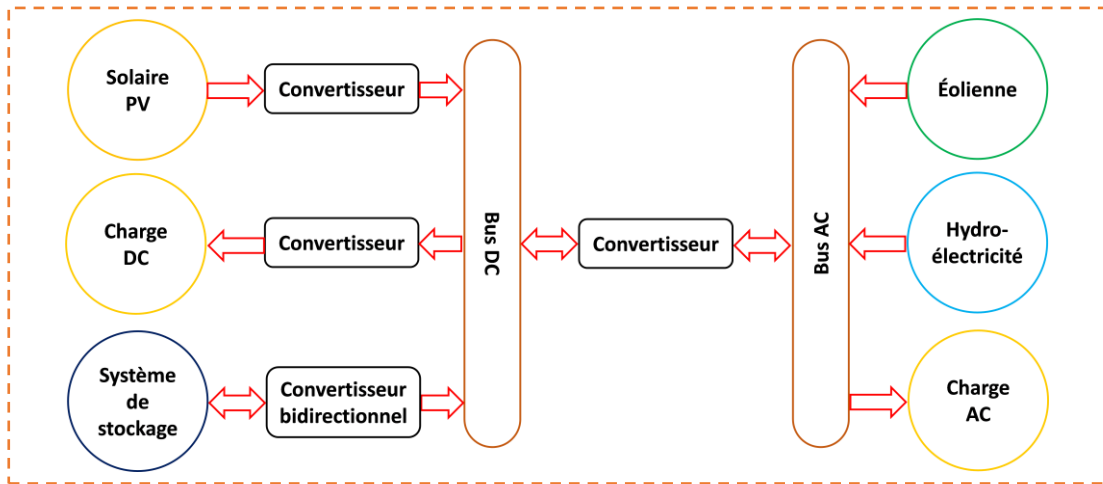


Figure 1.26 : Architecture hybride du système.

C. Avantages et inconvénients :

- ✓ Coût réduit pour la connexion hybride.
- ✓ Rendement énergétique élevé.
- ✓ Réduction de la perte du convertisseur dans la connexion hybride.
- ✗ Dans une architecture en courant continu, la défaillance d'un convertisseur DC/DC peut effectivement poser problème pour l'alimentation de la charge.
- ✗ Contrôle complexe.
- ✗ Gestion de l'énergie complexe.

D. Centrale installée dans le monde :

La centrale électrique photovoltaïque de Kela est située dans le bassin de la rivière Yalong, dans la province chinoise du Sichuan, avec une capacité installée de 1 GW de panneaux solaires et 3 GW de générateurs hydroélectriques. La centrale a été inaugurée le 25 juin 2023 [59].

Pour un système hybride basé sur des turbines éoliennes et de l'hydroélectricité, une station de 11 MW est installée à El Hierro (Îles Canaries) en Espagne [60].

1.6.3.2.3 Systèmes hybrides bases sur des concentrateurs solaires photovoltaïques :

A. Les éléments des systèmes :

Le solaire à concentration thermodynamique (CSP) peut être combiné avec de nombreux types de générateurs, qu'ils soient fossiles ou renouvelables.

Voici les éléments principaux de tout système hybride basé sur le CSP [61] :

- CSP.
- Interface électronique.
- Charge.

B. Méthodes d'interconnexion :

Il y a deux façons de connecter le CSP à d'autres générateurs : la méthode non compacte et la méthode compacte.

La première méthode est basée sur le fonctionnement indépendant des générateurs (figure 1.27) [62].

La seconde méthode vise à exploiter pleinement l'énergie solaire et est principalement utilisée dans les systèmes hybrides CSP/CPV (figure 1.28) [63].

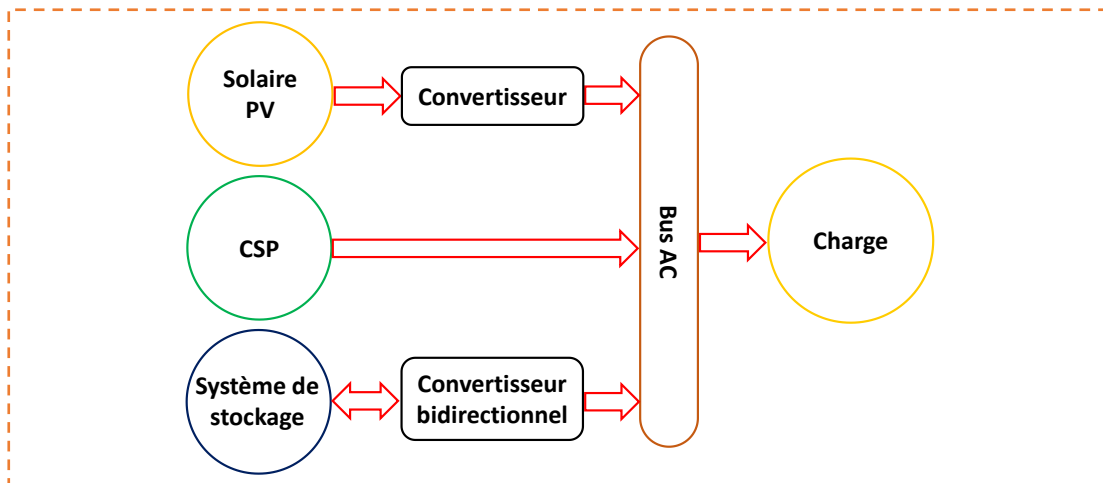


Figure 1.27 : Méthode de connexion non compacte entre le CSP et le solaire photovoltaïque [64].

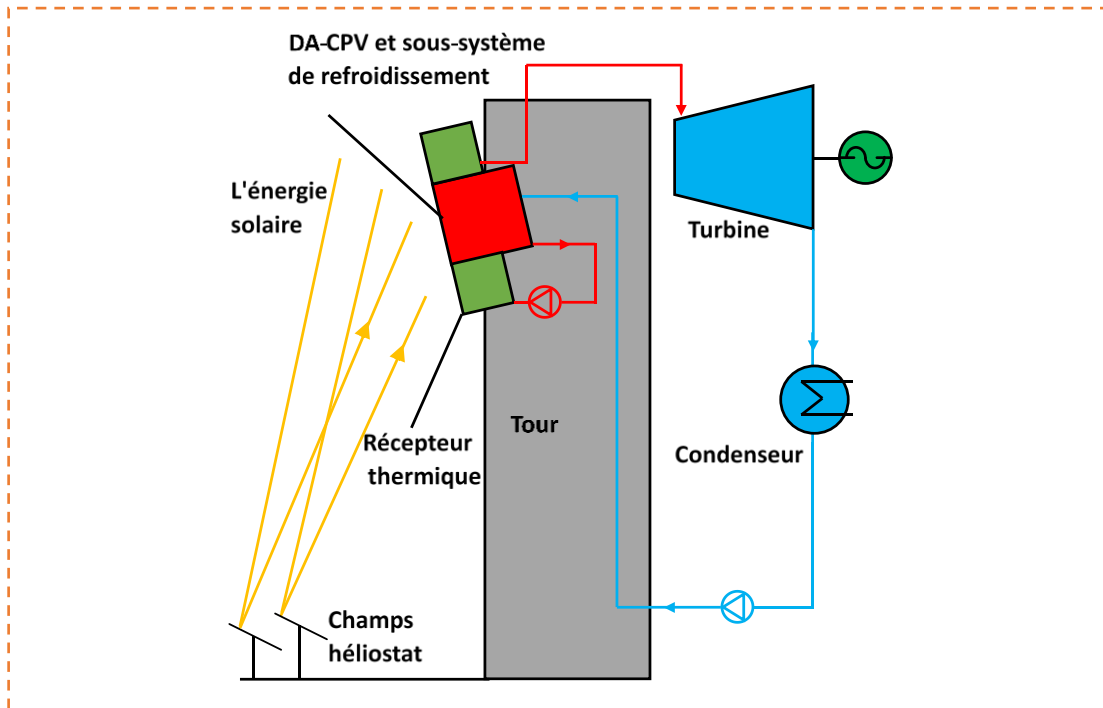


Figure 1.28 : Méthode compacte de connexion entre CSP et PV [65].

C. Avantages et inconvénients : [66]

- ✓ Bonne qualité de l'énergie.
- ✓ Stabilité à long terme.
- ✓ Adapté au développement de centrales solaires à grande échelle.
- ✗ Limitation de la température de fonctionnement du système photovoltaïque.
- ✗ La source d'énergie ne peut pas être distribuée.
- ✗ La technologie solaire à haute température nécessite encore des développements.

D. Centrale installée dans le monde :

En Amérique du Sud, et plus précisément au Chili, le méga système hybride utilise le CSP (110 MW) et le PV (100 MW). Ce système hybride mise en service en 8 juin 2021 et utilise des sels fondus pour le stockage [67].

1.7 RÉSEAU INTELLIGENT :

1.7.1 CONCEPT DE RÉSEAU INTELLIGENT :

L'industrialisation rapide, l'urbanisation et le développement incessant des infrastructures ont entraîné un changement radical dans la façon dont l'électricité est produite, transportée et consommée, mettant à rude épreuve le réseau électrique traditionnel vieillissant.

De plus, les défis liés à la demande croissante d'énergie, exigeant une meilleure qualité et une plus grande fiabilité, s'accroissent. La prolifération rapide des charges non linéaires sur le réseau, telles que les centres de données, les variateurs de vitesse et autres dispositifs électroniques de puissance, suscite des inquiétudes accrues en matière de fiabilité et de qualité de l'énergie.

Le concept de réseau intelligent offre une multitude de solutions à de nombreux problèmes rencontrés par le réseau électrique actuel en tirant parti des technologies de nouvelle génération. Ces technologies comprennent, entre autres, la production distribuée, l'automatisation de la distribution, les systèmes de gestion de l'énergie, l'infrastructure de comptage avancée (AMI), les technologies de production d'énergie renouvelable, les véhicules électriques hybrides rechargeables, la communication bidirectionnelle sans fil et l'internet.

La prise de conscience croissante de l'épuisement des ressources énergétiques et de la dégradation de l'environnement, ainsi que le besoin d'un fonctionnement sûr et stable du réseau électrique pour fournir une alimentation de haute qualité et fiable aux consommateurs à l'ère numérique, ont propulsé les activités dans le domaine des réseaux intelligents au premier plan dans le monde entier [68, 69, 70].

1.7.2 QU'EST-CE QU'UN RÉSEAU INTELLIGENT ?

Le concept de base d'un réseau intelligent (voir figure 1.29) consiste à doter l'infrastructure nationale de distribution d'électricité de fonctionnalités de surveillance, d'analyse, de contrôle et de communication bidirectionnelle. Cela permet d'optimiser le flux d'électricité sur le réseau tout en réduisant la consommation d'énergie. Grâce à ces fonctionnalités, le réseau intelligent permettra aux distributeurs d'électricité d'acheminer l'électricité de manière plus efficace et plus économique [71].

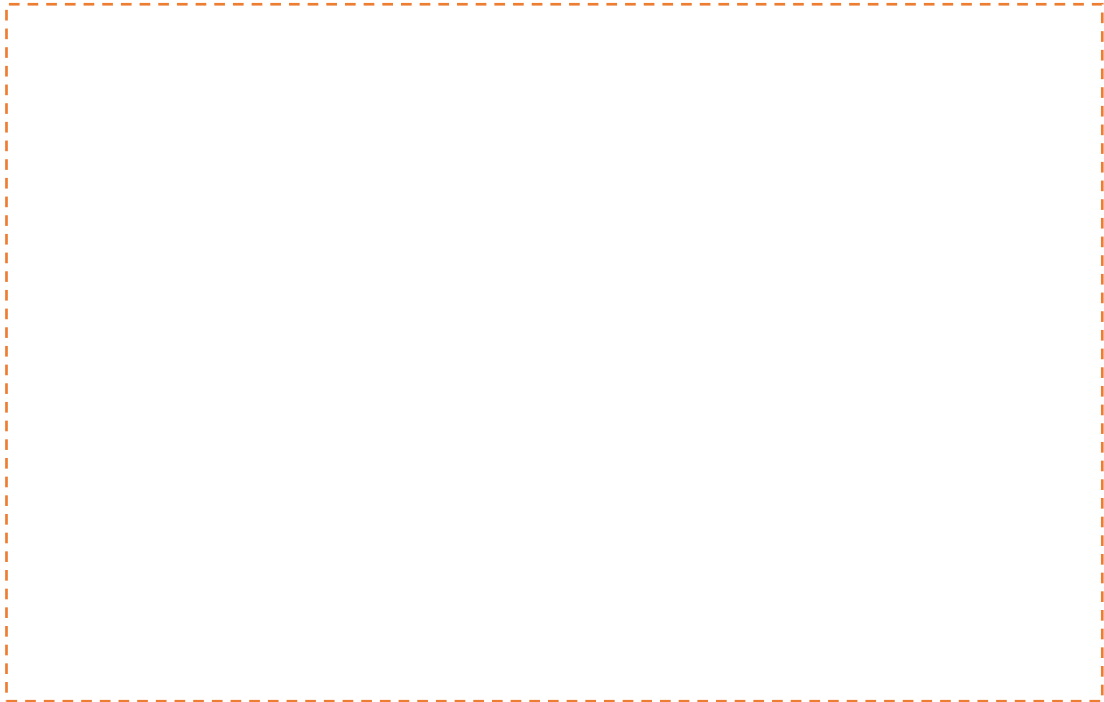


Figure 1.29 : Le réseau intelligent.

Le réseau intelligent a de nombreuses définitions, selon la plateforme technologique européenne du réseau intelligent :

"Un réseau intelligent est un réseau électrique capable d'intégrer intelligemment les actions de tous les utilisateurs connectés, qu'il s'agisse des producteurs, des consommateurs ou des acteurs jouant les deux rôles. Son objectif est de fournir efficacement un approvisionnement en électricité durable, économique et sûr. Pour y parvenir, un réseau intelligent utilise des produits et services innovants, associés à des technologies de surveillance, de contrôle, de communication et d'auto-réparation intelligentes. Le développement des réseaux intelligents ne doit pas se limiter aux aspects technologiques, marchands et commerciaux. Il doit également prendre en compte l'impact environnemental, le cadre réglementaire, la normalisation, l'utilisation des technologies de l'information et de la communication (TIC), la stratégie de migration, ainsi que les besoins de la société et les directives gouvernementales." [72].

Quentin Wells, dans son ouvrage intitulé « *Smart Grid Home* », évoque le fait que : « *Le concept de réseau intelligent (smart grid) a émergé à peu près au même moment que les technologies de communication et de contrôle numériques transformaient d'autres segments majeurs de l'économie, allant des transports à l'édition, en passant par le divertissement et la médecine. Au lieu d'un système de production d'électricité descendant et unidirectionnel provenant d'une centrale vers les utilisateurs finaux, le réseau intelligent est conçu comme un réseau électrique intégré et interactif. Sa capacité de production est décentralisée et répartie de manière plus uniforme à travers tous les segments du réseau. Les unités de production sont rapprochées des consommateurs qui utilisent l'énergie et qui, dans de nombreux cas, peuvent également être des producteurs d'énergie, tant pour leur propre usage que pour renvoyer de l'énergie dans le réseau afin qu'elle soit utilisée par d'autres* » [73].

Le professeur James Momoh, dans son livre « *Smart Grid : Fundamentals of Design and Analysis* », définit le réseau électrique intelligent : « *est un réseau auto-réparateur doté de techniques d'optimisation dynamique qui utilisent des mesures en temps réel pour minimiser les pertes sur le réseau, maintenir les niveaux de tension, accroître la fiabilité et améliorer la gestion des actifs. Les données opérationnelles collectées par le réseau intelligent et ses sous-systèmes permettront aux exploitants du système d'identifier rapidement la meilleure stratégie pour se prémunir contre les attaques, les vulnérabilités, etc., causées par divers imprévus* » [74].

Avec un recours accru à l'automatisation, notamment sous la forme de capteurs installés au niveau de la distribution, le réseau intelligent permettra d'améliorer et d'augmenter de manière significative la qualité et la quantité de données traitées par les capteurs et l'infrastructure de comptage. Une telle approche permettrait non seulement d'améliorer sensiblement l'efficacité, la qualité de l'énergie et la fiabilité de l'ensemble du système, mais aussi de favoriser la participation accrue des clients, la réduction des pointes de demande, la diminution des pertes financières et, plus important encore, la réduction des émissions de CO₂ et d'autres impacts environnementaux.

1.7.3 PORTÉE D'UN RÉSEAU INTELLIGENT :

Bien qu'une définition claire et concise du réseau intelligent soit encore en cours d'élaboration, plusieurs caractéristiques restent communes à de nombreuses architectures de réseaux intelligents. Ces caractéristiques définissent clairement les avantages potentiels du réseau intelligent pour l'ensemble du système électrique. Ces caractéristiques sont les suivantes [75] :

- Le réseau intelligent anticipe et réagit aux perturbations du système de manière auto-réparatrice.
- Intègre les technologies de l'information et de la communication (TIC) à tous les aspects de la production, de la distribution et de la consommation d'électricité afin de :
 - Minimiser les impacts environnementaux.
 - Améliorer les marchés de l'énergie.
 - Améliorer la fiabilité et le service.
 - Réduire les coûts et améliorer l'efficacité.
- Le réseau intelligent utilise également des informations numériques, l'automatisation de la distribution et diverses stratégies de contrôle pour faciliter le déploiement et l'intégration de :
 - Ressources énergétiques distribuées.
 - Production d'énergie renouvelable.
 - Systèmes automatisés.
 - Systèmes de stockage d'énergie.
 - Technologies d'écêtement des pointes.
- Prend en charge tous les types de techniques de production et d'options de stockage d'énergie.
- Fournit une qualité d'énergie supérieure nécessaire à l'économie numérique du 21ème siècle.
- Fonctionne efficacement et optimise l'utilisation des actifs existants et nouveaux.
- Fonctionne de manière résiliente et efficace contre les attaques et les catastrophes naturelles.

1.7.4 DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE TRADITIONNEL AU RÉSEAU INTELLIGENT :

Dans le réseau électrique traditionnel, l'opérateur achemine l'électricité des générateurs vers les consommateurs pour répondre à leurs besoins. Les clients sont appelés consommateurs dans ce système unidirectionnel. Cette communication à sens unique, de l'opérateur vers les clients, rend difficile le maintien de la stabilité du réseau car l'opérateur ne dispose pas d'informations précises sur la consommation. Pour pallier à cette limitation, le réseau électrique se transforme en réseau intelligent en intégrant les technologies de l'information et de la communication (TIC). Ces technologies permettent un échange d'informations continu et bidirectionnel entre l'opérateur et le consommateur (désormais client).

La figure 1.30 illustre la différence entre un réseau intelligent et un réseau électrique traditionnel.

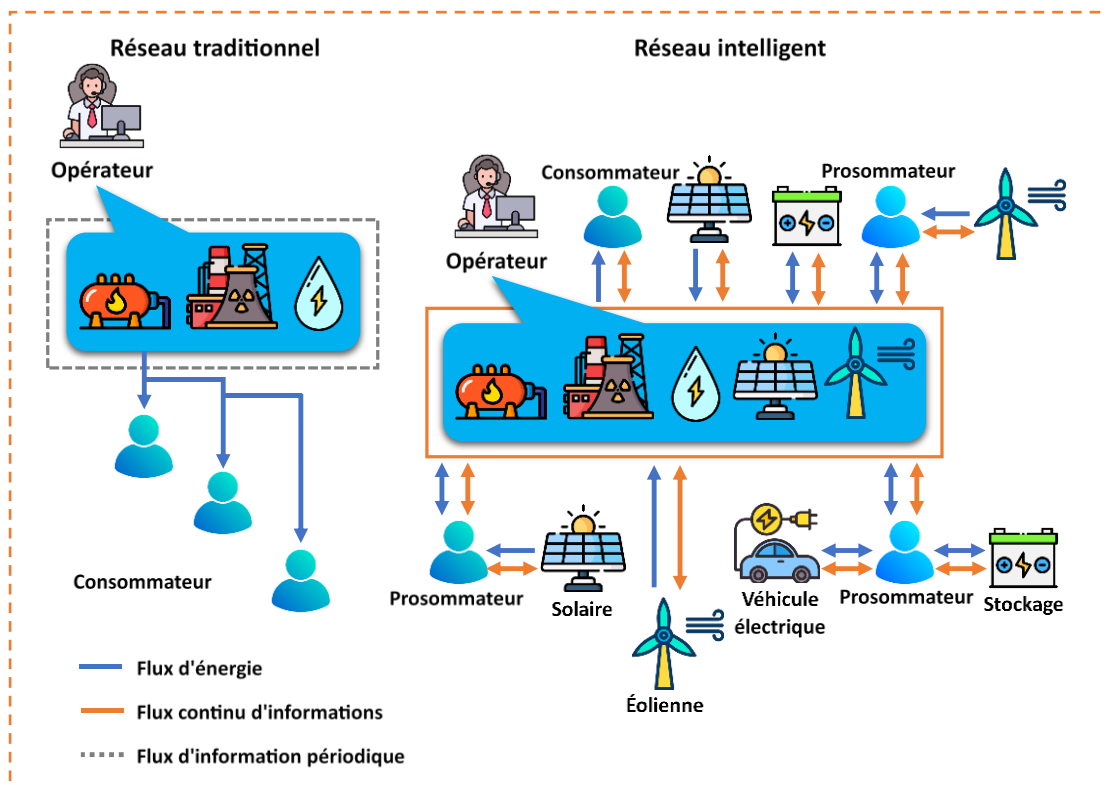


Figure 1.30 : Comparaison entre le réseau traditionnel et le réseau intelligent.

Le réseau intelligent utilise des compteurs intelligents installés dans les foyers. Ces compteurs permettent une communication bidirectionnelle des données entre les clients et l'opérateur. Ils sont également responsables du suivi de la consommation d'énergie des clients et de la transmission de ces informations à l'opérateur.

Ce dernier peut alors élaborer des stratégies en conséquence pour soutenir et maintenir la stabilité du réseau électrique. De plus, les sources d'énergie renouvelable sont de plus en plus intégrées au réseau, offrant à l'opérateur plus de choix en matière de production d'électricité. De nouveaux dispositifs, à savoir les systèmes de stockage d'énergie et les véhicules électriques, font leur apparition dans le réseau intelligent [76]. Le tableau 1.4 présente une comparaison entre le réseau électrique traditionnel ou actuel et le réseau intelligent proposé [77].

Tableau 1.4 : Comparaison entre le réseau traditionnel et le réseau intelligent.

Caractéristique	Réseau traditionnel	Réseau intelligent
Production	Centralisée	Variée (centrale et distribuée)
Stockage d'énergie	Aucun	Stockage d'énergie
Communication	Unidirectionnelle	Bidirectionnelle
Technologie	Électromécanique	Numérique
Restauration	Manuelle	Auto-réparatrice
Pannes et coupures	Fréquentes et longues	Adaptées et îlotage possible
Approche	Réactive	Proactive
Contrôle	Total par le distributeur	Participation accrue du client
Surveillance en temps réel	Limitée	Étendue
Temps de réaction	Lent	Extrêmement rapide

1.7.5 ARCHITECTURE DU RÉSEAU INTELLIGENT :

L'un des premiers efforts sérieux pour formaliser la structure d'un réseau intelligent a été réalisé par l'Institut national des normes et technologie (NIST) des États-Unis, qui a élaboré un modèle conceptuel du réseau intelligent, suivi d'un modèle d'architecture de référence plus spécifique. Ces modèles ont ensuite été modifiés pour le contexte européen par le groupe de normalisation CEN-CENELEC-ETSI, ce qui a abouti au modèle conceptuel du réseau intelligent (figure 1.31) et au cadre du modèle d'architecture du réseau intelligent (MARI) (figure 1.32) [78, 79, 80].

Le MARI (Modèle d'architecture de réseau intelligent) est un cadre à plusieurs niveaux composé de couches d'interopérabilité mappées sur le plan du réseau intelligent. Ce plan est défini par les domaines électriques physiques et les zones de gestion de l'information. L'objectif de ce modèle est de représenter quelles zones d'interaction de gestion de l'information ont lieu entre les différents domaines.

Le MARI permet de présenter l'état actuel des implémentations dans le réseau électrique, mais aussi d'envisager l'évolution vers des scénarios futurs de réseau intelligent en supportant les principes d'universalité, de localisation, de cohérence, de flexibilité et d'interopérabilité.

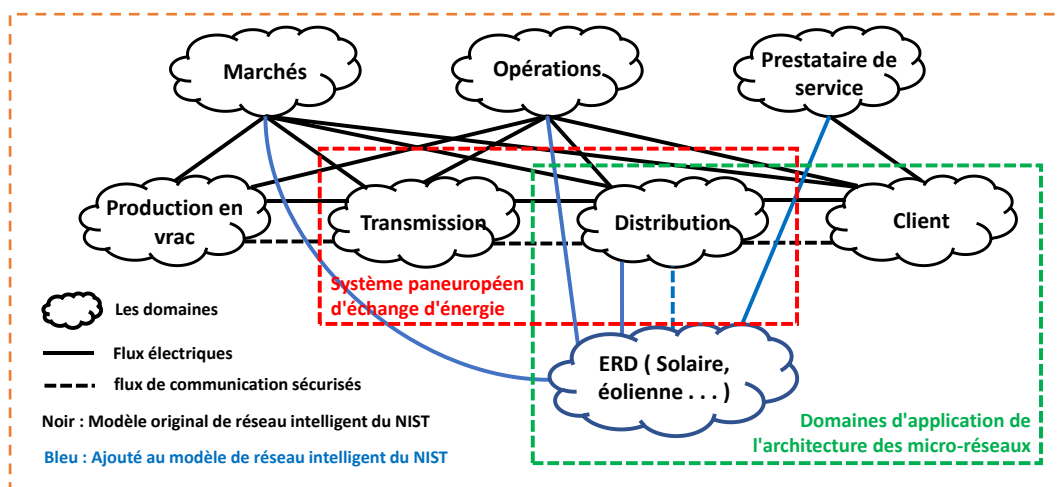


Figure 1.31 : Modèle conceptuel du réseau intelligent CEN/CENELEC/ETSI.

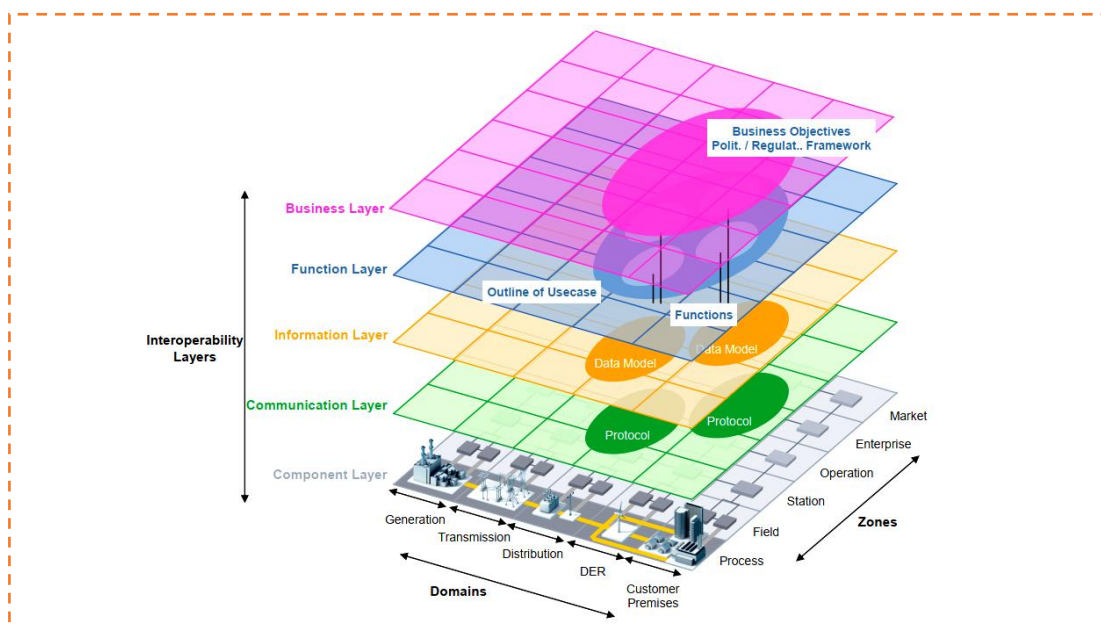


Figure 1.32 : Vue d'ensemble du modèle d'architecture du réseau intelligent (MARI).

Les couches d'interopérabilité du réseau intelligent s'appuient sur le rapport du Groupe de travail conjoint (JWG) pour les normes des réseaux intelligents [80]. Ce rapport définit plusieurs points de vue à travers lesquels le réseau intelligent doit être considéré :

- **Couche Marchés (Business layer)** : Gère la correspondance entre les fonctions du réseau intelligent et les structures et politiques des marchés réglementés, les modèles économiques et les portefeuilles d'activités des acteurs du marché.
- **La couche fonctionnelle** : Décrit les fonctions et les services du réseau intelligent, y compris leurs relations d'un point de vue architectural. Ces fonctions et services sont représentés indépendamment des acteurs (utilisateurs, opérateurs, etc.) et des implémentations physiques (technologies utilisées).
- **La couche d'information** : Décrit en détail les informations échangées entre les fonctions, les services et les composants du réseau intelligent. Elle contient des objets d'information et des modèles de données sous-jacents.
- **La couche de communication** : Décrit les protocoles et les mécanismes d'échange d'informations entre les composants du réseau intelligent dans le contexte d'un scénario d'utilisation, d'une fonction ou d'un service.
- **Couche des composants** : Spécifie la distribution physique de tous les composants participant au réseau intelligent, y compris les acteurs, les applications, l'équipement du réseau électrique, les dispositifs de protection et de contrôle, l'infrastructure de réseau et tous les types d'ordinateurs.

Le modèle d'architecture de réseau intelligent (MARI) définit les domaines physiques électriques qui capturent la chaîne de conversion de l'énergie électrique. Il se compose de cinq parties :

- **Production de masse (Bulk Generation)** : Représente la production d'énergie en grande quantité, par exemple par des centrales à combustibles fossiles, nucléaires ou hydroélectriques connectées au réseau de transport.
- **Transport (Transmission)** : Représente l'infrastructure et l'organisation pour le transport d'énergie sur de longues distances.

- **Distribution** : Représente l'infrastructure et l'organisation qui distribue l'électricité aux clients.
- **Ressources Énergétiques Distribuées** : Décrit les ressources électriques distribuées connectées au réseau public de distribution. Ces ressources peuvent inclure des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes de petite taille, des systèmes de cogénération et des unités de stockage d'énergie.
- **Lieux de consommation** : Inclut les consommateurs d'électricité ainsi que les producteurs locaux. Cela peut concerner les maisons individuelles, les bâtiments commerciaux et industriels. Les producteurs locaux peuvent être des particuliers ayant installé des panneaux solaires sur leur toit ou des petites entreprises exploitant des systèmes de cogénération.

Les zones du MARI représentent les niveaux hiérarchiques de gestion du réseau électrique afin de prendre en compte le concept d'agrégation et de séparation fonctionnelle. L'agrégation peut se faire au niveau des données ou au niveau spatial.

- A. Agrégation des données** : Cela consiste à regrouper les données de la zone terrain (composée des éléments physiques du réseau) vers la zone station afin de réduire les volumes de données à envoyer et traiter par la zone opérationnelle. Par exemple, on peut regrouper les données de consommation individuelle de plusieurs foyers pour obtenir une consommation globale d'un quartier.
- B. Agrégation spatiale** : Cela représente l'agrégation de données provenant de sites distincts vers des zones plus larges. Par exemple, on peut regrouper les données de consommation électrique de plusieurs villes pour obtenir une consommation à l'échelle d'une région.

Le MARI distingue six zones [80] :

- 1) Processus** : Y compris les transformations physiques, chimiques ou spatiales de l'énergie (électricité, énergie solaire, chaleur, eau, vent...) et l'équipement physique directement impliqué (par exemple, les générateurs, les transformateurs, les disjoncteurs, les lignes aériennes, les câbles, les charges électriques, tous les capteurs et actionneurs qui font partie du processus ou y sont directement liés, ...).

- 2) **Champ** : Y compris les équipements de protection, de contrôle et de surveillance du processus du système électrique, par exemple les relais de protection, les contrôleurs de baies et tout dispositif électronique intelligent qui acquiert et utilise les données de processus du système électrique.
- 3) **Station** : Représentant le niveau d'agrégation spatial pour le niveau sur le terrain, par exemple, pour la concentration des données, l'agrégation fonctionnelle, l'automatisation des postes, les systèmes SCADA locaux, la supervision des installations... etc...
- 4) **Opération** : Accueillant les opérations de contrôle du système électrique dans le domaine respectif, par exemple, les systèmes de gestion de la distribution (SGD), les systèmes de gestion de l'énergie (SGE) dans les systèmes de génération et de transmission, les systèmes de gestion des micro-réseaux, les systèmes de gestion de centrales virtuelles (agrégant plusieurs DER), les systèmes de gestion de la recharge de flotte de véhicules électriques (VE).
- 5) **Entreprise** : Comprend les processus commerciaux et organisationnels, les services et les infrastructures pour les entreprises (fournisseurs d'énergie, prestataires de services, négociants en énergie...), par exemple, la gestion des actifs, la logistique, la gestion de la main-d'œuvre, la formation du personnel, la gestion de la relation client, la facturation et l'approvisionnement...
- 6) **Marché** : Représentant les opérations de marché possibles le long de la chaîne de conversion de l'énergie, par exemple, le négoce d'énergie, le marché de masse, le marché de détail...

1.7.6 SERVICES DE RÉSEAU INTELLIGENT :

Dans un réseau électrique intelligent, les services et les opérations sont définis à l'aide de cas d'utilisation. En Europe, la collecte et la spécification de ces cas d'utilisation relèvent de la responsabilité du groupe de coordination pour les réseaux électriques intelligents du consortium CEN-CENELEC-ETSI. Pour une meilleure gestion, les cas d'utilisation sont organisés de manière hiérarchique, reflétant le processus itératif de description et d'analyse de ces cas [80].

Au plus haut niveau se trouvent les groupes de cas d'utilisation (GCU), qui regroupent les cas d'utilisation (CU) en fonction de leur domaine d'application, par exemple la facturation, le comptage intelligent, etc.

Les GCU comprennent des CU de haut niveau qui décrivent l'idée générale d'une fonction ainsi que des acteurs génériques, par exemple la localisation des défauts et la restauration de l'isolement. Les acteurs sont des sujets qui interagissent ensemble à l'intérieur du CU. Ils représentent généralement des parties prenantes potentielles et des composants physiques du réseau intelligent. Les CU de haut niveau sont généraux et ne sont pas liés à un système ou une architecture spécifique. Ils peuvent être décomposés en un ou plusieurs CU primaires, qui peuvent être mappés à une architecture SGAM. Un CU primaire est décrit par un ensemble de scénarios. Les scénarios définissent différents parcours au sein d'un même CU primaire, tels que le parcours normal, alternatif ou d'erreur. Chaque scénario est décrit par une séquence d'étapes.

1.7.7 SYSTÈMES ET DISPOSITIFS DE RÉSEAUX INTELLIGENTS :

Les réseaux intelligents, également appelés "Smart Grids", sont constitués d'un grand nombre de systèmes et d'appareils interconnectés. Pour en avoir une vue d'ensemble complète, il faut se référer à l'ensemble de normes pour les réseaux intelligents défini par les organismes CEN-CENELEC-ETSI.

- ❖ Le Système de Protection contre les Pannes (WAMPAC) vise à protéger le réseau électrique entier contre les instabilités et les défaillances. Pour cela, il utilise des Mesures Synchrophasées (PMU) afin d'obtenir des informations pertinentes sur l'état du réseau. Les PMU sont des dispositifs qui mesurent les ondes électriques sur le réseau et permettent de détecter les anomalies et les pannes [81].
- ❖ Le Système de Contrôle de Supervision et d'Acquisition de Données (SCADA) est l'un des éléments essentiels d'un réseau intelligent. Il joue un rôle important dans les activités et les fonctions opérationnelles de l'automatisation du transport d'électricité, des centres de répartition et des salles de contrôle. Dans un système SCADA, une unité terminale distante (RTU) collecte des données provenant des équipements situés dans un poste électrique et les transmet par paquets, sur demande, à un système central de gestion de l'énergie (EMS). Les systèmes SCADA acheminent généralement les données sur une combinaison de canaux sans fil propriétaires (souvent à micro-ondes) et de fibres optiques [82].

- ❖ Le Système à Courant Alternatif Flexible pour la Transmission (FACTS) est un élément clé pour un transport d'électricité stable et sécurisé. Il permet un contrôle dynamique de la tension, une augmentation de la capacité de transmission et favorise une restauration rapide du réseau en cas de panne. Le FACTS est composé de divers éléments, tels que les compensateurs statiques d'énergie réactive ou les condensateurs série [83].
- ❖ Le Système d'Automatisation des Alimentations (Feeder Automation System) est responsable du fonctionnement des réseaux de moyenne tension (MT), y compris la détection des pannes. Il joue un rôle crucial dans la gestion et la maintenance de ces réseaux [84].
- ❖ L'infrastructure de comptage avancée (AMI) est un système intégré à réseau fixe qui permet une communication bidirectionnelle entre les distributeurs d'énergie et les clients. Ce système collecte, stocke, analyse et présente des données sur la consommation d'énergie, permettant aux entreprises de services publics de surveiller en temps réel l'utilisation d'électricité, de gaz et d'eau [85].

1.7.8 CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU INTELLIGENT : [86]

Le réseau intelligent s'est révélé doté d'un certain nombre de caractéristiques, dont quelques-unes sont mentionnées ci-dessous.

1.7.8.1 Fiabilité :

Le succès d'un réseau électrique repose sur la satisfaction des besoins des clients, mesurée par la fiabilité. Cela se traduit par un système sans faille et sans erreur, avec une alimentation électrique continue. Le réseau intelligent a le potentiel de détecter les pannes et de permettre l'auto-réparation du système.

Les réseaux conventionnels rencontrent des difficultés en matière d'interaction avec les énergies renouvelables, les microréseaux et la gestion de la demande. Plus la taille et la complexité de ces réseaux augmentent en fonction de la demande, plus il est difficile d'en analyser la fiabilité. Or, ces problèmes sont parfaitement pris en charge par les réseaux intelligents.

Pour cela, les réseaux intelligents ont la capacité de surveiller et de stocker toutes les données afin d'estimer la fiabilité du service. Il est également possible de surveiller à distance la production hybride et la gestion du réseau, ce qui en améliore la fiabilité.

Des technologies comme le "Dynamic Stochastic Optimal Power Flow" (DSOPF) permet d'estimer et d'optimiser le flux d'énergie dans le réseau intelligent. Par conséquent, les réseaux intelligents peuvent offrir une meilleure fiabilité grâce aux progrès des systèmes de communication.

1.7.8.2 La sécurité :

La sécurité est l'un des défis majeurs de l'évolution des réseaux intelligents. L'automatisation accrue, la surveillance et le contrôle à distance du réseau le rendent plus vulnérable aux cyberattaques. Selon l'Electric Power Research Institute, la cybersécurité du système est l'un des plus gros problèmes du réseau intelligent.

Suleiman et al proposent une méthode pour identifier les faiblesses des réseaux intelligents habituellement exploitées par les attaquants, en utilisant l'analyse des menaces des systèmes de réseau intelligent et l'intégration du modèle de menace pour la sécurité des systèmes. De même, en 2014, Ashok et al ont proposé une approche pour traiter les problèmes de cybersécurité physique de la surveillance étendue, de la protection et du contrôle face à une cyberattaque coordonnée, ce qui permettra d'améliorer la sécurité.

Pour évaluer la sécurité des réseaux intelligents, il est nécessaire de passer en revue les méthodologies existantes. Différents organismes et organisations tels que l'IEEE Power & Energy Society (PES), la normalisation des réseaux intelligents de la CEI et le National Institute of Standards and Technology (NIST) participent à la standardisation et à la réglementation des réseaux intelligents.

Voici quelques recherches en cours et prometteuses dans différents domaines de la sécurité des réseaux intelligents : comptage intelligent respectueux de la vie privée avec plusieurs consommateurs de données, mécanisme de protection de la vie privée par code ortho dans les réseaux intelligents utilisant une architecture de communication en anneau et modèle de menace de sécurité.

La sécurité étant considérée comme l'un des principaux obstacles à la mise en œuvre de la technologie des réseaux intelligents, la poursuite de ces recherches est susceptible de lever cet obstacle.

1.7.8.3 Système de gestion de la demande :

Le réseau intelligent permet aux utilisateurs d'interagir avec le réseau grâce à une communication bidirectionnelle. Cela offre aux consommateurs la possibilité d'utiliser l'électricité de manière plus économique. Cela permettra d'accroître l'efficacité non seulement du côté de la demande, mais aussi de la distribution. Le réseau intelligent aide à réduire la demande et la pression pendant les périodes de pointe en diminuant ou en déplaçant les besoins en énergie vers des alternatives. Cela incite financièrement les consommateurs à adopter ce comportement.

Actuellement, des investissements importants sont réalisés dans ce secteur des réseaux intelligents, notamment dans les ressources côté demande, les systèmes de gestion de la charge et les initiatives d'efficacité énergétique, afin de répondre aux aspects économiques, de fiabilité et de rentabilité. La plupart des systèmes de gestion de la demande se concentrent uniquement sur la communication entre l'entreprise de services publics et le consommateur. Une nouvelle technique de programmation de la consommation est en cours d'élaboration pour les réseaux du futur, dans laquelle chaque consommateur peut programmer ses propres besoins en consommation. Cela permet au système de distribution de s'adapter en fonction des besoins, car les pics de charge varient d'un consommateur à l'autre. Cela encourage également les consommateurs à bénéficier d'incitations financières en programmant leurs besoins.

Avec l'évolution du réseau intelligent, cette définition a également révolutionné les appareils et les services publics pour devenir "intelligents", appelés appareils intelligents. Ces derniers ont la capacité de communiquer avec le réseau, ce qui rend la maison plus autonome et permet aux clients d'utiliser l'énergie électrique de manière plus efficace. Ces appareils modifient la demande d'électricité des ménages. Différents protocoles de réseau comme "ZigBee" offrent une solution pour contrôler sans fil les appareils électroménagers. Ces protocoles permettent de communiquer et de coordonner tous les acteurs impliqués dans le système de gestion de l'énergie domestique, offrant ainsi la meilleure solution possible à l'utilisateur. Par conséquent, le réseau intelligent modifie les tendances des appareils électroménagers conventionnels pour les rendre "intelligents".

1.7.8.4 Les compteurs intelligents :

L'automatisation dans le réseau de distribution est associée aux compteurs intelligents automatiques. Ces compteurs constituent un canal de communication bidirectionnelle dans le concept de réseau intelligent, entre le consommateur et le distributeur. Ils permettent non seulement au distributeur de disposer d'un système de facturation plus précis, mais aussi au consommateur de contrôler sa consommation d'énergie électrique. Ces compteurs sont équipés de capteurs pour l'automatisation, la surveillance de la qualité de l'énergie et la notification des pannes de courant.

Plusieurs facteurs favorisent l'adoption des compteurs intelligents, notamment la hausse des prix après la dérégulation du marché de l'électricité, l'insatisfaction des consommateurs et les directives relatives au relevé mensuel des compteurs.

Dans les réseaux électriques traditionnels, le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) était uniquement utilisé à des fins de communication, fournissant une unité de contrôle centralisée pour la surveillance et le contrôle avec une vitesse de balayage de l'ordre de la seconde. Cependant, ce système n'est pas très rentable à différents niveaux de distribution d'électricité, en particulier du côté des services publics.

L'infrastructure de comptage avancé (AMI) offre une solution en temps réel qui collecte les données des consommateurs et fournit des réseaux de communication entre le réseau et le service public. L'AMI permet de moderniser les vastes réseaux en connectant les consommateurs au système de distribution. Elle offre des possibilités pour la gestion des pannes, l'intégration des véhicules électriques et des appareils intelligents, la surveillance des transformateurs et des alimentations, ainsi que l'isolement des défauts.

Des chercheurs ont conçu un nouveau système pour l'automatisation de la distribution d'électricité via un système d'automatisation des sous-stations (SAS). Ce système est capable de résoudre les problèmes de congestion par des actions de contrôle locales avec une limitation minimale des ressources en énergie renouvelable.

1.7.8.5 Micro-grids et intégration des ressources renouvelables :

La production d'électricité à partir de sources renouvelables, comme le solaire, l'éolien et les dispositifs de stockage par batterie, est sérieusement envisagée pour répondre à la demande croissante en électricité et réduire les gaz à effet de serre. Ces sources contribuent également à atténuer la pression sur le réseau électrique pendant les heures de pointe.

Généralement, les sites exploitant ces ressources se trouvent dans des zones éloignées ou difficiles d'accès. Parfois, il n'est même pas possible de disposer d'un réseau électrique entièrement fonctionnel pour transporter ou distribuer l'électricité. C'est dans ces situations que les micro-grids entrent en jeu. Ils regroupent plusieurs petites installations de production d'énergie pour former un réseau de distribution plus important.

Ici, des micro-réseaux sont utilisés, qui s'assemblent pour former un grand réseau de distribution. Ainsi, avec ce grand nombre de micro-réseaux et de sources, une grande quantité de données devra être gérée. Des chercheurs, dont Penny et al., proposent une solution à ce problème en utilisant une architecture basée sur un système intelligent distribué sur l'ensemble du réseau. Ce système ne serait pas centralisé, mais fonctionnerait de manière individuelle grâce à des nœuds intelligents répartis sur le réseau.

1.7.8.6 L'auto-guérison :

Un réseau intelligent robuste ne doit pas se limiter au diagnostic des pannes sur le réseau, il doit également être capable de les résoudre afin d'assurer une alimentation électrique continue. Un réseau doté d'une capacité d'auto-guérison utilise la communication en temps réel et des composants numériques installés sur l'ensemble du réseau pour surveiller ses caractéristiques électriques. Grâce à cette intelligence, le réseau peut identifier les problèmes potentiels (d'origine naturelle ou humaine) et y réagir instantanément. Ces systèmes intelligents isolent la zone problématique avant qu'elle ne provoque une panne majeure et reroutent automatiquement la transmission d'électricité pour assurer la continuité du service, à moins que l'erreur ne soit corrigée.

Un réseau intelligent doté d'une capacité d'auto-guérison présente trois avantages principaux :

- ❖ **Surveillance et réaction en temps réel** : un réseau électrique intelligent auto-réparateur peut se surveiller en permanence pour détecter les défaillances en temps réel et prendre des mesures immédiates pour les isoler et les réparer. Cela empêche les défaillances de se propager et de provoquer des pannes de courant.
- ❖ **Anticipation des problèmes** : un réseau électrique intelligent auto-réparateur peut utiliser les données et l'analyse pour anticiper les problèmes potentiels avant qu'ils ne se produisent. Cela permet au réseau de prendre des mesures préventives pour éviter les pannes de courant.
- ❖ **Récupération rapide** : En cas de défaut, un réseau électrique intelligent doté de capacités d'auto-réparation peut rapidement isoler la zone affectée et réacheminer l'électricité autour d'elle. Cela permet de limiter le nombre de clients impactés par la panne.

Les réseaux électriques intelligents auto-réparateurs sont essentiels à la construction d'un réseau électrique plus résilient et plus fiable. Ils peuvent contribuer à réduire la fréquence et la durée des pannes de courant, et ils peuvent également aider les services publics et les consommateurs à économiser de l'argent.

1.8 CONCLUSION :

Dans ce chapitre, une brève étude du statut de l'énergie, des systèmes hybrides et des réseaux intelligents est présentée. Ce chapitre est composé de cinq sections : la première aborde les termes scientifiques utilisés, et la deuxième traite des conditions énergétiques (utilisation et production) dans le monde et en Algérie. La troisième section analyse la situation des énergies renouvelables au cours des vingt dernières années, tant à l'échelle mondiale qu'en Algérie. La quatrième section commence par la définition des systèmes hybrides, suivie de leur classification. La section suivante porte sur les systèmes hybrides et plusieurs combinaisons possibles, en abordant les éléments de combinaison, l'interconnexion, les avantages et les inconvénients, ainsi que les centrales électriques installées dans le monde. Enfin, la dernière partie présente une revue de la littérature sur la définition, l'architecture et les caractéristiques des réseaux intelligents.

1.9 RÉFÉRENCES :

- [1] Karami Nabil, "Contrôle d'un système hybride basé sur une PEMFC et des panneaux photovoltaïques". Thèse de doctorat, Aix-Marseille, 2013.
- [2] A. Lakhdera, T. BAH, et A. Moussaoui, "Study and Management of a Hybrid System Connected to The Network". J. Electrical Systems, vol. 18, no 2, pp. 163-172, 2022.
- [3] G. M. Masters, "Renewable and efficient electric power systems", Wiley-IEEE Press, 2013.
- [4] Z. A. Smith, & K. D. Taylor, "Renewable and Alternative Energy Resources: A Reference Handbook", ABC-CLIO, 2008.
- [5] D. C. Giancoli, "Physics for Scientists and Engineers with Modern Physics", Pearson, 2008.
- [6] M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, "Renewable Energy: Technology, Economics and Environment". Springer Science & Business Media, 2007.
- [7] T. K. Ghosh, & M A. Prelas, "Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources", Springer Netherlands, 2009.
- [8] V. Quaschnig, "Understanding Renewable Energy Systems", Earthscan Publications Ltd, 2005.
- [9] Energy Institute, Statistical Review of World Energy, edition 73e, 2024.
- [10] RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT, https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2023_GlobalOverview_Full_Report_with_endnotes_web.pdf
- [11] IEA, SDG7: Data and Projections, IEA, Paris. [Online] <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections> , Consulté en 2024.
- [12] Enerdata, Global Power Statistical Yearbook. "Total power use. [Online] : <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html> . Consulté en 2024.
- [13] Our World in Data, Energy Production and Consumption. [Online] <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption> . Consulté en 2024.
- [14] Q. Hassan, P. Viktor, T.J. Al-Musawi, B. Mahmood Ali, S. Algburi, H. M. Alzoubi, A. Khudhair Al-Jiboory, A. Zuhair Sameen, H. M. Salman, M. Jaszczur, "The renewable energy role in the global energy Transformations". Renewable Energy Focus, vol. 48, 2024.
- [15] Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2012. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_Full_Report-1.pdf
- [16] L. Chen, Y. Hu, R. Wang, et al. "Green building practices to integrate renewable energy in the construction sector: a review". Environ Chem Lett vol. 22, pp. 751–784, 2024.
- [17] Renewables 2023, Analysis and forecast to 2028. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf
- [18] RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT, ENERGY SUPPLY. [Online]:https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/01_energy_supply/ . Consulté en 2024.
- [19] Factbook, C. I. A. "The world factbook". [Online] : <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/algeria> . Consulté en 2024.
- [20] IEA, International Energy Agency, Africa – Countries & Regions , Energy mix. [Online] : <https://www.iea.org/regions/africa/energy-mix> . Consulté en (2024).

- [21] Our World in Data, Energy, Explore Data on Energy. [Online] : <https://ourworldindata.org/energy#explore-data-on-energy> . Consulté en 2024.
- [22] MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES, Electricité et Gaz, Electricité. [Online] : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz> . Consulté en 2024.
- [23] International Trade Administration, Algeria-renewable energy. [Online] : <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/algeria-renewable-energy>. Consulté en 2024.
- [24] Our World In Data, Energy, Algeria. [Online] : <https://ourworldindata.org/energy/country/algeria> . Consulté en 2024.
- [25] International Energy Forum, Algeria Powers Ahead with Huge Renewable Energy Plans. [Online] : <https://www.ief.org/news/algeria-powers-ahead-with-huge-renewable-energy-plans> . Consulté en 2024.
- [26] Attik Nadjah, "Contribution to the modeling and control of renewable energy systems, application to a hybrid PV/wind/storage system". Thèse de doctorat, université Ferhat Abbas - Setif, 2023.
- [27] S. M. Boudia, A. Benmansour, & M. A. Tabet Hellal, Wind resource assessment in Algeria. Sustainable Cities and Society, vol. 22, pp. 171-183, 2016.
- [28] Centre de Développement des Energies Renouvelables, Atlas GEE, 2023. https://www.cder.dz/IMG/pdf/Atlas_GEE_Version_Finale_2_1_-1-19.pdf
- [29] COMMISSARIAT AUX ENERGIES RENOUVELABLES ET A L'EFFICACITE ENRGETIQUE, Bilan des Capacités d'Energies Renouvelables Installées en Algérie à Fin 2023. https://www.cerefe.gov.dz/wp-content/uploads/2024/09/Bilan-des-secteurs-jusqua-fin-2023_.pdf
- [30] S. Rahmouni, B. Negrou, N. Settou, J. Dominguez, & A. Gouareh, Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 42(2), pp.1383-1395, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.214>
- [31] Girardet, H., & Mendonca, M. (2009). A Renewable World: Energy. Ecology, Equality.
- [32] Ersan Kabalci, "Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids", Academic Press, 2020.
- [33] Yatish T. Shah, "Hybrid Power: Generation, Storage, and Grids", CRC Press, Y 2021.
- [34] Ammari Chouaib, "Modeling, Simulation and Optimization of a standalone hybrid system based on three generators". Thèse de doctorat, Université Ahmed Draia Adrar, 2018.
- [35] S. Ludmil, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", Thèse de doctorat, Université de Pascal Paoli, 2011.
- [36] David Blaise TSUANYO. Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés : cas des systèmes hybrides PV/Diesel. Thèse de doctorat, Université de Perpignan Via Domitia (UPVD), 2015.
- [37] V. Lazarov, G. Notton, Z. Zarkov, I. Bochev, "Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development", Proceedings of international conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria. 2005.
- [38] D. Rekioua, E. Matagne (auth.), "Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control", Green Energy and Technology, Springer-Verlag London, 2012.

- [39] A. Khair, S. Ansari, "A Review of Hybrid Renewable Energy Systems for Electric Power Generation", International Journal of Engineering Research and Applications, vol. 5, pp. 42-48, 2015.
- [40] F. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, & J. Andújar, "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, pp. 126-155, 2018.
- [41] S. L. Gbadamosi, & N. I. Nwulu, "Optimal Configuration of Hybrid Energy System for Rural Electrification of Community Healthcare Facilities". Applied Sciences, vol. 12, 2022.
- [42] Yogita Bhikabhai, "hybrid power systems and their potential in the pacific islands", Community Lifelines Programme SOPAC Secretariat, 2005.
https://prdrse4all.spc.int/system/files/MR0406_0.pdf
- [43] Système hybride (PV-diesel) pour l'électrification rurale au Mali Lomé, 29 Avril 2014.
https://climatdeveloppement.org/wp-content/uploads/2014/07/Syst_me-hybride.pdf
- [44] L'ADEME, la centrale hybride de Kaw, France.
<https://guyane.ademe.fr/sites/default/files/plaquette-centrale-hybride-kaw.pdf>
- [45] P. Sravanthi, B. Tarangini, G. Anitha, R. Guna Sekhar, "Hybrid Energy Systems", IJARIE, vol. 8, pp. 581-585, 2022.
- [46] Steve Drouilhet, "National Renewable Energy Laboratory Golden, CO. Wind-Diesel Hybrid System Options for Alaska".
<https://docplayer.net/storage/30/14192293/1714863537/nnfRQT9TEhNtrYC7LxoQbA/14192293.pdf>
- [47] Mott MacDonald, Wind-diesel hybrid power generation, Bonaire.
<https://www.mottmac.com/article/5382/wind-diesel-hybrid-power-generation-bonaire>
- [48] Global sustainable electricity partnership, Hybrid Wind-Diesel System in Chorriaca, Argentina. [Online] : <https://www.globalelectricity.org/projects/wind-chorriaca-argentina/> Consulté en 2023.
- [49] P. Roy, J. He, T. Zhao, & Y. V. Singh, "Recent advances of wind-solar hybrid renewable energy systems for power generation: A review". IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society, vol. 3, pp. 81-104, 2022.
- [50] M. Hossain, S. Mekhilef, & L. Olatomiwa, "Performance evaluation of a stand-alone PV-wind-diesel-battery hybrid system feasible for a large resort center in South China Sea, Malaysia", Sustainable Cities and Society, vol. 28, pp. 358-366.
- [51] A. Yogiarto, H. Budiono and I. A. Aditya, "Configuration hybrid solar system (PV), wind turbine, and diesel," 2012 International Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), Bali, Indonesia, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICPERE.2012.6287241.
- [52] F. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, & J. Andújar, "A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, pp. 126-155, 2018.
- [53] J. C. León Gómez, S. Estefany, & J. Aguayo Alquicira, "A Review of Hybrid Renewable Energy Systems: Architectures, Battery Systems, and Optimization Techniques". Eng, vol. 4, pp. 1446-1467, 2023.
- [54] PVRESOURCES, Photovoltaic Hybrid Systems.
[Online] : <https://www.pvresources.com/en/pvpowerplants/pvhybrid.php>. Consulté en 2024.
- [55] Iberdrola, Port Augusta hybrid plant. [Online] : <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/onshore-wind-energy/port-augusta-project> . Consulté en 2024.
- [56] E. Nyeche, & E. Diemuodeke, "Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities". Journal of Cleaner Production, vol. 250, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119578>

- [57] D. Borkowski, D. Cholewa, & A. Korzeń, "Run-of-the-River Hydro-PV Battery Hybrid System as an Energy Supplier for Local Loads". *Energies*, vol. 14, 2020.
- [58] A. Elgammal, C. Boodoo, "Optimal Energy Management Strategy for a DC Linked Hydro–PV–Wind Renewable Energy System for Hydroelectric Power Generation Optimization", *European Journal of Energy Research*, vol. 1, pp. 9-18, 2021.
- [59] VIETNAM.VN, La plus grande centrale hydroélectrique solaire au monde. [Online] : <https://www.vietnam.vn/fr/nha-may-thuy-dien-nang-luong-mat-troi-lon-nhat-the-gioi/>. Consulté en 2024.
- [60] IDOM, El Hierro Hydrowind Power Plant. [Online] : <https://www.idom.com/en/project/el-hierrohydrowind-power-plant-2/> . Consulté en 2023.
- [61] A. H. Alami, A. Olabi, A. Mdallal, A. Rezk, A.Radwan, S. M. A. Rahman, S. K. Shah, & M. A. Abdelkareem, "Concentrating solar power (CSP) technologies: Status and analysis", *International Journal of Thermofluids*, vol. 18, 2023.
- [62] X. Ju, C. Xu, Y. Hu, X. Han, G. Wei, & X. Du, "A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems" *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 161, pp. 305-327, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.12.004>
- [63] Bennett K. Widjolar, "A hybrid (CSP/CPV) spectrum splitting solar collector for power generation", Thèse de doctorat, Université de Californie, Merced, 2018.
- [64] D. Ziyati, "Numerical modeling of large-scale compact pv-csp hybrid plants", Doctoral dissertation, Université de Perpignan, 2022.
- [65] X. Ju, C. Xu, X. Han, H. Zhang, G. Wei, L. Chen, "Recent advances in the PV-CSP hybrid solar power technology", *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850, June 2017.
- [66] X. Ju, C. Xu, X. Han, X. Du, G. Wei, & Y. Yang, "A review of the concentrated photovoltaic/thermal (CPVT) hybrid solar systems based on the spectral beam splitting technology", *Applied Energy*, vol. 187, pp. 534-563, 2017.
- [67] International climate initiative, First CSP plant in South America. [Online] : https://www.international-climate-initiative.com/en/iki-media/news/first_csp_plant_in_south_america/ . Consulté en 2024.
- [68] M. E. El-hawary, "The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends", *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, pp. 239–250. doi: 10.1080/15325008.2013.868558.
- [69] C. Cecati, G. Mokryani, A. Piccolo and P. Siano, "An overview on the smart grid concept," *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Glendale, AZ, USA, pp. 3322-3327; 2010.
- [70] M. Hashmi, S. Hänninen and K. Mäki, "Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide," 2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA), Medellin, Colombia, pp. 1-7, 2011. doi: 10.1109/ISGT-LA.2011.6083192
- [71] K. A. Abdulsalam, J. Adebisi, M. Emezirinwune, & O. Babatunde, "An overview and multicriteria analysis of communication technologies for smart grid applications", *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 3, 2023.
- [72] L. Ardito, G. Procaccianti, G. Menga, M. Morisio, "Smart Grid Technologies in Europe: An Overview". *Energies*, vol. 6, pp. 251-281, 2013. <https://doi.org/10.3390/en6010251>
- [73] Quentin Wells, "Smart grid home", Cengage Learning, Delmar.
- [74] James Momoh, "Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis", IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley-IEEE Press, 2012.
- [75] F. Y. Xu and L. L. Lai, "Scope design, characteristics and functionalities of Smart Grid," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, pp. 1-5, 2011. doi:10.1109/PES.2011.6039639

- [76] Hwei-Ming Chung, "Computation and Learning Intelligence for Automated Scheduling and Inspection in Smart Grids". Thèse de doctorate, l'université du OSLO Department of Informatics, 2022.
- [77] KP. Schneider, Y. Chen, DP. Chassin, RG. Pratt, DW. Enge, and SE. Thompson, "Modern grid initiative: Distribution taxonomy final report. Pacific Northwest National Laboratory". 2008. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-18035.pdf
- [78] NIST, US. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0 (draft), Jan. Dept. of Commerce, USA, Framework and Roadmap, 2010.
- [79] NIST Framework. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0 (2012). https://www.nist.gov/system/files/documents/smartgrid/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf
- [80] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. Smart grid reference architecture, 2012. https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/reference_architecture_smartgrids.pdf
- [81] S. Gupta, S. Waghmare, F. Kazi, S. Wagh and N. Singh, "Blackout risk analysis in Smart grid WAMPAC system using KL divergence approach," 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi, India, pp. 1-6, 2016. doi: 10.1109/ICPES.2016.7584069.
- [82] A. B. Setiawan, "Peningkatan Keamanan Supervisory Control And Data Acquisition (Scada) Pada Smart Grid Sebagai Infrastruktur Kritis" Jurnal Penelitian Pos dan Informatika, vol. 6, pp. 59-78, 2016. <https://doi.org/10.17933/jppi.v6i1.52>
- [83] A. Abu-Siada, et al., "Application of Flexible AC Transmission System Devices in Wind Energy Conversion Systems", Bentham Science Publishers, 2017, EBSCOhost.
- [84] Schneider Electric. Feeder Automation. [Online] : <https://www.se.com/in/en/productcategory/1900-feeder-automation/>. Consulté en 2024.
- [85] U.S. Department of Energy, Electricity Delivery & Energy Reliability. Smart grid investments improve grid reliability, resilience and storm responses. 2014. https://www.smartgrid.gov/files/documents/B2-Master-File-with-edits_120114.pdf
- [86] O. Majeed Butt, M. Zulqarnain, & T. Majeed Butt, "Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network", Ain Shams Engineering Journal, vol. 12, pp. 687-695. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004>



Modélisation et contrôle du système multi-objectif étudié

Ce chapitre se concentre sur la description des composants du système hybride. Dans un premier temps, chaque composant sera défini. Ensuite, nous définirons les différentes équations mathématiques utilisées pour modéliser les composants. Le système hybride composé deux sources d'énergie renouvelable (PV + éolienne), une source classique (générateur diesel), une batterie et un réseau public sera modélisé et simulé à l'aide de MATLAB/SIMULINK.

Sommaire :

2.1	INTRODUCTION :	61
2.2	SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE :	61
2.3	SYSTEME ÉOLIEN :	70
2.4	LES BATTERIES	79
2.5	CONVERTISSEUR DC-DC :	86
2.6	LE SYSTÈME DE CONTRÔLE :	88
2.7	LA SYNCHRONISATION:	94
2.8	MODÈLE PROPOSÉ :	97
2.9	RÉSULTATS ET DISCUSSIONS :	99
2.10	CONCLUSION :	107
2.11	RÉFÉRENCE :	108



Chapitre 2: **Modélisation et Contrôle Du Système Multi Objectif Étudié**

2.1 INTRODUCTION :

En raison de la situation critique des combustibles industriels (pétrole, gaz, etc.), le développement des sources d'énergie renouvelables ne cesse de s'améliorer. C'est la raison pour laquelle les sources d'énergie renouvelables sont devenues plus importantes de nos jours. Parmi les autres raisons, on peut citer des avantages tels qu'une disponibilité abondante dans la nature, le respect de l'environnement et le recyclage. Il existe de nombreuses sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et l'énergie marémotrice. Parmi ces sources renouvelables, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont les ressources énergétiques qui connaissent la croissance la plus rapide au monde. Sans émission de polluants, la conversion de l'énergie se fait par le vent et les cellules photovoltaïques.

La demande d'électricité augmente rapidement de jour en jour. Mais les centrales de base disponibles ne sont pas en mesure de fournir de l'électricité en fonction de la demande. Ces sources d'énergie peuvent donc être utilisées pour combler l'écart entre l'offre et la demande lors des pics de charge. Ce type de système de production d'électricité autonome à petite échelle peut également être utilisé dans les zones reculées où la production d'électricité conventionnelle n'est pas pratique.

Dans ce chapitre, un modèle de système de production d'énergie hybride éolien-photovoltaïque-diésel est étudié et simulé avec utilisation des batteries.

2.2 SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE :

Les panneaux photovoltaïques (PV) sont obtenus grâce à des connexions appropriées de cellules photovoltaïques. Pour fournir la tension de sortie requise dans le panneau PV, les cellules PV sont connectées en série pour former une chaîne. D'autre part, pour augmenter la capacité de courant de sortie d'un panneau, des chaînes similaires sont connectées en parallèle, ce qui forme un panneau PV ou un module PV dont la puissance nominale de sortie est obtenue en multipliant la tension et le courant du côté de la sortie [1] (figure 2.1).

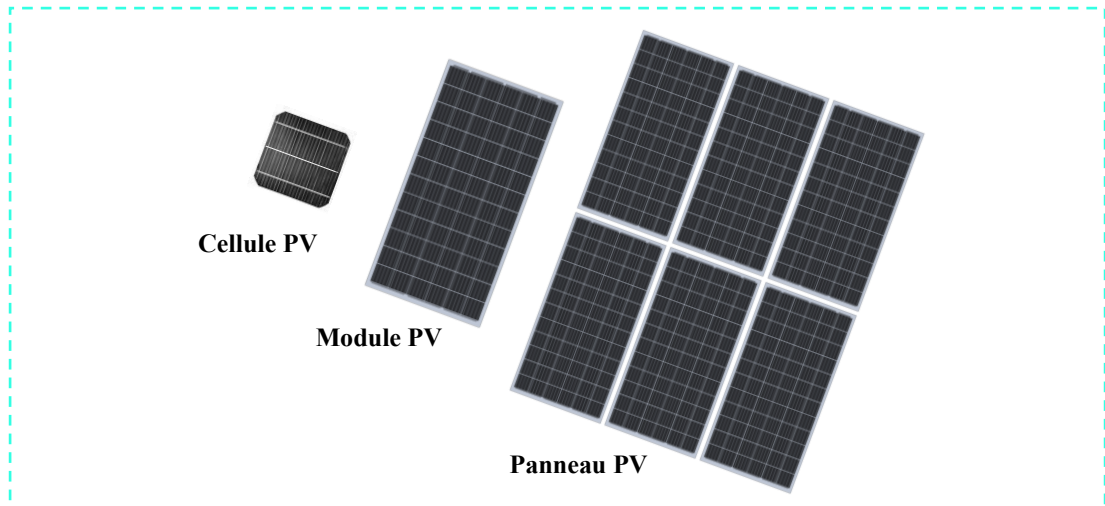


Figure 2.1 : Système photovoltaïque.

2.2.1 FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE :

La théorie de base du fonctionnement d'une cellule PV individuelle est l'effet photoélectrique, selon lequel, lorsqu'une particule de photon frappe une cellule PV, après avoir reçu l'énergie d'un rayon de soleil, les électrons du semi-conducteur sont excités et passent de la bande de valence à la bande de conduction, où ils sont libres de se déplacer. Le mouvement des électrons crée une borne positive et une borne négative, ainsi qu'une différence de potentiel entre ces deux bornes. Lorsqu'un circuit externe est connecté entre ces bornes, un courant électrique commence à circuler dans le circuit (figure 2.2).

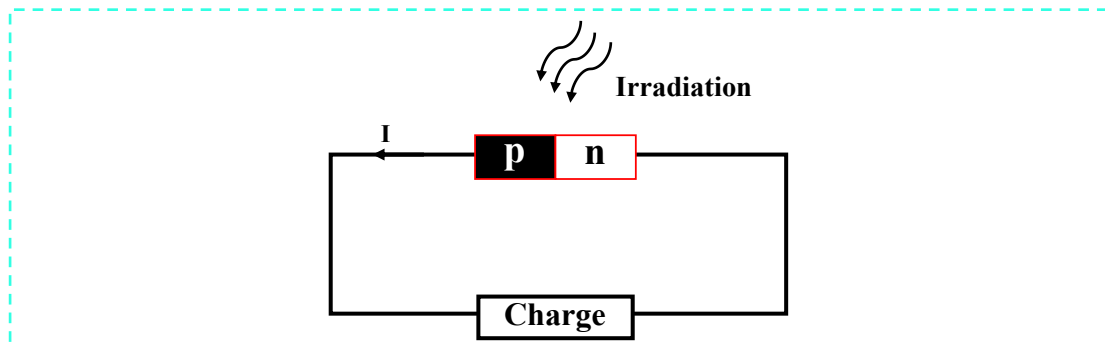


Figure 2.2 : Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques.

Le système photovoltaïque convertit directement la lumière du soleil en électricité sans avoir d'effet désastreux sur notre environnement. Le segment de base du réseau photovoltaïque est la cellule photovoltaïque, qui n'est qu'un simple dispositif à jonction p-n [2].

2.2.2 MODÉLISATION D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE :

Le schéma électrique équivalent d'une cellule PV comporte deux résistances R_p (appelé résistance shunt) et R_s (appelé résistance série) qui permettent de tenir en compte des pertes liées aux défauts de fabrication et qui ont une influence sur la caractéristique de la cellule, une diode et un générateur de courant [3]. Le schéma d'une cellule PV est représenté par la figure 2.3.

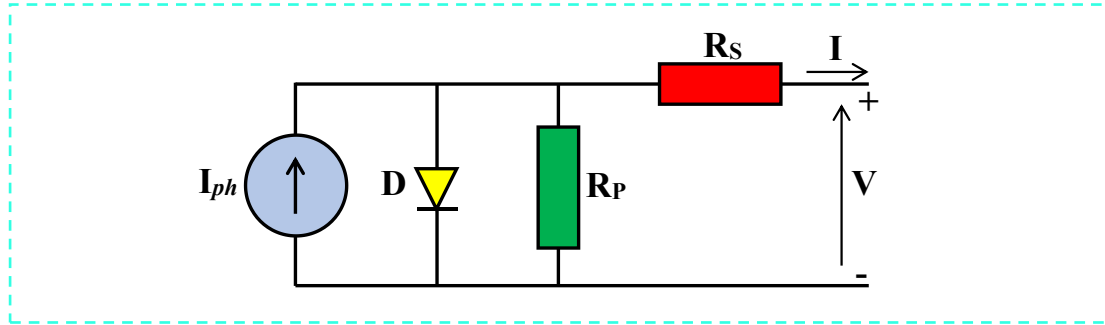


Figure 2.3 : Schéma électrique d'une cellule PV.

La résistance R_s est une résistance interne de la cellule photovoltaïque, en générale elle dépend de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et aussi de la résistance de ces grilles. La résistance R_{SH} représente les courants de fuite dans la diode [4].

Sur la base du circuit ci-dessus et en utilisant la loi de Kirchhoff, le courant généré par le panneau solaire peut être déterminé par l'équation suivante [5] :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s I)}{aKT} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.1)$$

Avec les paramètres physiques suivants :

I : le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur,

V : la tension aux bornes de cette même cellule,

I_{sat} : le courant de saturation,

I_{ph} : le photo-courant,

a : le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < n < 3$),

q : la charge de l'électron.

T : la température ambiante en Kelvin.

Le photo-courant de la cellule PV, qui dépend du rayonnement et de la température, peut être exprimé comme suit [6].

$$I_{pv} = I_{pv_CES} + K_i(T - 298.15) - \frac{G}{G_{CES}} \quad (2.2)$$

Avec :

I_{pv_CES} : Courant généré par la cellule dans des conditions d'essai standard.

K_i : Coefficient de température du courant de court-circuit.

G : irradiation solaire en W/m^2 .

G_{CES} : l'irradiation solaire nominale en W/m^2 .

Le courant de saturation inverse varie comme une fonction cubique de la température, qui est représentée comme suit [6]:

$$I_0 = I_{0_CES} \left(\frac{T_{CES}}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{aK} \left(\frac{1}{T_{CES}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2.3)$$

Avec :

I_{0_CES} : Courant de saturation nominal.

E_g : La bande interdite du semi-conducteur.

T_{CES} : la température dans les conditions d'essai standard.

2.2.3 CARACTÉRISTIQUES DU PV :

Un panneau photovoltaïque est caractérisé par son courant en court-circuit et sa tension en circuit ouvert [7].

2.2.3.1 La tension en circuit ouvert :

La tension en circuit ouvert c'est la tension à la borne du PV c.à.d. si on place un panneau sous une source lumineuse constante sans aucune circulation de courant comme nous présente la figure 2.4, on obtient à ses bornes une tension continue, dite tension à circuit ouvert V_{CO} .

En circuit ouvert, $I = 0$. La jonction se polarise à la tension de circuit ouvert V_{CO} , qui peut être déterminé graphiquement ou en résolvant l'équation $I(v) = 0$.

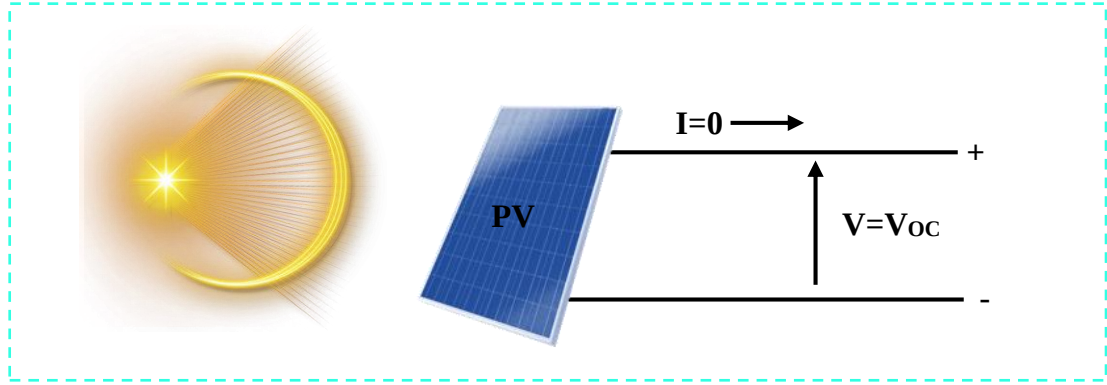


Figure 2.4 : La tension en circuit ouvert.

A partir de la figure 2.4, en utilisant loi de Kirchhoff nous avons :

$$0 = I_{CC} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{qV}{aKT}\right) - 1 \right] - \frac{V}{R_p} \quad (2.4)$$

Dans le cas idéal, l'expression de VCO est :

$$V_{CO} = V_T \ln \left[\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1 \right] \quad (2.5)$$

Tension à circuit ouvert dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

2.2.3.2 Le courant en court-circuit :

Le courant en court-circuit est obtenu lorsqu'on place les deux électrodes en court-circuit à travers un ampèremètre comme est présenté dans la figure 2.5.

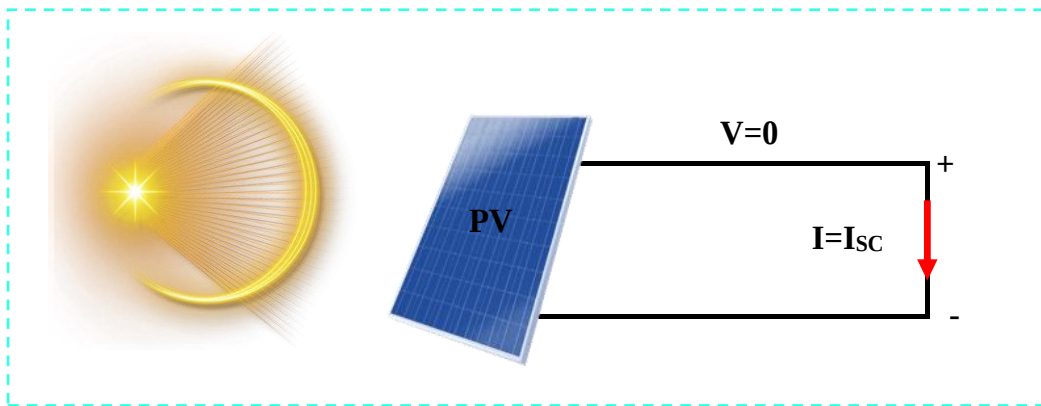


Figure 2.5 : Le courant en court-circuit.

Ce PV débite son courant maximal à tension nulle ($V=0$), on l'appelle courant de court-circuit I_{CC} . Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la cellule éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

Le courant de court-circuit est obtenu par l'équation suivant :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(R_s I_{CC})}{aKT} \right) - 1 \right] - \frac{R_s I_{CC}}{R_p} \quad (2.6)$$

Pour la plupart des cellules solaires (avec une faible résistance en série), ce terme $I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(R_s I_{CC})}{aKT} \right) - 1 \right]$ peut être négligé devant I_{PH} . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{CC} \approx \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right)} \quad (2.7)$$

2.2.3.3 Le facteur de forme :

Le facteur de forme (FF) ou le facteur de remplissage indique la qualité et l'efficacité de la cellule. Ça valeurs comprises entre 0 et 1 et déterminent la forme plus ou moins quadratique des caractéristiques courant-tension du panneau. Pour une forme carrée, le facteur de forme serait 1 [8].

Le facteur FF est défini par l'équation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{CO} \times I_{CC}} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{V_{CO} \times I_{CC}} \quad (2.8)$$

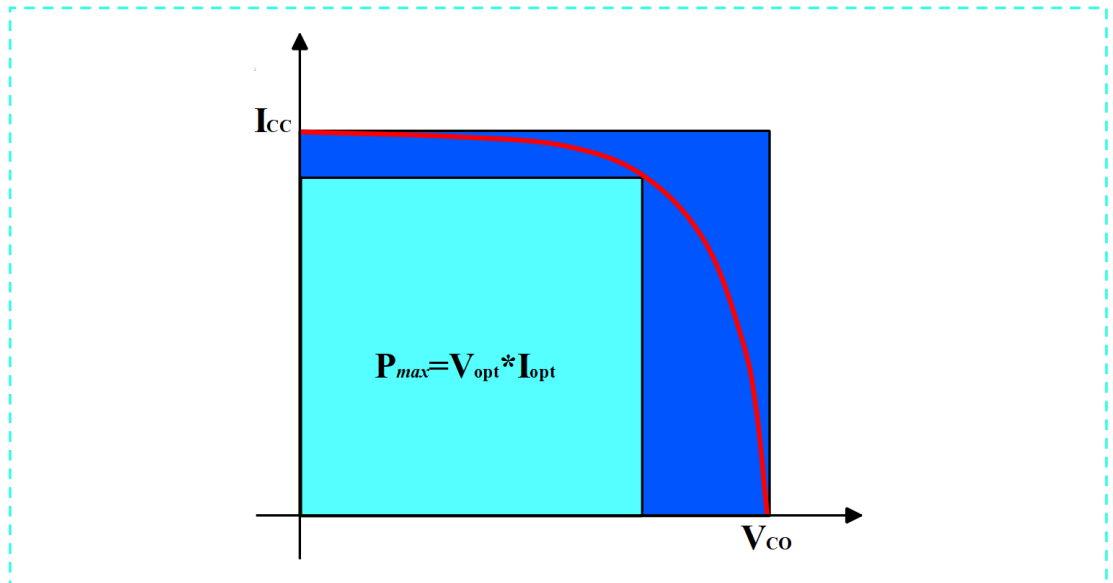


Figure 2.6 : Le concept de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque.

Plus la valeur de ce facteur est élevée, plus la puissance disponible est importante. Les meilleures cellules doivent donc faire des compromis techniques pour atteindre les meilleures caractéristiques possibles.

2.2.3.4 LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE :

Le rendement énergétique est le rapport entre la puissance maximale délivrée par une cellule et l'énergie solaire incidente, il est exprimé en (%). Soit (S) la surface du module et (E) l'éclairement, ce rendement a pour expression :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{P_{max}}{S \times E} \quad (2.9)$$

2.2.4 GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :

Un générateur photovoltaïque est constitué d'une série de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle pour obtenir les propriétés électriques souhaitées telles que : Puissance P souhaitée, courant de court-circuit I_{CC} ou tension en circuit ouvert V_{CO} .

2.2.4.1 Caractéristique courant-tension :

La figure 2.7 représente les courbes des caractéristiques courant-tension $I=f(V)$ et puissance-tension $P=f(V)$ dans les conditions standards d'irradiation et de température ($E = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$) d'un panneau photovoltaïque type SunPower SPR-305E-WHT-D : Ces courbes sont obtenues par l'utilisation de l'environnement MATLAB/ Simulink/Simpower System.

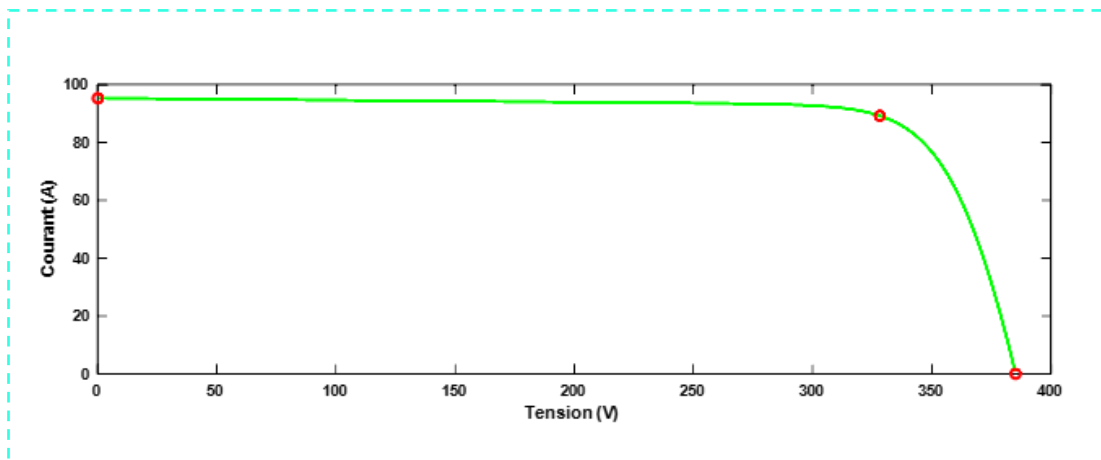


Figure 2.7 : Caractéristique typique $I=f(V)$ d'un module solaire.

2.2.4.2 Caractéristique puissance – tension :

Pour la caractéristique puissance-tension nous avons considéré les mêmes conditions de rayonnement solaire et de température. La figure 2.8 présente la caractéristique de la puissance en fonction de la tension. On a $P_{max} = 30 \text{ kW}$ pour $V = 330 \text{ V}$.

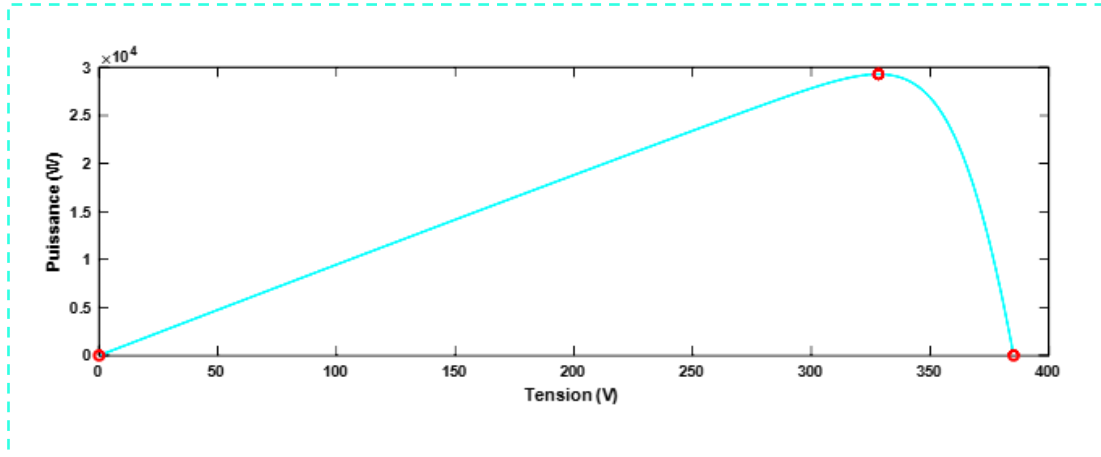


Figure 2.8 : Caractéristique typique $P=f(V)$ d'un module solaire.

2.2.5 PARAMÈTRES INFLUENÇANT SUR LE FONCTIONNEMENT DU MODULE PV :

2.2.5.1 Influence de la température :

La température a un impact significatif sur les performances des panneaux solaires. La tension de circuit ouvert diminue considérablement avec l'augmentation de la température, ce qui signifie que moins de puissance peut être extraite. Lors du dimensionnement d'un système solaire, il est important de prendre en compte les fluctuations de température sur le site d'installation.

En termes concrets, si la température de la cellule dépasse $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, les performances du panneau diminuent d'environ 0.5% pour chaque degré d'augmentation. Par exemple, si la température de la cellule est de $35 \text{ }^{\circ}\text{C}$, les performances du panneau seront réduites d'environ 2.5% .

La figure 2.9 montre des exemples de courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$ pour différents niveaux de température et un éclairement de référence de 1000 W/m^2 .

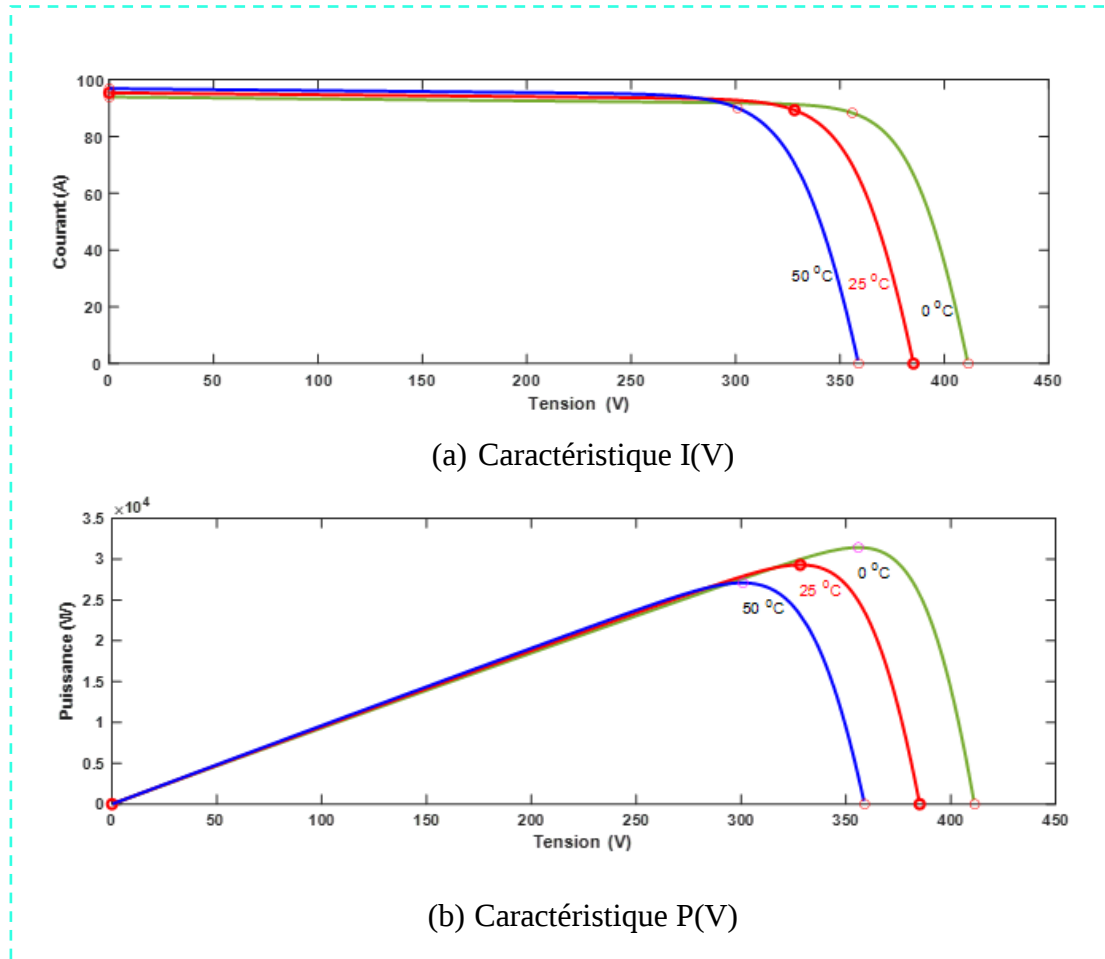


Figure 2.9 : Influence de la température sur la caractéristique I(V) et P(V).

2.2.5.2 Influence de l'éclairement :

La figure 2.10 représente l'évolution du courant et de la puissance générée par le module photovoltaïque en fonction de la tension à température fixe et éclairement variable.

Notez que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. D'autre part, la tension en circuit ouvert ne change pas au même rythme et reste presque la même lorsque l'éclairage est faible. L'éclairement énergétique standard internationalement reconnu pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est un éclairement énergétique de 1000 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

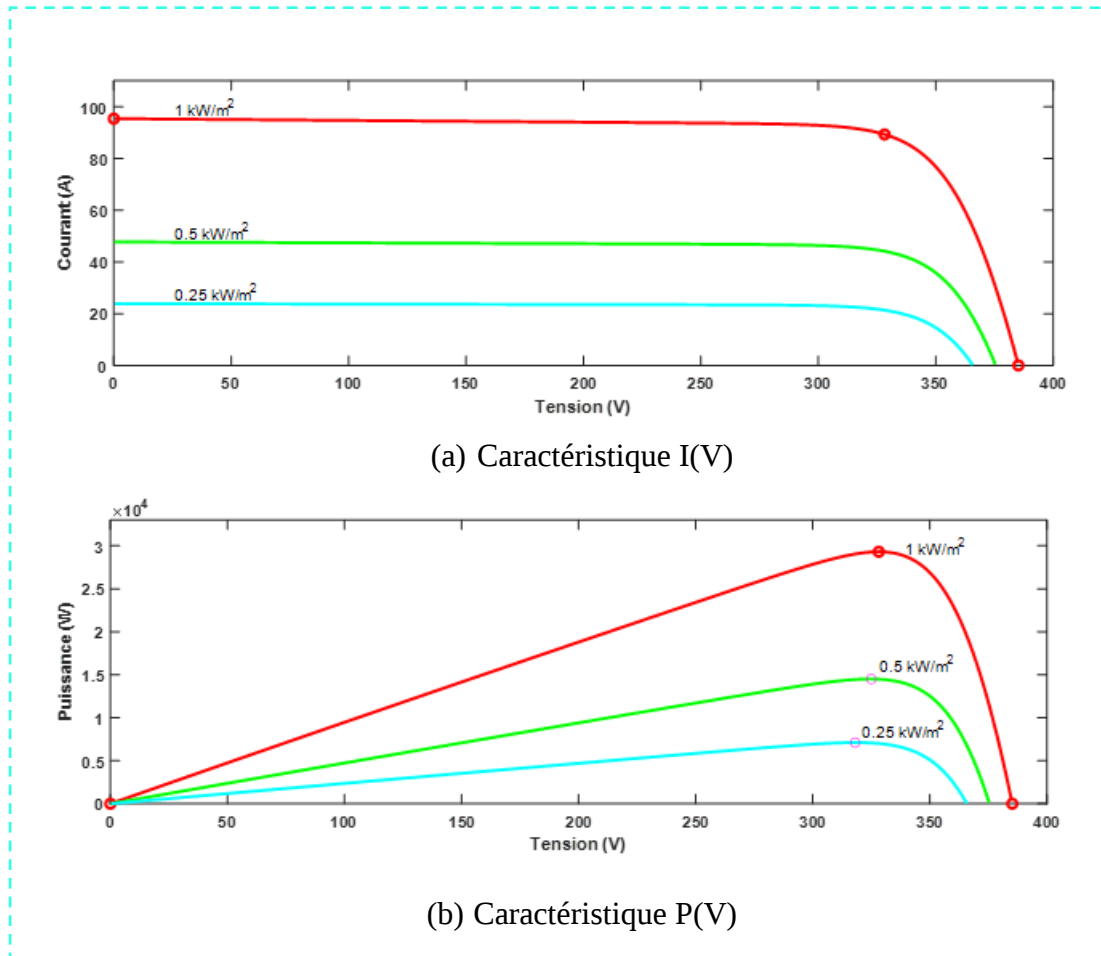


Figure 2.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V) et P(V).

2.3 SYSTÈME ÉOLIEN :

2.3.1 HISTOIRE :

Il y a 5000 ans, l'énergie éolienne a d'abord été utilisée pour faire naviguer les bateaux sur le Nil. Dans les années 1700 et 1800, les Européens l'ont utilisée pour pomper l'eau et moulinier les céréales. Le premier moulin à vent produisant de l'électricité a été installé en 1890 aux États-Unis. Un aérogénérateur connecté au réseau, d'une capacité de 2 MW, a été mis en service en 1979 sur la montagne Howard Knob, près de Boon. Une turbine de 3 MW a été mise en service en 1988 sur la colline de Berger, dans les Orcades, en Écosse [9].

L'énergie électrique produite par le vent est utilisée pour l'éclairage des bâtiments dans les endroits isolés et non raccordés au réseau.

Aujourd'hui, les générateurs d'énergie éolienne sont disponibles en petites tailles adaptées aux systèmes autonomes et en générateurs plus importants pouvant être connectés aux réseaux électriques.

2.3.2 FONCTIONNEMENT DE L' ÉOLIENNE:

Un système éolien, ou une éolienne peut être défini comme : Système constitué d'éléments capables de convertir une partie de l'énergie cinétique du vent (mouvement des fluides) en énergie mécanique puis en énergie électrique [10, 11].

La plupart des éoliennes commerciales, en particulier les grandes, ont un axe horizontal. Parfois, ils sont construits seuls ou en groupes (parcs éoliens) de 10 ou plus, et parfois des centaines d'éléments [12].

Divers éléments des éoliennes sont conçus pour maximiser la conversion d'énergie. Cela nécessite que les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de l'alternateur soient bien adaptées [13].

La figure 2.11 montre une éolienne composée d'un rotor qui capte l'énergie du vent en la transformant en énergie en rotation, un multiplicateur pour démultiplier la vitesse de rotation du rotor et une machine électrique pour convertir l'énergie mécanique en électricité.

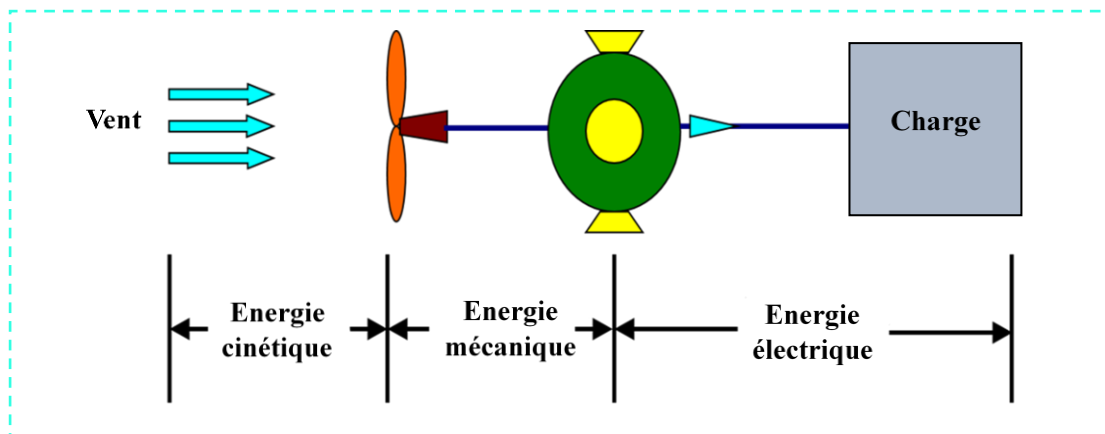


Figure 2.11 : Le principe de fonctionnement d'une éolienne.

2.3.3 COMPOSANTS D'ÉOLIENNE:

Les composants de base d'un système éolien de type "classique" sont illustrés dans la figure 2.12 ci-dessous [14].

- ✧ **Le mât :** Il s'agit généralement d'un tube métallique ou d'un mât en treillis avec un rotor et une nacelle. Le choix de la hauteur est important. Des hauteurs de mât plus élevées entraînent des vitesses de vent accrues et des coûts de construction plus élevés.

✧ **Le rotor :** L'aile se compose de plusieurs pales de rotor et est située dans le nez de l'éolienne. Ces pales de rotor jouent un rôle très important et leur nombre varie d'une éolienne à l'autre. Les systèmes à 3 pales sont les plus courants aujourd'hui. En effet, les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor sont limités par rapport aux systèmes bipales ou monopales. La puissance de sortie d'une éolienne est proportionnelle à la surface emportée par les pales. Le rotor est relié à la nacelle par un moyeu et convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

✧ **La nacelle :** Monté au sommet du mât, il abrite des composants mécaniques et pneumatiques, ainsi que certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine et à la conversion d'énergie.

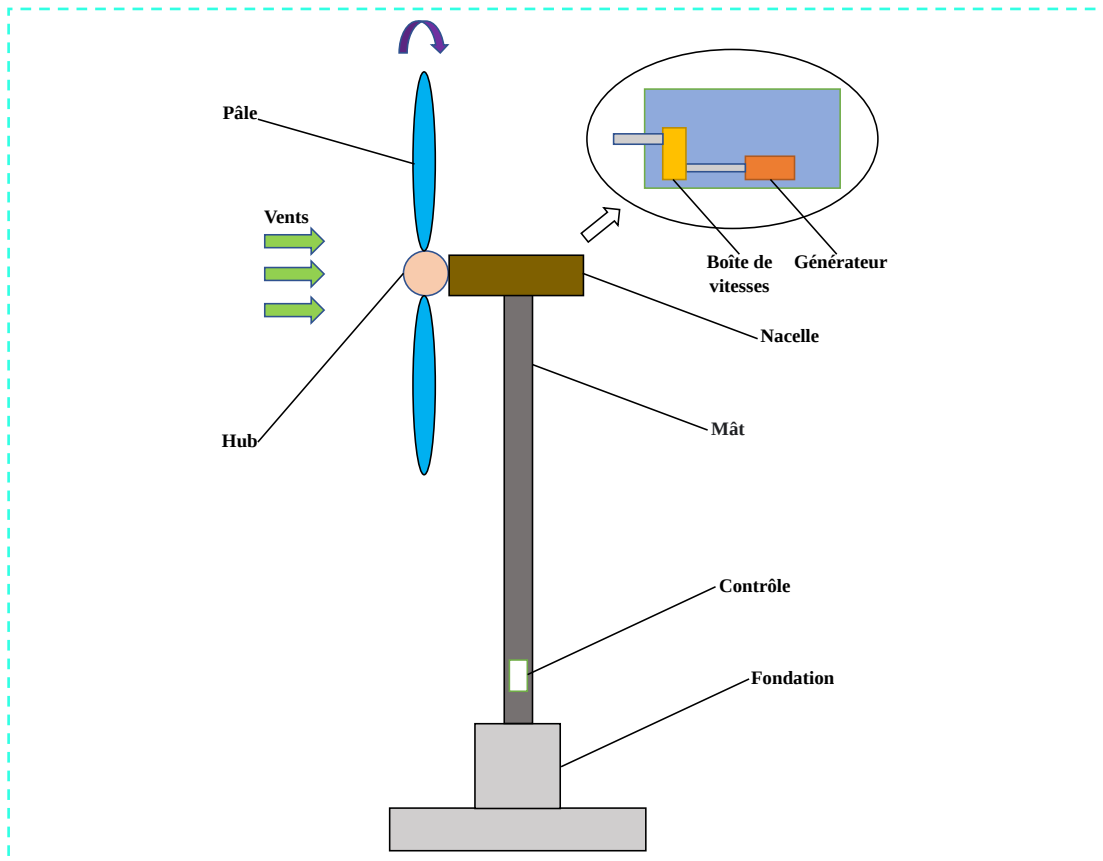


Figure 2.12 : Principaux composants de la turbine.

2.3.4 LA MODÉLISATION DES ÉOLIENNES :

La puissance captée par la pale de l'éolienne est une concomitance de la forme de la pale, de l'angle d'inclinaison, de la vitesse de rotation et du rayon du rotor. L'équation de la puissance générée est présentée ci-dessous [15, 16].

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.10)$$

Avec :

ρ : est la densité de l'air (1.25 Kg/m³).

$A = \pi R^2$: est les pales de l'éolienne ont balayé la zone dans le vent.

v : est la vitesse du vent.

La puissance mécanique disponible sur l'arbre de l'éolienne peut être exprimée par l'équation suivante :

$$P_{mec} = C_P(\lambda) \times P_{max} = \frac{1}{2} C_P(\lambda) \rho A v^3 \quad (2.11)$$

Le coefficient de puissance (C_P) représente le rendement de conversion de l'énergie de l'éolienne. C_P est une fonction non linéaire du rapport de vitesse en bout de pale (TSR ou λ) et de l'angle de pale β . λ est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire du bout des pâles et la vitesse du vent arrivant sur l'hélice. λ est donné par l'équation 2.12 suivante :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{v} \quad (2.12)$$

Où :

R : le rayon du rotor.

Ω_t : la vitesse angulaire du rotor.

L'expression de $C_P(\lambda, \beta)$ peut être décrite comme suit [17] :

$$C_P(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{\frac{-C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (2.13)$$

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \right) \quad (2.14)$$

Avec : $C_1=0.5176$, $C_2=116$, $C_3=0.4$, $C_4=5$, $C_5=21$ et $C_6=0.0068$.

La valeur maximale théorique du C_P est donnée par la limite de Betz $C_{P_max}=0,593= 59,3\%$.

La figure 2.13 montre la variation de C_p en fonction de λ , où l'on voit que la valeur maximale de $C_p=0,5$ est atteinte pour $\lambda_{opt} = 9$ et pour $\beta=0$. On peut remarquer que pour maximiser le coefficient de puissance, le rapport de vitesse en bout de pale doit être maintenu constant, ce qui signifie que la vitesse du rotor doit être contrôlée en fonction de la vitesse du vent. C'est la raison pour laquelle une éolienne à vitesse variable a de meilleures performances aérodynamiques que les éoliennes à vitesse fixe. Afin de maintenir le coefficient de puissance à son maximum, nous utilisons la commande MPPT.

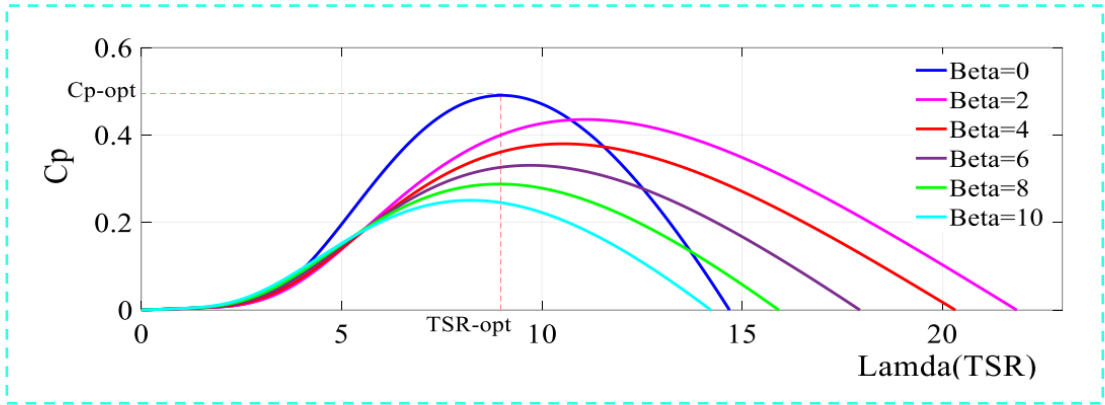


Figure 2.13 : Coefficient de puissance en fonction du TSR.

En tenant compte du rapport multiplicateur de vitesse K , la puissance mécanique P_{mec} disponible sur l'arbre du générateur électrique pour différentes vitesses de vent est présentée par l'équation 2.15 suivante :

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \left(\frac{R \cdot \Omega_m}{K \cdot v} \right) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.15)$$

Où :

Ω_m : la vitesse de rotation après multiplicateur.

Le couple rotorique est obtenu à partir de la puissance fournie et de la vitesse de rotation de la turbine :

$$T_t = \frac{P_{mec}}{\Omega_t} = \frac{\rho \pi R^3 v^2}{2} C_c \quad (2.16)$$

Où C_c est le coefficient de couple. Les coefficients de puissance et de couple sont liés par l'équation :

$$C_p(\lambda) = \lambda \times C_c(\lambda) \quad (2.17)$$

Pour ce modèle de simulation, il est suffisant de représenter la fréquence de résonance fondamentale de la chaîne de traction à l'aide d'un modèle à deux masses, comme illustré à la figure 2.14, qui modélise la chaîne de traction. La seconde fréquence de résonance est beaucoup plus élevée et son amplitude est plus faible. Toutes les amplitudes sont prises en compte dans l'arbre rapide. L'inertie J concerne les masses côté turbine, tandis que J_m concerne celles de la machine électrique. Ces inerties ne représentent pas toujours exactement la turbine et la machine électrique. Si la fréquence de résonance fondamentale provient des pâles, une partie de l'inertie de la turbine est prise en compte dans J_m [18, 19].

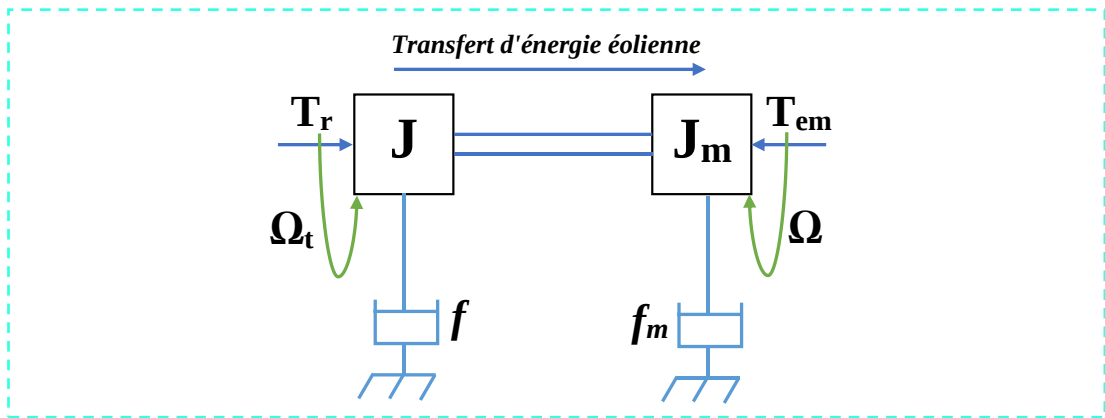


Figure 2.14 : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple capté par la turbine est donc directement déterminé par : L'équation différentielle, qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et générateur, est donnée par :

$$\Delta T = T_t - T_{em} = (J + J_m) \left(\frac{d\Omega_t}{dt} \right) + (f + f_m) \Omega_t \quad (2.18)$$

Où :

T_t : Le couple aérodynamique.

T_{em} : Le couple électromagnétique fourni par le générateur.

J_m : L'inertie de la machine.

J : L'inertie de la turbine.

f_m : Le coefficient de frottement de la machine.

f : Le frottement des lames.

Nous ne disposons que des paramètres mécaniques de la machine et de l'inertie de pôle. C'est pourquoi dans notre application, nous ne considérons que le coefficient de frottement associé au générateur (celui de la pôle n'est pas pris en compte).

$$J_{TOT} = (J + J_m) \approx J \quad (2.19)$$

$$f_{TOT} = (f + f_m) \approx f \quad (2.20)$$

Avec :

J_{TOT} : Inertie totale.

f_{TOT} : Coefficient de frottement total.

Par conséquent, le modèle qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne du vent est donné par l'équation différentielle suivante :

$$\Delta T = T_t - T_{em} = J \left(\frac{d\Omega_t}{dt} \right) + f \Omega_t \quad (2.21)$$

La valeur de la vitesse est obtenue par l'équation suivante :

$$\Omega_t = \frac{\Delta T}{JS + f} \quad (2.22)$$

La figure 2.15 correspondant à la modélisation de cette turbine, elle se déduit facilement des équations données précédemment.

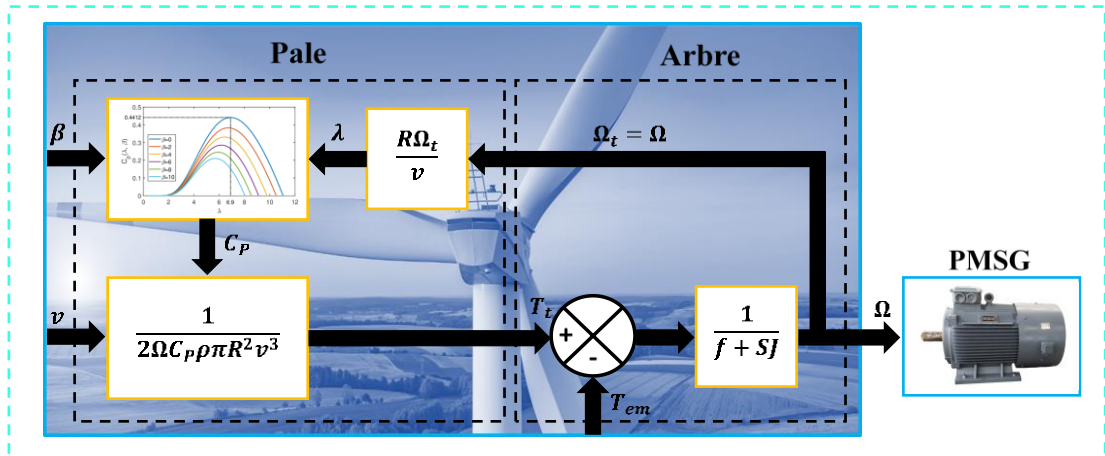


Figure 2.15 : Schéma fonctionnel du modèle de turbine.

Le diagramme montre que la vitesse de l'éolienne peut être contrôlée en agissant sur deux entrées : l'angle de la pôle β et le couple électromagnétique de la génératrice. La vitesse du vent est considérée comme une entrée perturbatrice de ce système [20].

2.3.5 GÉNÉRATEUR :

L'arbre de l'éolienne est couplé mécaniquement à l'arbre du rotor du générateur, de sorte que la puissance mécanique développée par l'éolienne (par conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique) est transmise à l'arbre du rotor. Cette structure de rotor comporte un enroulement de rotor (champ ou armature). Dans les deux cas, nous avons un conducteur mobile dans un champ magnétique stationnaire ou un conducteur stationnaire dans un champ magnétique mobile. Dans les deux cas, la tension électrique est générée par le principe du générateur.

2.3.5.1 Types de générateurs :

Les générateurs peuvent être classés en fonction du type de courant. Il existe des générateurs de courant alternatif et des générateurs de courant continu. Mais dans les deux cas, la tension générée est alternative. En ajoutant un collecteur, nous la convertissons en courant continu. Par commodité, nous optons donc pour un générateur à courant alternatif [21, 22, 23, 24, 25].

Les générateurs à courant alternatif peuvent être classés en fonction de la vitesse du rotor. Il existe des générateurs synchrones (machines à vitesse constante) et des générateurs asynchrones (machines à vitesse variable ou machines à induction).

Dans les générateurs synchrones, nous avons le rotor à pôles saillants et le rotor cylindrique (à pôles non saillants). En fonction de la vitesse requise/disponible, nous pouvons opter pour un rotor cylindrique pour les vitesses élevées et un rotor à pôles saillants pour les vitesses faibles.

Une autre classification est basée sur le champ magnétique. Le magnétisme peut être assuré par un aimant permanent ou un électro-aimant. Afin de réduire les besoins en alimentation, nous optons pour le générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) pour la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne.

Un moteur à induction fonctionnant avec un glissement négatif peut fonctionner comme un générateur d'induction. Mais ce générateur n'est pas auto-excité et doit être excité par une source de fréquence fixe. Il a déjà besoin d'un exciteur pour le stator. Cette machine doit donc être alimentée par deux sources, d'où son nom de machine ou générateur à induction doublement alimenté.

Les générateurs à induction à double alimentation et les générateurs synchrones à aimant permanent conviennent donc à la production d'énergie éolienne. Nous utilisons le MSAP dans notre travail.

Le tableau suivant résume certaines caractéristiques des générateurs qui peuvent être intégrés dans les éoliennes :

Tableau 2.1 : Caractéristiques de l'aérogénérateur.

Générateur	Caractéristique
Machine synchrone à aimants permanents	Rendement élevé, adopté avec une vitesse de vent faible, très coûteux
Génératrice à induction à cage d'écureuil	Nécessite une alimentation en courant alternatif triphasé, est peu coûteux et fonctionne à vitesse de vent fixe
Générateur indexé à double alimentation	Efficacité et fiabilité élevées, coût moyen et fonctionnement avec une vitesse de vent variable
Générateur à inducteur à vitesse fixe	Faible efficacité, faible coût et fonctionnement à vitesse de vent fixe

2.3.5.2 Machine synchrone à aimants permanents :

Une machine synchrone génère de l'énergie en grandes quantités et possède son champ sur le rotor et son induit sur le stator. Le rotor peut être de type à pôles saillants ou de type cylindrique [26].

Dans le générateur synchrone à aimant permanent, le champ magnétique est obtenu en utilisant un aimant permanent, mais pas un électro-aimant. Le flux de champ reste constant dans ce cas et l'alimentation requise pour exciter l'enroulement de champ n'est pas nécessaire, de même que les bagues collectrices. Tous les autres éléments restent identiques à ceux d'un générateur synchrone normal.

Le modèle mathématique du MSAP est défini par les différentes équations électriques, magnétiques et mécaniques, comme le montrent les équations suivantes :

$$V_{sd} = R_{ch} i_{sd} + L_{ch} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_r L_{ch} i_{sq} \quad (2.23)$$

$$V_{sq} = R_{ch} i_{sq} + L_{ch} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_r L_{ch} i_{sd} \quad (2.24)$$

$$C_{em} = \frac{3}{2} p \left((L_d - L_q) i_d + \Phi_f \right) i_q \quad (2.25)$$

$$C_m = C_{em} - f \Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (2.26)$$

Avec :

C_{em} : Le couple du moteur.

f : Le coefficient de frottement visqueux.

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

J : Le moment d'inertie.

2.4 LES BATTERIES

La batterie est un dispositif de stockage qui emmagasine l'énergie excédentaire produite et l'utilise pour alimenter la charge en plus des générateurs lorsque l'énergie est requise. Les systèmes photovoltaïques et éoliens (décrits dans les chapitres précédents) sont intégrés, c'est-à-dire qu'ils sont connectés à un bus DC commun de tension constante et le banc de batteries est également connecté au bus DC. Tout transfert de puissance, que ce soit du générateur au parc de batteries ou du générateur à la charge ou du banc de batteries à la charge, s'effectue par l'intermédiaire de ce bus DC à tension constante. Comme le flux d'énergie associé à la batterie n'est pas unidirectionnel, un convertisseur bidirectionnel est nécessaire pour charger et/ou décharger la batterie en cas d'excès et/ou de déficit d'énergie respectivement [27].

Les deux principaux types de batteries utilisées dans les systèmes hybrides sont le nickel-cadmium et le plomb-acide. L'utilisation des batteries nickel-cadmium est limitée à quelques systèmes en raison de leur coût plus élevé, de leur efficacité énergétique plus faible et de leur température de fonctionnement supérieure limitée. Les batteries plomb-acide restent le type le plus courant pour les systèmes hybrides [28]. Les paramètres du modèle sont déduits des caractéristiques de décharge et sont supposés être les mêmes pour la charge. Ces paramètres sont approximatifs et dépendent de la précision des points de la courbe de décharge.

2.4.1 CONSTRUCTION ET PERFORMANCES DES BATTERIES PLOMB-ACIDE :

Une batterie plomb-acide, dans sa construction de base, est constituée de plusieurs cellules électrochimiques interconnectées de manière à fournir la tension et le courant requis. La batterie plomb-acide est constituée de deux électrodes, l'une positive composée de dioxyde de plomb PbO_2 et l'autre négative composée de plomb pur (Pb). L'espace vide entre les deux électrodes est rempli d'acide sulfurique dilué (H_2SO_4). La tension de la batterie dépend de la température de la cellule et de la densité de la solution acide, qui varie également en fonction de la température et de l'état de charge. Une batterie d'une tension nominale de 12 V est constituée de 6×2 V d'éléments d'acide au plomb. Les limites supérieures et inférieures de la tension en circuit ouvert de charge et de décharge à 25 °C sont respectivement de 14.4 et 10.5 V.

La profondeur de décharge (DOD) est l'état de charge de la batterie. La relation entre la tension de la batterie et sa profondeur de décharge est presque linéaire jusqu'à ce qu'un point de tension de coupure soit atteint. L'utilisation d'une batterie au-delà de ce point augmente la résistance interne de la batterie et peut l'endommager. Un contrôleur de charge (régulateur) est utilisé pour contrôler le fonctionnement de la batterie dans ses limites de conception afin de ne pas dépasser son point de coupure et de ne pas dépasser la limite de surcharge.

Une batterie plomb-acide perd une partie de sa capacité en raison d'une réaction chimique interne. Ce phénomène est appelé autodécharge (SOD) de la batterie et il augmente avec l'augmentation de la température de la batterie. Le fait d'équiper les batteries d'une grille en plomb ou d'une grille plomb-calcium minimisera leur auto-décharge [29, 30, 31].

La longue durée de vie, le taux de stabilité des cycles et la capacité de supporter des décharges très profondes sont les principaux points de conception qui doivent être pris en compte lors du choix d'une batterie pour certaines applications.

2.4.2 CIRCUIT ÉQUIVALENT DE LA BATTERIE PLOMB-ACIDE :

2.4.2.1 Modèle cellulaire de Thevenin :

Le modèle mathématique du circuit équivalent de la batterie reflète principalement la relation entre les informations collectées (telles que la tension de la batterie, le courant, la température, etc.), les caractéristiques électriques (équations

du circuit) et les informations sur les caractéristiques internes de la batterie (telles que la capacité résiduelle de la batterie, la résistance et la force électromotrice, etc.). Le circuit équivalent du modèle de Thevenin est illustré à la figure 2.16 [32, 33, 34].

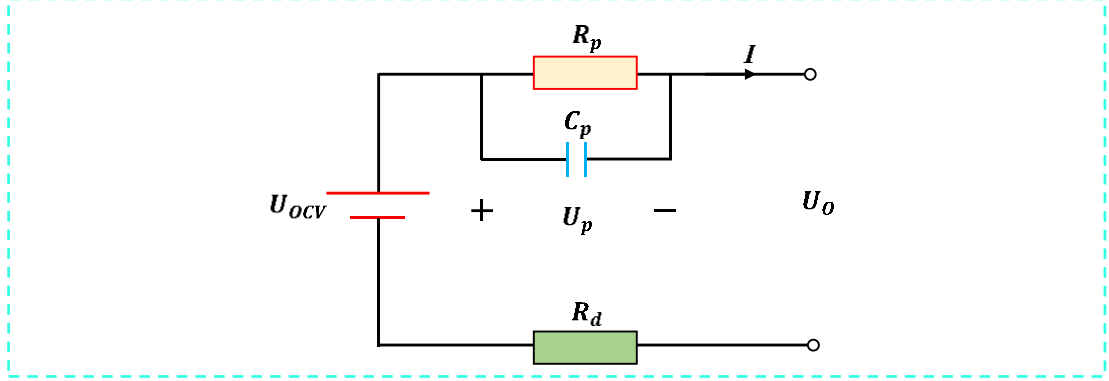


Figure 2.16 : Modèle de Thevenin.

Les modèles équivalents typiques comprennent généralement le modèle simple, le modèle Thevenin et le modèle PNFV, et al. Plus l'ordre du modèle équivalent de la batterie est élevé, meilleures sont les caractéristiques statiques et dynamiques simulées de la batterie et plus grande est la précision. Mais en tenant compte de l'application pratique de l'ingénierie et du degré de difficulté de l'algorithme transplanté dans le processeur, il est nécessaire de choisir une meilleure caractéristique statique et dynamique de la cellule, pas un nombre d'ordre élevé, et le modèle de circuit équivalent de la batterie avec une structure simple. Par comparaison, le modèle de Thevenin est sélectionné pour effectuer l'identification des paramètres afin d'établir le modèle précis du circuit équivalent de la batterie plomb-acide.

Dans la figure 2.16, R_p et C_p sont respectivement la résistance de polarisation et la capacité de polarisation. La résistance et la capacité parallèles reflètent les caractéristiques dynamiques de la batterie. U_p est la tension de polarisation, R_d est l'impédance équivalente, U_{ocv} est la tension en circuit ouvert, U_o est la tension aux bornes de la batterie, et I est le courant de charge et de décharge de la batterie. L'expression électrique correspondant à ce modèle est décrite comme suit.

$$U_o = U_{ocv} - U_p - R_d \times I(t) \quad (2.27)$$

$$\dot{U}_p = -\frac{1}{C_p \times R_p} U_p + \frac{1}{C_p} I(t) \quad (2.28)$$

La tension de circuit ouvert de la batterie U_{ocv} a une certaine relation de correspondance avec l'état de charge de la batterie dans certaines conditions, qui est souvent utilisée pour établir la valeur initiale de l'état de charge. La figure 2.16 montre que les parallèles R_p et C_p forment une boucle dont les caractéristiques électriques peuvent refléter les caractéristiques dynamiques de charge et de décharge de la batterie. Par conséquent, le modèle de Thevenin est cohérent avec le principe de choix d'une batterie. Ce modèle ne peut pas seulement refléter les caractéristiques statiques et dynamiques de la batterie. D'autre part, sa structure est relativement simple, le nombre de commandes n'est pas élevé et il est facile à mettre en œuvre dans l'ingénierie. Ce type de modèle de batterie est donc largement appliqué dans la modélisation de la batterie et le modèle de circuit équivalent de batterie est utilisé dans cette étude.

2.4.2.2 Modélisation de la batterie sous Matlab/Simulink :

Nous avons utilisé le modèle de batterie au plomb qui est décrit par les équations suivantes [35] :

- Modèle de la décharge ($i^* > 0$) :

$$f_1(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - k \frac{Q}{Q - i_t} i^* - k \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot 0 \right) \quad (2.29)$$

- Modèle de la charge ($i^* < 0$) :

$$f_2(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - k \frac{Q}{i_t + \frac{Q}{10}} i^* - k \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot \frac{1}{s} \right) \quad (2.30)$$

Avec :

E_0 : La tension constant (V).

$Exp(s)$: La zone exponentielle dynamique (V).

$Sel(s)$: Représente le mode de batterie, $Sel(s)=0$ lors de la décharge, $Sel(s)=1$ pendant la charge de la batterie.

k : Constante de polarisation (Ah^{-1}) ou de la résistance de polarisation ($Ohms$).

i^* : La fréquence bas du courant dynamique (A).

i : Le courant du batterie (A).

i_t : Le courant extrait de capacité (Ah).

Q : La capacité maximale du batterie (Ah).

La figure 2.17 ci-dessous présente le circuit équivalent de la batterie.

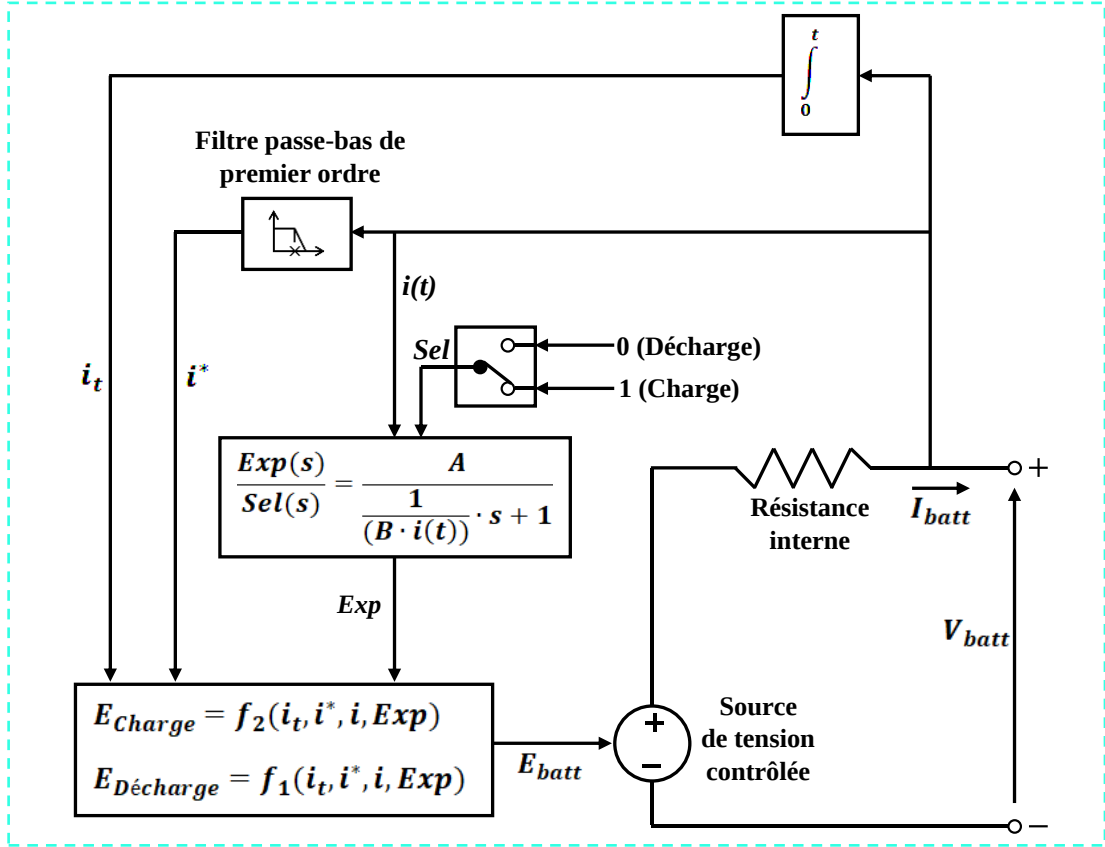


Figure 2.17 : Modèle de batterie de type plomb-acide dans Matlab/Simulink.

La capacité d'une batterie est généralement indiquée en termes d'ampères-heures (Ah) ou de wattheures (Wh). La capacité en ampères-heures d'une batterie est la quantité de courant de décharge disponible pendant une durée déterminée à une certaine température et à un certain taux de décharge. Un courant de décharge élevé entraîne une réduction de la capacité de la batterie et diminue sa durée de vie.

Lorsque la puissance générée par le système renouvelable (éolien et photovoltaïque dans le cas étudié) dépasse les besoins de la charge, l'énergie est stockée dans la batterie. Un niveau de stockage minimum est spécifié pour une batterie afin qu'il ne soit pas dépassé [36].

$$E_{\min} = E_{BN} \cdot (1 - DOD) \quad (2.31)$$

Avec :

$E_{\min}$: La capacité minimale admissible du parc de batteries.

E_{BN} : est la capacité nominale du parc de batteries.

DOD : est la profondeur de l'écoulement.

L'énergie stockée dans la batterie à tout moment pendant le mode de charge peut être exprimée comme suit :

$$E_b(t) = E_b(t-1) * (1 - \sigma) + (E_{WT}(t) + E_{PV}(t) - E_l(t) / \eta_V) * \eta_{Wh} \quad (2.32)$$

L'énergie stockée dans la batterie à tout moment pendant le mode de décharge peut également être exprimée par :

$$E_b(t) = E_b(t-1) * (1 - \sigma) + (E_l(t) / \eta_V - (E_{WT}(t) + E_{PV}(t))) \quad (2.33)$$

Où $E_b(t)$ et $E_b(t-1)$ représentent l'état de charge de la batterie aux moments t et $(t-1)$ respectivement.

σ : est le taux d'autodécharge horaire.

$E_{WT}(t)$: est l'énergie produite par l'éolienne pendant le temps de fonctionnement.

$E_{PV}(t)$: est l'énergie produite par le système PV pendant le temps de fonctionnement.

$E_l(t)$: est la charge requise pendant l'intervalle de temps de fonctionnement.

η_V et η_{Wh} : sont l'efficacité de l'onduleur et du parc de batteries respectivement, comme indiqué précédemment.

2.4.3 DIMENSIONNEMENT DU PARC DE BATTERIES :

Les deux types de batteries au plomb-acide disponibles à des capacités élevées sont les batteries ordinaires et les batteries en bloc. Le type bloc a une longue durée de vie (> 10 ans), un taux élevé de stabilité des cycles (> 1000 fois) et la capacité de supporter des décharges très profondes, mais son prix est plus élevé que celui des batteries ordinaires [37, 38].

La capacité en ampères-heure (C_{Ah}) et en wattheures (C_{Wh}) d'un parc de batteries nécessaire pour alimenter une charge pendant une certaine période (jour) lorsque l'énergie provenant de ressources renouvelables n'est pas disponible peut être spécifiée comme suit :

$$C_{Wh} = \frac{E_l * AD}{\eta_V * \eta_{Wh} * DOD} \quad (2.34)$$

Où AD : est l'autonomie journalière.

Il ressort clairement de la relation (2.34) que la capacité totale de la batterie dépend de l'autonomie journalière, qui représente le nombre de jours pendant lesquels la batterie sera capable d'alimenter la charge en cas de pénurie de sources renouvelables.

2.4.4 CONVERTISSEUR BIDIRECTIONNEL POUR LA CHARGE DES BATTERIES :

Le convertisseur bidirectionnel a de nombreuses applications et ici, le convertisseur est utilisé pour charger et décharger la batterie en fonction de l'excédent et du déficit de puissance respectivement [39, 40].

Lorsqu'il y a un surplus d'énergie, c'est-à-dire que l'offre est supérieure à la demande, la batterie est chargée, ce qui permet au convertisseur de fonctionner dans le sens de la marche. Lorsqu'il y a un déficit d'énergie, c'est-à-dire que l'offre est inférieure à la demande, la batterie commence à se décharger en fournissant le déficit d'énergie à la charge. Le convertisseur doit alors fonctionner dans le sens inverse. La charge/décharge de la batterie est effectuée à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel.

La figure 2.18 présente le schéma du convertisseur bidirectionnel tel que V_H et V_L sont les ports à haut et basse tension respectivement, C_H et C_L sont les condensateurs aux ports haut et basse tension respectivement, L est l'inductance.

S_1 et S_2 sont des interrupteurs de puissance MOSFET et D_1 , D_2 sont respectivement leurs propres diodes de drain-source.

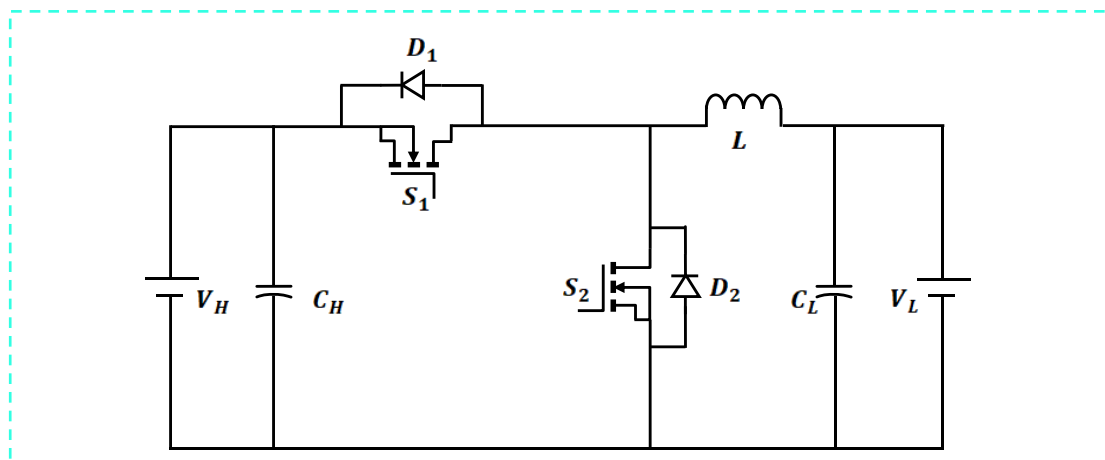


Figure 2.18 : Schéma du convertisseur bidirectionnel.

2.5 CONVERTISSEUR DC-DC :

Un convertisseur DC-DC est un circuit électrique dont l'application principale est de transformer une tension DC d'un niveau à un autre. Il est similaire à un transformateur dans une source de courant alternatif, il peut augmenter ou diminuer le niveau de tension.

Le niveau variable de tension continue peut-être réguler en contrôlant le rapport cyclique du convertisseur (temps d'activation et de désactivation d'un interrupteur) [41, 42].

Il existe différents types de convertisseurs cc-cc qui peuvent être utilisés pour transformer le niveau de tension en fonction de la disponibilité de l'alimentation et des besoins de la charge. Certains d'entre eux sont présentés ci-dessous.

- Convertisseur abaisseur « Buck ».
- Convertisseur élévateur « Boost ».
- Convertisseur inverseur « Buck-Boost ».

Chacun d'entre eux est expliqué ci-dessous.

2.5.1 CONVERTISSEUR BUCK :

La fonction d'un convertisseur 'buck' est de réduire le niveau de tension. Le schéma de circuit du convertisseur 'buck' est présenté à la figure 2.19.

Lorsque l'élément de commutation est en état de conduction, la tension apparaissant aux bornes de la charge est V_{in} et le courant est fourni de la source à la charge. Lorsque l'interrupteur est désactivé, la tension de la charge est nulle et le sens du courant reste le même. Au fur et à mesure que le courant circule de la source vers la charge, la tension du côté de la charge reste inférieure à la tension du côté de la source.

La tension de sortie est déterminée en fonction de la tension de source à l'aide du rapport de service de l'impulsion de porte donnée à l'interrupteur. Elle est le produit du rapport de service et de la tension d'entrée.

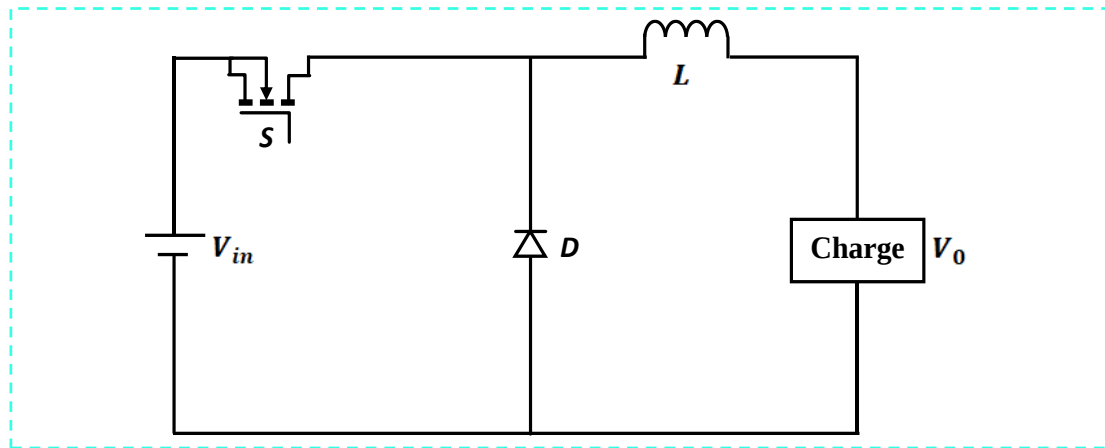


Figure 2.19 : Schéma de circuit d'un convertisseur 'buck'.

2.5.2 CONVERTISSEUR BOOST :

La fonction du convertisseur boost est d'augmenter le niveau de tension. La configuration du circuit du convertisseur élévateur est présentée à la figure 2.20.

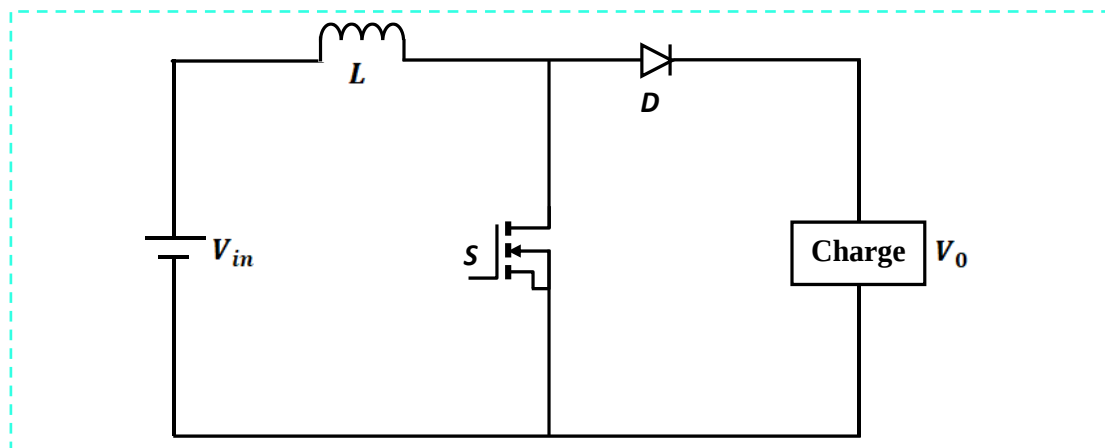


Figure 2.20 : Schéma de circuit d'un convertisseur Boost.

Le courant transporté par l'inducteur commence à augmenter et il emmagasine de l'énergie pendant le temps d'activation de l'élément de commutation. On dit que le circuit est en état de charge. Pendant l'état OFF, l'énergie de réserve de l'inducteur commence à se dissiper dans la charge en même temps que l'alimentation. Le niveau de tension de sortie dépasse celui de la tension d'entrée et dépend de la constante de temps de l'inducteur. La tension côté charge est le rapport entre la tension côté source et le rapport de service du dispositif de commutation.

2.5.3 CONVERTISSEUR BUCK-BOOST :

La fonction d'un convertisseur buck-boost est de régler le niveau de la tension côté charge à un niveau supérieur ou inférieur à celui de la tension côté source. La configuration du circuit du convertisseur buck-boost est illustrée à la figure 2.21.

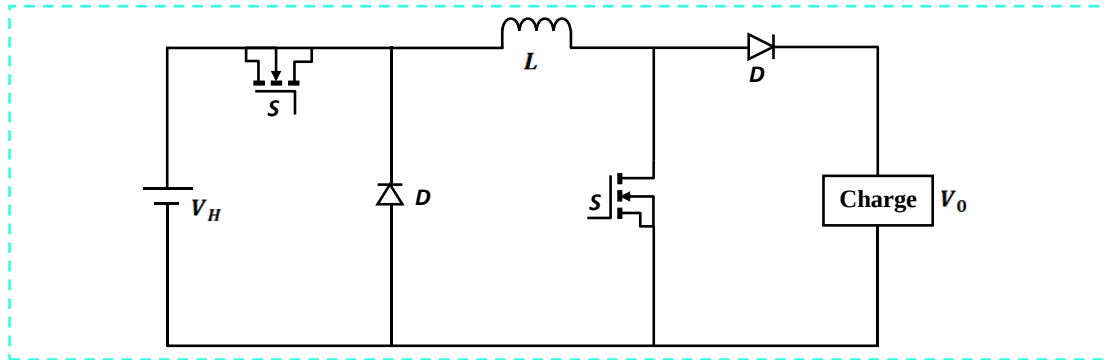


Figure 2.21 : Schéma de circuit du convertisseur buck-boost.

Lorsque les interrupteurs sont en état de conduction, le courant transporté par le conducteur commence à augmenter et il emmagasine de l'énergie. On dit que le circuit est en état de charge. Lorsque les interrupteurs sont désactivés, l'énergie stockée par l'inducteur est dissipée dans la charge par l'intermédiaire des diodes. La tension de sortie peut varier en fonction de la durée d'activation des interrupteurs.

Le convertisseur buck-boost fonctionne à la fois comme convertisseur buck et comme convertisseur boost en fonction du rapport cyclique des interrupteurs. Pour un rapport d'utilisation inférieur à 50 %, il agit comme un convertisseur buck, pour un rapport d'utilisation supérieur à 50 %, il agit comme un convertisseur boost.

Comme la tension peut être augmentée ou diminuée, nous utilisons un convertisseur buck-boost pour faciliter notre travail.

2.6 LE SYSTÈME DE CONTRÔLE :

2.6.1 CONTRÔLE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE :

Un système de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est un système de contrôle électronique capable de tirer toute la puissance d'un système photovoltaïque. Il n'implique pas de composant mécanique unique qui modifie la direction des modules et les oriente directement vers le soleil. Le système de contrôle MPPT est un système entièrement électronique qui peut fournir la puissance maximale autorisée en faisant varier électriquement le point de fonctionnement des modules [43].

2.6.1.1 Nécessité du MPPT :

Dans la caractéristique de puissance en fonction de la tension d'un module photovoltaïque illustrée à la figure 2.22, on peut observer qu'il existe des maximas uniques, c'est-à-dire un point de puissance maximale est atteint à une combinaison spécifique de tension et de courant fournie. Le rendement global d'un module est très faible, de l'ordre de 12 %. Il est donc nécessaire de le faire fonctionner au point de puissance maximale afin que la puissance maximale puisse être fournie à la charge, indépendamment des conditions environnementales qui changent continuellement. Cette puissance accrue permet une meilleure utilisation du module solaire photovoltaïque. Un convertisseur DC/DC placé à côté du module PV extrait la puissance maximale en adaptant l'impédance du circuit à l'impédance du module PV et la transfère à la charge. L'adaptation de l'impédance peut se faire en faisant varier le rapport cyclique des éléments de commutation.

2.6.1.2 Algorithme de MPPT :

De nombreux algorithmes permettent de déterminer le point de puissance maximale du module photovoltaïque. Ils sont les suivants :

- a. Algorithme P&O.
- b. Algorithme IC.
- c. Capacité parasite.
- d. Contrôle de la puissance de crête en fonction de la tension.
- e. Contrôle de la puissance de crête basé sur le courant.

2.6.1.3 Perturber et observer :

Chaque algorithme MPPT a ses avantages et ses inconvénients. La méthode Perturbation et observation (P&O) est largement utilisée en raison de sa simplicité. Dans cet algorithme, nous introduisons une perturbation dans la tension de fonctionnement du panneau. La perturbation de la tension peut être réalisée en modifiant la valeur du rapport cyclique du convertisseur DC-DC.

La figure 2.22 montre les caractéristiques P-V d'un système photovoltaïque. En analysant les caractéristiques P-V, on peut voir qu'à droite du MPP, lorsque la tension diminue, la puissance augmente, mais qu'à gauche du MPP, l'augmentation de la tension entraîne une augmentation de la puissance.

C'est l'idée principale que nous avons utilisée dans l'algorithme P&O pour suivre le MPP. L'organigramme de l'algorithme P&O est présenté à la figure 2.23.

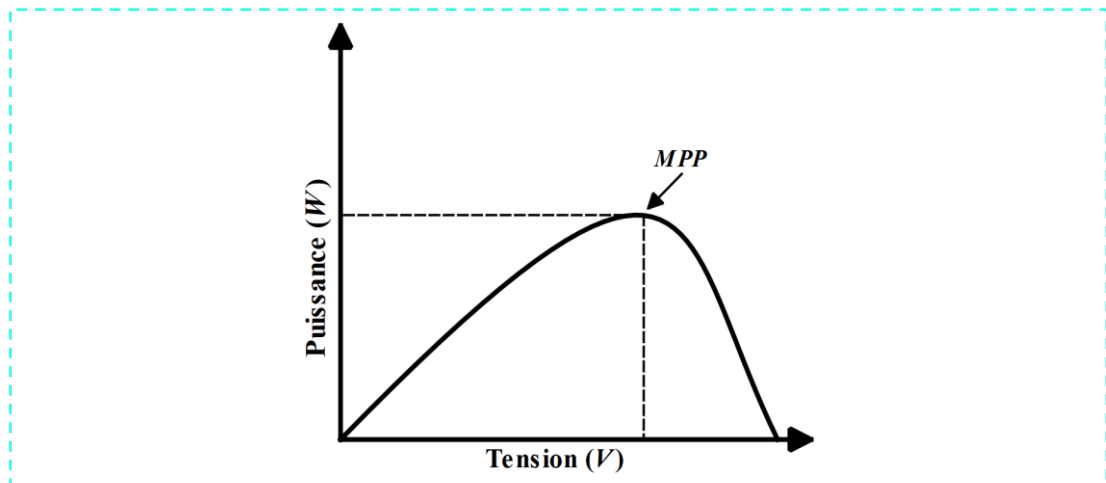


Figure 2.22 : Caractéristiques P-V (idée de base de l'algorithme P&O).

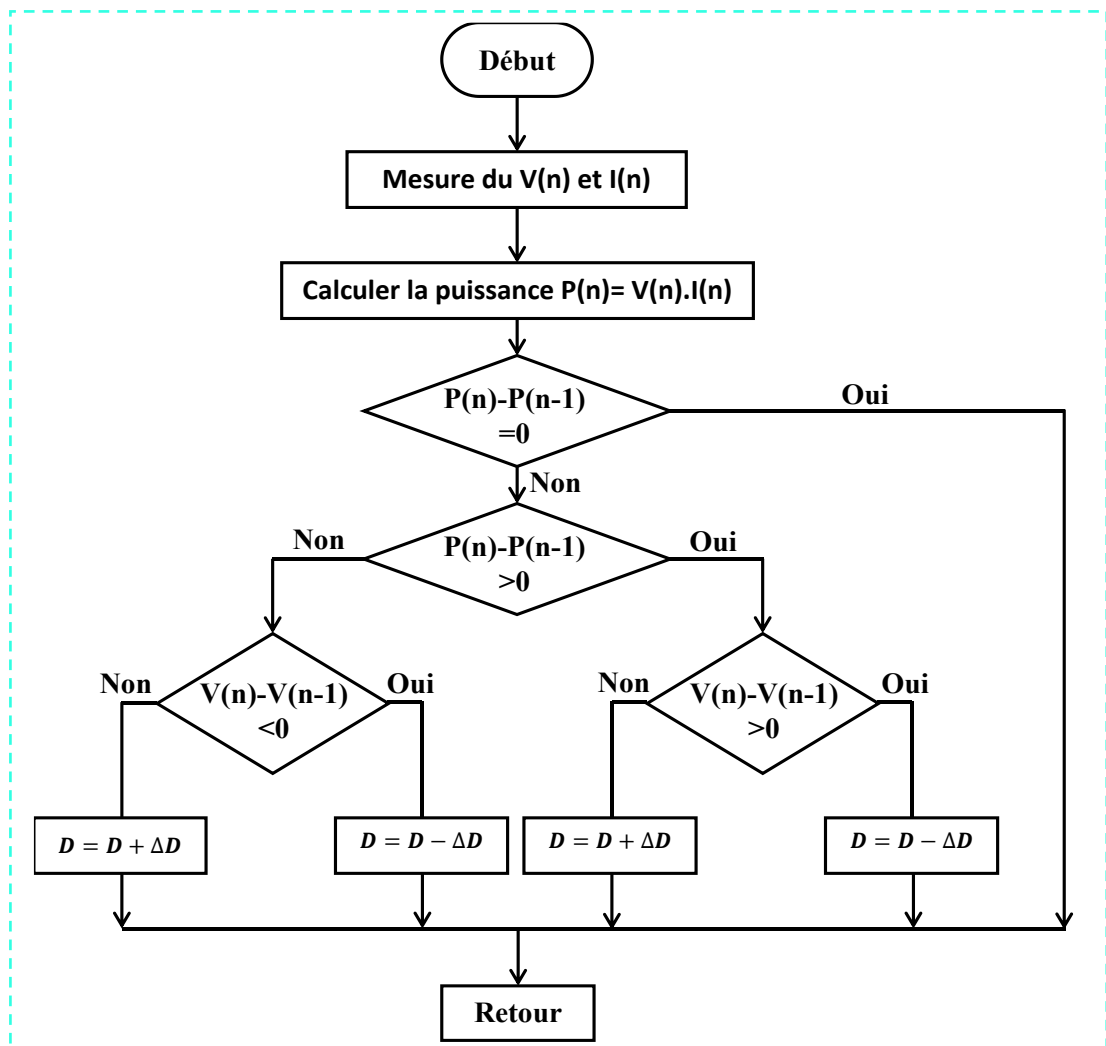


Figure 2.23 : Organigramme de l'algorithme de perturbation et d'observation MPPT.

Comme le montre l'organigramme, nous mesurons tout d'abord la tension et le courant, puis nous calculons la puissance. La puissance calculée est comparée à la précédente et, en conséquence, nous augmentons ou diminuons la tension pour localiser le point de puissance maximale en modifiant le cycle de travail du convertisseur.

2.6.2 CONTRÔLE DE L'ONDULEUR :

2.6.2.1 La technique de commande MLI sinus-triangle :

L'onduleur est un dispositif qui convertit le courant continu en courant alternatif. Il utilise des interrupteurs pour connecter temporairement la source d'alimentation continue aux lignes de la charge triphasée alternative. Le rapport entre le temps pendant lequel les interrupteurs sont ouverts et le temps pendant lequel ils sont fermés (rapport cyclique) contrôle la quantité d'énergie qui est transférée.

Le principe de fonctionnement de cette technique de commande consiste à comparer les tensions de référence (au niveau de commande) pour trois phases avec un signal appelé « porteuse : tension de commutation à haute fréquence », généralement triangulaire [44,45].

Le but de la technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI) est de contrôler les interrupteurs du convertisseur. Son mode de fonctionnement est très simple et repose sur les modes de conduction suivants :

- Si $v_{ref} > v_p$: l'interrupteur supérieur du bras de pont conduit.
- Si $v_{ref} < v_p$: l'interrupteur inférieur du bras de pont conduit.

Où :

v_{ref} : représente une des trois tensions de référence.

v_p : représente le signal triangulaire ou l'onde porteuse.

2.6.2.2 Caractéristiques de la MLI sinus-triangle :

La technique de commande MLI se caractérise par deux paramètres :

- Indice de modulation « I_m » : qui est défini comme étant le rapport de la fréquence de modulation (porteuse) sur la fréquence de référence.

$$I_m = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad (2.35)$$

Où :

I_m : Indice de modulation.

f_p : La fréquence de modulation (porteuse).

f_{ref} : La fréquence de référence.

- Le taux de modulation « T_m » : qui est défini comme étant le rapport la tension de référence sur la tension de porteuse.

$$T_m = \frac{V_{ref}}{V_p} \quad (2.36)$$

Où :

T_m : Le taux de modulation (porteuse).

V_{ref} : La tension de référence.

V_p : La tension de porteuse.

2.6.2.2.1 Equation de porteuse :

Le signal porteur est un signal triangulaire caractérisé par deux paramètre la valeur crête v_p et la fréquence f_p . On définit cette équation dans sa période

$[0, T_p]$ par :

$$\begin{cases} v_p = V_p \left(-1 + 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{Si } t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ v_p = V_p \left(3 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{Si } t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (2.37)$$

$$\text{Avec : } f_p = \frac{1}{T_p}$$

Les instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont déterminés par les points d'intersection entre les tensions de référence et la porteuse.

2.6.2.2.2 Equations des tensions de référence :

Le signal de référence (dans ce cas triphasé) est un signal sinusoïdal d'amplitude v_{ref} et de fréquence f_{ref} . Les trois tensions sinusoïdales de référence sont données par l'équation (2.38).

$$\begin{cases} v_{ref_a} = V_r \sin(2\pi f_{ref} t) \\ v_{ref_b} = V_r \sin(2\pi f_{ref} t - \frac{2\pi}{3}) \\ v_{ref_c} = V_r \sin(2\pi f_{ref} t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (2.38)$$

2.6.2.2.3 Équations des états des interrupteurs :

Les états des interrupteurs de redresseur sont donnés par l'équation (2.39) suivante :

$$s_i = \begin{cases} 1 & \text{si } (v_{ref_i} \geq v_p) \\ 0 & \text{si } (v_{ref_i} \leq v_p) \end{cases} \quad \text{avec } i = a, b, c \quad (2.39)$$

La figure 2.24 illustre le principe de la commande à MLI sinus-triangle.

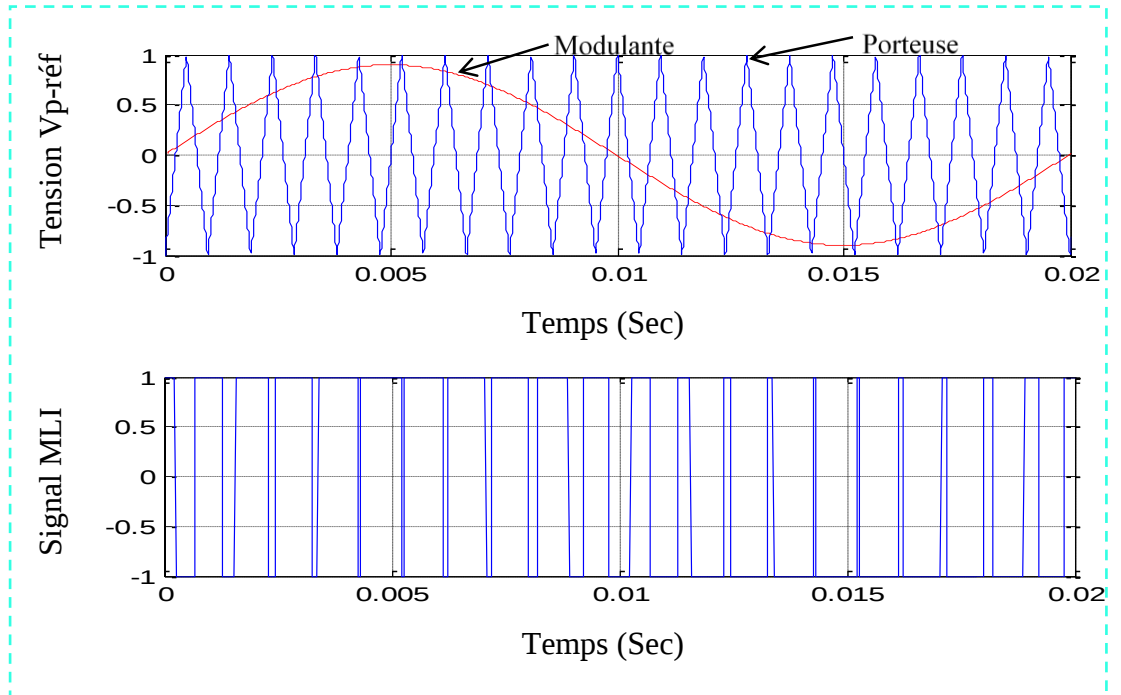


Figure 2.24 : Principe de la commande à MLI sinus-triangle.

2.6.2.3 Avantages principaux de la MLI :

- ✓ Une neutralisation efficace des harmoniques par rapport aux onduleurs à onde carrée ou à créneau unique.
- ✓ Repousser les harmoniques de la tension de sortie vers des fréquences élevées afin de faciliter le filtrage.
- ✓ Variation de la valeur du fondamental de tension de sortie.

2.6.2.4 Simulation de la commande MLI sinus-triangle :

En utilisant un indice de modulation $I_m = 21$ et un Taux de modulation $T_m = 0.9$ pour la simulation du programme. Les résultats de simulation sont donnés par la figure 2.25 ci-dessous.

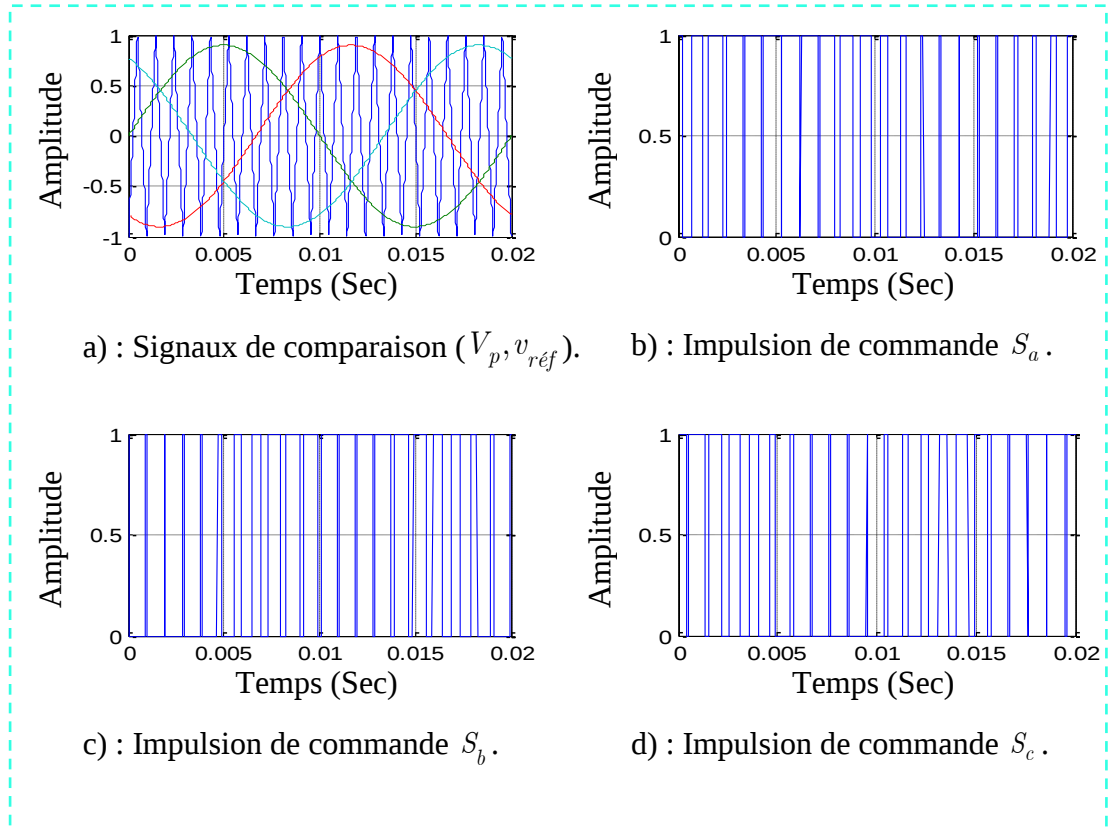


Figure 2.25 : Principe et réponses de la commande MLI sinus-triangle.

2.7 LA SYNCHRONISATION:

2.7.1 SYNCHRONISATION, POURQUOI EST-CE IMPORTANT ?

Lorsque deux ou plusieurs groupes électrogènes ou systèmes électriques sont raccordés en parallèle au même système de distribution d'énergie, les deux sources d'énergie doivent être correctement synchronisées. Si elles ne le sont pas, des surtensions électriques et des contraintes mécaniques ou électriques se produiront lorsque l'interrupteur de couplage sera fermé. En cas de synchronisation incorrecte, la variation résultante du système peut être doublée, ou un système peut placer un court-circuit franc sur l'autre. Dans certaines conditions, des surtensions peuvent être déclenchées et s'accumuler les unes sur les autres jusqu'à ce que les deux systèmes de production soient désactivés. Ces conditions sont extrêmes, mais des contraintes et des dommages peuvent être causés à des degrés divers.

Les effets dégradants dépendent du type de générateurs, du type de moteurs, de la charge électrique et, bien sûr, du degré de synchronisation des systèmes lorsque les disjoncteurs sont fermés [46].

Dans le passé, il était courant de surdimensionner les petits systèmes isolés, tant mécaniquement qu'électriquement, afin qu'ils puissent résister à de nombreux abus, y compris une mauvaise synchronisation occasionnelle lors de la mise en parallèle. La plupart des systèmes modernes sont généralement conçus de manière optimale. Ils alimentent souvent des équipements électroniques sophistiqués et sensibles, et une synchronisation précise est nécessaire. L'absence de synchronisation précise peut entraîner des temps d'arrêt et des coûts de remplacement très coûteux.

2.7.2 QU'EST-CE QUE LA SYNCHRONISATION ?

Avant que le disjoncteur puisse être fermé, connectant deux systèmes de production électrique en parallèle, les cinq conditions suivantes doivent être remplies :

- Le nombre de phases doit être le même dans les deux systèmes.
- Le sens de rotation de ces phases doit être le même dans les deux systèmes.
- La tension entre les deux systèmes doit être très proche.
- Les fréquences des deux systèmes doivent être très proches.
- Le déphasage entre la tension des deux systèmes doit être très faible.

Le respect des cinq conditions ci-dessus permettra de minimiser les perturbations du système après la mise en parallèle. Les deux premières de ces conditions sont déterminées lors de la spécification, de l'installation et du câblage de l'équipement. La tension de sortie d'un générateur est généralement contrôlée automatiquement par un régulateur de tension. Les deux conditions restantes : l'adaptation de la fréquence et la synchronisation de phase, doivent être prises en compte chaque fois que le disjoncteur de couplage est fermé, pour mettre en parallèle des groupes électrogènes ou des systèmes [46].

La synchronisation d'un système énergétique est le processus de mise en phase des différentes sources d'énergie qui le composent. Cela est nécessaire pour garantir une distribution stable et efficace de l'énergie. Dans un système électrique, la synchronisation est assurée par la fréquence. La fréquence d'un système électrique est le nombre de cycles de tension par seconde.

Dans la plupart des pays, la fréquence du réseau électrique est de 50 ou 60 Hz. Pour que deux sources d'énergie soient synchronisées, elles doivent avoir la même fréquence. Si la fréquence des deux sources d'énergie est différente, il y aura un déphasage entre les deux signaux de tension. Cela peut entraîner des problèmes de stabilité et de sécurité du système électrique. La synchronisation de phase est réalisée à l'aide d'un système de synchronisation. Ce système mesure la fréquence et la phase des différentes sources d'énergie et génère un signal de commande qui est utilisé pour ajuster la vitesse des générateurs jusqu'à ce qu'ils soient synchronisés.

2.7.3 LA MATRICE DE PASSAGE DE ROTATION :

La matrice de passage de type rotation pour la synchronisation est une matrice qui permet de transformer les données d'une base à une autre. Cette matrice est généralement utilisée dans les systèmes distribués, où plusieurs systèmes doivent être synchronisés. Soit un vecteur diphasé $\vec{u}$ de coordonnée (u_{dx}, u_{qx}) tourne avec une vitesse ω_x dans un repère $(\vec{d}_x, \vec{q}_x)$ peut-être exprimé dans un autre repère $(\vec{d}_y, \vec{q}_y)$ tourne à une vitesse ω_y par les coordonnées $(u_{dx,y}, u_{qx,y})$, comme montrer dans la figure 2.26.

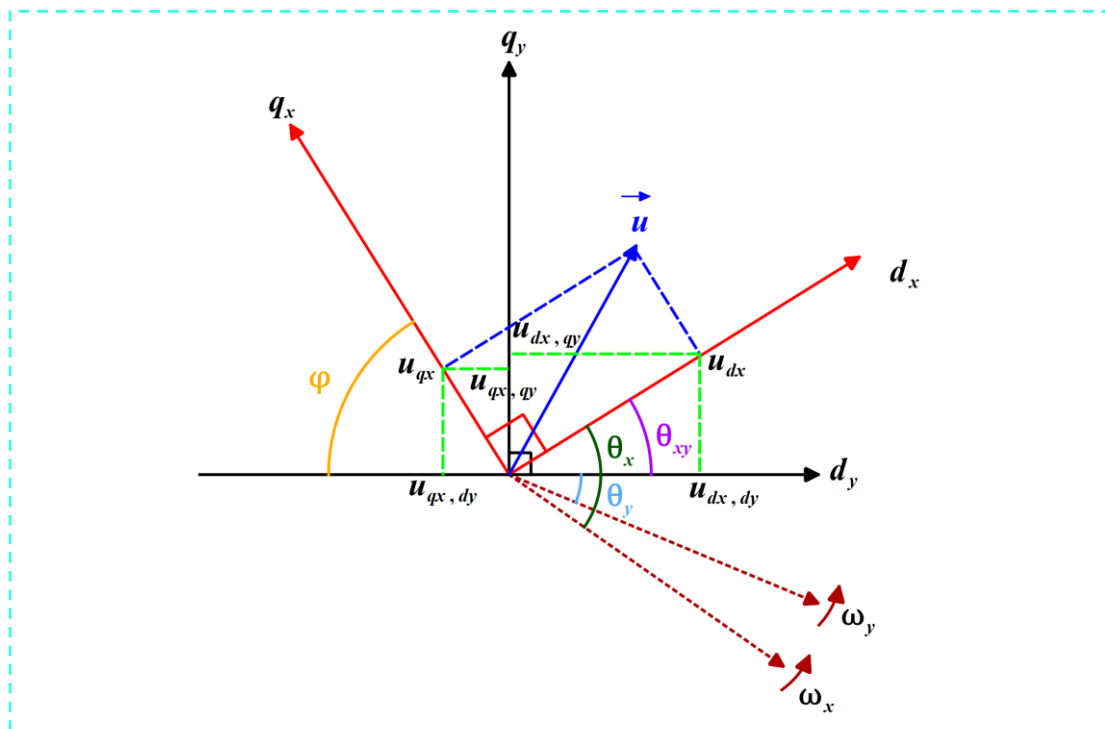


Figure 2.26 : Transformation du repère local vers le repère de réseau principal.

Les suivantes équations sont trouvées par la projection des coordonnées (u_{dx}, u_{qx}) sur le repère $(\vec{d}_y, \vec{q}_y)$.

$$\begin{cases} u_{dx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) - u_{qx} \cos(\varphi) \\ u_{qx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) + u_{qx} \cos(\varphi) \end{cases} \quad (2.40)$$

$$\text{On a : } \varphi = \pi - \frac{\pi}{2} - \theta_{xy} \Rightarrow \varphi = \frac{\pi}{2} - \theta_{xy}$$

En remplaçant la valeur du φ dans l'équation 2.40, on trouve :

$$\begin{cases} u_{dx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) - u_{qx} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \theta_{xy}\right) \\ u_{qx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) + u_{qx} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \theta_{xy}\right) \end{cases} \quad (2.41)$$

En utilisant les lois triangulaires $\left[\cos\left(\frac{\pi}{2} - x\right) = \sin(x)\right]$, on peut simplifier

l'équation (2.41) comme suite :

$$\begin{cases} u_{dx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) - u_{qx} \sin(\theta_{xy}) \\ u_{qx,y} = u_{dx} \cos(\theta_{xy}) + u_{qx} \sin(\theta_{xy}) \end{cases} \quad (2.42)$$

On peut écrire l'équation (2.43) comme suite :

$$\begin{bmatrix} u_{dx,y} \\ u_{qx,y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{xy}) & -\sin(\theta_{xy}) \\ \sin(\theta_{xy}) & \cos(\theta_{xy}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{dx} \\ u_{qx} \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

2.8 MODÈLE PROPOSÉ :

Cette thèse étudie et simule un modèle de système de production d'électricité hybride dans une configuration en série DC. Un système hybride est plus avantageux car un système de production d'électricité individuel n'est pas fiable. Lorsque l'un des systèmes est arrêté, l'autre peut fournir de l'énergie.

2.8.1 LES COMPOSANTS DU SYSTEME :

- ☀ Les sources d'énergie renouvelable : les panneaux photovoltaïques (PV) et les éoliennes (WT). Ces sources produisent de l'énergie électrique à partir de sources naturelles et renouvelables, telles que le soleil et le vent.

- ☀ La source classique : un générateur diesel. Cette source est utilisée pour produire de l'énergie électrique lorsque les sources renouvelables ne sont pas disponibles, par exemple la nuit ou par temps nuageux.
- ☀ La batterie : la batterie est utilisée pour stocker l'énergie électrique produite par les sources renouvelables. Elle permet de fournir de l'énergie électrique lorsque la demande est élevée, par exemple pendant les heures de pointe.
- ☀ Le réseau public : le réseau public est utilisé pour connecter le micro-réseau au réseau électrique principal. Cela permet au micro-réseau d'exporter l'énergie électrique qu'il produit en surplus et d'importer l'énergie électrique dont il a besoin.
- ☀ La charge variable résidentielle : la consommation d'énergie des appareils électriques des habitants d'une zone donnée. Elle est variable car elle dépend des habitudes de consommation des habitants.

2.8.2 LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME :

Le fonctionnement du modèle est le suivant :

- ☀ En priorité, les sources d'énergie renouvelable produisent de l'énergie électrique.
- ☀ L'énergie électrique produite par les sources renouvelables est utilisée pour alimenter la charge variable résidentielle.
- ☀ L'énergie électrique produite par les sources renouvelables qui n'est pas utilisée est stockée dans la batterie.
- ☀ Si la production d'énergie électrique des sources renouvelables est insuffisante pour répondre à la demande, le générateur diesel est utilisé pour produire de l'énergie électrique.
- ☀ Si la production d'énergie électrique des sources renouvelables est excédentaire, l'énergie électrique est exportée sur le réseau public.

Le modèle présenté dans la figure 2.27 a été développé à l'aide de MATLAB, un logiciel de calcul numérique et de simulation. Ce modèle permet de simuler le comportement du micro-réseau sur une période donnée. Il peut être utilisé pour analyser les performances du micro-réseau.

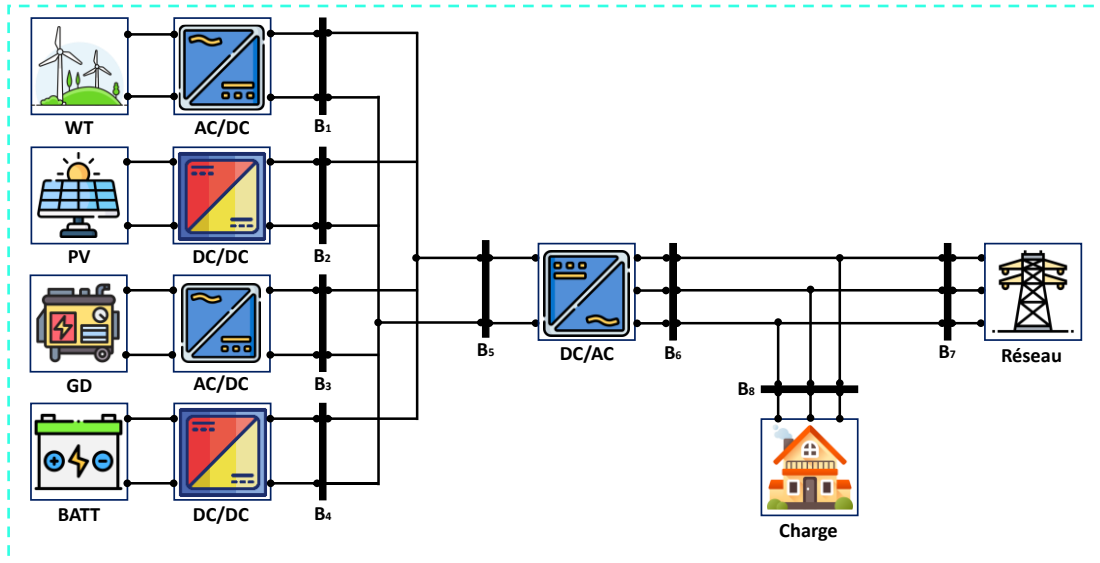


Figure 2.27 : Modèle de micro-réseau proposé.

2.9 RÉSULTATS ET DISCUSSIONS :

La figure 2.28 représente la puissance (en kW) en fonction du temps (en heures) sur une journée typique.



Consommation élevée en début de journée (00h - 07h) :

- Au début de la journée, la consommation de puissance est élevée, autour de $6 kW$.
- Cette puissance diminue progressivement par étapes successives entre minuit et 7h du matin. Cela reflète probablement une baisse d'activité durant les premières heures de la journée, lorsque la demande en énergie est plus faible, par exemple pendant les heures de sommeil.



Augmentation matinale de la consommation (08h - 09h) :

- Aux alentours de 08h00, il y a un pic marqué de la demande en puissance qui atteint de nouveau les $6 kW$ à 09h00. Cela peut s'expliquer par l'augmentation de l'activité, lorsque les gens commencent leur journée (allumage des appareils électriques, de l'éclairage, des systèmes de chauffage, etc.).



Diminution progressive de la consommation (09h - 16h) :

- Après ce pic matinal, la puissance consommée diminue progressivement au cours de la journée. Cela peut s'expliquer par une diminution des activités principales ou par une période où les personnes sont absentes, ce qui réduit la consommation énergétique (par exemple, les heures de bureau).



Nouvelle augmentation en soirée (18h - 23h) :

- À partir de 19h, on observe une augmentation importante et progressive de la consommation d'énergie, atteignant un pic de 10 kW vers 22h. Cela correspond probablement à une hausse des activités du soir, comme l'utilisation des appareils électroménagers, de l'éclairage, du chauffage, ou d'autres équipements liés aux besoins domestiques.



Maintien de la consommation en fin de journée :

- La consommation reste relativement élevée jusqu'à la fin de la période étudiée, à 23h00.

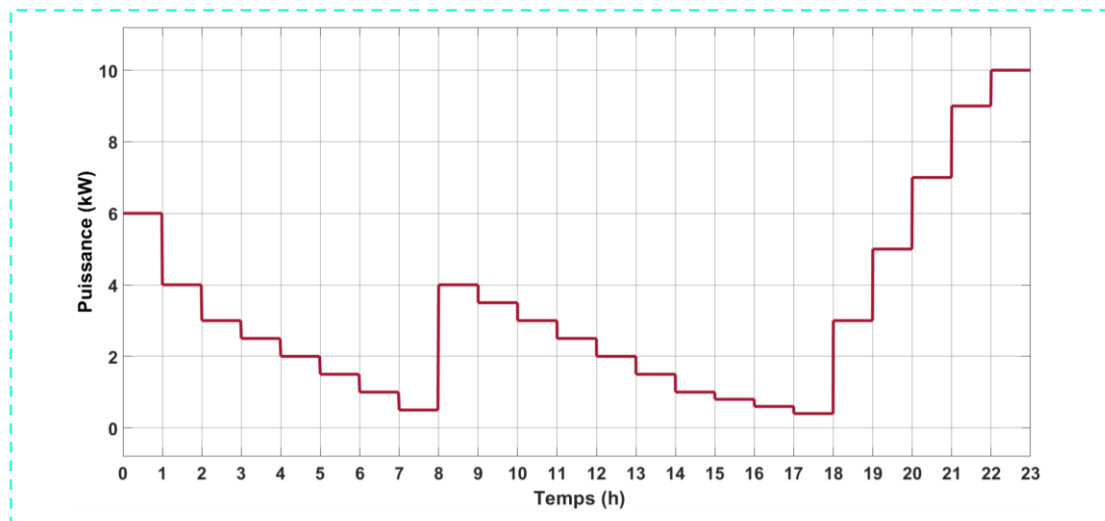


Figure 2.28 : Profil de la puissance de la charge.

La figure 2.29 présente l'évolution de l'irradiation solaire au cours du temps (en heures), exprimée en watts par mètre carré (W/m^2).

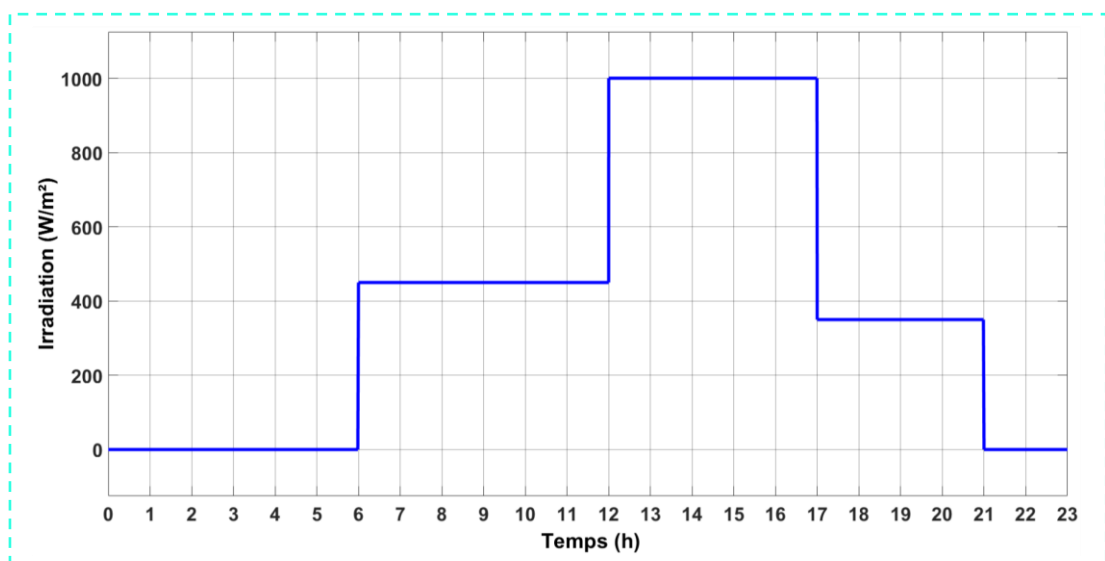


Figure 2.29 : Variation de l'éclairement du photovoltaïque en fonction du temps.

☀ **Aucune irradiation :**

- De minuit jusqu'à environ 6h00, l'irradiation est à 0 W/m^2 , reflétant l'absence d'énergie solaire disponible pendant la nuit, et à partir de 21h00, elle revient à 0 W/m^2 , marquant la fin de la période d'ensoleillement et le retour à l'obscurité.

☀ **Niveau constant entre 6h et 11h :**

- À partir de 6h00, l'irradiation solaire passe soudainement à environ 400 W/m^2 , correspondant au lever du soleil, et reste stable à ce niveau jusqu'à 11h00, ce qui indique une irradiation modérée pendant la matinée avant que le soleil n'atteigne son zénith.

☀ **Pic d'irradiation de 12h à 17h :**

- Vers 12h00, l'irradiation atteint un pic de 1000 W/m^2 et reste stable jusqu'à 17h00. Cette période représente la période de la journée avec la plus forte irradiation solaire, où les rayons solaires sont perpendiculaires à la surface terrestre, offrant une quantité maximale d'énergie solaire.

☀ **Diminution progressive après 17h :**

- Après 17h00, l'irradiation chute brusquement à 350 W/m^2 , marquant le début du déclin du rayonnement solaire, à mesure que le soleil commence à se coucher.

La figure 2.30 illustre l'évolution de la vitesse du vent en m/s sur une période de 24 heures. La vitesse du vent est autour de 14 m/s avec des intensités de turbulence de 10% et 15%.

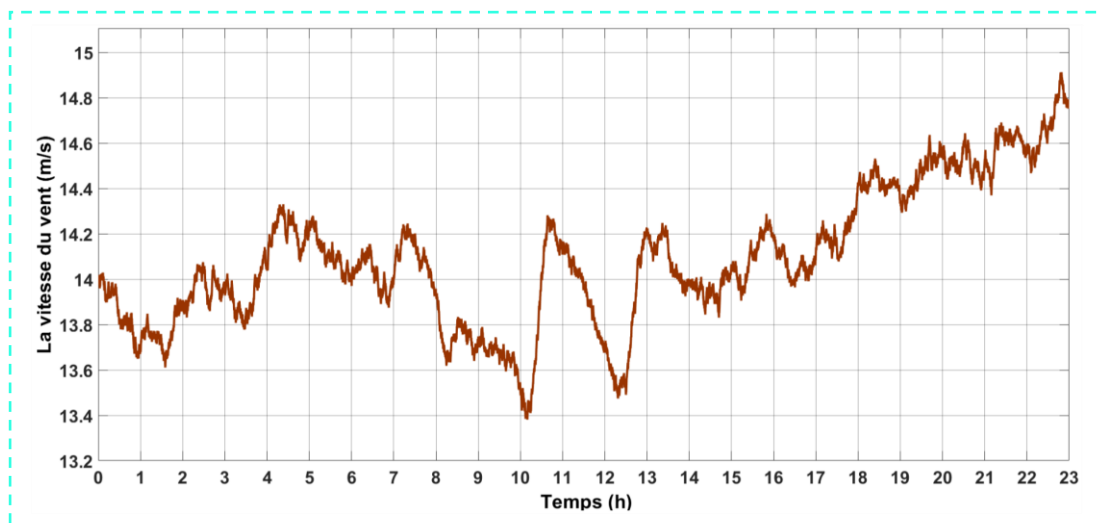


Figure 2.30 : La variation de la vitesse du vent en fonction du temps.

L'évolution de la tension du bus DC est représentée sur la figure 2.31, cette tension est la somme des quatre sources. La tension est très stable, avec des variations inférieures à 4% de la valeur de référence (400 V). Cette stabilité est conforme aux exigences de régulation.

Les variations de tension sont principalement causées par les variations rapides du courant de charge. Ce phénomène donc lié au principe des systèmes multi-source. Les variations les plus importantes sont dues aux boucles de régulation de tension, qui utilisent uniquement des régulateurs de type PI.

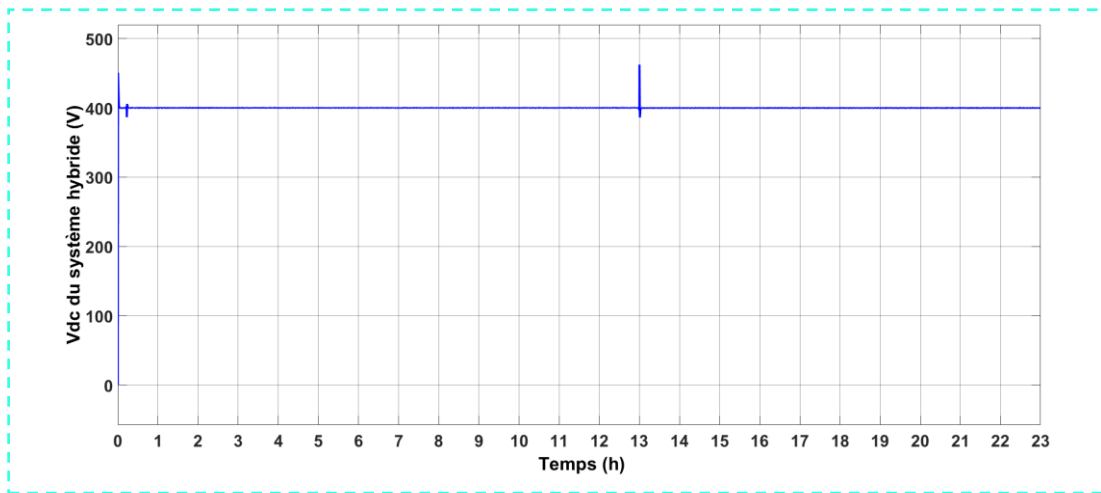


Figure 2.31 : Réponse transitoire de la tension du bus DC.

Les figures 2.32, 2.33, 2.34 et 2.35 représente les tensions de sortie de l'onduleur et un zoom pour cette tension, la tension d'une phase et un zoom de cette tension pour une période du 0 à 0.25 h respectivement.

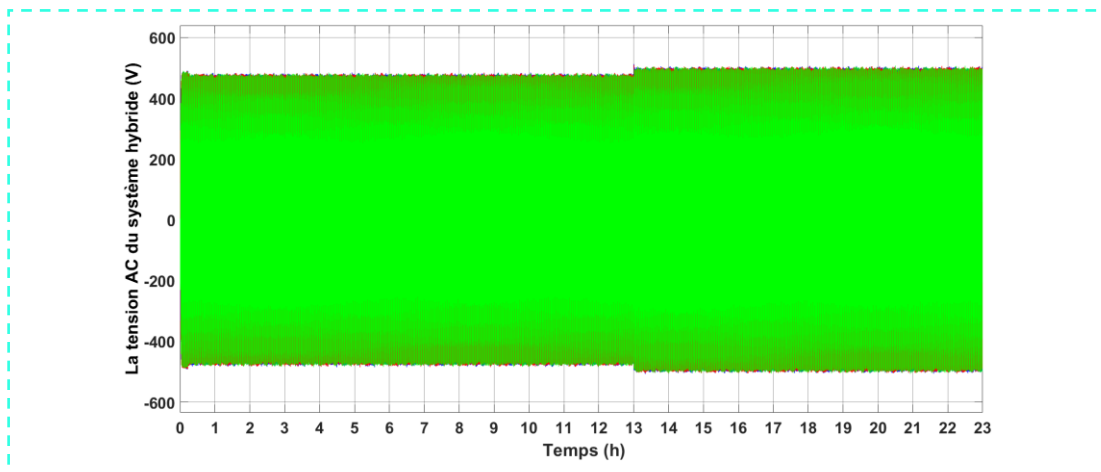


Figure 2.32 : La tension AC du système hybride.

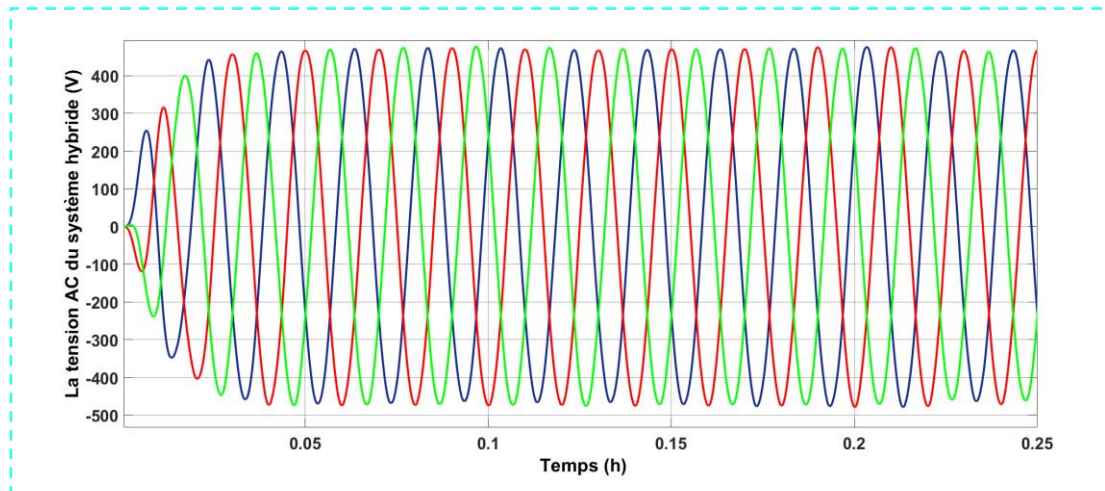


Figure 2.33 : Un zoom pour la tension AC du système hybride.

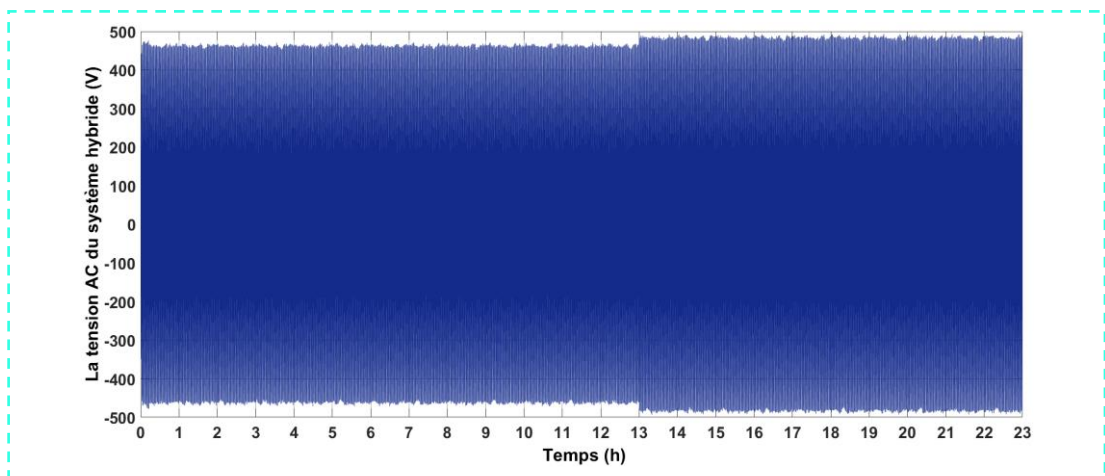


Figure 2.34 : La tension AC pour une phase du système hybride.

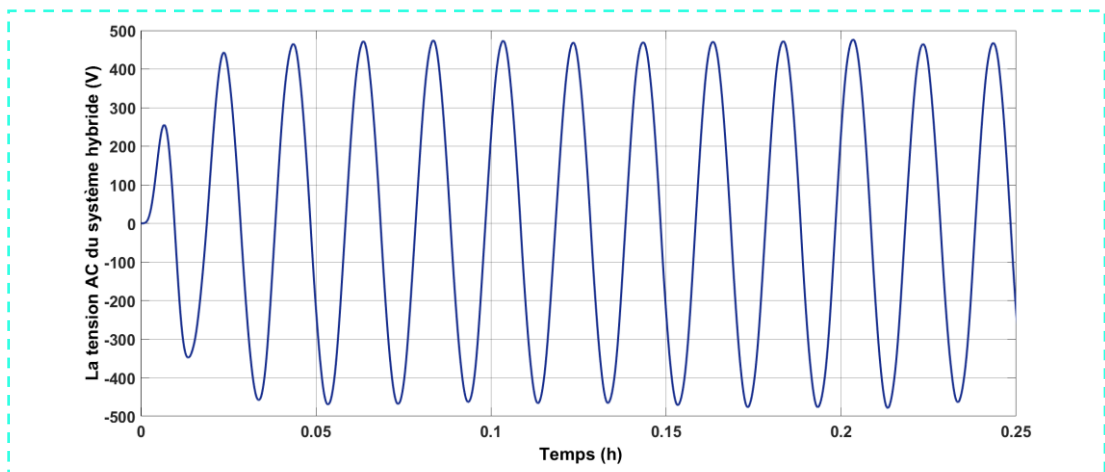


Figure 2.35 : Un zoom pour la tension d'une phase du système hybride.

Les figures 2.36, 2.37, 2.38 et 2.39 représentent les tensions du côté réseau électrique, un zoom pour cette tension, la tension d'une phase et un zoom de cette tension pour une période du 0 à 0.25 h respectivement.

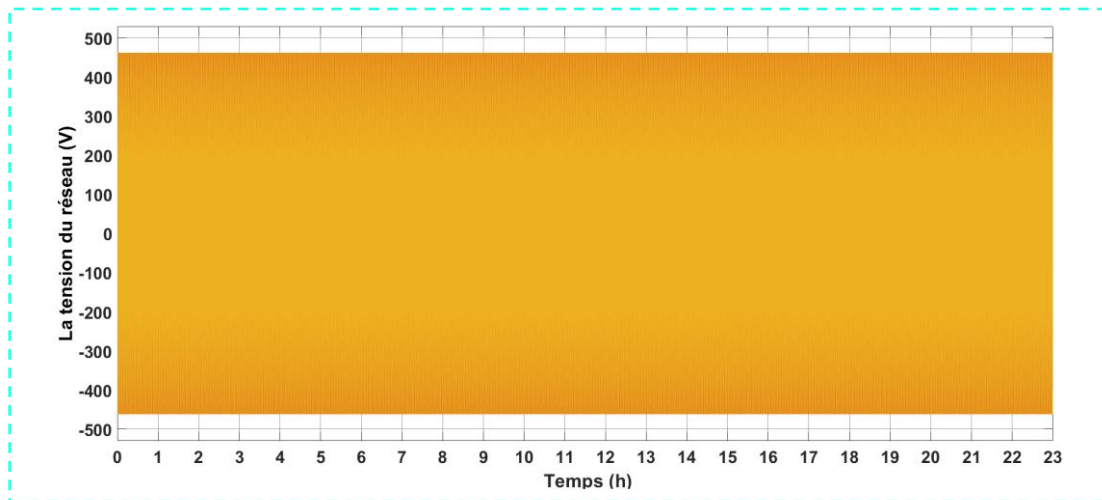


Figure 2.36 : la tension du réseau électrique.

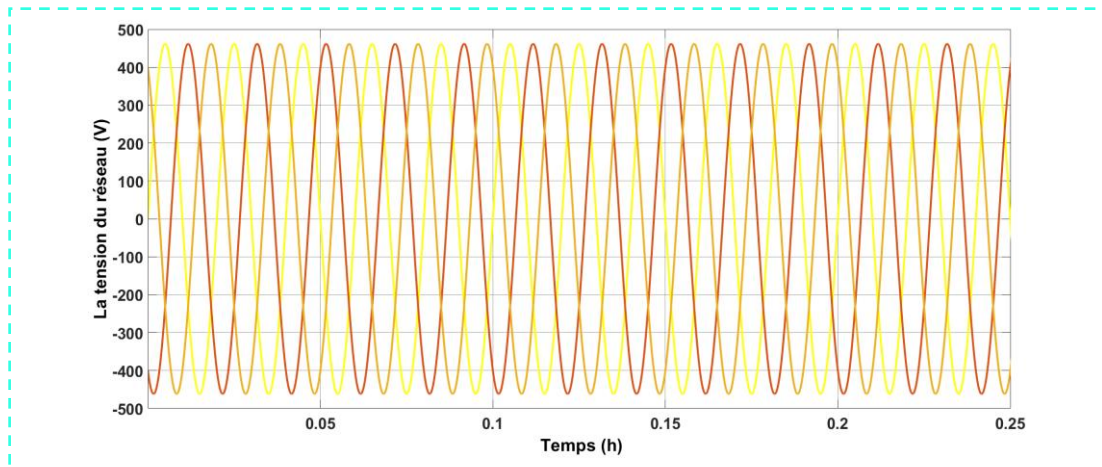


Figure 2.37 : Un zoom pour la tension du réseau électrique.

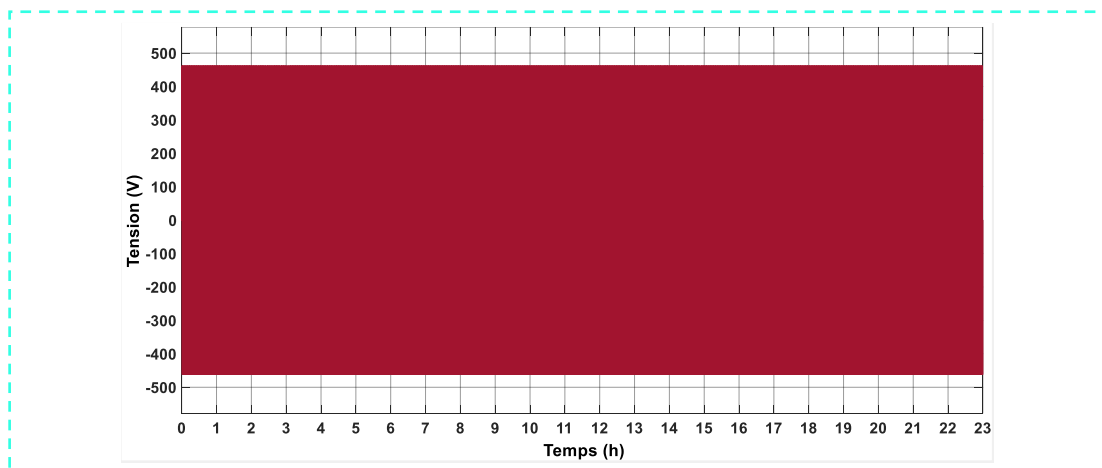


Figure 2.38 : La tension d'une phase du réseau électrique.

Grâce à la matrice de passage utilisée pour synchroniser la tension du système hybride (la tension de sortie de l'onduleur) avec la tension du réseau électrique, on observe que les deux tensions sont identiques, ce qui signifie qu'elles ont le même

déphasage. Il faut un temps de 0,01 h pour que les tensions se synchronisent, ce délai étant lié au démarrage du système hybride, comme illustré aux figures 2.40 et 2.41.

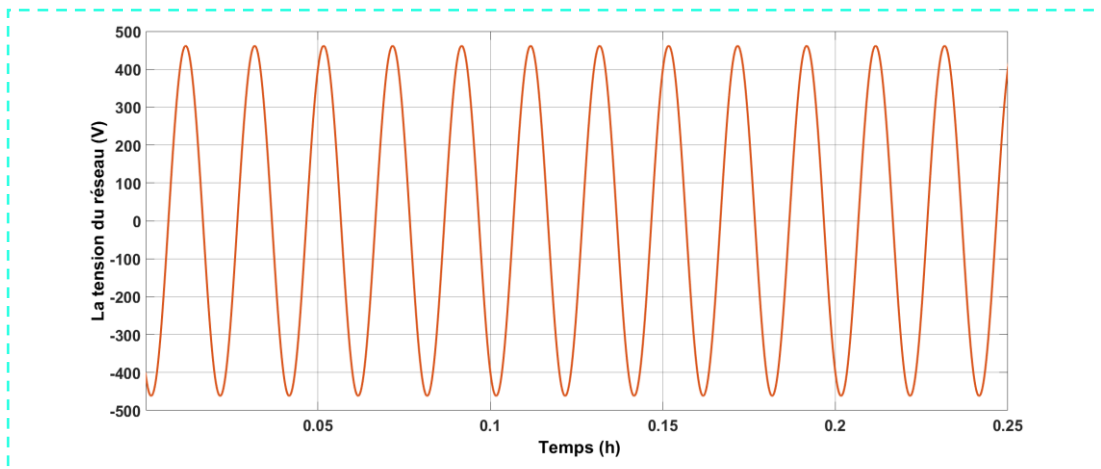


Figure 2.39 : Un zoom de la tension d'une phase du réseau électrique.

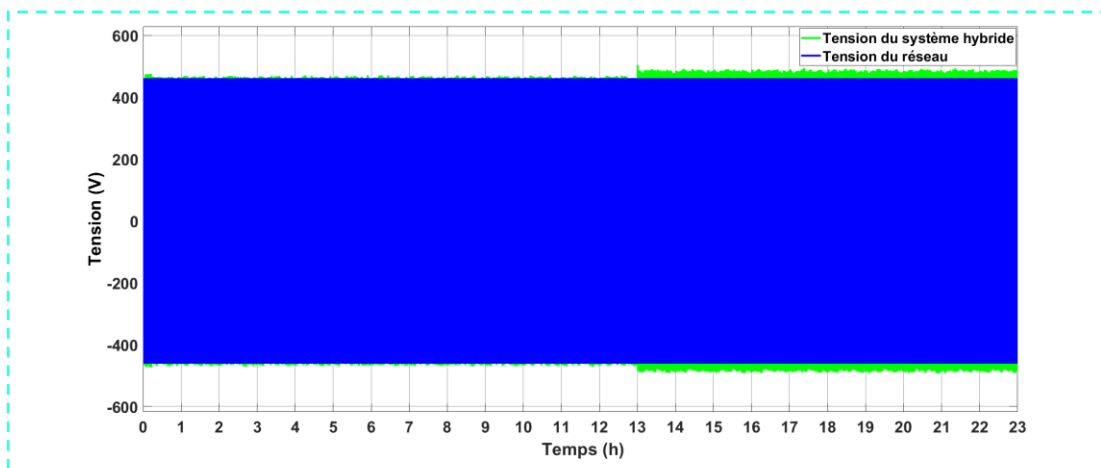


Figure 2.40 : Comparaison entre la tension du réseau et du système hybride.

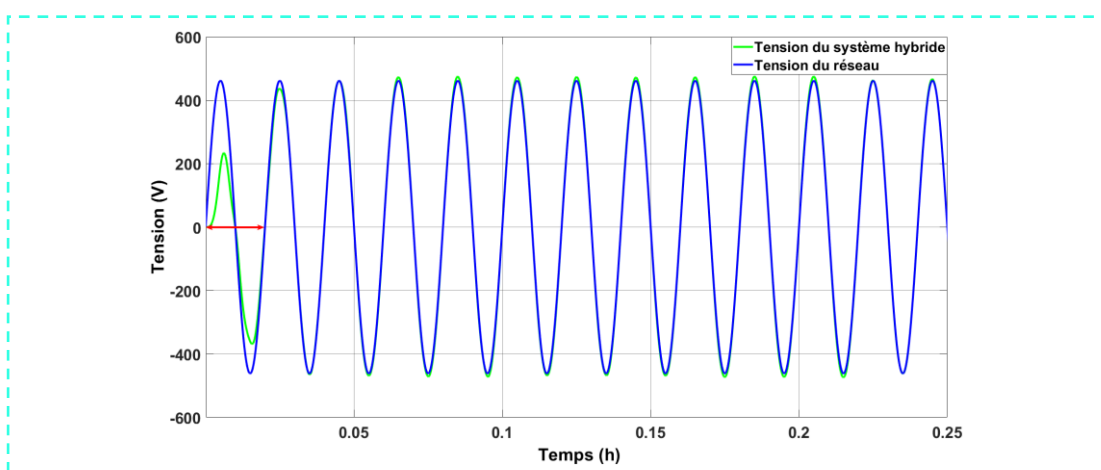


Figure 2.41 : Un zoom pour cette comparaison.

Les allures de la tension au niveau de la charge sont montrées sur Les figures 2.42 et 2.43.

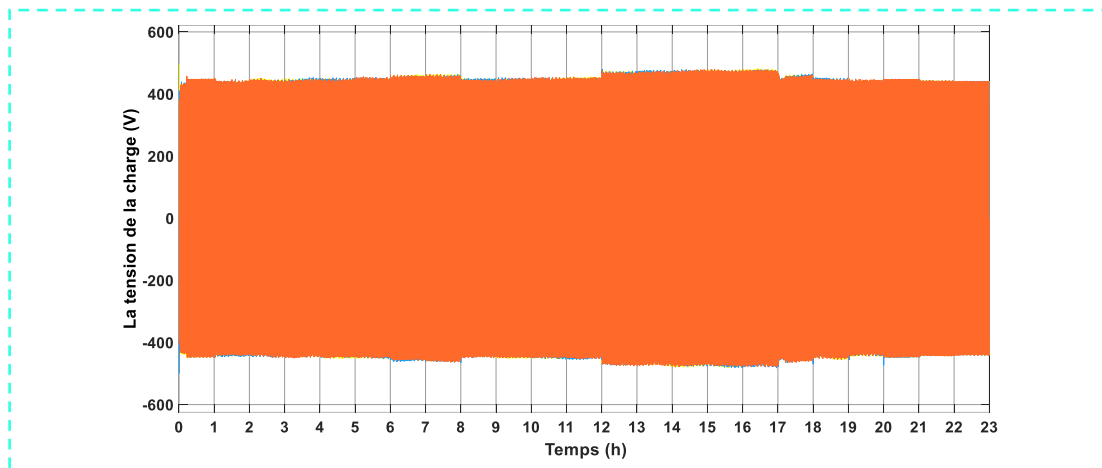


Figure 2.42 : La tension AC de la charge.

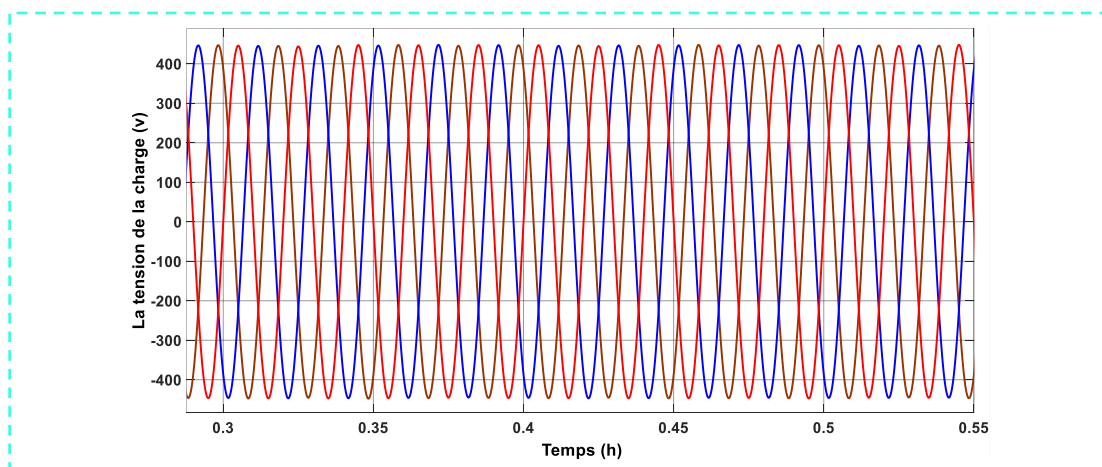


Figure 2.43 : Un zoom de la tension de la charge.

Les allures des courants au niveau de la charge sont montrées sur Les figures 2.44 et 2.45.

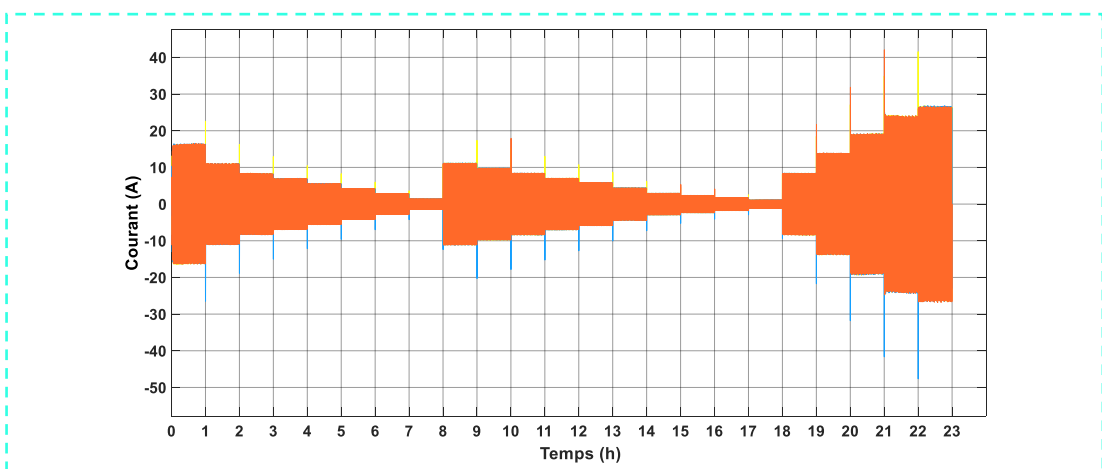


Figure 2.44 : Le courant AC de la charge.

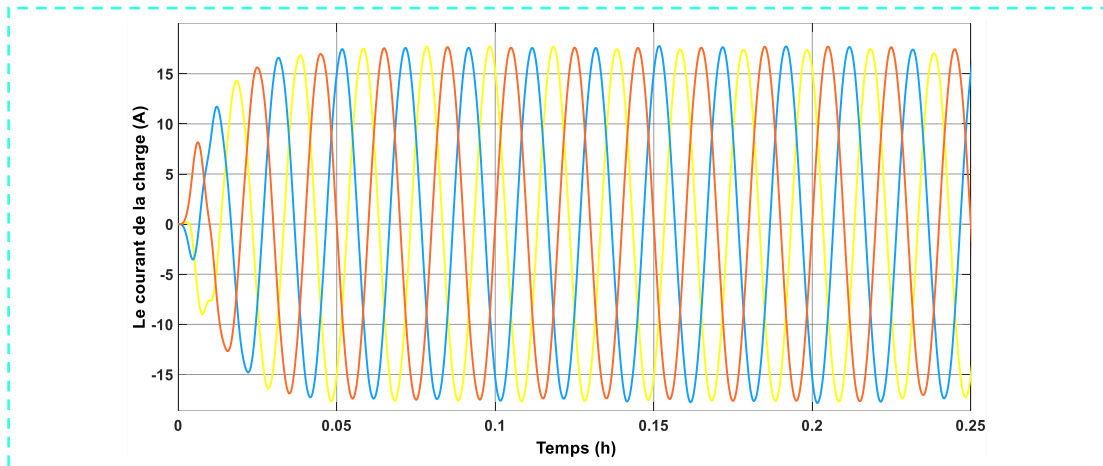


Figure 2.45 : Un zoom du courant de la charge.

2.10 CONCLUSION :

Ce chapitre propose et analyse une stratégie de contrôle pour un système hybride composé de ressources photovoltaïque, éoliennes, générateur diesel et la batterie. Les stratégies de contrôle proposées sont validées par simulation à l'aide de Matlab/Simulink pour une source, une charge et des conditions dynamiques variables. Les résultats de la simulation montrent que le système hybride proposé fonctionne de manière satisfaisante dans différentes conditions dynamiques, en maintenant la tension et la fréquence dans les normes. Différents cas d'isolement, de connexion au réseau et de mode de transition sont validés par les résultats de la simulation, ce qui garantit un fonctionnement stable du système.

2.11 RÉFÉRENCE :

- [1] T. Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies", Thèse de doctorat, Université Paris Sud - Paris XI, 2014.
- [2] S., A., & Ansari, M. N. (2022). "Photovoltaic Solar Cells : A Review. Applied System Innovation", vol. 5, 67.
- [3] X. H. Nguyen, & Nguyen, M. P. Nguyen, "Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink", Environmental Systems Research, vol. 4, pp. 1-13, (2015).
- [4] N. Pandiarajan and R. Muthu, "Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink," 2011 1st International Conference on Electrical Energy Systems, Chennai, India, 2011, pp. 258-263.
- [5] T. Salmi, M. Bouzguenda, A. Gastli, A. Masmoudi, "MATLAB/Simulink Based Modeling of Photovoltaic Cell", International Journal of Renewable Energy Research-IJRER, vo. 2, pp. 2013-2018, 2012.
- [6] M. Marcu, T. Niculescu, R. I. Slusariuc, F. G. Popescu, "Modeling and simulation of temperature effect in polycrystalline silicon PV cells", In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Vol. 133, IOP Publishing, 2016.
- [7] A. O. M. Yahya, A. K. O. Mahmoud, I. Youm, "Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque", Journal of Renewable Energies, vol. 11, pp. 473-483, 2008.
- [8] Solar Cells, The fill factor of a solar cell from a mathematical point of view. , vol. 8, pp. 283-296, 1983.
- [9] Uved, Les Énergies Renouvelables : État Des Lieux Et Perspectives, L'éolien à travers les âges. [Online] : <https://uved.univ-perp.fr/module2/co/2-2-1-1-histoire.html>. Consulté en 14/12/2023
- [10] A. Gaillard, "Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service", thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, 2010.
- [11] B. Multon, G. Robin, O. Gergaud, H. B. Ahmed, "Le génie électrique dans le vent: recherches dans le domaine de la génération éolienne", In congrès Jeunes Chercheurs en Génie Electrique 2003 (p. 10p).
- [12] Energie plus, Eoliennes. [Online] : <https://energieplus-lesite.be/techniques/eolien6/eoliennes/>. Consulté en 14/12/2023
- [13] O. Apat, D. Oyedokun, "An overview of control techniques for wind turbine systems", Scientific African, vol. 10, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00566>
- [14] S. S. Minna, "Advanced Wind Farm Control Strategies For Enhancing Grid Support", Thèse de doctorat, Université Politècnica de Catalunya, 2019.
- [15] M. Lopez, "Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée". Thèse de doctorat, Université Paris-Sud 11, 2007.
- [16] S. Belakehal, "Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables. Thèse de Doctorat", Université de Franche-Comté, 2010.

- [17] T. Tafticht, K. Agbossou, A. Cheriti and M. L. Doumbia, "Output Power Maximization of a Permanent Magnet Synchronous Generator Based Stand-alone Wind Turbine," 2006 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Montreal, QC, Canada, 2006, pp. 2412-2416.
- [18] H. Camblong, "Minimisation of the wind perturbations impact on the generation of electricity by variable speed wind turbines", thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, 2010.
- [19] B. BELTRAN, "Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur", thèse de doctorat, Université de Bretagne occidentale - Brest, 2010.
- [20] M. Loucif, "Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur", Thèse de doctorat en Modélisation et commande, Université Aboubakr Belkaid, Tlemcen, Algérie, 2016.
- [21] J. G. Slootweg, H. Polinder and W. L. Kling, "Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator," 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262), Vancouver, BC, Canada, vol. 1, pp. 644-649, 2001.
- [22] B. Babu, S. Divya, "Comparative study of different types of generators used in wind turbine and reactive power compensation", IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 2, pp. 9-99.
- [23] H. Polinder, F. F. A. van der Pijl, G. -J. de Vilder and P. J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 3, pp. 725-733, Sept. 2006.
- [24] H. Li, Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons" IET Renewable power generation, vol. 2, pp. 123-138, 2008.
- [25] W. Cao, Y. Xie, Z. Tan, "Wind Turbine Generator Technologies", chapitre 7, pp. 177-204, 2012 DOI: 10.5772/51780
- [26] S. Laamiri, "Commande des systèmes électriques : machines synchrones et convertisseurs multi-niveaux", Thèse de doctorat, Université Bretagne Loire, L'École Centrale de Nantes, 2019.
- [27] D. Rekioua, "Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: A Review". Energies, vol. 16, 2023. <https://doi.org/10.3390/en16093893>
- [28] D. Mida, "Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie Electrique Hybride « Eolien – Photovoltaïque »", Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2019.
- [29] L. Rosenblum, "Practical aspects of photovoltaic technology, applications and cost", NTRS - NASA Technical Reports Server, 1985.
- [30] Z. Wen-xian, M. Jie and Z. Ying, "Rapid Charge System for Lead-Acid Battery of Solar Energy Street Light based on Single-Chip Microcomputer," 2008 International Conference on Computer Science and Information Technology, Singapore, 2008, pp. 337-341.
- [31] M. M. Mahmoud, "On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere-hour capacity", Electric Power Systems Research, vol. 71, pp. 85-89, 2004.

- [32] W. Cui, J. Wang, & Y. Chen, "Equivalent Circuit Model of Lead-acid Battery in Energy Storage Power Station and Its State-of-Charge Estimation Based on Extended Kalman Filtering Method", Engineering Letters, 2018.
- [33] M. Bašić, D. Vukadinović, V. Višnjić, I. Rakić, "Dynamic Equivalent Circuit Models of Lead-Acid Batteries – A Performance Comparison", IFAC-PapersOnLine, vol. 55, pp. 189-194, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.06.031>
- [34] R. Yamin and A. Rachid, "Modeling and Simulation of a Lead-Acid Battery Packs in MATLAB/Simulink: Parameters Identification Using Extended Kalman Filter Algorithm," 2014 UKSim-AMSS 16th International Conference on Computer Modelling and Simulation, Cambridge, UK, 2014, pp. 363-368, doi: 10.1109/UKSim.2014.68.
- [35] MathWorks, Battery-Implement Generic Battery Model (Modèle générique de batterie). http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html?s_tid=gn_loc_drop (consulté le 15/12/2023).
- [36] A. Djellouli, F. Lakdja, A. Haffaf, R. Meziane, "Optimization of microgrids on/off-grid to the electrification of residential load in Saida, Algeria", Przegląd Elektrotechniczny, vol. 99, 2023.
- [37] M. A. Ramli, H. Bouchekara, A. S. Alghamdi, "Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm". Renewable Energy, vol. 121, pp. 400-411, 2018.
- [38] E. McKenna, M. McManus, S. Cooper, M. Thomson, "Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems". Applied Energy, vol. 104, pp. 239-249, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.016>
- [39] Z. Rasin and M. F. Rahman, "Control of bidirectional DC-DC converter for battery storage system in grid-connected quasi-Z-source pv inverter," 2015 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON), Johor Bahru, Malaysia, 2015, pp. 205-210, doi: 10.1109/CENCON.2015.7409540.
- [40] Z. Liao and X. Ruan, "Control strategy of bi-directional DC/DC converter for a novel stand-alone photovoltaic power system," 2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Harbin, China, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/VPPC.2008.4677404.
- [41] R. W. Erickson, "DC-DC Power Converters", Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, 2007.
- [42] X. Wu, J. Wang, Y. Zhang, et al. "Review of DC-DC Converter Topologies Based on Impedance Network with Wide Input Voltage Range and High Gain for Fuel Cell Vehicles"Automot. Innov. vol. 4, pp. 351–372, 2021.
- [43] A. Safari and S. Mekhilef, "Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1154-1161, April 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2048834.
- [44] N. Rouhana, "Contribution à la réduction des composants passifs dans les convertisseurs électroniques de puissance embarqués", thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2017.
- [45] T. Wildi, Electrotechnique, 3eme édition, éditions de Boeck université (1999)
- [46] W. J. O'Halloran, "Synchronizing and Loading Electrical Power Systems". SAE Transactions, vol. 93, pp. 26–38,1984. <http://www.jstor.org/stable/44734142>



Gestion du système multi-objectif étudié

Dans ce chapitre, une recherche complète sur les travaux de recherche liés aux systèmes de gestion de l'énergie des micro-réseaux est présentée en détail, avec une application de gestion des puissances et des tensions à la base d'un algorithme sous MATLAB/SIMULINK pour gérer le système hybride identifié dans le chapitre précédent.

Sommaire :

3.1	INTRODUCTION :	112
3.2	SYSTÈMES DE GESTION DE L'ÉNERGIE :	112
3.3	PROBLÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE :	118
3.4	LA GESTION DU STOCKAGE DANS LES MICRO-GRID :	121
3.5	GESTION DE LA CHARGE :	121
3.6	APPROCHE CLASSIQUE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE :	124
3.7	GESTION DE LA TENSION DC :	125
3.8	CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU SYSTÈME SIMULÉ :	131
3.9	GESTION DE LA PUISSANCE ACTIVE DU SYSTÈME ÉTUDIÉ AVEC LE RÉSEAU PRINCIPAL :	136
3.10	CONCLUSION :	141
3.11	RÉFÉRENCE :	142



Chapitre 3: Gestion Du Système Multi-Objectif Étudié

3.1 INTRODUCTION :

La gestion de l'énergie (en anglais "Energy Management") comprend la planification stratégique et l'exploitation des unités de production et de consommation d'énergie. On peut la définir de manière générale comme la gestion systématique, organisée et proactive de la consommation d'énergie dans les organisations, les industries ou les bâtiments afin de répondre aux besoins économiques et environnementaux. Les principaux objectifs de la gestion de l'énergie sont la conservation de la ressource, la protection du climat et la réduction des coûts. Dans le même temps, les consommateurs ont un accès continu à l'énergie dont ils ont besoin.

Dans le monde d'aujourd'hui, la gestion de l'énergie est considérée comme la base des économies d'énergie au niveau organisationnel. En outre, en raison de la demande croissante et de l'offre décroissante de ressources naturelles non renouvelables telles que l'essence et le charbon, les coûts sont susceptibles d'augmenter. De plus, les normes de durabilité sont poussées vers des limites plus élevées par les réglementations.

La gestion de la consommation d'énergie n'implique pas toujours un investissement important en capital ou des analyses complexes. Elle peut commencer par la surveillance et l'évaluation du profil de consommation d'énergie au fil du temps. Parfois, de simples modifications du comportement de dépense énergétique peuvent conduire à des économies. Quelles que soient les conditions, la gestion de l'énergie consiste à développer une base d'informations pour une prise de décision intelligente et à utiliser ces informations pour réduire la consommation d'énergie.

3.2 SYSTÈMES DE GESTION DE L'ÉNERGIE :

La principale caractéristique qui distingue un MG (microgrid ou micro-réseau) des autres plateformes similaires est son système de contrôle et de gestion [1, 2]. Les MG sont capables de gérer les ressources de production dispatchables (PDs) et non dispatchables (EnRs) ainsi que les charges contrôlables afin de minimiser les coûts

(fonctionnement économique) et de maintenir le flux d'énergie dans différentes conditions de fonctionnement (fonctionnement fiable) [3].

Les systèmes de gestion de l'énergie sont classés dans la littérature en deux types principaux : centralisé et décentralisé [4]. Par rapport aux approches centralisées et décentralisées, le système de gestion de l'énergie centralisé a une meilleure capacité de prise de décision en temps réel et est plus facile à mettre en œuvre [5]. En revanche, le système de gestion de l'énergie décentralisé offre une plus grande fiabilité en raison d'une moindre dépendance à la communication, une plus grande évolutivité en raison de sa capacité à brancher et à jouer, et une moindre charge de calcul par rapport aux approches centralisées [6]. En outre, les approches centralisées sont plus dépendantes de la communication que les approches décentralisées [7].

Une illustration du SGE dans les MG est représentée sur la figure 3.1 [8]. Le SGE comprend plusieurs modules principaux, tels qu'un système de prévision, un système d'optimisation, un système de programmation et une interface de communication. Toutes les décisions et les commandes sont prises par le système de gestion en utilisant ces modules. Le SGE reçoit les données requises de tous les appareils et envoie les commandes de contrôle via le système de communication après les avoir traitées dans les modules correspondants [9].

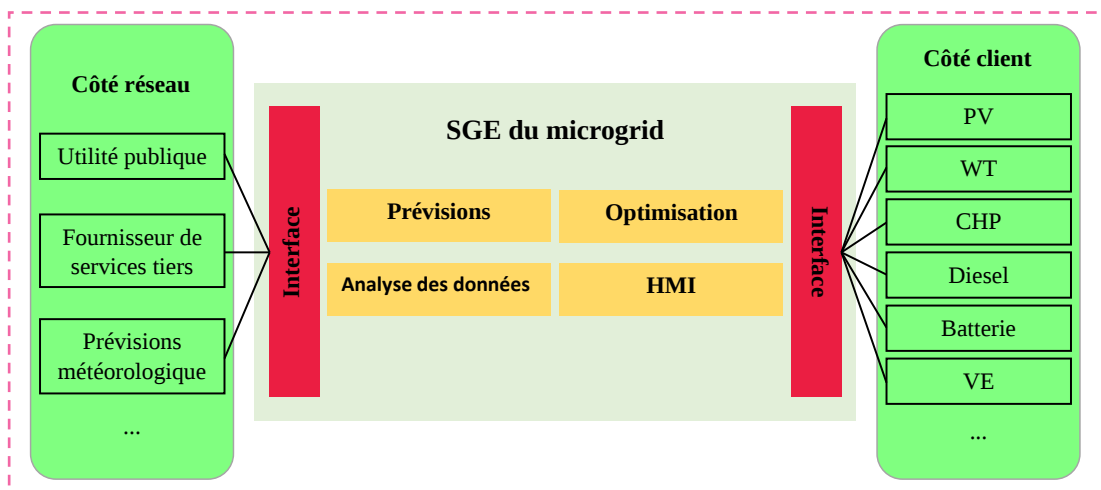


Figure 3.1 : SGE du MG [8].

En termes plus simples, le système de gestion de l'énergie (SGE) est le cerveau d'un microgrid. Il est responsable de la surveillance, de la planification et du contrôle de tous les appareils du microgrid.

Le SGE utilise les données des appareils pour prévoir la demande d'énergie et pour optimiser la production et la distribution d'énergie. Il envoie ensuite des commandes aux appareils pour les contrôler et s'assurer que le microgrid fonctionne de manière efficace et fiable.

3.2.1 SYSTÈME DE GESTION CENTRALISÉ :

Le système de gestion centralisée (SGE) du microgrid est conçu pour prendre toutes les décisions dans un seul centre, en tant que contrôleur central du microgrid (CCMG). Toutes les informations provenant des différents modules, tels que la prévision, l'optimisation et la programmation, sont envoyées au CCMG. Une fois la décision prise, les commandes sont envoyées aux sources de production et aux charges via les liaisons de communication [10, 11]. Le schéma de le SGE centralisé du microgrid est présenté à la figure 3.2. Dans la littérature, diverses approches d'optimisation sont utilisées pour gérer le système énergétique du microgrid.

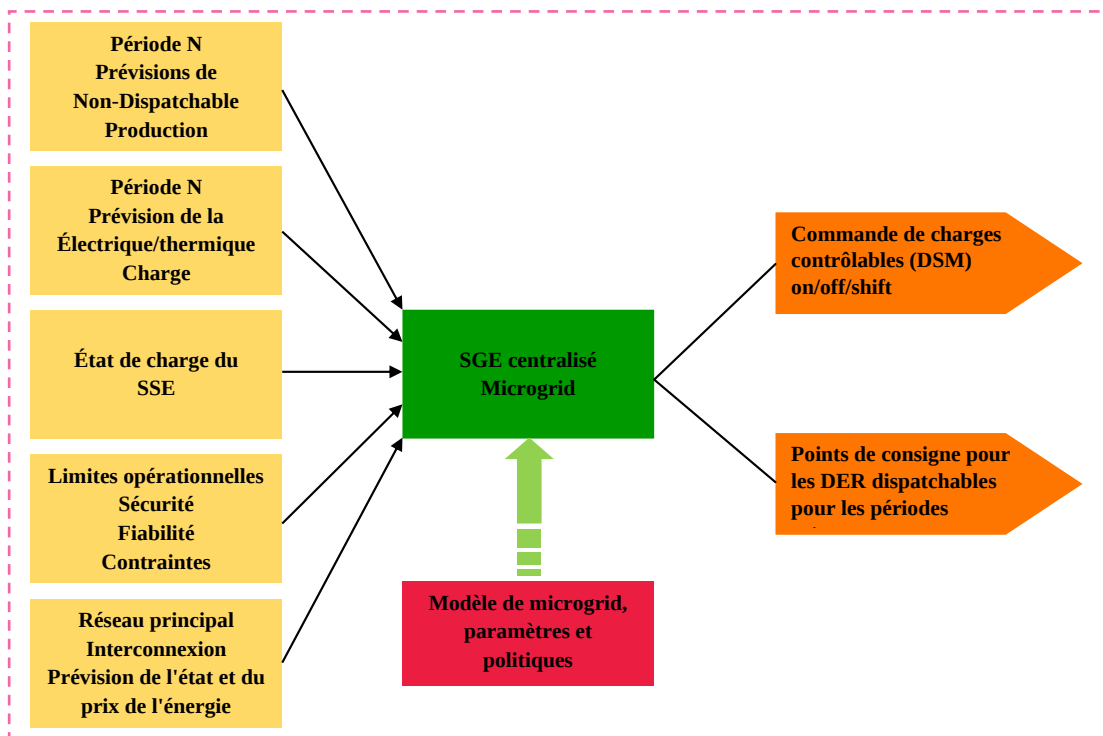


Figure 3.2 : SGE centralisé du MG [11].

Les chercheurs de [12, 13] ont proposé un SGE optimal centralisé pour les MG isolées, dans lequel un système d'optimisation multi-étapes centralisé utilisant la technique du MPC est proposé. Les chercheurs de [14, 15] ont développé un SGE prédictif pour une MG isolée. Dans leur stratégie proposée, un délestage préventif est utilisé pour minimiser les pannes à l'échelle du système dans la MG.

Pour mettre en œuvre le SGE, ils ont utilisé un canal de communication TCP, mais le système de communication n'est pas expliqué en détail. Une description en série de Fourier pour la modélisation dans un SGE centralisé, où une méthode d'optimisation combinant un algorithme de point intérieur et un algorithme de recherche par motif pour le lissage des pics et l'aplanissement de la charge a été développée dans [16, 17].

Dans cette recherche, les détails du système de communication ne sont pas décrits. L'article [18] propose un schéma de contrôle centralisé à plusieurs étages pour les MG contrôlées par droop fonctionnant en mode îloté. Ils ont utilisé CCMG pour gérer le fonctionnement des MG avec une forte pénétration de VE.

La programmation dynamique est la méthode choisie dans [19] pour le SGE centralisé, qui prend en compte les incertitudes des données et les erreurs de prévision.

Les chercheurs ont proposé un SGE centralisé à deux niveaux utilisant la programmation dynamique [20, 21] connecté à des SGE locaux via des liaisons de communication, tandis que le système de communication n'est pas expliqué. Les chercheurs de [22, 23] ont proposé un SGE à deux couches pour planifier et répartir l'énergie.

La couche de planification est formulée comme un problème MILP et la couche de répartition est un problème NLP. L'étude de [24] propose une approche d'optimisation prédictive pour planifier la puissance en utilisant la programmation dynamique. L'approche de l'horizon récessif est utilisée pour la couche consultative et une approche basée sur des règles est appliquée à la couche temps réel de SGE à deux couches d'un MG expérimental [25].

Dans une étude [26], un SGE à base d'horizon roulant est proposé qui utilise MILP pour résoudre chaque étape de décision. Dans [27, 28], un modèle MILP est utilisé pour résoudre le problème d'optimisation de la gestion de l'énergie des MG. Dans une étude [29], les chercheurs ont proposé un SGE intelligent qui comprend des modules de prévision, de planification et d'optimisation.

Pour résoudre le problème de SGE, ils ont utilisé un algorithme génétique codé réel matriciel (MRC-GA). Un SGE basé sur la logique floue est mis en œuvre sur un MG résidentiel expérimental pour optimiser le SOC et le taux de charge de la BESS

[30]. La structure de communication utilisée dans cette recherche est la communication RS-485 et Ethernet. Dans [31], l'algorithme génétique non dominé II (NSGA-II) est utilisé pour résoudre le problème d'optimisation de SGE central.

L'approche de surveillance et de replanification de l'exécution est utilisée pour gérer l'incertitude dans MG. Les chercheurs de [32] ont utilisé une approche NSGAII multi-objectif pour réaliser un SGE en temps réel pour exploiter la MG de manière optimale. Un SGE centralisé pour MG fonctionnant à la fois en mode connecté au réseau et en mode îloté est présenté dans [33], où le SGE fonctionne sous le modèle de compensation de marché itératif.

3.2.2 SYSTÈME DE GESTION DÉCENTRALISÉ :

Contrairement au système de gestion de l'énergie (SGE) centralisé, les décisions sont prises localement en fonction des données locales dans un SGE décentralisé [34]. Les SGE décentralisés sont principalement classés en techniques basées sur la décomposition, basées sur le MPC distribué, basées sur le consensus et basées sur les agents [35]. Cependant, la majorité des SGE décentralisés sont mis en œuvre sous la forme de systèmes multi-agents (SMA), où chaque agent a la possibilité de gérer son système local en coopération avec les agents voisins. Les principaux avantages de l'utilisation des SMA sont la flexibilité dynamique, la survivabilité du système et la réduction de la charge de fonctionnement des communications [34].

Un système de gestion de l'énergie (SGE) pour améliorer la qualité de l'énergie en utilisant un cadre de contrôle basé sur les transactions comme plate-forme SMA pour les MG commerciaux est proposé dans [37]. Un contrôle adaptatif multisegment sans communication ni SGE central est présenté dans [38, 39].

Une approche de contrôle de décroissance à commutation douce est appliquée aux MG AC pour gérer l'énergie en mode décentralisé, où la signalisation par bus de fréquence est utilisée afin d'éviter les liaisons de communication externes [40, 41].

Les chercheurs de [42, 43] ont formulé la gestion de l'énergie comme un problème de flux de puissance optimal. Les chercheurs de [42] ont utilisé la méthode du multiplicateur proximal prédictif-correcteur (MPPC) pour gérer le système énergétique décentralisé, où un système de communication basé sur la norme CEI 61850 est proposé pour mettre en œuvre le système de gestion de l'énergie distribué.

L'optimisation de Lyapunov est utilisée pour obtenir un SGE en ligne en temps réel [44]. Les chercheurs de [45] ont utilisé une approche MPC distribuée pour résoudre le fonctionnement de SGE. Un système de contrôle multi-agent intelligent avec optimisation par essaim de particules (PSO) est développé pour obtenir une gestion efficace du confort et de l'énergie dans le MG [46]. Zhao et al. [47] ont proposé un SGE basé sur un système multi-agent pour un MG isolé. De plus, ils ont effectué des répartitions de puissance en temps réel via l'approche MPC.

Une structure générale et un schéma schématique d'un SGE décentralisé MG sont illustrés à la figure 3.3 et à la figure 3.4, respectivement.

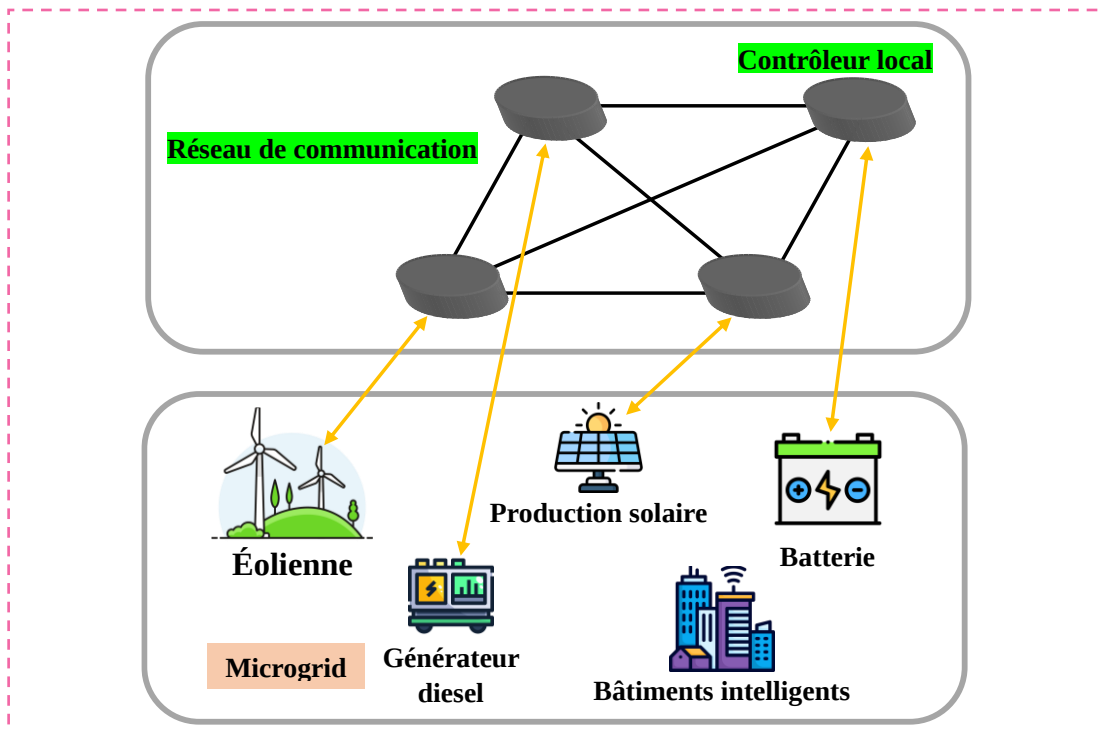


Figure 3.3 : SGE décentralisé du MG [36].

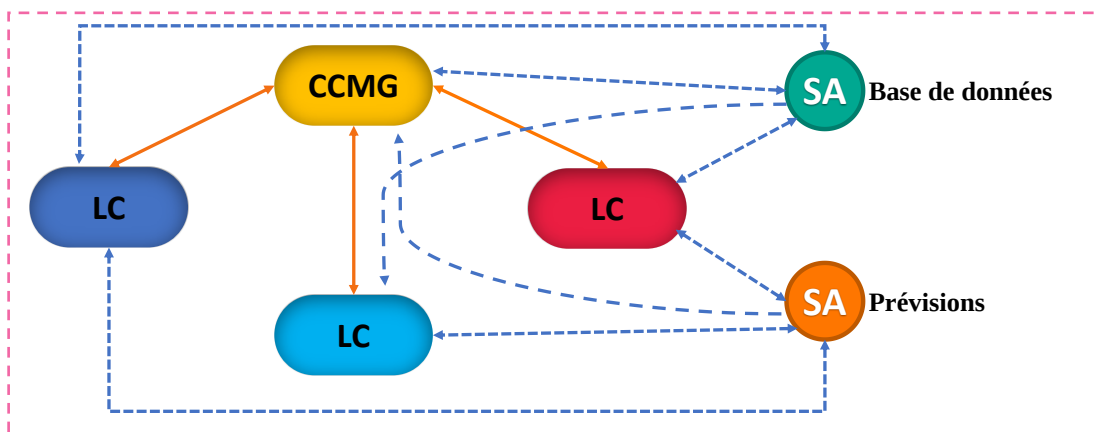


Figure 3.4 : SGE décentralisé de la MG (basé sur SMA) [3].

3.3 PROBLÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE :

La combinaison de sources d'énergie renouvelables au niveau local pour former un système énergétique hybride (SEH) donne naissance au micro-grid. Cependant, il peut être difficile d'obtenir un équilibre fiable entre l'offre et la demande lors de l'utilisation d'un système d'énergie renouvelable important. Une stratégie de gestion de l'énergie est donc nécessaire dans ce cas.

3.3.1 LE PRINCIPE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE :

La définition de la gestion de l'énergie est très large, elle est utilisée dans différents domaines. Dans certains cas, cette expression de contrôle de l'énergie remplace celle de gestion de l'énergie. C'est également un concept vaste qui fait référence à toutes les techniques visant à réduire la consommation dans un bâtiment, voire dans un pays. Il a un large champ d'application et c'est pourquoi les deux concepts de (*gestion de l'énergie*) et (*contrôle de l'énergie*) sont souvent confondus [48]. Le terme contrôle comprend la régulation de la tension et de la fréquence. Plus précisément, le contrôle local du niveau de protection, y compris la régulation primaire de la tension et de la fréquence. D'autre part, en électrotechnique, le terme gestion de l'énergie n'est pas défini de manière précise, mais il varie en fonction du domaine d'application. Il existe trois domaines d'application : la production et le stockage, le transport et la distribution, et la consommation. Pour simplifier, la figure 3.5 présente les différentes classes de gestion de l'énergie dans un système électrique.

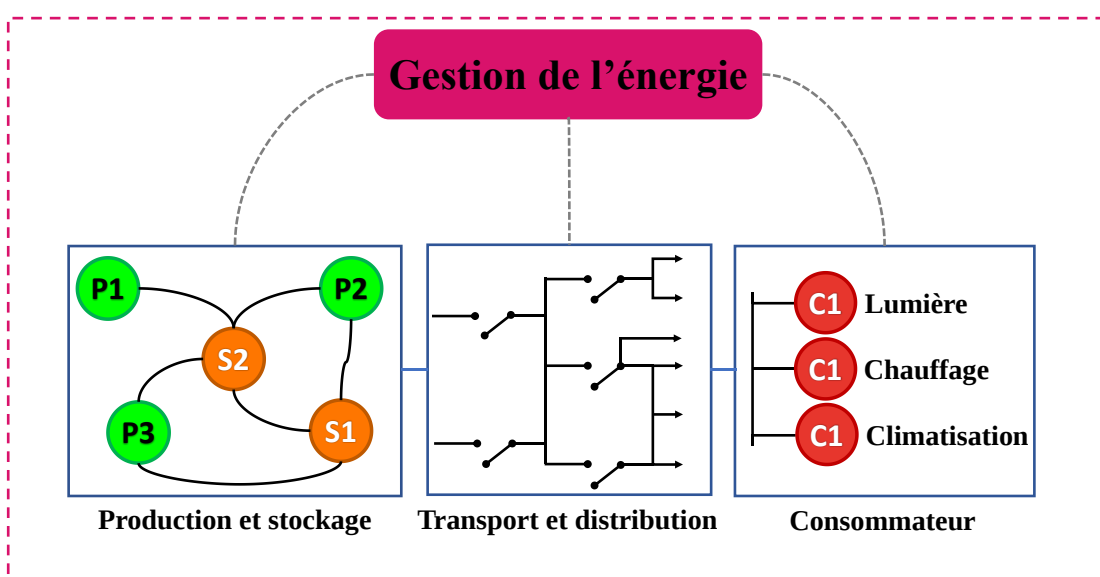


Figure 3.5 : Domaines d'application de la gestion de l'énergie électrique [49].

Cette classification est basée sur les trois principaux domaines traditionnellement étudiés en électricité : la production, le transport et la distribution. Cependant, le stockage est généralement considéré comme un domaine distinct, il est regroupé avec le domaine de la production car dans le cas de la production d'électricité dans un système décentralisé par un système hybride, la production et le stockage sont liés et la gestion de l'énergie est impliquée dans ces deux domaines. Dans cette partie, la gestion de l'énergie doit permettre, par exemple, de produire de l'énergie électrique de manière fiable tout en respectant les contraintes des éléments de production ou de stockage [50].

La gestion de l'énergie dans le secteur des transports et de la distribution consiste principalement à concevoir le routage optimal de l'énergie. Par exemple, dans le cas d'un réseau maillé, cela permet d'assurer la fiabilité et la distribution du transit d'énergie sur les différentes lignes disponibles, d'éviter la surcharge de certaines lignes et de réduire les pertes de ligne. Enfin, l'objectif principal de la gestion de l'énergie du côté de la consommation est de réduire ou de reporter la consommation des utilisateurs tout en minimisant l'impact sur leur confort. C'est à ce niveau que sont utilisés les compteurs intelligents proposés par les grandes entreprises. En fonction du domaine d'application, la gestion de l'énergie vise à satisfaire des objectifs très différents [51].

3.3.2 GESTION DE L'ÉNERGIE DE PRODUCTION DANS LES MICRO-GRID :

Pour contrôler chaque élément constituant les micro-grids, un système de gestion du flux d'énergie doit être mis en place. Sur un système simple composé d'un générateur photovoltaïque et d'une batterie, le système de gestion de l'énergie le plus simple doit permettre par exemple d'extraire la puissance maximale des panneaux solaires et de protéger la batterie en cas de surcharge. Si nécessaire, des règles plus avancées peuvent être utilisées, notamment pour assurer un cyclage minimal de la batterie. En général, une bonne gestion doit garantir une alimentation permanente de la charge. D'autres objectifs peuvent être fixés ultérieurement, tels que la tolérance aux pannes d'un composant, la maximisation de l'efficacité et la réduction des coûts d'exploitation. Cependant, la gestion de l'énergie ne pourra pas aller au-delà des limites physiques des éléments. Si le dimensionnement du système a été mal fait, même une gestion de l'énergie efficace ne pourra pas l'améliorer [48, 52].

Pour une bonne explication de la gestion de l'énergie dans les micro-grids, une analogie fluïdique peut rendre le concept plus facile à comprendre. La connexion entre les différents éléments par un bus peut être imaginée comme un réservoir d'eau alimenté en eau par différentes sources, certaines prévisibles et contrôlables et d'autres non, comme les sources intermittentes. Ce réservoir sera vidé par les différentes charges des consommateurs. On suppose également que des systèmes de stockage sont présents et peuvent, si nécessaire, pomper l'eau ou en libérer une partie. L'objectif est de maintenir un niveau d'eau constant dans le réservoir afin d'assurer une pression suffisante aux utilisateurs. Par analogie, cela signifie maintenir une tension constante dans le bus pour assurer une alimentation électrique permanente à la charge, afin que le système de gestion de l'énergie puisse contrôler les systèmes de stockage et les générateurs distribués pour assurer la fiabilité de l'installation d'une part et un coût d'exploitation optimisé d'autre part grâce aux systèmes de gestion installés. Cette vision a été adoptée dans la ville de Vienne pour la gestion du réseau électrique à plus grande échelle, comme le montre la figure 3.6.

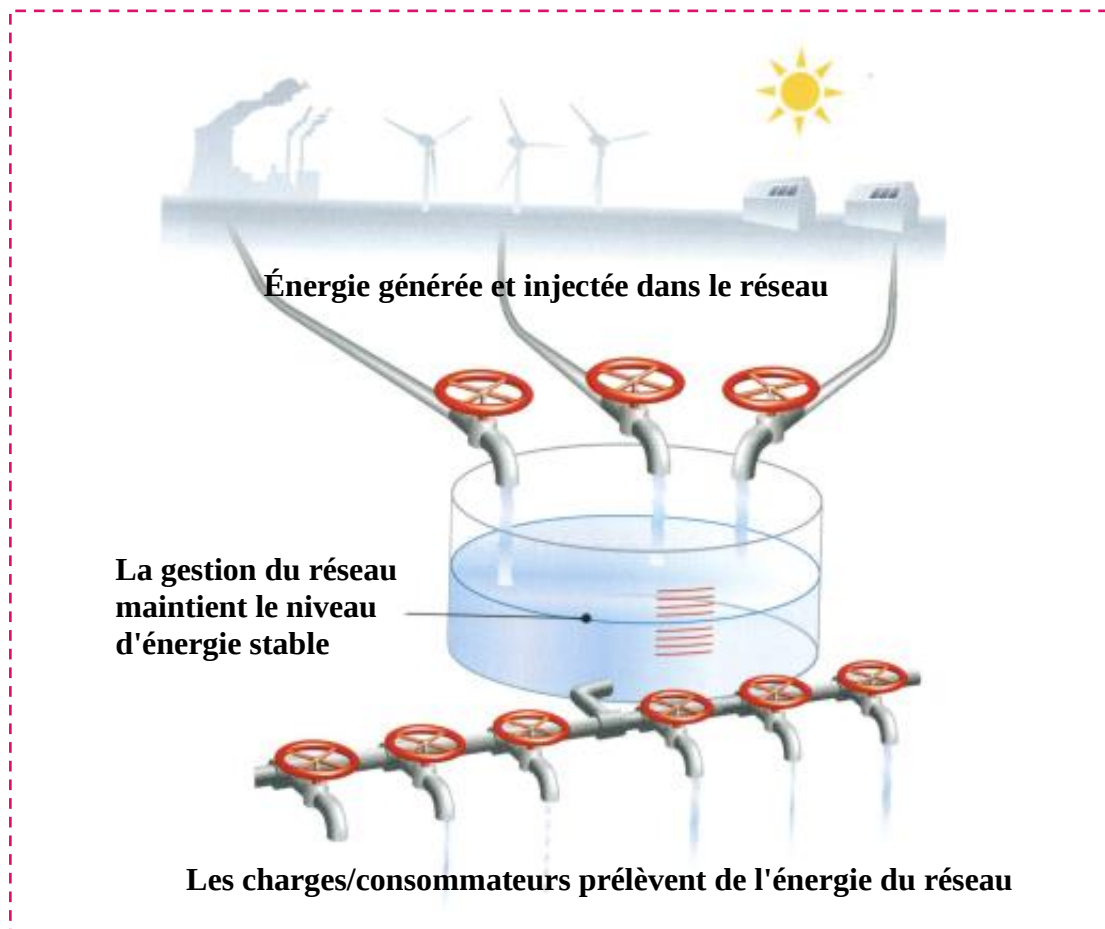


Figure 3.6 : Analogie fluïdique de la gestion d'énergie [48].

3.4 LA GESTION DU STOCKAGE DANS LES MICRO-GRID :

Afin d'obtenir une énergie optimale et une efficacité maximale du micro-grid, il est nécessaire de mettre en place un système de gestion du transfert d'énergie permettant d'optimiser le fonctionnement de chaque élément du système tout en respectant les normes de leur plage de fonctionnement [53]. Cependant, deux stratégies importantes de gestion du stockage doivent être expliquées.

La première stratégie est le stockage à court terme, également appelée "*stratégie d'écrêtement des pics*", qui permet de lisser les fluctuations des énergies renouvelables et des charges. En cas de pic de consommation, la batterie intervient et couvre ce besoin. Cette stratégie contribue à réduire les cycles de démarrage/arrêt des générateurs diesel et donc à préserver la consommation de carburant.

L'autre stratégie est le stockage à long terme, également appelée "*stratégie de charge cyclique*", utilisée pour alimenter la charge pendant une période plus longue, en particulier lorsque le potentiel est insuffisant. Par exemple, le générateur diesel est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge des batteries atteigne le niveau minimum. Une fois ce seuil atteint, le générateur diesel est redémarré et reste en fonctionnement jusqu'à ce que les batteries soient rechargées et atteignent le niveau maximum. Cette stratégie contribue également à la réduction des cycles de démarrage/arrêt des générateurs diesel et donc à la préservation de la consommation de carburant. Cependant, cette stratégie épuise rapidement le cycle de charge/décharge des batteries.

3.5 GESTION DE LA CHARGE :

Gestion de l'énergie représente le concept d'optimisation des systèmes énergétiques. Si l'optimisation de la production et de la distribution d'énergie est un domaine bien établi, la gestion de la demande, également appelée réponse de la demande, suscite un vif intérêt chez les chercheurs.

La gestion de la charge est une partie de la gestion de la demande qui vise à améliorer les performances du système au niveau du consommateur. La prochaine génération de technologie de réseau intelligent, associée aux technologies de gestion de la demande, permettra aux clients de prendre des décisions plus éclairées concernant la quantité et le moment de leur consommation d'énergie. Cette capacité de gestion et de contrôle est appelée gestion de la demande (DSM).

En fait, la DSM est un ensemble de programmes adaptables et interconnectés qui donnent aux clients la possibilité de jouer un rôle plus important dans le déplacement temporel de leur demande d'électricité pendant les périodes de pointe et de minimiser leurs coûts globaux [54].

La gestion de la charge est une fonction essentielle pour réduire la pointe de charge. Il existe différentes façons de gérer les charges pour rendre le système électrique plus efficace. Les six techniques suivantes illustrées à la figure 3.7 permettent de décrire les formes de charge de la demande d'électricité quotidienne ou saisonnière entre les périodes de pointe et de hors pointe [55-56] :

- **Écrêtage des pics et remplissage des creux** : vise à réduire les niveaux de pic et de creux pour augmenter la sécurité des réseaux intelligents.
- **Déplacement de charge** : consiste à déplacer les charges dans le temps vers des intervalles de faible demande pendant les périodes de pointe. Le déplacement des charges est une solution si les charges sont ajustables et peuvent être déplacées.
- **Gestion des charges contrôlables** : présente l'avantage non seulement de l'écrêtage des pics, du contrôle de la fréquence ou de la régulation de la tension, mais est également bénéfique pour l'équilibrage du service pendant une période de consommation d'énergie [57]. Les exemples de charges contrôlables comprennent les fours, les réfrigérateurs, les machines à laver et les sèche-linges, les climatiseurs et les chauffe-eaux. Par conséquent, ces types de charges sont appelés charges contrôlables ou déplaçables.
- **Conservation stratégique** : technique qui vise à optimiser la forme de la charge en utilisant des procédures de réduction de la demande du côté client.
- **Croissance de la stratégie de la charge (construction de la charge)** : méthode d'optimisation quotidienne par rétroaction dans le cas d'une grande demande basée sur la croissance des charges, la part de marché promue par les DER ou les systèmes de stockage.
- **Forme de charge flexible** : les systèmes de réseau intelligent identifient tous les clients qui ont plus de flexibilité et qui sont prêts à être contrôlés pendant les périodes de pointe [58].

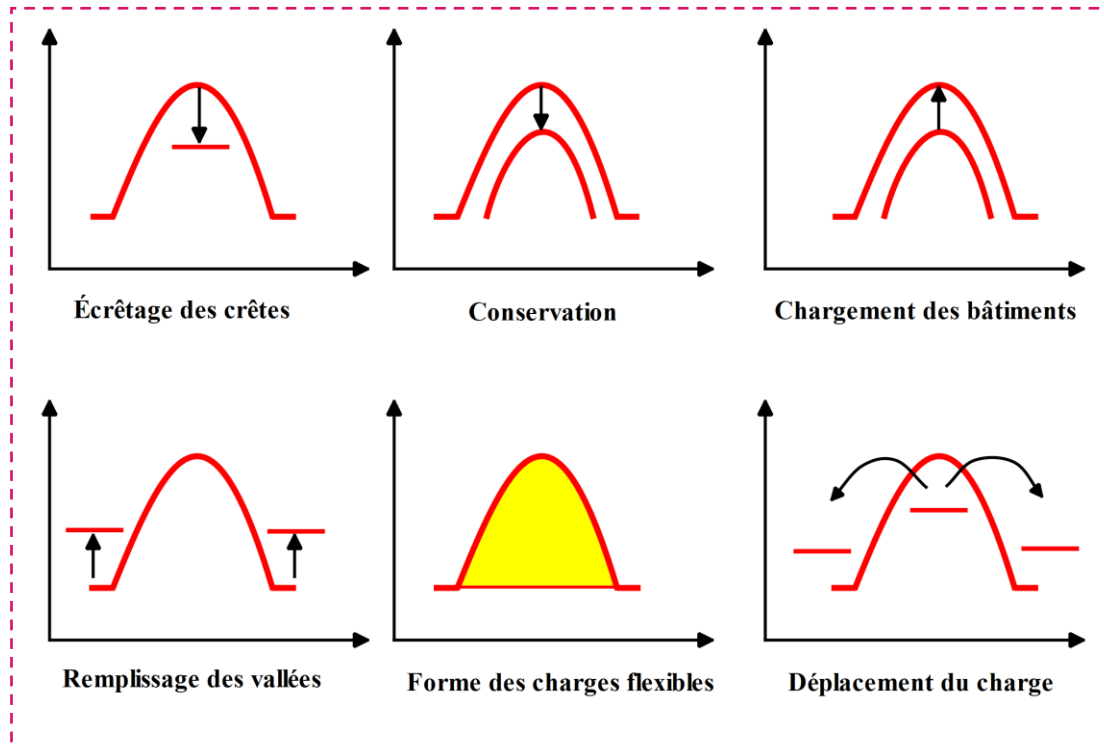


Figure 3.7 : Techniques du DSM [59].

Plusieurs publications dans le domaine de la gestion de la demande d'énergie (DSM) soulignent son importance cruciale. La référence [60] met en avant l'essentialité de la DSM pour la gestion de la demande de pointe. Cet article fait remarquer que la gestion de l'énergie ne devrait pas se focaliser uniquement sur la production et la distribution pour résoudre des problèmes d'optimisation et accroître l'efficacité du système. Il explique ainsi pourquoi et comment la DSM est vitale pour résoudre les problèmes de gestion de l'énergie.

Dans la publication [61], les auteurs résument la réponse à la demande sur les marchés de l'électricité. Le programme DSM incite les clients à tirer profit du marché. Cette plateforme suggère aux clients de réduire leur consommation pendant les périodes où les prix du marché sont élevés ou lorsque la fiabilité du système est menacée. Selon cet article, la DSM peut réduire les prix de l'électricité tout en améliorant la fiabilité du système.

La référence [62] propose une approche de réponse à la demande centrée sur la maximisation de l'utilité dans les foyers. Ces foyers utilisent différents appareils offrant des avantages spécifiques en fonction du modèle ou de la consommation d'énergie. Chaque foyer résout son problème d'optimisation de manière égoïste, en visant à maximiser ses revenus.

Sivaneasan et al. proposent une gestion de la réponse à la demande (DRM) protectrice pour les bâtiments commerciaux utilisant le système de gestion de l'énergie des bâtiments (BEMS) afin de garantir que la limite de demande prévue ou estimée ne soit pas dépassée tout en minimisant le coût total de la consommation d'énergie dans les bâtiments [63]. Cette DRM utilise deux techniques importantes de réponse à la demande : la programmation dynamique de la charge des véhicules électriques (VE) pour garantir que la charge des VE ne dépasse pas les limites de la demande et le délestage de charge en fonction de l'importance des charges.

3.6 APPROCHE CLASSIQUE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE :

Lors de la conception d'un système de gestion de l'énergie, le système est généralement considéré comme un ensemble. Tout d'abord, il faut tenir compte du fait que cet ensemble est composé de différents éléments qui ont souvent des caractéristiques et des contraintes très différentes. Il est donc important de prendre en compte les contraintes de chaque élément et la limite physique de fonctionnement de chacun. La complexité augmente donc avec le nombre d'éléments et de contraintes qui composent le système.

Dans la pratique, l'approche classique de la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux est réalisée par un contrôleur central, dans lequel un programme est développé selon une approche de supervision. La réalisation du programme est basée sur une longue structure de contrôle "*If.....else If.....then*", qui donne des règles, par exemple, si la batterie est vide, alors la charger. Dans notre cas, cette vision classique dépendra de l'état de charge de la batterie, qui est toujours une condition primordiale, et de la puissance disponible dans les autres composants du système de micro-réseau, c'est-à-dire la puissance maximale qui peut être délivrée par chacun d'entre eux.

Les prix unitaires représentent une condition favorable pour que les batteries soient chargées lorsque le prix de l'électricité est bas. Le prix total de l'énergie du micro-réseau et le taux d'émission sont ensuite optimisés au moyen d'algorithmes d'optimisation qui seront détaillés dans le reste de ce chapitre. Cela permettra une bonne gestion des flux d'énergie, c'est-à-dire d'assurer la fiabilité du système et l'équilibre entre la consommation et la production, tout en ayant le prix de facturation de l'énergie le plus bas pour les consommateurs du micro-réseau.

Cette approche classique est très populaire dans le domaine de la gestion de l'énergie. Si elle est bien conçue, elle garantit une alimentation électrique constante de la charge, comme mentionné ci-dessus, toujours dans les limites physiques des différents composants. Cependant, cette approche exige que le concepteur du système de gestion de l'énergie soit exhaustif dans les tests des structures de contrôle. Si un événement se produit qui n'est pas pris en compte par le système, il pourrait être dangereux pour le bon fonctionnement de la configuration. L'algorithme de gestion doit donc prendre en compte tous les scénarios qui peuvent se produire pendant le fonctionnement du système [48].

3.7 GESTION DE LA TENSION DC :

La stabilité de la tension du système hybride est une condition essentielle pour garantir le bon fonctionnement des équipements électriques connectés au système. Une tension trop basse ou trop élevée peut entraîner des dommages aux équipements ou une interruption de l'alimentation électrique.

Pour maintenir la tension DC du système hybride autour de la valeur 400 V, il est nécessaire de mettre en place un système de contrôle de la tension. Ce système doit être capable de compenser les variations de tension causées par les sources d'énergie renouvelables, les charges électriques et les pertes dans les câbles.

Pour le système hybride PV/éolienne/générateur diesel/batterie mis en série qui est présenté dans le chapitre précédent, une technique de contrôle active est généralement recommandée. En effet, ce type de système est susceptible de présenter des variations de tension importantes, notamment en cas de faible production des sources renouvelables. Donc, pour résoudre ce dernier problème, un système de gestion est créé à la base d'un algorithme afin de stabiliser la tension DC du système hybride.

La figure 3.8 présente le schéma du système de gestion de la tension DC proposé pour le système hybride PV/éolienne/générateur diesel/batterie.

Le système de gestion de la tension DC est composé des composants suivants :

Capteurs de tension : Les capteurs de tension mesurent la tension aux bornes du système hybride.

Unité de gestion : L'unité de gestion reçoit les signaux des capteurs de tension et calcule la tension de sortie souhaitée.

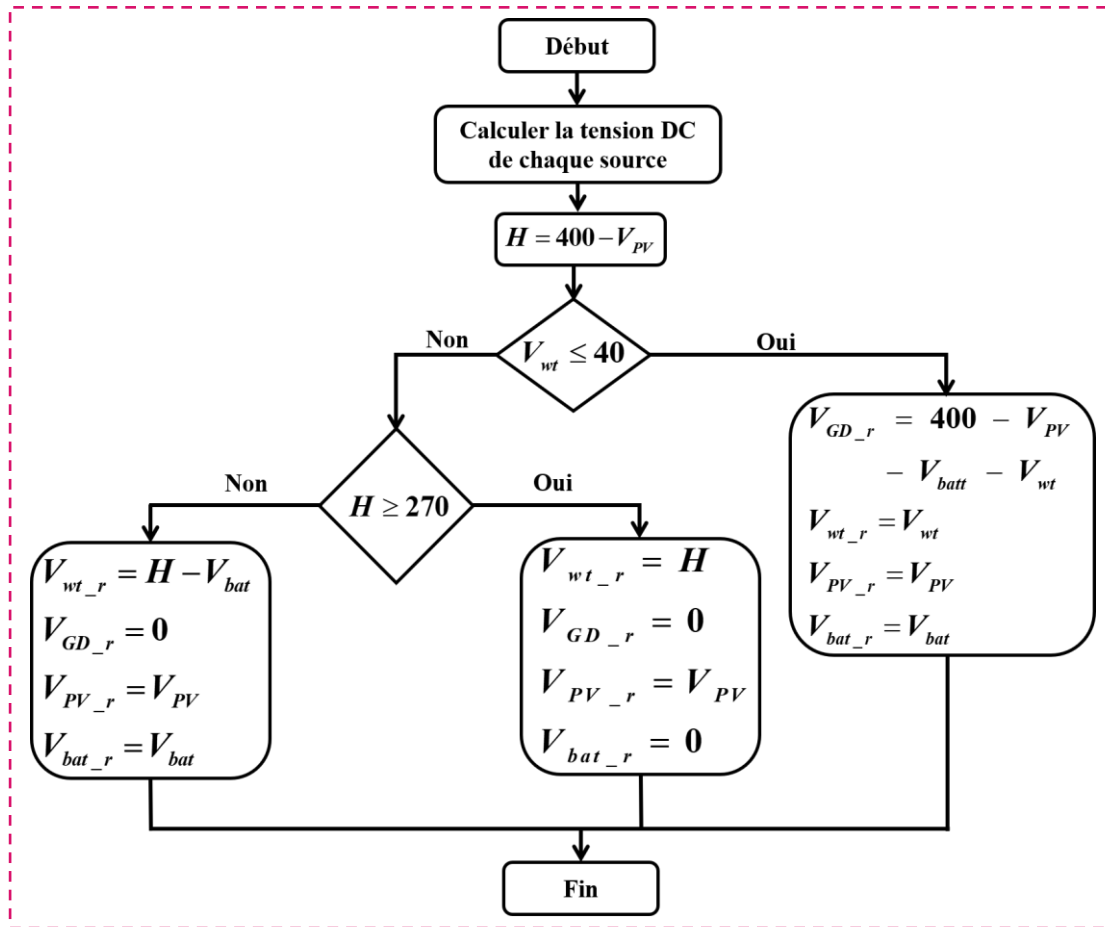


Figure 3.8 : Organigramme de la gestion de tension DC.

Où les paramètres indiqués dans la figure précédente signifient les tensions DC pour chaque source de système hybride :

V_{PV} : la tension mesurée du PV.

V_{wt} : la tension mesurée d'éolienne.

V_{GD} : la tension mesurée du générateur diesel.

V_{bat} : la tension mesurée de la batterie.

V_{PV_r} : la tension de référence PV.

V_{wt_r} : la tension de référence d'éolienne.

V_{GD_r} : la tension de référence du générateur diesel.

V_{bat_r} : la tension de référence de la batterie.

La figure 3.9 montre la connexion du système de gestion avec le système hybride PV/éolienne/générateur diesel/batterie. Le système de gestion est connecté aux différentes sources d'énergie du système.

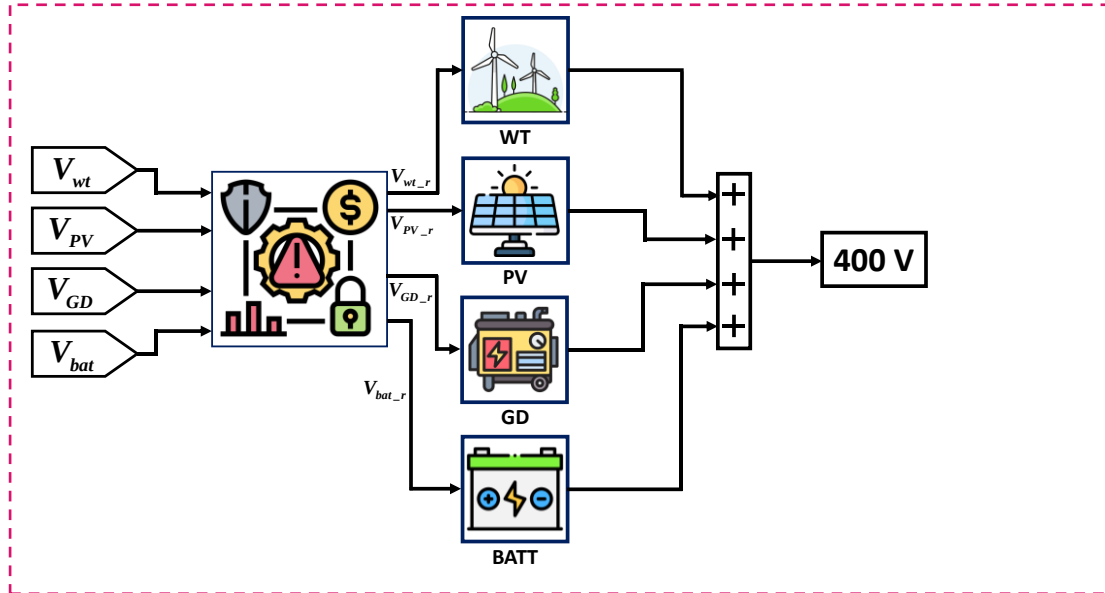


Figure 3.9 : Raccordement de l'algorithme de gestion avec le système hybride.

La tension continue du système photovoltaïque est déterminée par la tension de référence du système de gestion. Lorsque la tension de référence est faible, la tension continue du système photovoltaïque est également faible. Lorsque la tension de référence est élevée, la tension continue du système photovoltaïque est également élevée.

La figure 3.10 montre deux courbes représentant la tension continue (V_{DC}) en vert et la tension de référence (V_{ref}) en bleu, en fonction du temps (en heures). La tension commence à 0 V et reste à ce niveau jusqu'à environ 6 heures. Puis, elle augmente pour atteindre environ 42 V, où elle se stabilise jusqu'à 12 heures. À partir de midi, elle s'élève à environ 92 V, maintenant ce niveau jusqu'à 17 heures, moment où elle chute à environ 33 V. Enfin, à partir de 21 heures, la tension redescend progressivement à 0 V. La courbe verte (V_{DC}) suit de très près la courbe bleue (V_{ref}), ce qui indique que la tension continue suit fidèlement la tension de référence et on remarque qu'il y a quelques petites déviations, notamment lors des transitions, mais globalement, le système régule correctement la tension.

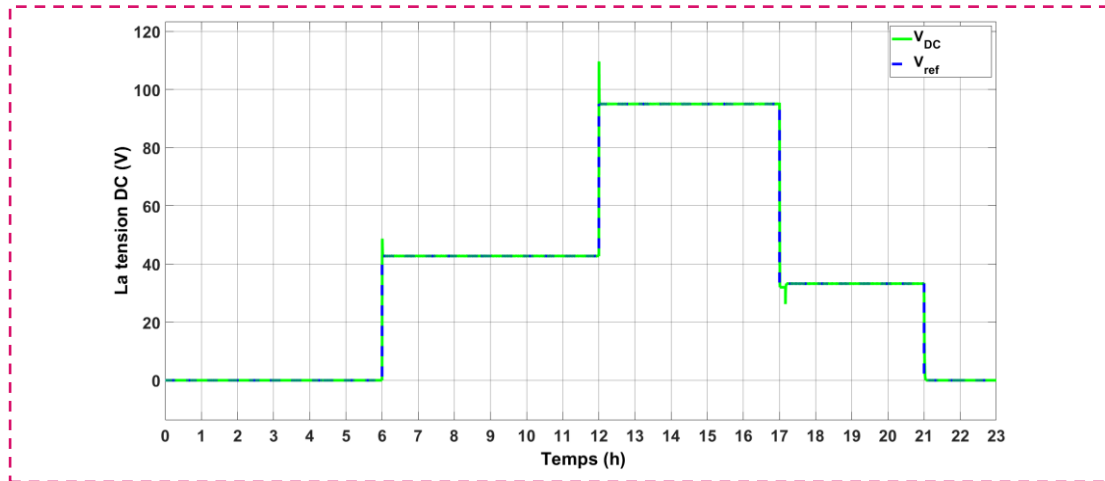


Figure 3.10 : La tension continue désirée du système photovoltaïque.

Dans le cas de la figure 3.11, la tension démarre à environ 150 V à 0 h et se maintient jusqu'à 6 h, avant de chuter à 107 V, où elle reste stable jusqu'à 12 h. À partir de midi, elle remonte à 150 V jusqu'à 17 h, puis redescend à 116 V. Après 21 h, la tension remonte à 150 V pour le reste de la journée.

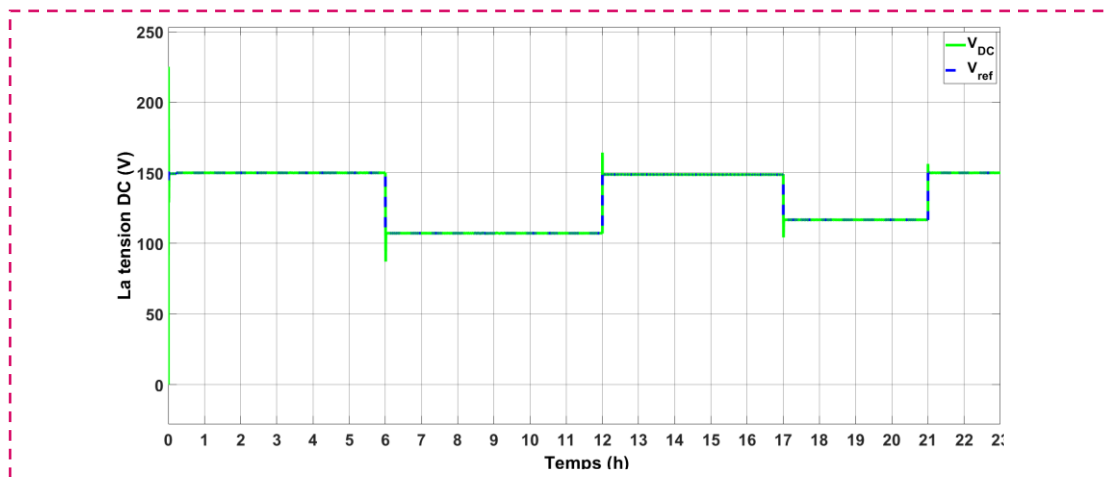


Figure 3.11 : La tension continue désirée de la batterie.

Les figures 3.12 et 3.13 illustrent la tension continue d'éolienne et du générateur diesel successivement. Le générateur diesel est utilisé comme une source de secours, cela est dû au démarrage d'éolienne.

💡 **Période du 0 à 0.25 h :** Au début, le générateur diesel est la seule source de tension continue. La tension d'éolienne est encore faible, car l'éolienne n'a pas encore atteint sa vitesse de rotation nominale. Le générateur diesel doit donc fournir toute la puissance nécessaire pour alimenter le système.

💡 **Période du 0.25 à 13 h :** L'éolienne atteint sa vitesse de rotation nominale et commence à générer de l'énergie. La tension d'éolienne augmente progressivement jusqu'à atteindre 250 V. Le générateur diesel peut alors être arrêté, car l'éolienne est capable de fournir toute la tension nécessaire au système.

💡 **Période du 13 à 23 h :** La tension d'éolienne diminue également, passant de 250 V à 156 V.

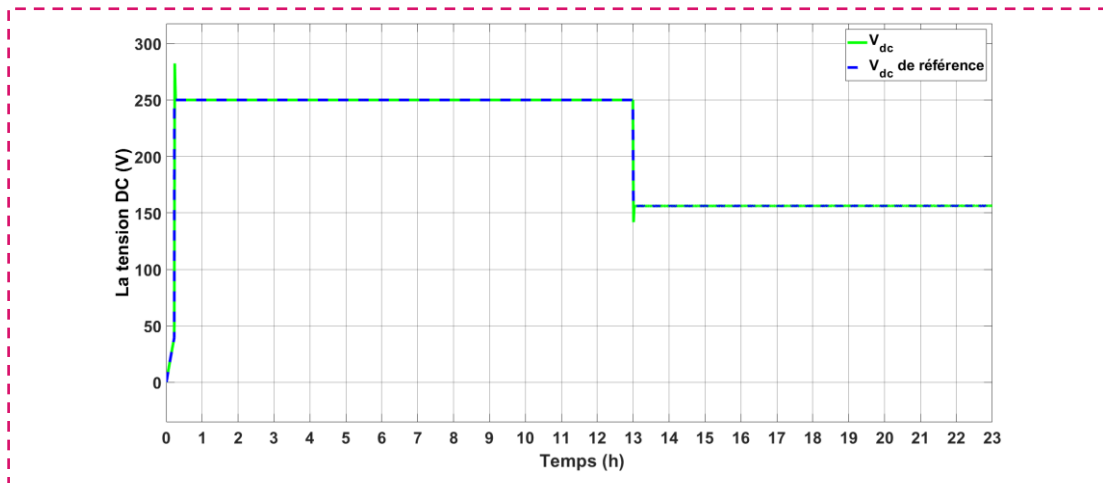


Figure 3.12 : La tension continue désirée d'éolienne.

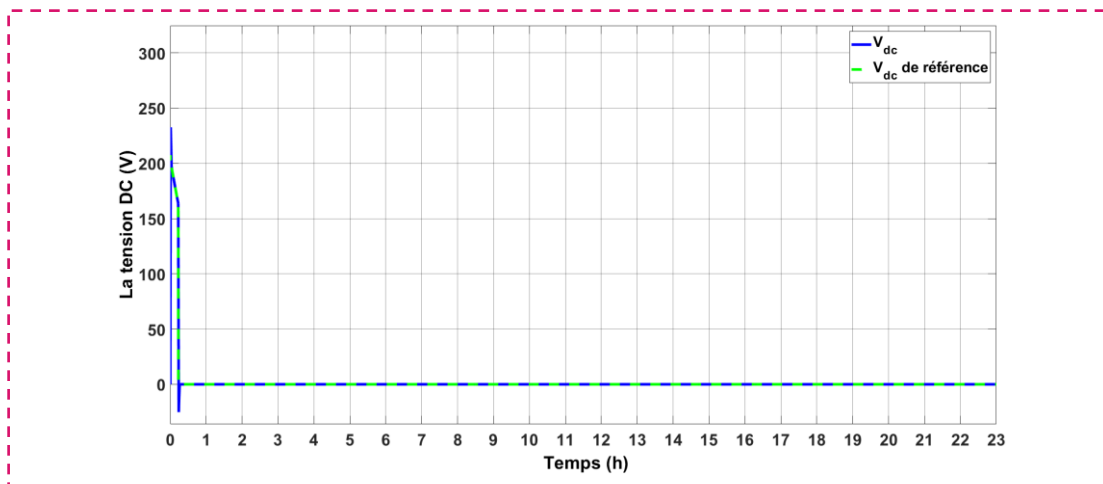


Figure 3.13 : La tension continue désirée du générateur diesel.

Après l'intégration du bloc de gestion de tension DC au système hybride, la figure 3.14 montre la tension DC désirée de chaque source.

💡 **Du 0 à 0.22 h :** La tension du photovoltaïque est de 0 V et celle de la batterie est de 150 V. Le reste de la tension est la somme de la tension d'éolienne et du générateur diesel. La tension du générateur diesel

diminue de 250 V jusqu'à 210.5 V. Par contre, la tension d'éolienne augmente de 0 V jusqu'à 39.5 V.

💡 **Du 0.22 à 6 h :** La tension du générateur diesel et du photovoltaïque est nulle. La tension de la batterie diminue et atteint une valeur de 107.2 V. Pour l'éolienne, la tension augmente de 40 V jusqu'à atteindre 250 V, et elle reste autour de cette valeur pendant la période mentionnée

💡 **Du 6 à 12 h :** Pour cette période, les valeurs de tension du photovoltaïque, de la batterie et de l'éolienne sont : 42.76 V, 107.23 V et 250 V successivement.

💡 **Du 12 à 17 h :** La tension photovoltaïque augmente ensuite à 95.05 V, correspondant aux heures typiquement ensoleillées, tandis que la tension de la batterie revient à 148.85 V et que celle de l'éolienne se maintient à 156.1 V durant cette période.

💡 **Du 17 à 21 h :** Les tensions du photovoltaïque et de la batterie diminuent respectivement à 33.26 V et 116.73 V, tandis que la tension de l'éolienne augmente et atteint 250 V.

💡 **Du 21 à 23 h :** La tension de l'éolienne reste stable autour de 250 V, tandis que la tension de la batterie est revenue à 150 V.

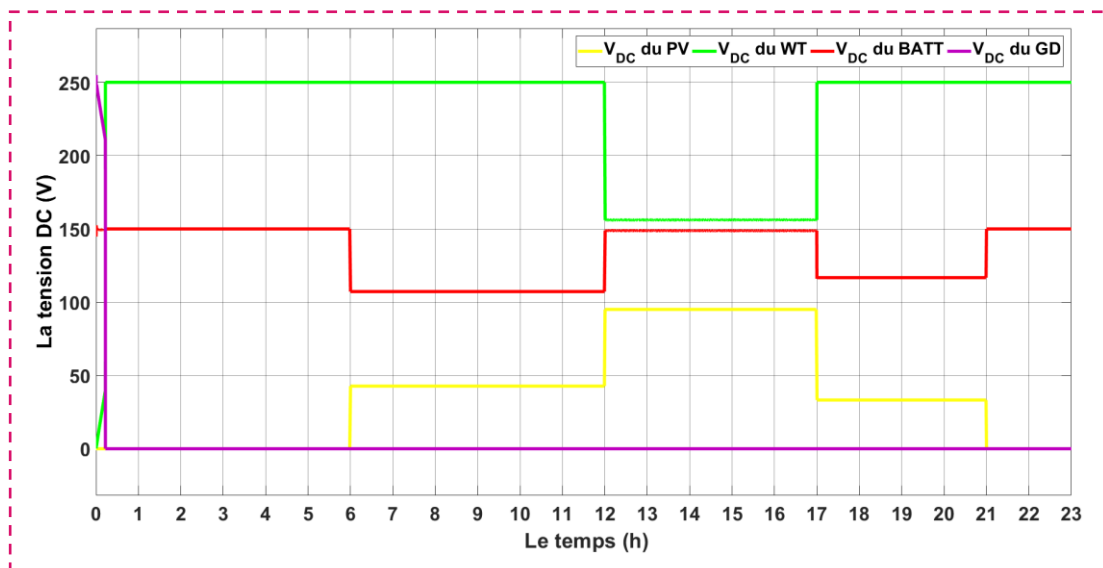


Figure 3.14 : La tension DC de référence de chaque source.

3.8 CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU SYSTEME SIMULÉ :

Dans le chapitre précédent, un système hybride a été simulé pour analyser ses performances en termes de production d'énergie, d'efficacité énergétique et d'impact environnemental.

Ce chapitre présente les résultats détaillés de la simulation, en se concentrant sur les grandeurs tension, courant et puissance des différents composants du système.

3.8.1 SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE :

Les figures 3.15, 3.16 et 3.17 illustrent la réponse du système photovoltaïque en termes de tension, de courant et de puissance pour des niveaux d'ensoleillement variables entre 0 et 1000 W/m².

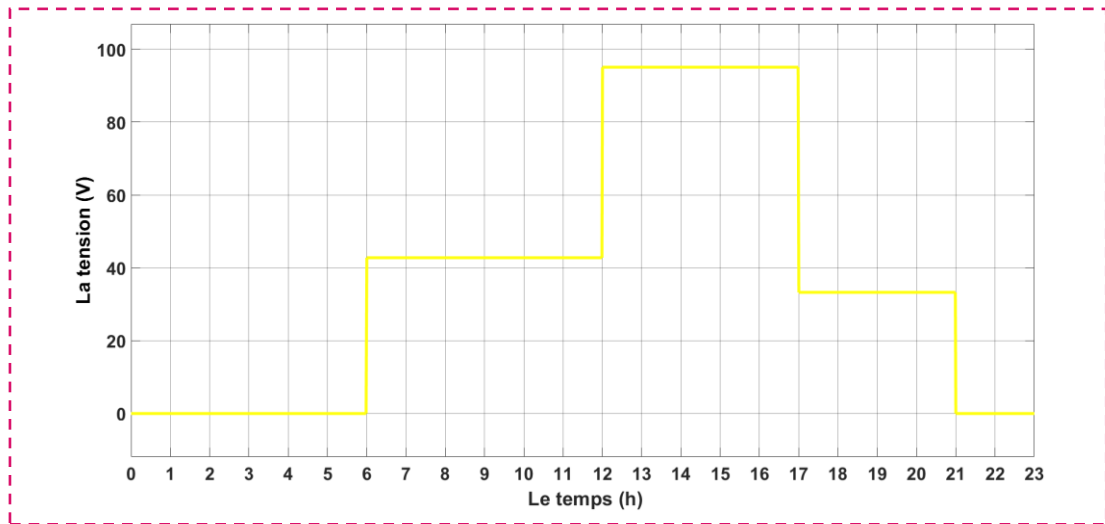


Figure 1.15 : Allure de la tension de PV.

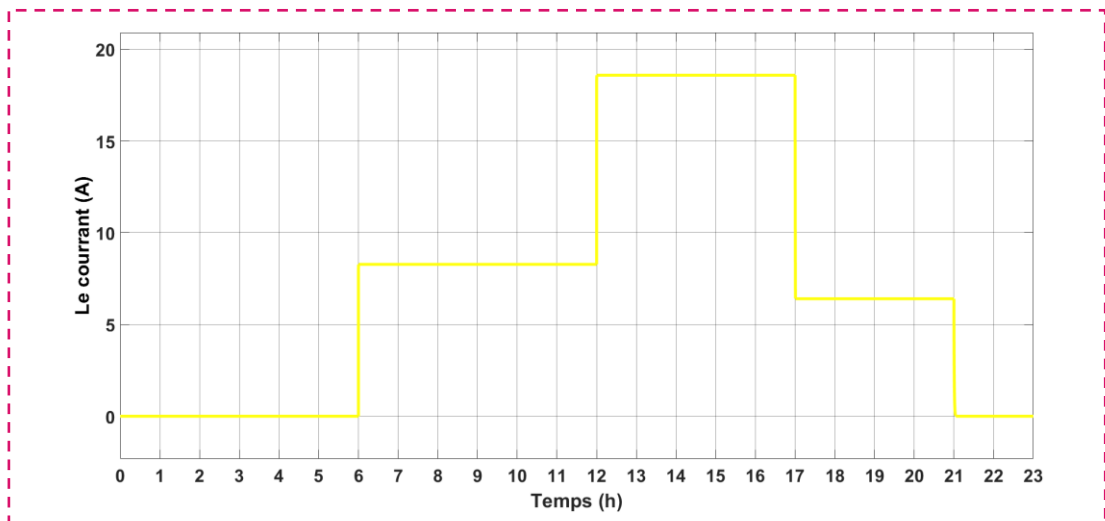


Figure 3.16 : Allure du courant de PV.

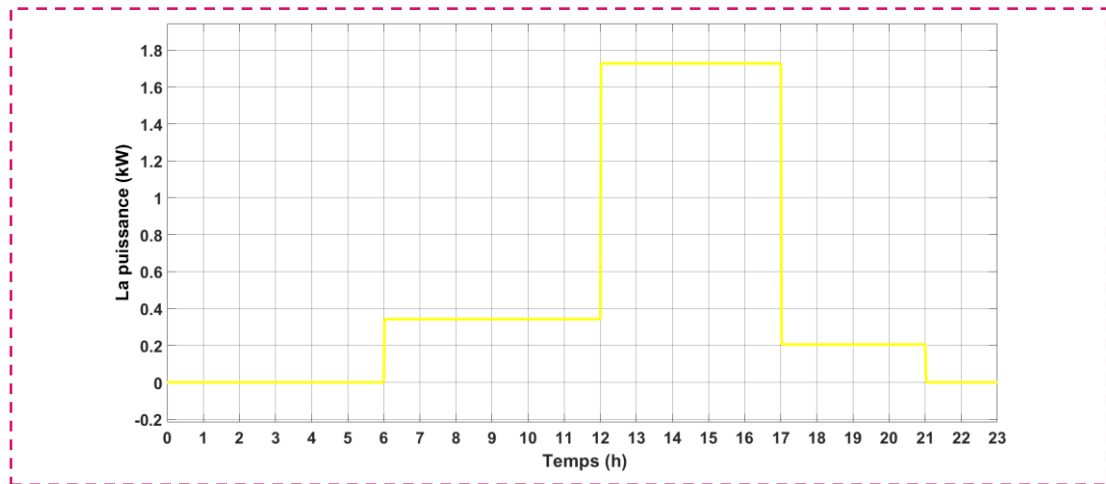


Figure 3.16 : Allure de la puissance du PV.

Le tableau 3.1 représente les valeurs du tension, courant et puissance pendant le temps de simulation.

Tableau 3.1 : Tension, courant et puissance du système PV.

Le temps (h)	La tension (V)	Le courant (A)	La puissance (kW)
0 à 6	0	0	0
6 à 12	42.76	8.5	0.36
12 à 17	95.05	19	1.8
17 à 21	33.26	6.5	0.22
21 à 23	0	0	0

3.8.2 SYSTÈME ÉOLIEN :

Les figures 3.17, 3.18 et 3.19 montrent respectivement la tension, le courant et la puissance de l'éolienne, tandis que le tableau 3.2 présente les valeurs détaillées.

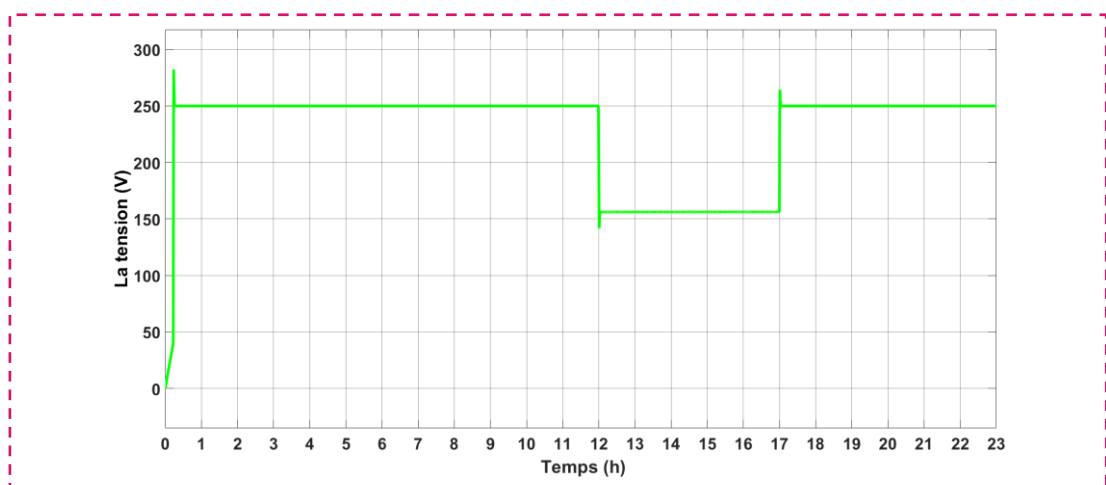


Figure 3.17 : La tension de sortie du système éolien.

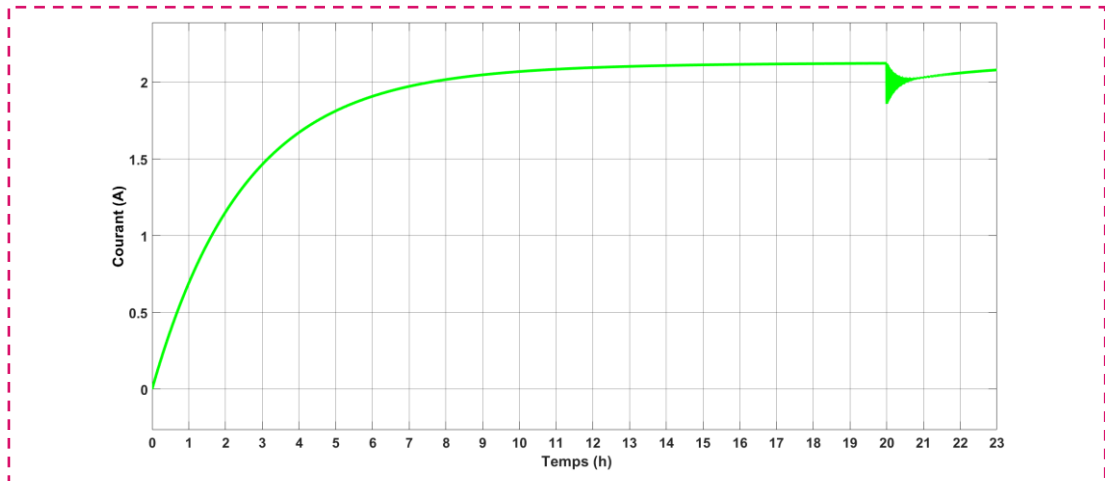


Figure 3.18 : Le courant de sortie du système éolien.

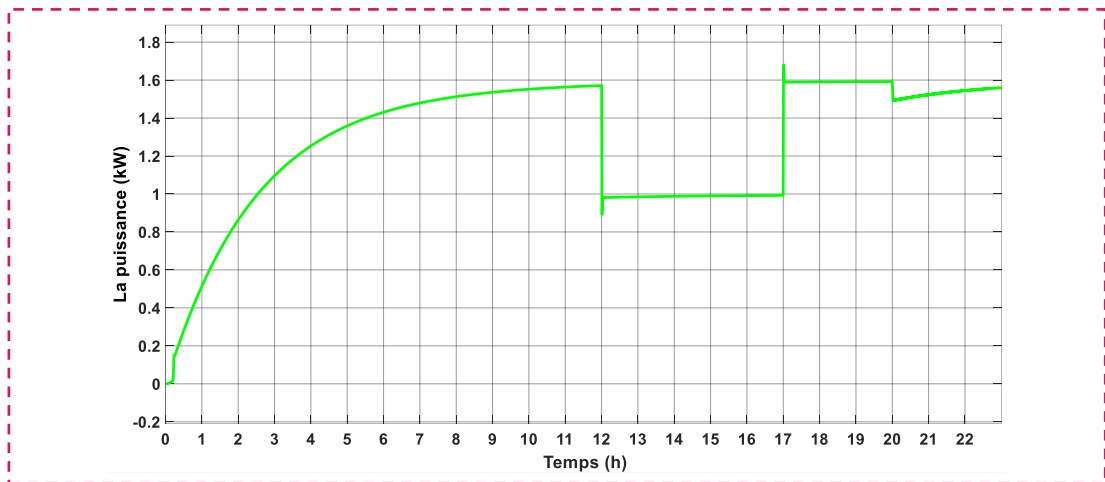


Figure 3.19 : La puissance de sortie du système éolien.

Tableau 3.2 : Tension, courant et puissance du système éolien.

Le temps (h)	La tension (V)	Le courant (A)	La puissance (kW)
0 à 12	250	Autour de 2	Entre 0 et 1.6
12 à 17	156.1		1
17 à 23	250		1.6

3.8.3 GÉNÉRATEUR DIESEL :

Les figures 3.20, 3.21 et 3.22 représentent les allures de la tension, du courant et de la puissance.

Comme mentionné précédemment, la tension continue du diesel est active uniquement entre 0 et 0.22 h. Le courant fluctue entre 0 et 4 h en raison du démarrage du générateur diesel, puis se stabilise autour de 3.5 A à partir de 4 h. Le fonctionnement du diesel a été limité pour des raisons environnementales.

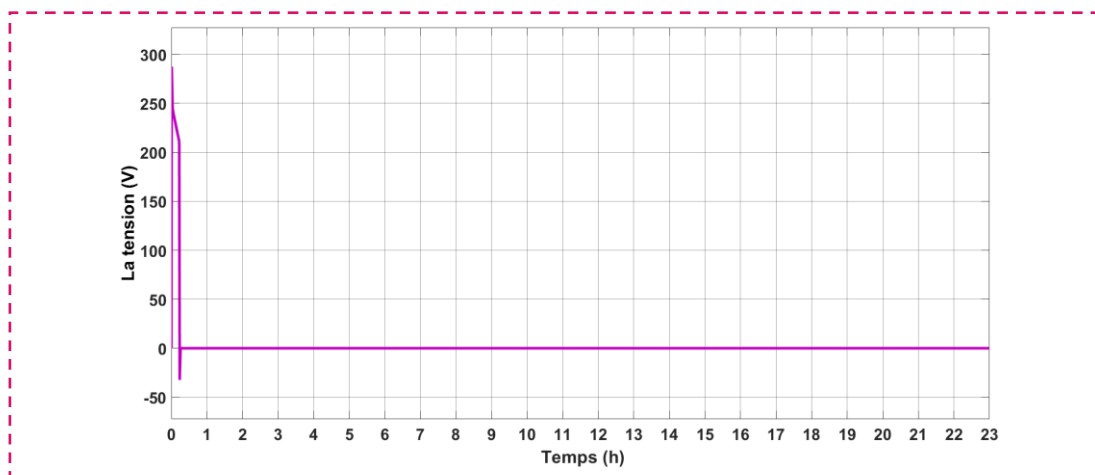


Figure 3.20 : L'allure de tension du générateur diesel.

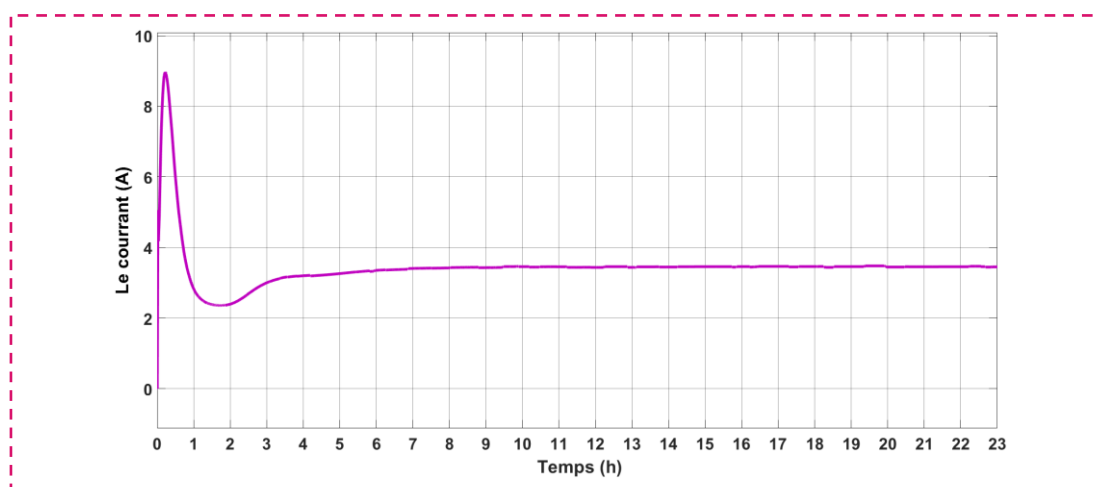


Figure 3.21 : L'allure de courant du générateur diesel.

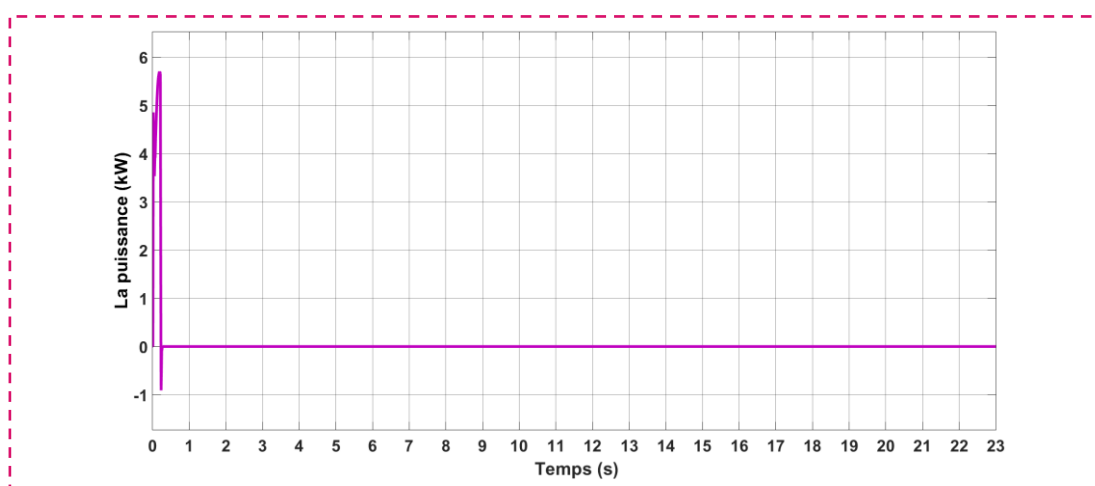


Figure 3.22 : L'allure de la puissance générée par le générateur diesel.

3.8.4 SYSTÈME DE STOCKAGE :

Les figures 3.23, 3.24 et 3.25 illustrent le comportement de la batterie pendant la décharge.

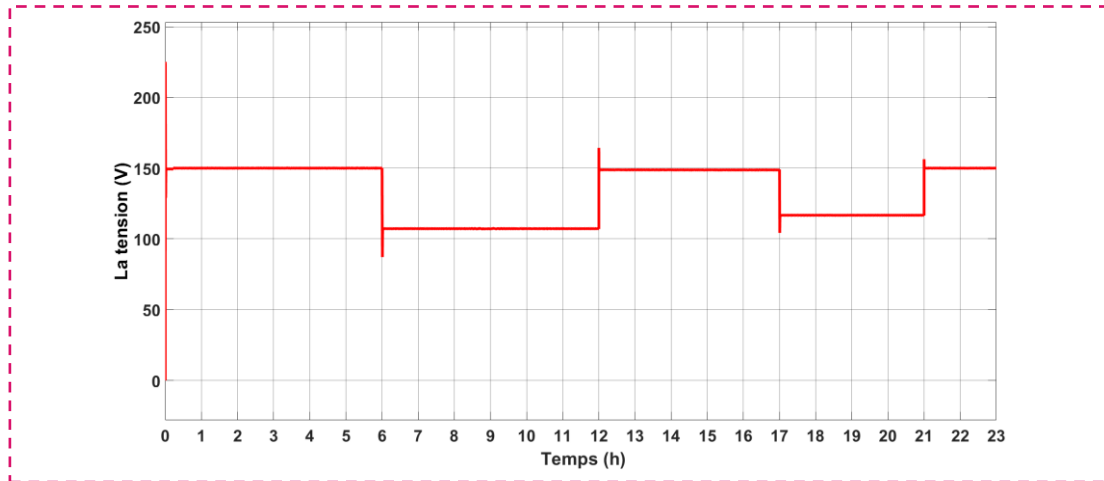


Figure 3.23 : Allure de la tension de batterie pondant la décharge.

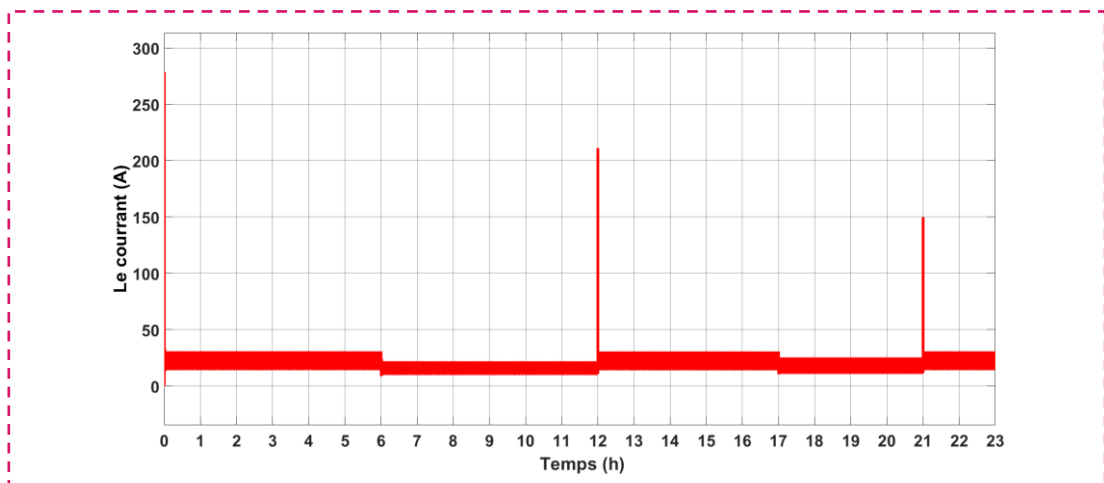


Figure 3.24 : Allure du courant de batterie pondant la décharge.

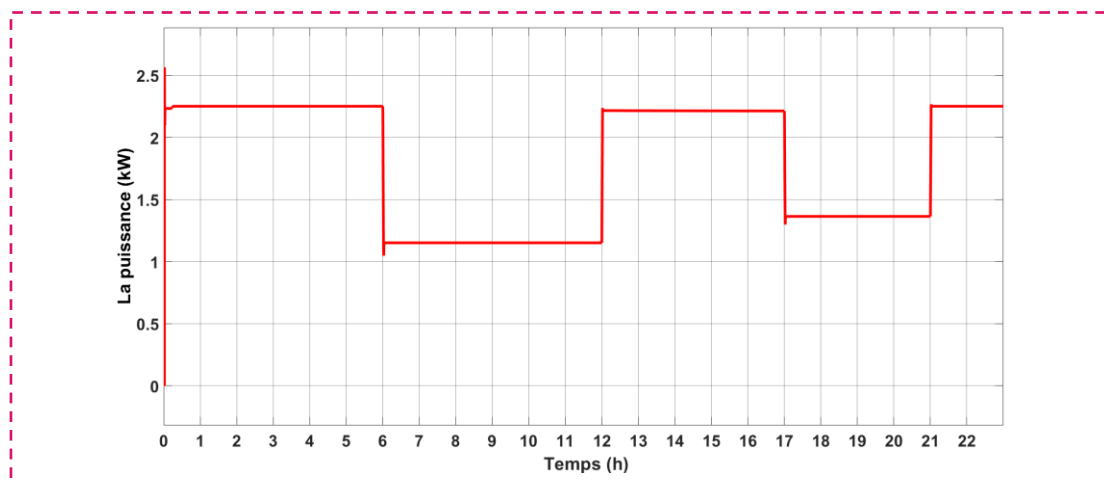


Figure 3.25 : Allure de la puissance de la batterie pondant la décharge.

Le tableau 3.3 présente la variation de la puissance en fonction de la variation de la tension continue souhaitée par le système de gestion.

Tableau 3.3 : Tension, courant et puissance du système de stockage.

Le temps (h)	La tension (V)	Le courant (A)	La puissance (kW)
0 à 6	150	15	2.25
6 à 12	107.2	10.8	1.15
12 à 17	148.85	14.8	2.21
17 à 21	116.73	11.7	1.36
21 à 23	150	15	2.25

3.9 GESTION DE LA PUISSANCE ACTIVE DU SYSTÈME ÉTUDIÉ AVEC LE RÉSEAU PRINCIPAL :

Les systèmes connectés au réseau offrent une solution plus simple et plus économique pour les zones avec un accès fiable au réseau, tandis que les systèmes déconnectés du réseau offrent une autonomie et un contrôle complets de l'énergie pour les zones isolées ou sujettes aux pannes. Le choix optimal dépend des besoins et des priorités spécifiques de chaque situation. Un algorithme a été conçu pour gérer la répartition des puissances actives entre les différents composants du système, qu'il soit connecté au réseau ou en mode autonome, afin de garantir une alimentation optimale de la charge.

$$P_t = P_{pv} + P_{wt} + P_{gd} + P_{bat}.$$

Si $P_t > P_{ch}$, switch = 0 (interrupteur ouverte) donc le réseau est déconnecté.

Si non ($P_t < P_{ch}$) switch = 1 (interrupteur fermée) donc le réseau est connecté.

Avec : P_t = la puissance totale du système hybride, P_{pv} = la puissance du photovoltaïque, P_{wt} = la puissance d'éolienne, P_{gd} = la puissance du générateur diesel, P_{bat} = la puissance de la batterie. La figure 3.26 illustre l'intégration de l'algorithme de gestion à l'aide du bloc s-function.

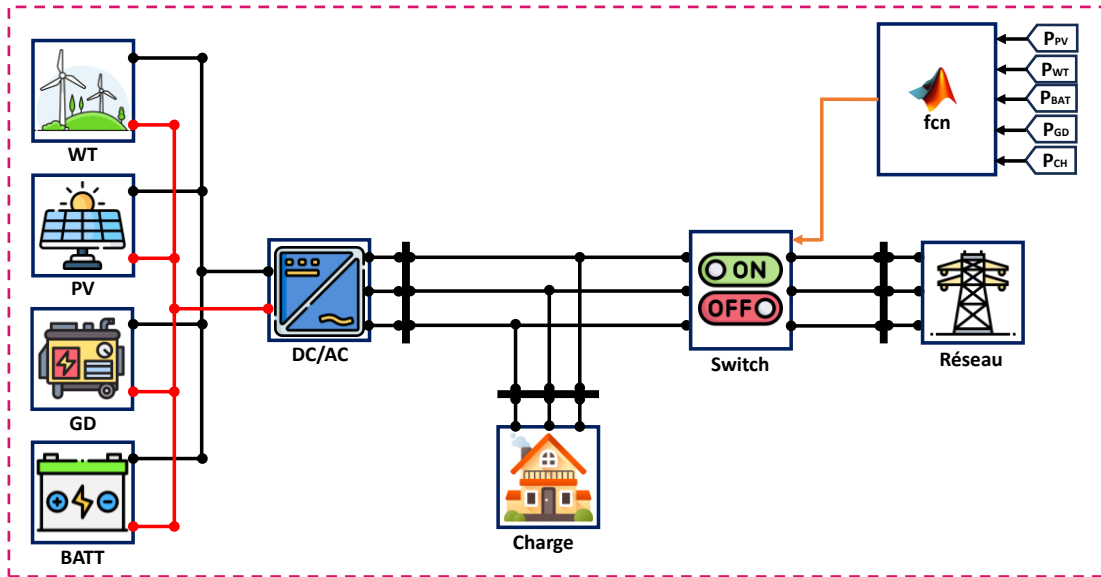


Figure 3.26 : Intégration d'algorithmes de gestion dans le système proposé.

La figure 3.27 met en évidence le comportement de l'interrupteur simulé sous Matlab Simulink sur une période de 24 heures.

Durant les périodes de 0.22 à 1 h et de 20 à 23 h, l'interrupteur est en état 1, indiquant que le réseau est connecté. Cela est dû au fait que le système hybride ne parvient pas à subvenir à la demande énergétique, entraînant ainsi la fermeture de l'interrupteur.

L'état passe à 0, signifiant que l'interrupteur est désactivé (OFF), à partir de 1 h du matin jusqu'à 20 h. Cela indique que le réseau n'est pas connecté (l'interrupteur est ouvert) car, durant cette période, le système hybride parvient à couvrir les besoins de la charge.

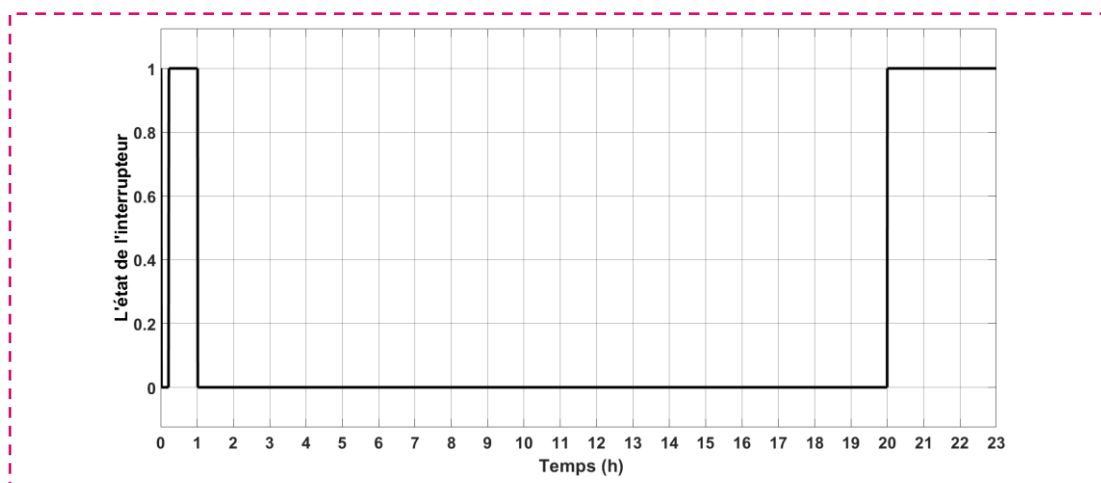


Figure 3.27 : L'état de fonctionnement de l'interrupteur pour intégrer le réseau.

On observe deux phases distinctes pour intégrer le réseau :

Phase 1 :

L'interrupteur est activé uniquement en début et en fin de journée, autour de 1 h et après 20 h. Cela pourrait indiquer une stratégie de gestion de l'énergie où l'intégration au réseau est nécessaire à ces moments précis, soit pour fournir l'excédent d'énergie au réseau, soit pour en prélever lorsque les autres sources d'énergie, comme l'éolienne ou le solaire, ne sont pas disponibles en raison du faible ensoleillement ou du démarrage tardif de l'éolienne.

Phase 2 :

Entre 1h et 20 h, l'interrupteur reste désactivé, suggérant que pendant cette période, le système fonctionne en mode autonome grâce à des sources d'énergie renouvelable et une batterie, sans dépendre du réseau.

On peut vérifier le bon fonctionnement de l'algorithme proposé en analysant les courbes d'énergies des états décrits précédemment, voir figure 3.28 ci-dessous.

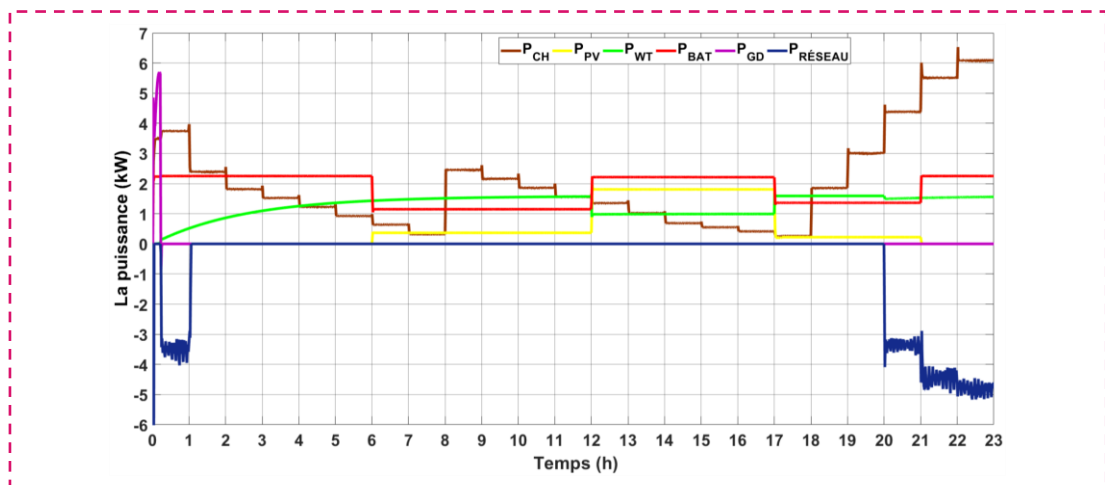


Figure 3.28 : Allure des puissances du système global.

Pour analyser le flux énergétique à partir de la figure fournie, voici une interprétation détaillée des courbes et de leurs implications :

Puissance de charge (P_{CH}) :

- La courbe marronne montre que la charge a une consommation relativement stable, autour de 2 à 3 kW pendant la majeure partie de la journée, avec quelques pics dépassant 4 kW à la fin de la journée (après 20 h).



Puissance photovoltaïque (P_{PV}) :

La courbe jaune, représentant la production solaire, commence à augmenter progressivement vers 6 h, atteint un pic modéré d'environ 1.8 kW vers midi, puis redescend en fin d'après-midi, autour de 16 h.

- Période 0 h à 5 h : La courbe reste à 0 kW, indiquant qu'il n'y a pas de production d'énergie solaire pendant la nuit.
- Entre 6 h et 11 h, on observe une légère augmentation atteignant environ 0.36 kW, ce qui correspond au début de la production solaire après le lever du soleil.
- Période 12 h à 16 h : Le pic de production est observé, avec une puissance stable d'environ 1.8 kW. Cela correspond au moment de la journée où l'ensoleillement est maximal, généralement autour de midi.
- Période 17 h à 20 h : La baisse se poursuit, avec une puissance qui descend à environ 0.2 kW, signalant la fin de la journée.
- Période 21 h à 23 h : La courbe revient à 0 kW, indiquant l'absence de production d'énergie solaire après le coucher du soleil.
- Cela reflète l'évolution typique de la production solaire, qui dépend de l'ensoleillement tout au long de la journée.



Puissance des batteries (P_{BATT}) :

La courbe rouge montre que la batterie est sollicitée tout au long de la journée, avec des moments où elle est utilisée pour fournir de l'énergie (décharge) et d'autres où elle est rechargée.

- La puissance est stable autour de 2.25 kW, ce qui indique que la batterie fournit de l'énergie pour répondre à la demande pendant cette période nocturne ([0 h, 5 h], [12 h, 16 h] et [21 h, 23 h]). Cela pourrait également indiquer un moment de transition où la batterie prend en charge les besoins énergétiques lorsque la production photovoltaïque est réduite ou insuffisante pour couvrir la demande totale (début et fin de journée) et du au démarrage d'éolienne dans le début de journée).

- La puissance reste stable à environ 1.2 kW dans les deux périodes [6 h, 11 h] et [17 h, 20 h], indiquant que la batterie continue de fonctionner pour satisfaire la demande énergétique.

**Puissance éolienne (verte) :**

- La puissance d'éolienne s'accroît graduellement de 0 kW à environ 1.6 kW entre 0 et 12 heures, correspondant à la phase de régime transitoire (le démarrage d'éolienne).
- Après 12 heures, la puissance d'éolienne diminue par paliers réguliers pour atteindre environ 1 kW jusqu'à 17 h.
- À partir de 17 h la puissance d'éolienne reste relativement stable autour d'une valeur de 1.6 kW.

**Puissance du générateur diesel (P_{GD}) :**

- La courbe violette montre que le générateur diesel est principalement sollicité tôt le matin (0 à 1 h) pour fournir de l'énergie, avec un pic au début (dû au démarrage du générateur diesel) avant de s'arrêter ensuite pour le reste de la journée.
- Cela suggère que le générateur diesel n'est utilisé que pendant des périodes spécifiques, en raison d'une préoccupation environnementale (la réduction de l'effet de serre).

**Puissance du réseau (bleu) :**

- La courbe bleue indique que le système prélève de l'énergie du réseau entre 0 h et 1 h, avec une puissance négative importante (autour de -3.5 kW), ce qui signifie que le réseau est utilisé pour répondre à la demande.
- Ensuite, il n'y a pas de consommation du réseau pendant la journée, ce qui peut être un signe que le système est autosuffisant grâce aux sources renouvelables et à la batterie.
- Vers 20 h, il y a de nouveau une demande au réseau pour des valeurs de -3.6, -4.75 et -5.2 kW.

 Analyse détaillée :

- La demande énergétique est très élevée, principalement dans le début et la fin de la journée.
- Le réseau fournit une puissance négative, ce qui signifie que l'énergie est puisée du réseau pour compenser le déficit.
- La puissance de charge (P_{ch}) diminue progressivement, indiquant que la demande énergétique est partiellement satisfaite par les sources renouvelables et les batteries.
- Le fonctionnement du générateur diesel est limité pour des raisons environnementales, notamment pour réduire l'effet de serre.
- L'utilisation de la batterie en début et à la fin de la journée est dû à l'absence du photovoltaïque et d'éolienne (pas d'ensoleillement et de démarrage d'éolienne (en début seulement)).
- L'élément essentiel qui gère les puissances du système hybride est la gestion des tensions continue qu'est proposé précédemment.

3.10 CONCLUSION :

Les résultats de la simulation de l'algorithme de gestion proposé dans ce chapitre valident l'efficacité et la précision de ce travail. Pendant toute la durée de la simulation, la valeur de la tension du circuit intermédiaire a été maintenue presque constante, ce qui confirme que les lois de contrôle automatique sont justes et efficaces. Les résultats de la simulation indiquent également que l'unité de gestion de la puissance partage les références de puissance en fonction de chaque mode de fonctionnement, comme cela a été conçu dans l'algorithme de gestion élaboré, ce qui confirme que la stratégie de gestion adoptée dans ce travail est réalisable.

3.11 RÉFÉRENCE :

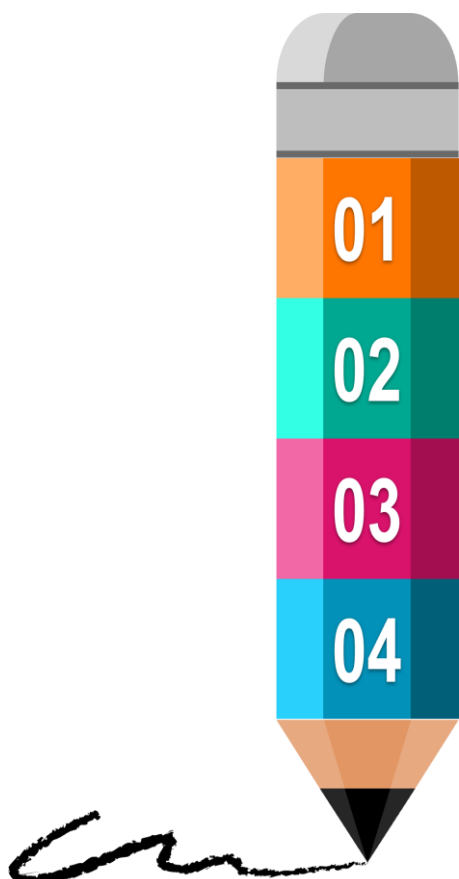
- [1] F. Katiraei and M. R. Iravani, "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821-1831, Novembre 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.879260.
- [2] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziaargyriou and A. Dimeas, "Microgrids management", in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, Mai-Juin 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.918702.
- [3] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [4] F. Khavari, A. Badri, A. Zangeneh and M. Shafiekhani, "A comparison of centralized and decentralized energy-management models of multi-microgrid systems", 2017 Smart Grid Conference (SGC), Tehran, Iran, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/SGC.2017.8308837.
- [5] L. Meng, E. R., Luna, A. Sanseverino, T. Dragicevic, J. C., & Guerrero, J. M. Vasquez, "Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1263-1273, 2016.
- [6] S. K. Rathor, & D. Saxena, "Energy management system for smart grid: An overview and key issues", *International Journal of Energy Research*, vol. 44, pp. 4067-4109, 2020. <https://doi.org/10.1002/er.4883>
- [7] V. P. Veetil, "Coordination in centralized and decentralized systems", *International Journal of Microsimulation*, vol. 10, pp 86-102, 2017, <https://doi.org/10.34196/ijm.00157>
- [8] E. Lee, W. Shi, R. Gadh, & W. Kim, "Design and Implementation of a Microgrid Energy Management System", *Sustainability*, vol. 8, 1143, 2016. <https://doi.org/10.3390/su8111143>
- [9] A. Q. Huang, M. L. Crow, G. T. Heydt, J. P. Zheng and S. J. Dale, "The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet", in *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 133-148, Jan. 2011.
- [10] A. R. Battula, S. Vuddanti, & S. R. Salkuti, " Review of Energy Management System Approaches in Microgrids ", *Energies*, vol. 14, 5459, 2020. <https://doi.org/10.3390/en14175459>
- [11] D. E. Olivares, C. A. Cañizares and M. Kazerani, "A centralized optimal energy management system for microgrids", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039527.
- [12] M. S. Taha and Y. A. -R. I. Mohamed, " Robust MPC-based energy management system of a hybrid energy source for remote communities", 2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, ON, Canada, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPEC.2016.7771706.
- [13] A. Nawaz, J. Wu, J. Ye, Y. Dong, & C. "Long, Distributed MPC-based energy scheduling for islanded multi-microgrid considering battery degradation and cyclic life deterioration", *Applied Energy*, vol. 329, 120168. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120168>
- [14] D. Michaelson, H. Mahmood and J. Jiang, "A predictive energy management strategy with pre-emptive load shedding for an islanded PV-battery microgrid", *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2013, pp. 1501-1506.
- [15] D. Michaelson, H. Mahmood and J. Jiang, "A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5440-5448, July 2017.

- [16] N. Jayasekara, P. Wolfs, & M. A. Masoum, "An optimal management strategy for distributed storages in distribution networks with high penetrations of PV", *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 147-157, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.05.010>
- [17] I. D. Woodruff and M. Davari, "An optimization Approach Based on the Interior-Point Methodology for the Tertiary Control of Modernized Microgrids", 2019 SoutheastCon, Huntsville, AL, USA, 2019, pp. 1-8, doi: 10.1109/SoutheastCon42311.2019.9020486.
- [18] M. M. A. Abdelaziz, M. F. Shaaban, H. E. Farag and E. F. El-Saadany, "A Multistage Centralized Control Scheme for Islanded Microgrids With PEVs", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 927-937, July 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2313765.
- [19] A. Sobu and G. Wu, "Dynamic optimal schedule management method for microgrid system considering forecast errors of renewable power generations", 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Auckland, New Zealand, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401287.
- [20] J. Baek, W. Choi, & S. Chae, "Distributed Control Strategy for Autonomous Operation of Hybrid AC/DC Microgrid", *Energies*, vol. 10, 373, 2017. <https://doi.org/10.3390/en10030373>
- [21] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov and B. Francois, "Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4583-4592, Oct. 2011, doi: 10.1109/TIE.2011.2119451.
- [22] Q. Jiang, M. Xue and G. Geng, "Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380-3389, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2244104.
- [23] W. Hu, P. Wang and H. B. Gooi, "Toward Optimal Energy Management of Microgrids via Robust Two-Stage Optimization", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1161-1174, March 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2580575.
- [24] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel and S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 309-320, July 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [25] A. Hooshmand, B. Asghari and R. K. Sharma, "Experimental Demonstration of a Tiered Power Management System for Economic Operation of Grid-Tied Microgrids", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1319-1327, Oct. 2014.
- [26] Y. Yoldas, S. Goren, A. Onen, & T. S. Ustun, "Dynamic rolling horizon control approach for a university campus". *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1154-1162, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.146>
- [27] T. Shekari, A. Gholami and F. Aminifar, "Optimal energy management in multi-carrier microgrids: an MILP approach", in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 876-886, July 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0509-6.
- [28] D. Tenfen, & E. C. Finardi, "A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*", vol. 122, pp. 19-28, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.019>
- [29] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, & G. Hu, "Smart energy management system for optimal microgrid economic operation", *IET renewable power generation*, vol. 5, pp. 258-267, 2011.
- [30] D. Arcos-Aviles, J. Pascual, L. Marroyo, P. Sanchis and F. Guinjoan, "Fuzzy Logic-Based Energy Management System Design for Residential Grid-Connected Microgrids", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 530-543, March 2018.

- [31] E. R. Sanseverino, M. L. Di Silvestri, M. G. Ippolito, A. De Paola, & G. Lo Re, "An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids. *Energy*", vol. 36, pp. 3429-3436, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.03.047>
- [32] P. P. Vergara, R. Torquato and L. C. P. da Silva, "Towards a real-time Energy Management System for a Microgrid using a multi-objective genetic algorithm", 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, pp. 1-5, 2015. doi: 10.1109/PESGM.2015.7285956.
- [33] J. Li, Y. Liu and L. Wu, "Optimal Operation for Community-Based Multi-Party Microgrid in Grid-Connected and Islanded Modes", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 756-765, Mars 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2564645.
- [34] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "A review of challenges to real-time power management of microgrids", 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2009.5275343.
- [35] M. Yazdani and A. Mehrizi-Sani, "Distributed Control Techniques in Microgrids", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 2901-2909, Nov. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2337838.
- [36] W. Su, & J. Wang, "Energy Management Systems in Microgrid Operations", *The Electricity Journal*, vol. 25, pp. 45-60, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.010>
- [37] M. Hong, X. Yu, N. Yu, and K. Loparo, "An energy scheduling algorithm supporting power quality management in commercial Building Microgrids", 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-1.
- [38] H. Mahmood, D. Michaelson and J. Jiang, "Decentralized Power Management of a PV/Battery Hybrid Unit in a Droop-Controlled Islanded Microgrid", in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, pp. 7215-7229, Dec. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2015.2394351.
- [39] H. Mahmood, D. Michaelson and J. Jiang, "A Power Management Strategy for PV/Battery Hybrid Systems in Islanded Microgrids", in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 2, pp. 870-882, Dec. 2014, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2334051.
- [40] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero, "A Control Architecture to Coordinate Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems in Islanded Microgrids", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 1156-1166, Mai 2015.
- [41] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero, "Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System", in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 882-892, Dec. 2014.
- [42] W. Shi, X. Xie, C. -C. Chu and R. Gadh, "Distributed Optimal Energy Management in Microgrids", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 1137-1146, May 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2373150.
- [43] W. Shi, X. Xie, C. -C. Chu and R. Gadh, "A distributed optimal energy management strategy for microgrids", 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), Venice, Italy, 2014, pp. 200-205.
- [44] W. Shi, N. Li, C. -C. Chu and R. Gadh, "Real-Time Energy Management in Microgrids", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 228-238, Jan. 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2462294.
- [45] G. Mantovani, G. T. Costanzo, M. Marinelli and L. Ferrarini, "Experimental Validation of Energy Resources Integration in Microgrids via Distributed Predictive Control", in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 1018-1025, Dec. 2014.

- [46] Z. Wang, R. Yang and L. Wang, "Intelligent multi-agent control for integrated building and micro-grid systems", ISGT 2011, Anaheim, CA, USA, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISGT.2011.5759134.
- [47] B. Zhao, M. Xue, X. Zhang, C. Wang, & J. Zhao, An MAS based energy management system for a stand-alone microgrid at high altitude. *Applied Energy*, vol. pp. 143, 251-261, Avril 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.016>
- [48] J. Lagorce, "Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie", thèse doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2009.
- [49] Q. D. Ho, T. Le-Ngoc, "Smart grid communications networks: Wireless technologies protocols issues and standards", *Handbook of Green Information and Communication Systems*, pp. 115-146, 2012.
- [50] R. J. Tijssen, "A quantitative assessment of interdisciplinary structures in science and technology: co-classification analysis of energy research", *Research policy*, Elsevier, vol. 21, pp. 27-44, 1992.
- [51] Q. Yang, J. A. Barria and T. C. Green, "Communication Infrastructures for Distributed Control of Power Distribution Networks", in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 2, pp. 316-327, May 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2123903.
- [52] M. Mao, P. Jin, N. D. Hatziaargyriou and L. Chang, "Multiagent-Based Hybrid Energy Management System for Microgrids", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 938-946, July 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2313882.
- [53] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", thèse doctorat cotutelle, Université de Corse Pasquale Paoli, Université technique de Sofia, 2011.
- [54] B. Davito, H. Tai, R. Uhlaner, "The Smart Grid and the Promise of Demand-Side Management", McKinsey and Company, rapport, 2010.
- [55] I. K. Maharjan, "Demand side management: Load management, load profiling, load shifting, residential and industrial consumer, energy audit, reliability, urban, semi-urban and rural setting", LAP Lambert Academic Publ, 2010.
- [56] T. Logenthiran, D. Srinivasan and T. Z. Shun, "Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1244-1252, Sept. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2195686.
- [57] J. Shen, C. Jiang, B. Li, "Controllable Load Management Approaches in Smart Grids", *Energies*, vol. 8, pp. 11187-11202, 2015. <https://doi.org/10.3390/en8101187>
- [58] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468-1470, Oct. 1985, doi: 10.1109/PROC.1985.13318.
- [59] T. Logenthiran, D. Srinivasan and T. Z. Shun, "Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1244-1252, Sept. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2195686.
- [60] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381-388, Aug. 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2158841.

- [61] M. Albadi, E. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets", *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1989-1996, 2008.
- [62] N. Li, L. Chen and S. H. Low, "Optimal demand response based on utility maximization in power networks," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2011.6039082.
- [63] B. Sivaneasan, K. Nandha Kumar, K. T. Tan and P. L. So, "Preemptive Demand Response Management for Buildings," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 346-356, April 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2375895.



Optimisation du système multi-objectif étudié

Ce chapitre présente l'optimisation mise en œuvre pour obtenir l'architecture de micro-réseau (MG) la plus rentable possible. Dans ce cadre, quatre configurations ont été créées à l'aide du logiciel HOMER.

Sommaire :

4.1	INTRODUCTION :	148
4.2	APPROCHES OPTIMALE DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES :	149
4.3	REVUE DES TRAVAUX DE LITTÉRATURE CONNEXES :	150
4.4	OPTIMISATEUR HOMER :	152
4.5	ANALYSE ÉCONOMIQUE :	153
4.6	ANALYSE ENVIRONNEMENTALE :	155
4.7	ANALYSE TECHNIQUE :	156
4.8	DÉFINITION ET SPECIFICATIONS DU SYSTÈME :	159
4.9	PREMIER SCÉNARIO :	161
4.10	DEUXIÈME SCÉNARIO :	167
4.11	TROISIÈME SCÉNARIO :	175
4.12	QUATRIÈME SCÉNARIO :	180
4.13	ANALYSE ET DISCUSSION :	184
4.14	CONCLUSION :	187
4.15	RÉFÉRENCE :	188



Chapitre 4: Optimisation Du Système Multi-Objectif Étudié

4.1 INTRODUCTION :

Lorsque les besoins énergétiques d'un groupe de consommateurs de toute taille (maison, ville, unité industrielle, région, etc.) sont identifiés, on pose les questions suivantes [1, 2, 3] :

- Compte tenu des besoins énergétiques, quel est le meilleur type de système énergétique à utiliser ?
- Quelle est la meilleure configuration du système (composants et leurs interconnexions) ?
- Quelles sont les meilleures caractéristiques techniques de chaque composant (dimensions, matériau, capacité, performance, etc.) ?
- Quels sont les meilleurs irradiation, vent des différents composants de travail ?
- Quel est le meilleur point de fonctionnement du système à chaque instant ?

Le meilleur système "optimal" est celui qui satisfait à un critère d'optimalité, c'est-à-dire celui qui minimise (ou maximise) une fonction objective. On distingue trois niveaux d'optimisation :

(A) **Synthèse**, impliquant l'ensemble des composants apparaissant dans un système et leurs interconnexions.

(B) **La conception**, qui implique les spécifications techniques des composants et les propriétés des substances circulant dans le système à la charge nominale.

(C) **Fonctionnement**, impliquant les propriétés de fonctionnement des composants et des substances dans des conditions spécifiées.

Le problème d'optimisation complet est énoncé par la question suivante :
«*Quelle est la synthèse du système, les caractéristiques de conception des composants et la stratégie d'exploitation qui conduisent à un optimum global ?*».

4.2 APPROCHES OPTIMALE DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES :

Les différentes méthodes qui sont apparues dans la littérature sur la synthèse optimale des systèmes énergétiques peuvent être classées en trois groupes :

- (A) Méthodes basées sur les heuristiques et la recherche évolutionnaire.
- (B) Méthodes visant à atteindre des cibles prédéterminées, qui ont été identifiées par l'application de règles physiques.
- (C) Méthodes partant d'une superstructure, qui est réduite à la configuration optimale.

Dans la classe (A), des règles basées sur l'expérience de l'ingénieur et sur des concepts physiques (par exemple, l'énergie) sont appliquées pour générer des configurations réalisables, qui sont ensuite améliorées en appliquant un ensemble de règles évolutives de manière systématique. Ces règles peuvent provenir de techniques spéciales, comme l'analyse énergétique. L'intelligence artificielle et les systèmes-experts se sont avérés efficaces pour générer des configurations appropriées. Pour chaque configuration acceptable, un facteur de mérite ou un indicateur de performance est évalué (par exemple, l'efficacité, le coût, etc.) et le système présentant les meilleures performances est sélectionné. La meilleure d'un certain ensemble de configurations ne garantit toutefois pas que la configuration optimale a été révélée. Dans la plupart des cas, cependant, au moins une configuration quasi-optimale a été obtenue [4, 5].

Dans la classe (B), les principes de la thermodynamique et d'autres sciences physiques sont appliqués pour obtenir des cibles pour la configuration optimale du système. Ces cibles peuvent correspondre à des limites supérieures ou inférieures de la meilleure configuration possible et fournissent des informations essentielles pour l'amélioration des configurations existantes. En outre, de nombreuses configurations sont exclues d'une étude plus approfondie, ce qui réduit l'espace de recherche du meilleur système. Si la cible physique est l'objectif d'optimisation (par exemple, la minimisation de l'utilisation de l'énergie), ces méthodes fournissent la solution au problème d'optimisation. Cependant, si l'objectif d'optimisation est économique, par exemple la minimisation du coût total, alors ces méthodes ne sont pas très appropriées. Des tentatives ont été faites pour introduire l'économie à un deuxième

niveau, mais l'ensemble de l'approche est mathématiquement non rigoureux et, par conséquent, la configuration obtenue peut être non optimale [6, 7].

Dans la classe (C), une superstructure est considérée avec tous les composants et interconnexions possibles (ou nécessaires). Une fonction objective est spécifiée et le problème d'optimisation est formulé. La solution du problème d'optimisation donne la configuration optimale du système, qui, inévitablement, dépend de (et est limitée par) la superstructure initiale. Les principaux avantages d'une telle approche sont qu'elle peut fonctionner avec n'importe quelle fonction objective et qu'elle révèle automatiquement la configuration optimale du système. La difficulté de ces méthodes réside dans le fait que la taille du problème d'optimisation peut être telle que les algorithmes d'optimisation mathématique disponibles peuvent ne pas être capables d'apporter une solution rigoureuse. Il est donc nécessaire de faire progresser la théorie et les algorithmes d'optimisation. Il va sans dire que les méthodes de la classe (c) ne peuvent trouver la configuration optimale que parmi celles représentées dans la superstructure [8, 9, 10, 11, 12].

4.3 REVUE DES TRAVAUX DE LITTERATURE CONNEXES :

Actuellement, les bâtiments représentent 40% de l'utilisation de l'électricité dans le monde, faisant une part allant jusqu'à 30% de l'émission totale de CO₂ [13]. En raison du développement de nouveaux équipements électriques et de l'utilisation intense des appareils intelligents, la demande d'électricité a considérablement augmenté dans le secteur du bâtiment algérien, avec un taux d'augmentation annuel de 8% depuis 2017 [14]. Bien que la majorité des bâtiments du pays soient raccordés au réseau [15], il reste un grand nombre de petites communautés et rurales qui ne peuvent pas accéder au réseau électrique national principalement parce qu'elles vivent à des distances éloignées des villes. Notamment celles situées dans la région du Sahara du pays, le raccordement de ces zones au réseau électrique national est techniquement difficile ; pour cela, le générateur diesel est actuellement la seule source utilisée pour l'électrification rurale. En raison de l'augmentation constante du prix du carburant diesel, du coût élevé du transport et des préoccupations concernant sa dégradation et ses effets sur l'environnement, la distribution d'électricité dans ces régions éloignées à l'aide d'un générateur diesel devient moins intéressante sur le plan socio-économique. Dans ce cadre, le gouvernement algérien a fait de gros efforts pour développer et utiliser les

technologies d'énergie renouvelable dans les régions rurales en installant plusieurs centrales photovoltaïques et éoliennes [16, 17]. Cependant, seuls quelques mégawatts ont été installés dans la région du Sahara du pays jusqu'à présent. Ceci est principalement dû à la dépendance des technologies d'énergie renouvelable aux conditions météorologiques et à l'effet des facteurs environnementaux (principalement le vent de poussière), au coût élevé de l'installation et à d'autres obstacles technico-économiques. Afin de résoudre ces problèmes, les systèmes d'énergie renouvelable hybrides deviennent de plus en plus populaires et offrent une voie fiable pour fournir de l'électricité aux zones rurales. En général, un système d'énergie renouvelable hybride hors réseau (HRES) se compose d'au moins une source renouvelable, d'une source conventionnelle (principalement un générateur diesel) et/ou d'un système de stockage d'énergie (comme des batteries). Récemment, les systèmes HRES ont suscité un intérêt accru de la part des chercheurs et des décideurs politiques en raison de leurs avantages techniques et environnementaux [18]. Il est clair que celle-ci ne peut être atteinte sans le développement d'une méthode de gestion de l'énergie, puisqu'un système de gestion efficace garantira que la HRES fonctionne de manière efficace et économique [19].

C'est avec l'optimisation que nous cherchons des solutions à une grande variété de problèmes complexes dans de nombreux domaines, qu'il s'agisse d'objectifs personnels ou d'applications industrielles et techniques. On cherche à trouver la solution optimale en minimisant ou en maximisant l'objectif pour chaque problème rencontré.

Un grand nombre de travaux ont été publiés dans le domaine du dimensionnement des systèmes de micro-réseaux hybrides. Le tableau 4.1 résume les détails des méthodes rapportées pour optimiser le HRES.

Tableau 4.1 : Résumé des méthodes rapportées pour optimiser le HRES.

Référence	Localisation	Modèle d'optimisation	Architecture du système	Logiciel	Année
[20]	Algérie	PSO	PV/ générateur diesel/ batterie	MATLAB	2019
[21]	Tanzanie	Algorithme génétique	PV/batterie	MATLAB/ Simulink	2019
[22]	Iran	Optimiseur HOMER	Générateur de biogaz/ générateur diesel/PV/ éolien /Turbine hydraulique /batterie	HOMER	2020
[23]	Chine	Multiobjective Grey Wolf Optimizer	PV/éolien/générateur diesel/ batterie	MATLAB	2020
[24]	Arabie Saoudite	Algorithme évolutionnaire multi-objectifs	PV/éolien/générateur diesel	MATLAB	2021
[25]	Arabie Saoudite	Bonobo Optimizer	PV/éolien/générateur diesel/ batterie	MATLAB	2022

4.4 OPTIMISATEUR HOMER :

Dans la présente étude, l'outil logiciel HOMER est utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal basé sur le COE le plus bas et le NPC. Il fonctionne en trois étapes différentes. Dans la première étape, la configuration du système, la demande de charge électrique de la communauté sélectionnée et les données météorologiques telles que l'irradiation solaire, la vitesse du vent et la température ambiante de la zone d'étude sont sélectionnées. Les détails techniques et les coûts de tous les composants matériels nécessaires à ce système sont saisis dans le logiciel HOMER. Dans la deuxième étape, en utilisant les données ci-dessus, le logiciel HOMER effectue l'analyse basée sur le COE et le NPC inférieurs et donne un ensemble de configurations différentes du système. Dans ce contexte, chacune des configurations du système est conçue pour satisfaire la demande de charge spécifiée et certaines autres contraintes techniques et environnementales telles que l'énergie excédentaire, la pénétration des énergies renouvelables, les caractéristiques des batteries, etc. Dans la phase finale, les résultats sont ensuite comparés sur la base des préférences technico-économiques et environnementales et la configuration de système optimisée est choisie. Les indicateurs de performance conséquents largement acceptables tels que l'excès d'énergie, la charge non satisfaite, la fraction renouvelable sont également analysés. HOMER suit différentes stratégies de

fonctionnement tout en optimisant les configurations du système. La figure 4.1 montre un organigramme d'optimisation pour HOMER.

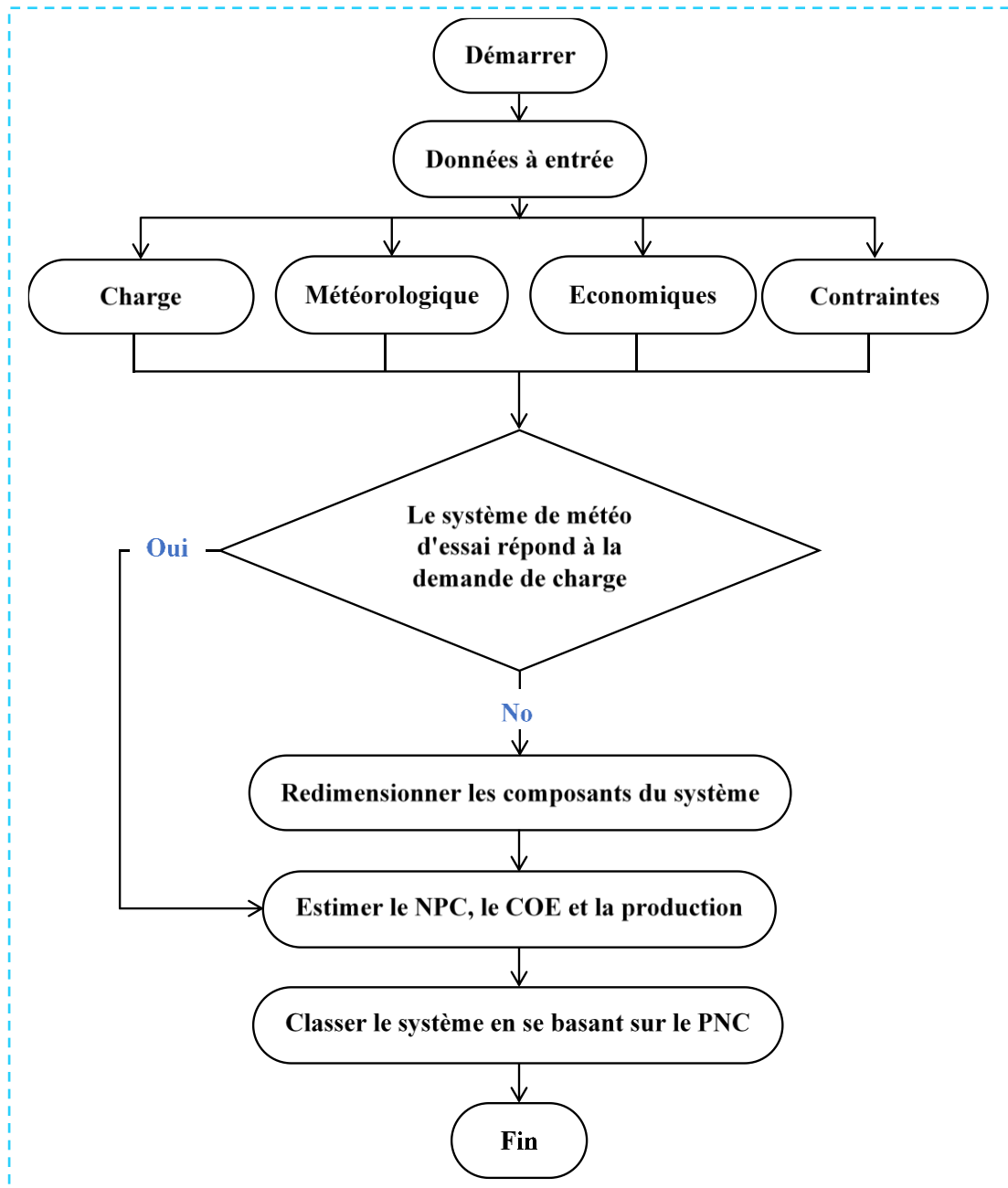


Figure 4.1 : Organigramme d'optimisation pour HOMER.

4.5 ANALYSE ÉCONOMIQUE :

L'étude technico-économique et environnementale est utilisée dans la conception d'un système hybride optimal de micro-réseau où le coût actuel net est la première fonction objective proposée pour réduire le coût du système sur la durée de vie du projet et évaluer le coût de l'énergie générée par le système. L'aspect environnemental est présenté dans la deuxième fonction objective qui vise à évaluer

les émissions de CO₂, tandis que le troisième objectif de pré-proof Journal vise à déterminer le coût de pénalité des dommages causés par l'émission.

4.5.1 COÛT TOTAL NET ACTUEL (TNPC) :

Le coût net actuel (ou coût du cycle de vie) d'une composante est la valeur actuelle de tous les coûts d'installation et d'exploitation de la composante pendant la durée de vie du projet, réduite de la valeur actuelle de tous les revenus qu'elle génère pendant la durée de vie du projet. HOMER calcule le coût net actuel de chaque composant du système et du système dans son ensemble. Le TNPC est largement utilisé dans la conception des HRES. Elle peut être évaluée sur la base des équations suivantes [26] :

$$TNPC(\$) = C_{inv} + C_{O\&M} + C_{rep} + C_{Carburant} \quad (4.1)$$

$$C_{inv}(\$) = (P_{PV_r} \times C_{PV} + P_{WT_r} \times C_{WT} + P_{GD_r} \times C_{DG} + Eb_{max} \times C_{BS} + P_{Cnv_r} \times C_{Cnv}) \quad (4.2)$$

$$C_{O\&M}(\$) = 0.02 \times C_{Acap} \times \sum_{k=1}^T \frac{1}{(1+i)^k} \quad (4.3)$$

$$C_{rep}(\$) = Eb_{max} \times C_{BS} \times \sum_{k=10}^T \frac{1}{(1+i)^k} + P_{Cnv} \times C_{Cnv} \sum_{k=12}^T \frac{1}{(1+i)^k} + P_{GD_r} \times C_{GD} \times \sum_{k=a,2a,\dots,<T}^T \frac{1}{(1+i)^k} \quad (4.4)$$

$$C_{Carburant}(\$) = Carburant_{cons} \times C_{Carburant} \times \sum_{k=1}^T \frac{1}{(1+i)^k} \quad (4.5)$$

4.5.2 COÛT DE L'ENERGIE (COE) :

Le COE est obtenu en divisant le coût total du système (y compris les coûts liés à l'investissement initial et tous les coûts associés à l'exploitation des composants du système) par l'énergie annuelle servie, comme indiqué par l'équation (4.6) [27] :

$$COE = \frac{C_{Annualisé}}{E_{Fournie}} \quad (4.6)$$

$$C_{Annualisé} = TNPC \times CRF \quad (4.7)$$

$$CRF = \frac{i(i+1)^T}{(i+1)^T - 1} \quad (4.8)$$

4.5.3 LE COÛT TOTAL DU SYSTÈME :

Le coût total du système, évalué en dollars (\$) par an, comprend l'achat de l'équipement, le fonctionnement et l'entretien, qui peut être énoncé comme suit [28] :

$$Cost = C_{Réseau} + \frac{\sum_{j=WT;PV;BATT} (C_j + M_j O)}{T} \quad (4.9)$$

4.5.4 COÛT DE PÉNALITÉ DE L'ÉMISSION : [29]

Le coût de pénalité de l'émission de CO₂ (PCE) est appliqué pour évaluer les dommages causés par la combustion du générateur diesel. Le PCE est la multiplication de l'émission CO₂ et de la taxe carbone CO_{2T} exprimée comme suit :

$$P_C = CO_{2W} \times CO_{2T} \quad (4.10)$$

$$CO_{2W} = \frac{C_C \times P_{DG}}{1016.04} \quad (4.11)$$

$$CO_{2T} = P_{TRC} \times C_C^{-1} \times 1016.04 \quad (4.12)$$

4.6 ANALYSE ENVIRONNEMENTALE :

4.6.1 FRACTION RENOUVELABLE (RF) :

La RF est introduite pour fixer la valeur minimale de la contribution des énergies renouvelables dans la charge globale desservie par le HRES. La RF peut être évaluée à l'aide de la relation suivante [30] :

OFF-GRID :

$$RF(\%) = 1 - \frac{P_{DG}}{P_{PV} + P_{WT} + P_{DG}} \quad (4.13)$$

ON-GRID :

$$RF(\%) = 1 - \frac{P_{DG} + P_{GRID}}{P_{PV} + P_{WT} + P_{DG} + P_{GRID}} \quad (4.14)$$

4.6.2 CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO₂ :

Le HOMER calcule les émissions de CO₂ de deux points de vue, comme suit :

- a) **Générateur diesel** : Comme la plupart des régions éloignées souffrent du coût élevé du carburant associé à leur transport, il est également important de réduire la consommation de carburant. En outre, les émissions de CO₂ sont également évaluées en fonction de la quantité de carburant consommée. L'équation (4.15) est utilisée pour évaluer le CO₂ généré par le HRES [31].

$$CO_2 = EF \times f_C \quad (4.15)$$

- b) **Réseau principal** : Pour calculer les émissions, HOMER multiplie la puissance nette achetée sur le réseau (*kWh*) par le facteur d'émission (*g/kWh*) pour chaque polluant. La puissance nette achetée sur le réseau est définie comme suit [32] :

$$Achats\ nets\ au\ réseau = E_{Fournie} - E_{Production} \quad (4.16)$$

4.7 ANALYSE TECHNIQUE :

4.7.1 COÛT DU PHOTOVOLTAÏQUE : [28, 33, 36]

Le coût actuel net du système photovoltaïque (NPC_{pv}) est composé de deux éléments, à savoir le coût initial (IC_{pv}) et le coût d'exploitation et de maintenance (OMC_{pv}). Pendant la durée de vie du projet, les panneaux PV sont utilisables et le coût de remplacement est nul. Mathématiquement, NPC_{pv} s'obtient comme suit :

$$NPC_{PV} = IC_{PV} + OMC_{PV,nPV} \quad (4.17)$$

$$IC_{PV} = \alpha_{PV} \times A_{PV} \quad (4.18)$$

$$OMC_{PV,nPV} = OMC_{PV} \times A_{PV} \times \sum_{i=1}^T \left(\frac{1+\nu}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.19)$$

4.7.2 COÛT DE L'ÉOLIEN : [33, 34, 36]

Le NPC_{WT} , les coûts initiaux, l'exploitation et la maintenance pour le système éolien (WT) sont également exprimés de la même manière dans les équations (4.20), (4.21) et (4.22), respectivement.

$$NPC_{WT} = IC_{WT} + OMC_{WT,nPV} \quad (4.20)$$

$$IC_{WT} = \alpha_{WT} \times A_{WT} \quad (4.21)$$

$$OMC_{WT,nPV} = OMC_{WT} \times A_{WT} \times \sum_{i=1}^T \left(\frac{1+\nu}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.22)$$

4.7.3 COÛT D'UN GÉNÉRATEUR DIESEL : [33, 35]

À chaque heure, la consommation de carburant (f_c) du générateur diesel (GD) est calculée par une fonction d'ordre trois en fonction de la puissance de sortie du GD. Le coût du combustible du générateur diesel (C_f) est obtenu par le prix du combustible (p_f) selon l'équation (4.24). Le coût annuel du combustible de la production décentralisée (FC_{GD}) est calculé par l'équation (4.25).

$$f_c(t) = 3.2516cP_{GD}(t)^3 - 1.0074e^{-3}P_{GD}(t)^2 - 0.39095P_{GD}(t) + 2.2353 \quad (4.23)$$

$$C_f(t) = p_f \times f_c(t) \quad (4.24)$$

$$FC_{GD} = \sum_{t=1}^{8760} C_f(t) \quad (4.25)$$

Le NPC du système GD (NPC_{GD}) est obtenu en utilisant le coût initial du GD (IC_{GD}), le coût d'exploitation et de maintenance (OMC_{GD}), le coût de remplacement (RC_{GD}) et le FC_{GD} comme suit :

$$NPC_{DG} = IC_{GD} + OMC_{GD,nPV} + RC_{GD,nPV} + FC_{GD,nPV} \quad (4.26)$$

$$IC_{GD} = \alpha_{GD} \times P_{GD} \quad (4.27)$$

$$OMC_{GD;nPV} = OMC_{GD} \times N_{run} \times \sum_{i=1}^T \left(\frac{1+\nu}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.28)$$

$$RC_{GD;nPV} = RC_{GD} \times P_{GD} \times \sum_{i=7,14,21,28} \left(\frac{1+\beta}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.29)$$

$$FC_{GD;nPV} = FC_{GD} \times \sum_{i=1}^T \left(\frac{1+\beta}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.30)$$

4.7.4 COÛT DE LA BATTERIE : [28, 33, 36]

Pour le banc de batteries, le coût initial et le coût d'exploitation et de maintenance peuvent être formulés comme suit :

$$IC_{PV} = \alpha_{BATT} \times P_{BATT} \quad (4.31)$$

$$OMC_{BATT,nPV} = OMC_{BATT} \times P_{BATT} \times \sum_{i=1}^{T_{BATT}} \left(\frac{1+\nu}{1+\beta} \right)^{(i-1)N_{BATT}} \quad (4.32)$$

4.7.5 COÛT DE L'ONDULEUR : [33, 34]

La taille de l'onduleur est choisie en fonction de la puissance maximale du système PV (P_{PV}). Le NPC de l'onduleur (NPC_{INV}) comprend le CI (IC_{INV}) et le coût annuel d'O&M (OMC_{INV}) selon les équations suivantes :

$$NPC_{INV} = IC_{INV} + OMC_{INV,nPV} \quad (4.33)$$

$$P_{INV} = P_{PV,max} \quad (4.34)$$

$$IC_{INV} = \alpha_{INV} \times P_{INV} \quad (4.35)$$

$$OMC_{INV,nPV} = OMC_{INV} \times A_{WT} \times \sum_{i=1}^T \left(\frac{1+\nu}{1+\gamma} \right)^i \quad (4.36)$$

4.7.6 COÛT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE : [28, 36]

Le coût de la puissance absorbée par le réseau est formulé par l'équation suivante :

$$C_{Réseau} = \sum_{i=1}^T P_{Réseau,t} \times \alpha_{Réseau} \quad (4.37)$$

4.7.7 PROBABILITÉ DE PERTE DE PUISSANCE (LPSP) : [30, 34, 37]

Le LPSP est défini comme la probabilité qu'une alimentation électrique insuffisante se produise lorsque le système hybride (module PV, éolienne et stockage par batterie) est incapable de satisfaire la demande de la charge. Une LPSP égale à 0 signifie que la charge sera toujours satisfaite, et une LPSP égale à 1 signifie que la charge ne sera jamais satisfaite. La probabilité de perte d'alimentation (LPSP) est un paramètre statistique permettant de mesurer les performances du système pour une distribution de charge supposée ou connue.

Le LPSP est largement utilisé pour évaluer la fiabilité du système. En général, le LPSP est le rapport entre le déficit énergétique total et la demande énergétique totale pendant une année de fonctionnement. Le LPSP représente le taux d'insatisfaction de la charge et sa valeur peut être déterminée par la formule suivante:

$$LPSP(\%) = \frac{\sum_{t=1}^T (E_l(t) - P_{PV}(t) - P_{WT}(t) + P_{GD}(t) + P_{SOC_min}(t))}{\sum_{t=1}^T P_{Charge}(t)} \quad (4.38)$$

4.8 DÉFINITION ET SPÉCIFICATIONS DU SYSTÈME :

4.8.1 LOCALISATION ET CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES :

Le micro-réseau proposé est situé à Saïda, dans la région du nord-ouest de l'Algérie. Ses coordonnées géographiques sont 34.66 de latitudes et 0.333 de longitudes. Saida est appelée la porte du désert. Cette région se caractérise par un temps froid et partiellement nuageux en hiver et un temps chaud et sec en été. Les valeurs climatiques de la région située à ces coordonnées de rayonnement solaire et de vitesse du vent ont été obtenues par la National Aeronautics and Space Administration (NASA) durant cette période (du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022). La moyenne annuelle du rayonnement solaire pendant l'année mentionnée est de $4.9 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$, et la vitesse moyenne du vent de 4.38 m/s à 25 m de hauteur au-dessus de la surface de la terre. La figure 4.2 et la figure 4.3 représentent respectivement la moyenne mensuelle du rayonnement solaire et la vitesse du vent.

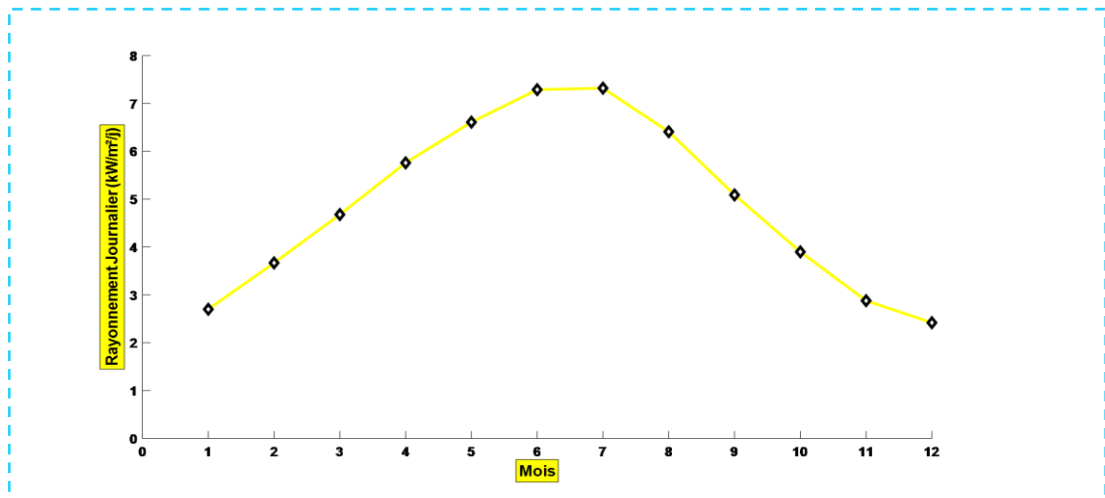


Figure 4.2 : Données mensuelles moyennes du rayonnement solaire.

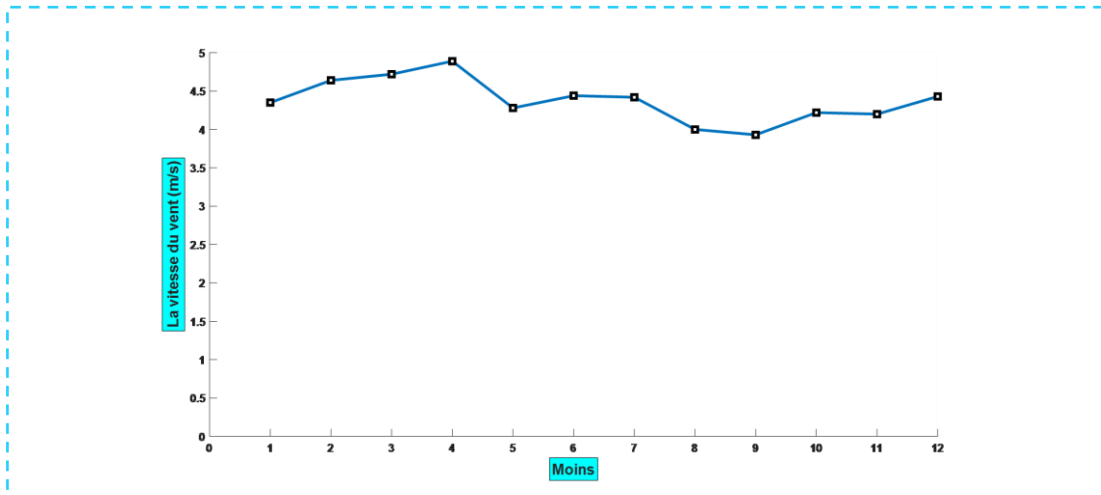


Figure 4.3 : Données mensuelles moyennes de la vitesse du vent.

4.8.2 ÉVALUATION DE LA CHARGE :

Le micro-réseau proposé dans la même région sélectionnée (Saida, Algérie) permet d'électrifier une charge résidentielle qui varie en un jour (24 heures) avec une consommation électrique journalière moyenne de 11.26 kWh/Jour et un pic de charge de 2.11 kW . La figure 4.4 montre le profil de la charge quotidienne.

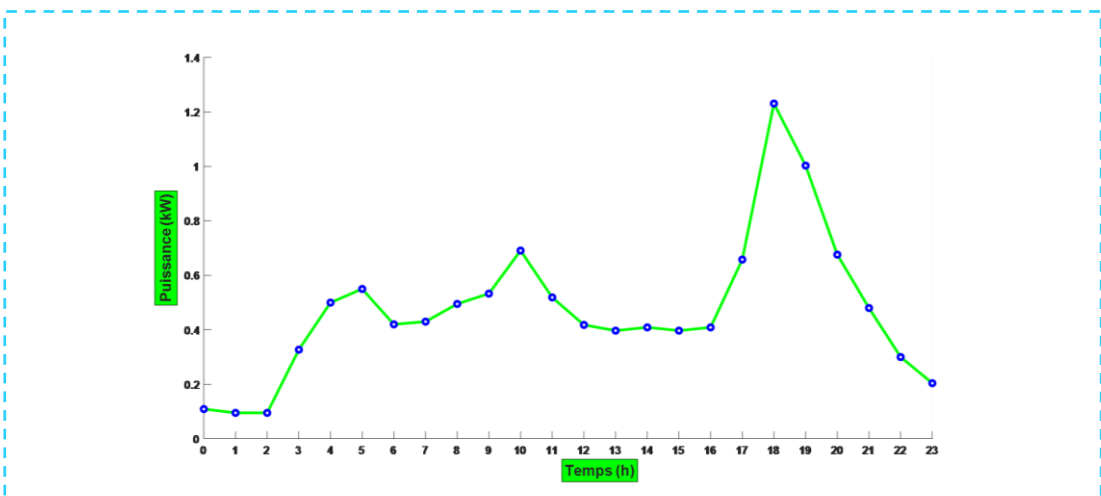


Figure 4.4 : Variation du profil de charge pendant 24 heures.

4.8.3 PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DU MICRO-GRID HYBRIDE :

Les spécifications techniques et économiques de chaque composant utilisé dans cette étude [38] sont énumérées dans le tableau 4.2.

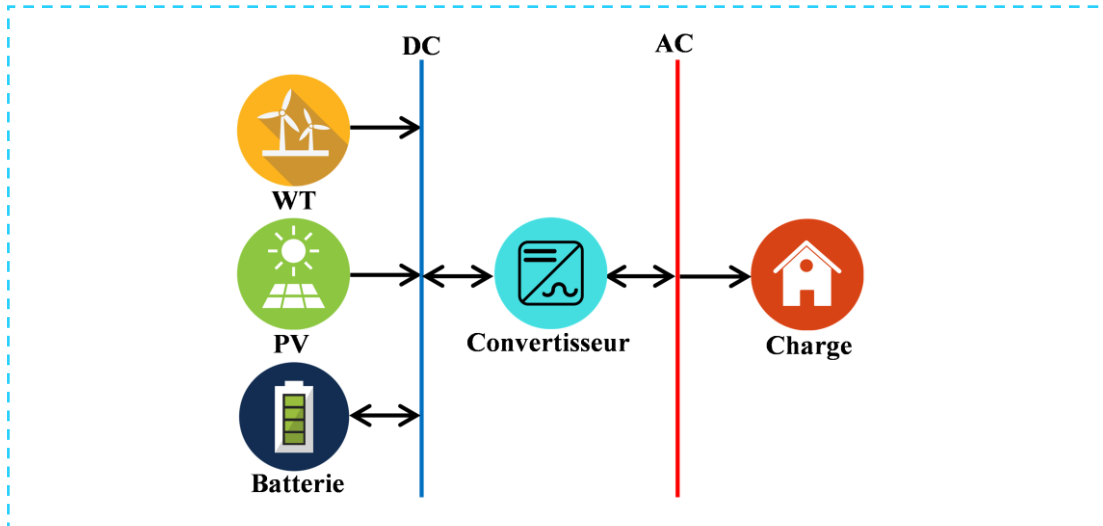
Tableau 4.2 : Paramètres techniques et économiques du système MG proposé.

Composants	Paramètres	Valeur
Photovoltaïque	Puissance nominale (<i>kW</i>)	1
	Cout d'investissement (<i>\$/kW</i>)	1600
	Cout d'o&m (<i>\$/an</i>)	32
	Durée de vie (<i>an</i>)	20
Éolienne	Puissance nominale (<i>kW</i>)	1
	Cout d'investissement (<i>\$/kW</i>)	1500
	Cout d'o&m (<i>\$/an</i>)	32
	Durée de vie (<i>an</i>)	25
Générateur Diesel	Puissance nominale (<i>kW</i>)	1
	Cout d'investissement (<i>\$/kW</i>)	800
	Cout d'o&m (<i>\$/hr</i>)	0.02
	Durée de vie (<i>heur</i>)	15000
Batterie	Puissance nominale (<i>kW</i>)	1
	Cout d'investissement (<i>\$/kW</i>)	180
	Cout d'o&m (<i>\$/an</i>)	3.6
	Durée de vie (<i>an</i>)	5
Convertisseur	Puissance nominale (<i>kW</i>)	1
	Cout d'investissement (<i>\$/kW</i>)	500
	Cout d'o&m (<i>\$/an</i>)	10
	Durée de vie (<i>an</i>)	15

4.9 PREMIER SCÉNARIO :

La figure 4.5 montre une représentation schématique du MG1 proposé, comprenant le système photovoltaïque, l'éolienne et le banc de batteries. Dans ce système, le module PV, l'éolienne et la batterie sont reliés au bus DC. La demande de la charge est connectée au bus AC. Un convertisseur bidirectionnel assure le transfert d'énergie du bus DC au bus AC pour satisfaire la demande de la charge ou vice-versa pour recharger la batterie.

Après la simulation avec le logiciel HOMER, le résultat montre que parmi 176400 combinaisons simulées, la dimension optimale de chaque composant pour le système MG₁ (PV/WT/BATTERIE) a été déterminée comme suit : le système PV génère une puissance de 4 kW, l'éolienne produit une énergie de 1 kW et on a 12 strings on parallèle de la batterie de type "Hoppecke 16 OPzS 2000" avec une capacité nominale de 48 kWh. L'ensemble du système PV et l'éolienne fournissent une énergie totale respectivement de 6826 kW/an et de 447 kW/an pour électrifier une charge primaire en courant alternatif de 4088 kWh/an.

Figure 4.5 : Schéma du MG₁.

Pour le système photovoltaïque, la puissance maximale a une valeur de 4.08 kW, le facteur de capacité est égal à 18.02% et la pénétration de PV est de 156%. La puissance maximale, le facteur de capacité, et la pénétration d'éolienne sont respectivement de 0.31 kW, 5.11% et 10.9%.

Le tableau 4.3 indique les valeurs énergétiques annuelles des sources de production et de la charge.

Tableau 4.3 : La puissance de production/consommation annuelle du MG₁.

	Composant	Énergie (kwh/an)	Pourcentage (%)
Production	Système PV	6378	93
	Éolienne	447	07
Consummation	Charge AC primaire	4088	100

Le système PV fournit une énergie maximale lorsque la demande est élevée, comme le montre la figure 4.6. La production maximale du système photovoltaïque a été obtenue pendant les mois d'avril à août en raison de la présence d'une irradiation solaire élevée, tandis qu'elle était faible pendant les autres mois. La production moyenne mensuelle d'énergie par l'éolienne est plus faible en été qu'en hiver. Le rendement de l'énergie éolienne est très faible par rapport à l'énergie photovoltaïque, dû à la vitesse du vent qui a une valeur moyenne annuelle égale à 4.37 m/s.

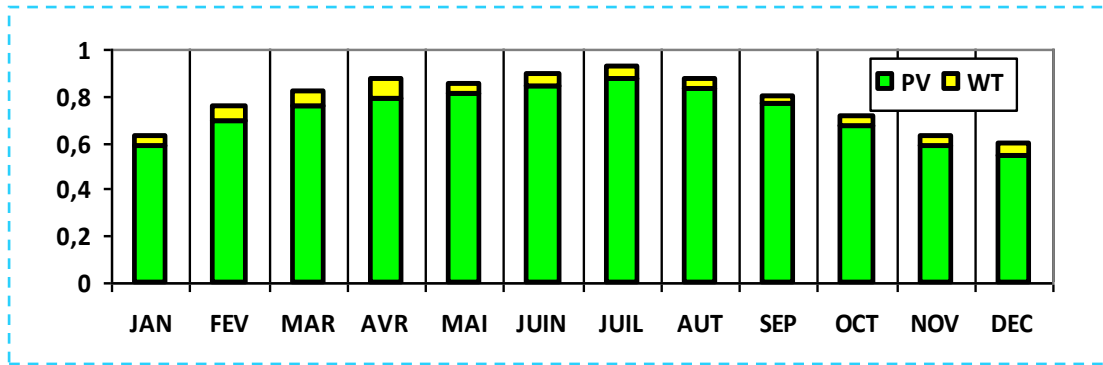


Figure 4.6 : Production électrique moyenne annuelle du MG₁.

L'excès d'électricité de ce système est de 1932 *kW/an* (28.3%) avec un déficit de capacité de 2.28 *kW/an*, une charge électrique non satisfaite de 0.374 *kW/an* et une fraction d'énergie renouvelable de 100%.

La figure 4.7 représente les moments où la charge est non satisfaite pendant une année, en remarquant qu'on a quatre coupures ou la charge est non satisfaite par l'ensemble du système de production ou de la batterie.

- ✂ La première date du 10 avril à 19 *h* pour une puissance de 0.0147 *kW*.
- ✂ La deuxième date du 10 novembre à 19 *h* pour une puissance de 0.1017 *kW*.
- ✂ La troisième date du 22 novembre à 07 *h* pour une puissance de 0.2397 *kW*.
- ✂ La quatrième date du 24 novembre à 19 *h* pour une puissance de 0.0176 *kW*.

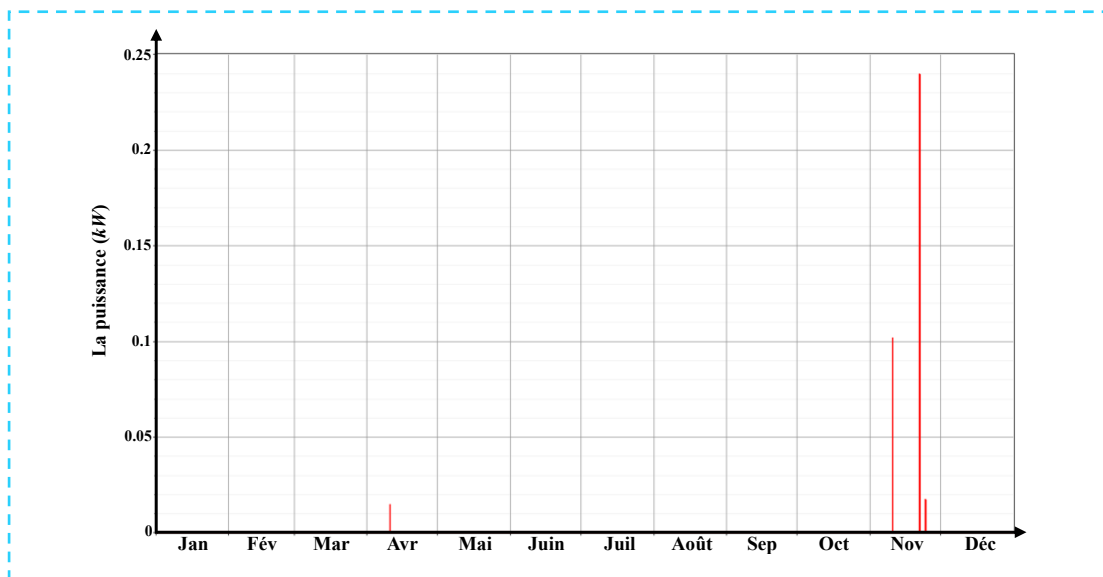


Figure 4.7 : La puissance de la charge non satisfaite pendant une année pour MG₁.

La figure 4.8 montre de nombreuses informations sur l'état de charge des batteries à travers l'histogramme de fréquence, les statistiques mensuelles et saisonnières du l'état de charge de la batterie (SOC) pendant une année. D'après l'histogramme, la probabilité pour que le SOC de la batterie atteigne la valeur seuil de 30% est d'environ 1%. Toutefois, les valeurs du SOC de la batterie de 85%, 90%, 95% et 100% prennent les probabilités de 7%, 20%, 28% et 26%, respectivement.

Les statistiques mensuelles indiquent que le SOC moyen des batteries est de 80% pour le mois de janvier et atteint 75% pour les deux mois novembre et décembre. Pour le reste des mois, le SOC moyen des batteries est proche de 90%.

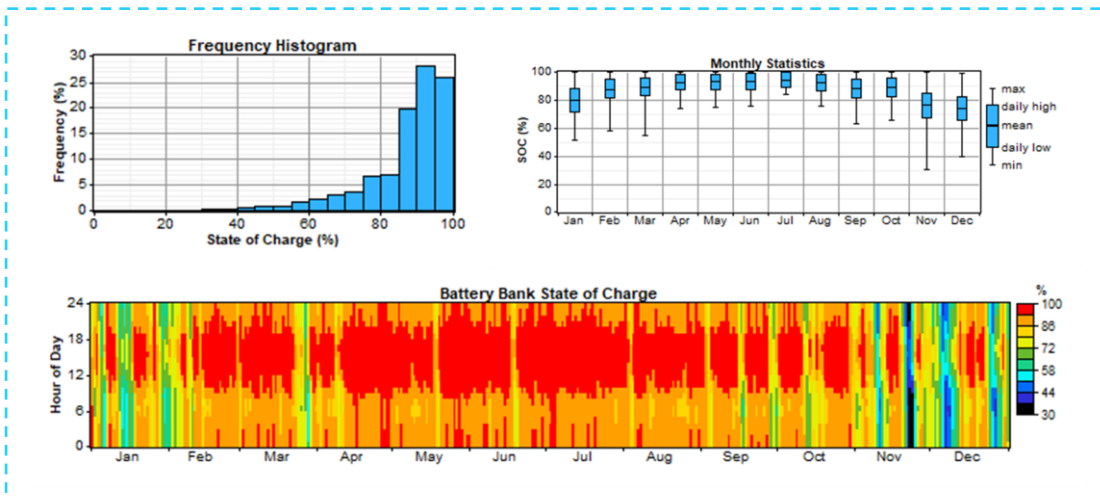


Figure 4.8 : Etat de charge de batterie pour une année du MG₁.

La couleur rouge qui est affichée dans le diagramme de SOC de batterie montre que, dans la période du mois de février à d'octobre (sauf pendant quelques jours), entre 9 h et 18 h les batteries sont chargées et très souvent laissées inutilisées avec un SOC de 100%. Par contre, après 18 h du soir jusqu'au matin les batteries sont généralement déchargées, elles atteignent des valeurs de SOC autour de 80 à 90%.

La figure 4.9 présente plus de détails sur l'état de charge (SOC) de la batterie. On observe que, dans la saison d'hiver (novembre, décembre et janvier) et quelques jours de mars, l'état de charge de la batterie atteint des valeurs critiques entre 30% à 70% en raison du manque d'énergie solaire (faible irradiation) et d'énergie éolienne, donc les batteries fonctionnent toute la journée pour compenser l'énergie manquante.

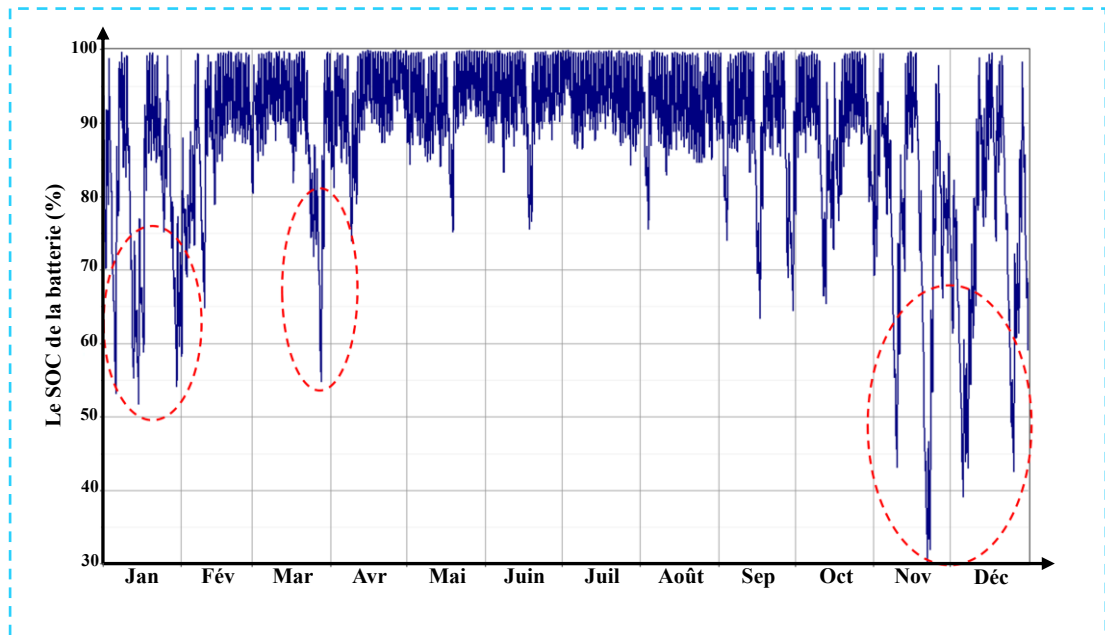


Figure 4.9 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG₁.

Pour la couté énergétique, les résultats montrent que l'entrée et la sortie annuelles d'énergie des batteries sont 2668 kWh et 2316 kWh successivement. En outre, le débit annuel des batteries, qui est défini comme la quantité d'énergie qui passe à travers la batterie au cours d'une année, est estimé à 2497 kWh/an, avec des pertes annuelles estimées à 332 kWh.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'hiver :

La figure 4.10 montre les données énergétiques pour différents composants hardware du MG₁ dans la période 21 et 22 du mois de novembre de l'année 2022. On remarque que l'éolienne a un rendement plus faible par-rapport au système PV. Comme on le sait, le système PV fonctionne dans son état normal (matin) et produit l'énergie pour alimenter la charge. Toutefois, pendant la journée, lorsque la puissance PV est supérieure aux besoins de la charge, l'énergie supplémentaire est utilisée pour charger la batterie. Dans la nuit où il n'y a pas les rayonnements solaires, la demande d'énergie est satisfaite par la batterie. Dans ces dates, les 21 et 22 du mois de novembre ont un rendement plus faible du PV, c'est-à-dire que la batterie fonctionne toute la journée avec un SOC entre 30% et 50%.

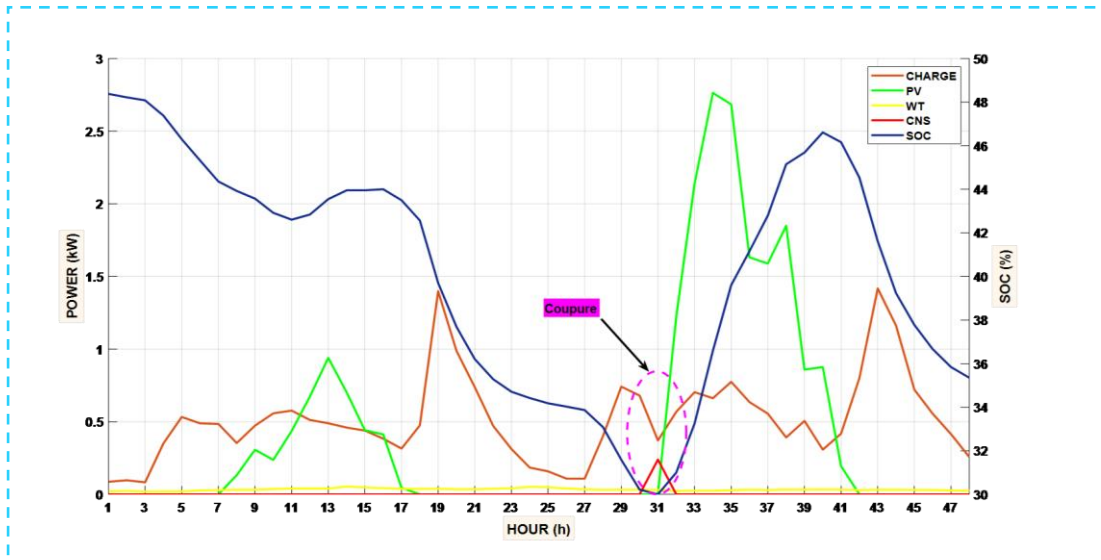


Figure 4.10 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG₁.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'été :

La figure 4.11 montre la puissance annuelle production/consommation avec la variation du SOC de la batterie pour une période sélectionnée durant l'année 2022 (du 1^{er} au 2 juillet 2022). Cette figure présente un état normal de fonctionnement du système.

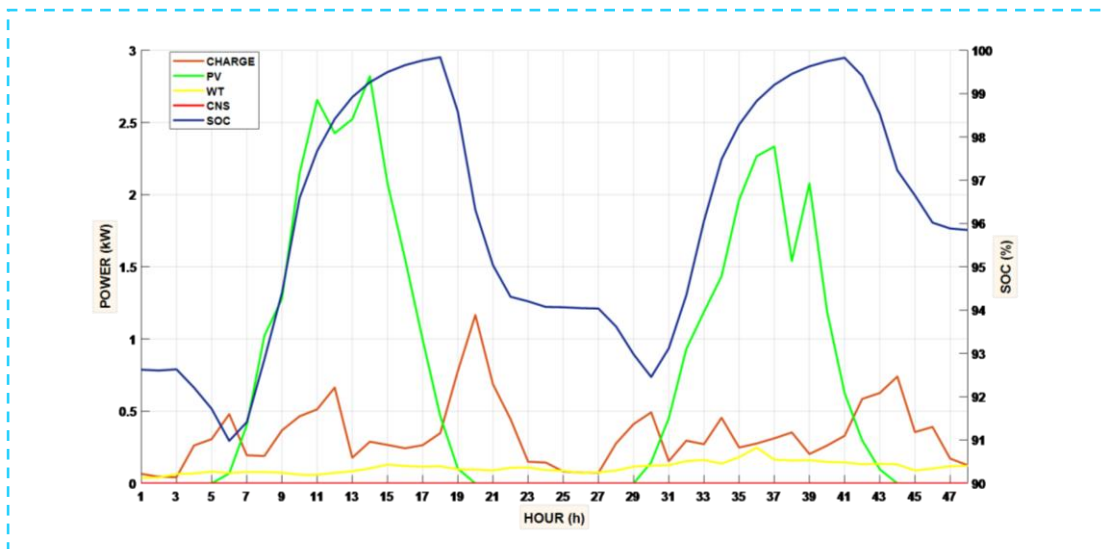
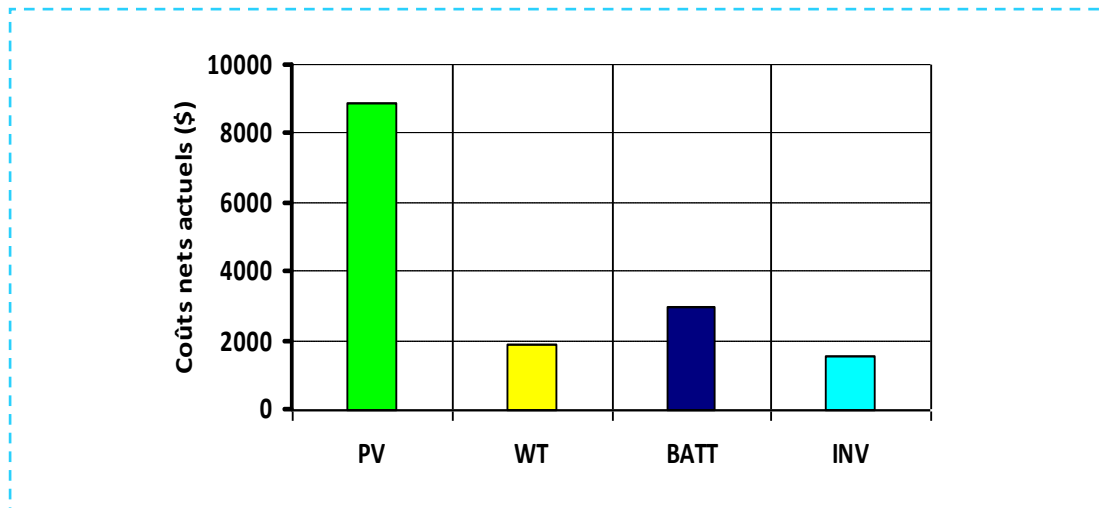


Figure 4.11 : La Puissance annuelle saison d'été du MG₁.

Le tableau 4.4 et la figure 4.12 illustrent le résumé des coûts des différents composants du système hybride autonome PV/éolienne/batterie. Le principal investissement en capital concerne le module PV, suivi de la batterie. Bien que le système PV ait un coût de remplacement plus élevé pendant la durée de vie du projet.

Tableau 4.4 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₁.

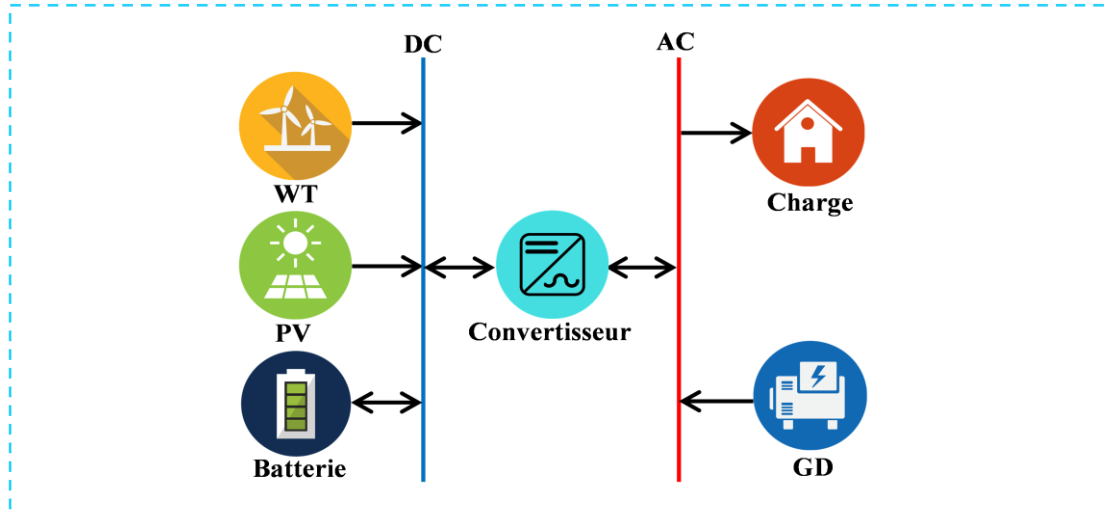
Composant	Coûts nets actuels			
	CC	CR	O&M	Totale
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	6400	1996	1636	8913
WT	1500	0	384	1884
BATT	2160	673	552	3008
INV	1000	417	256	1595
Système	11060	3086	2828	15400

Figure 4.12 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₁.

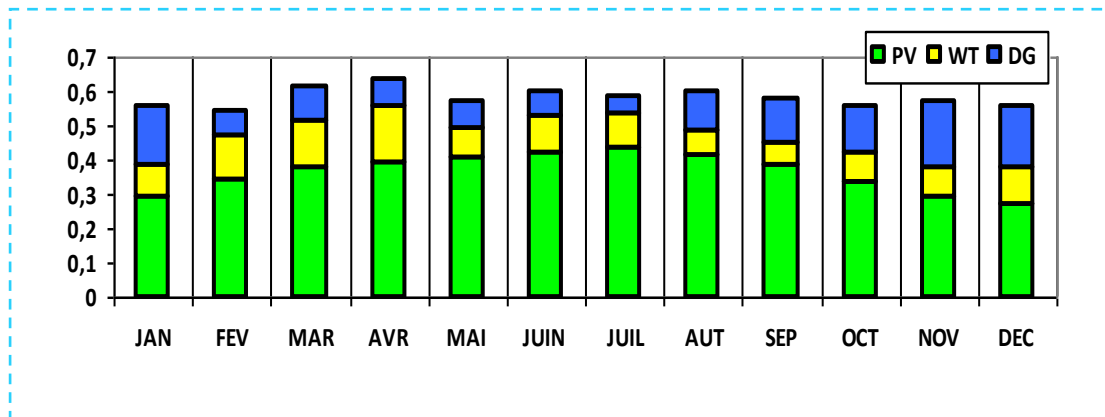
Les valeurs optimisées de la première configuration PV/WT/Batterie sont un TNPC de 15 400 \$, un COE de 0.295 \$/kWh, et un coût d'exploitation de 340 \$/an. Le système produit un excédent d'électricité de 1932 kWh/an (28.3%) avec une fraction 100% renouvelable.

4.10 DEUXIÈME SCÉNARIO :

Le MG₂ proposé illustré à la figure 4.13 est identique au scénario précédent avec l'ajout d'un générateur diesel. La simulation indique que, parmi 12480 cas exécutés par HOMER, les valeurs optimales de cette configuration sont : PV (2 kW), WT (2 kW), DG (1 kW) et 5 strings en parallèle du batteries (Hoppecke 16 OPzS 2000) avec une capacité nominale de 20 kWh.

Figure 4.13 : Schéma du MG₂.

La moyenne mensuelle des sources de production telles que le système PV, l'éolienne et le générateur diesel est représentée dans la figure 4.14. En général, le système est électrifié par l'énergie solaire pendant l'année mentionnée avec un $P_{PV_MAX}=0.43506 \text{ kW}$ au mois de juillet. On remarque que pour les deux mois de décembre et de janvier que $P_{PV}=P_{WT}+P_{DG}$.

Figure 4.14 : Production électrique moyenne annuelle du MG₂.

D'après les résultats de simulation été classés dans le tableau 4.5, le système produit une énergie totale de 5095 kWh/an . L'énergie produite par les panneaux solaires est presque égale à la moitié de l'énergie totale du système, avec un pourcentage de 62.6% (3189 kWh/an). Le reste du pourcentage est de 17.6% et de 19.8% produites par l'éolienne et le générateur diesel, respectivement.

Tableau 4.5 : La puissance de production et de consommation annuelle du MG₂.

	Composant	Puissance (kWh/an)	Pourcentage (%)
Production	SYSTÈME PV	3189	62
	ÉOLIENNE	895	18
	DISEL	1011	20
Consommation	CHARGE AC PRIMAIRE	4088	100

Pour le système photovoltaïque, la puissance maximale a une valeur de 2.04 kW, le facteur de capacité est égal à 18.2% et la pénétration de PV est de 78%. La puissance maximale, le facteur de capacité et la pénétration d'éolienne sont respectivement de 0.62 kW, 5.11% et 21.9%.

Les résultats montrent que le générateur a une durée de fonctionnement annuelle de 1353 heures à un facteur de capacité de 11.5% et peut générer un total de 1011 kWh par an sur sa durée de vie de 11.1 ans. Par conséquent, à une consommation spécifique de 0.357 l/kWh, il consomme environ 361 l/an de carburant, ce qui entraîne un coût de production fixe et un rendement électrique de 0.118 \$/heure ou 28.5%.

Le générateur diesel est utilisé comme unité de secours pour satisfaire la demande de la charge. Généralement le fonctionnement du générateur diesel est à partir de 18 h d'après la figure 4.15, avec une quantité de puissance considérable.

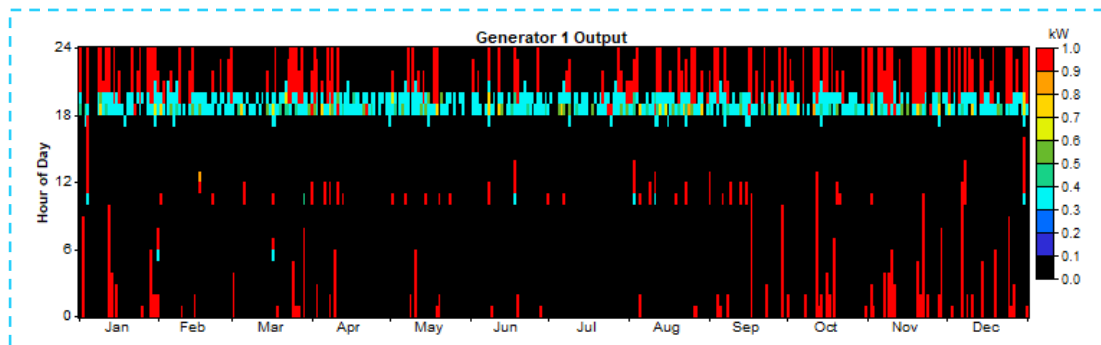


Figure 4.15 : Le fonctionnement annuel du générateur diesel.

Les deux figures suivantes 4.16 et 4.17 donnent de nombreux détails sur le fonctionnement des batteries pour ce scénario (PW/WT/GD/BATTERIE). Lorsque le SOC atteint une valeur critique de 30% la probabilité est autour de 1% d'après

l'histogramme de fréquence. Pour des pourcentages de 85%, 90% et 95% du SOC, la probabilité est de 20%, 12.5% et 9%, respectivement. Les statiques mensuelles indiquent que le SOC des batteries prend des valeurs entre 70 et 80% pour les mois de janvier, de septembre, d'octobre et de décembre sauf quelques jours qui sont encadrés dans la figure 4.17 où le SOC atteint une valeur minimum de 32% (le 5 décembre 2022). Pour le reste des mois la valeur du SOC est supérieure ou égale à 80%.

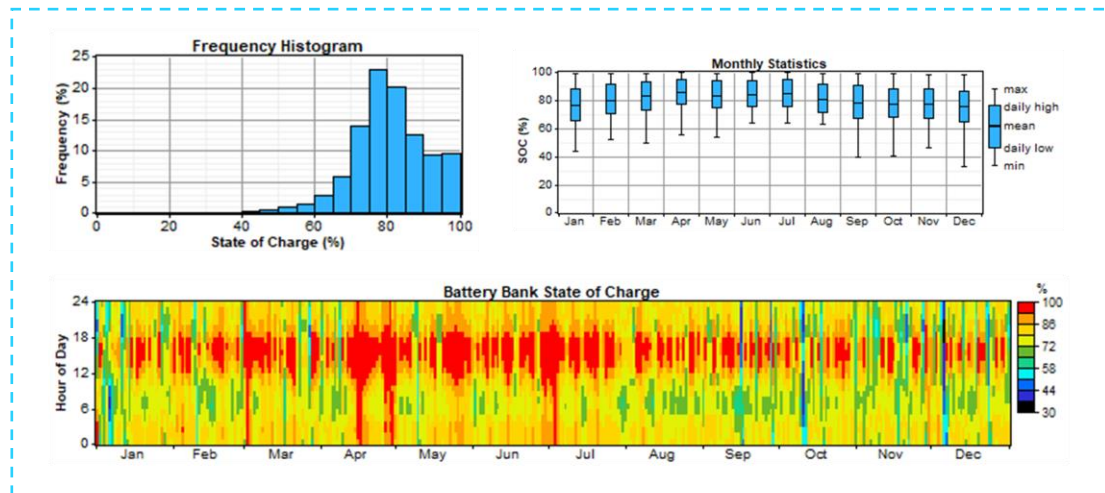


Figure 4.16 : Etat de charge de batterie pour une année du MG₂.

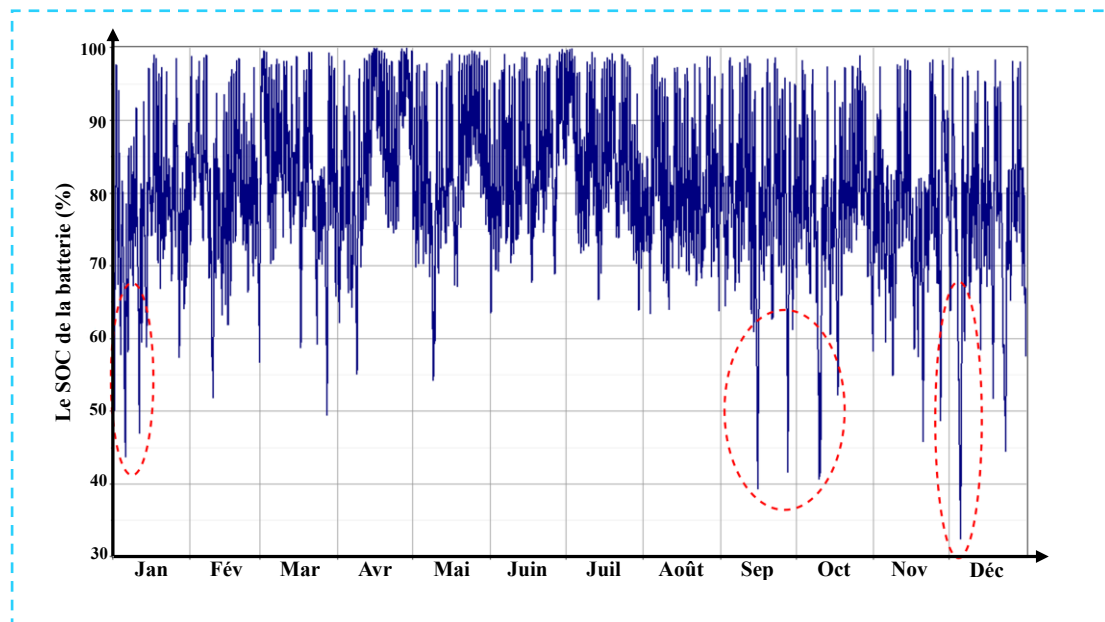


Figure 4.17 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG₂.

Après 10 h, la batterie est chargée par le système de production (solaire + éolienne) et atteint 100% d'état de charge pendant la majeure partie du mois. À partir de 18 h, l'énergie fournie par le système PV diminue et devient nulle, et d'autre part

on a un rendement plus faible pour l'énergie éolienne, donc les batteries se déchargent pour fournir la puissance nécessaire et atteignent un état de charge faible, voire critique, en quelques jours, surtout en hiver. En raison de performances insuffisantes du système de production d'énergie photovoltaïque, éolienne et de la batterie de stockage, le générateur a été redémarré et mis en marche pour assurer la continuité du service. Dans ce cas, le flux annuel de la batterie est estimé à 1866 kWh/an , dont 2004 kWh/an et 1730 kWh/an sont l'entrée et la sortie d'énergie de la batterie.

Ce système a un excédent d'énergie de 276 kWh/an (5.41%) et une fraction renouvelable de 80.2%.

La valeur totale ou la charge non satisfaite est égale à 0.134 kWh/an qui est divisée en trois dates d'après la figure 4.18.

- ✂ La première date du 10 avril à 19 h pour une puissance de 0.0147 kW .
- ✂ La deuxième date du 10 novembre à 19 h pour une puissance de 0.1017 kW .
- ✂ La troisième date du 24 novembre à 09 h pour une puissance de 0.0176 kW .

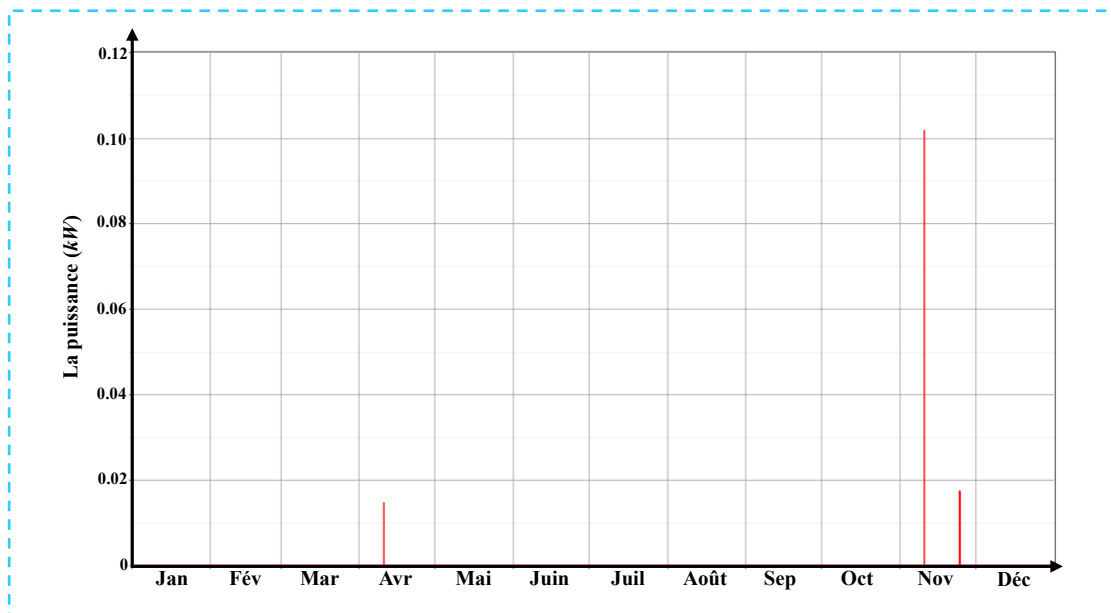


Figure 4.18 : La puissance de la charge non satisfaite pendant une année pour MG_2 .

Un exemple de simulation des fluctuations intra-horaires de l'énergie du système hybride lors d'un deux jours d'hiver (les 5 et 6 décembre) et d'un deux jours d'été (les 27 et 28 juillet) est représenté aux figures 4.19 et 4.20 respectivement.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'hiver :

L'énergie produite par l'éolienne reste presque stable sur la valeur de 0.1 kW dans les deux jours sélectionnés. Pour le système photovoltaïque, on remarque que dans le premier jour on a un rendement faible de l'énergie solaire à cause de faible radiation avec un pic de 0.2871 kW à midi (12 h du matin). Cette pénurie de l'énergie provoque le SOC du système de stockage qui attend des valeurs critiques jusqu'à 32.423% et pour satisfaire la demande de la charge, le générateur diesel démarre à 19 h en vue de réduire la pression à la batterie, comme le montre la figure 4.19. Par contre, à la présence de la radiation solaire, on a une augmentation de l'énergie photovoltaïque qui arrive à un pic de 1.5268 kW à midi.

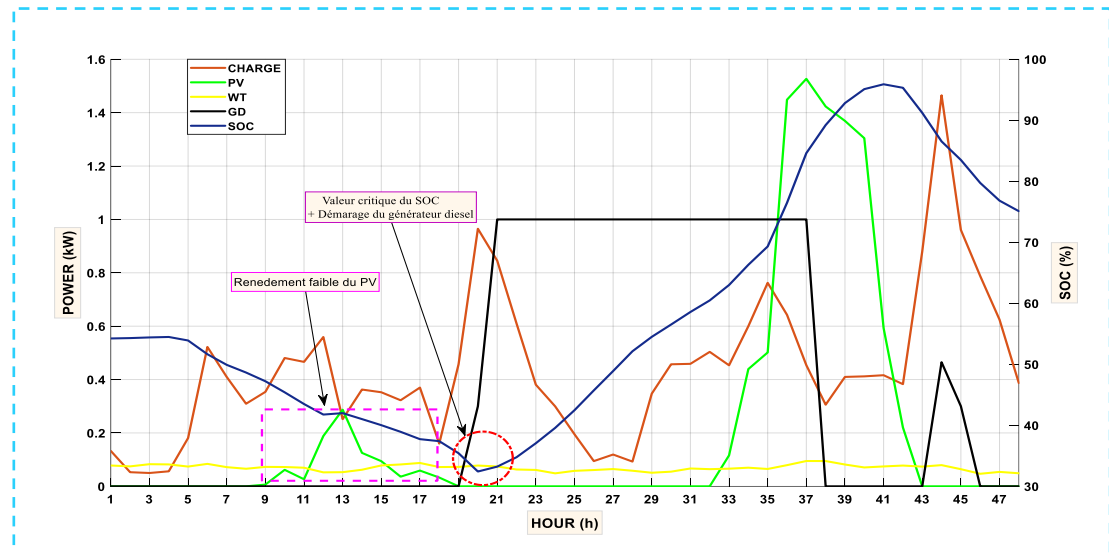
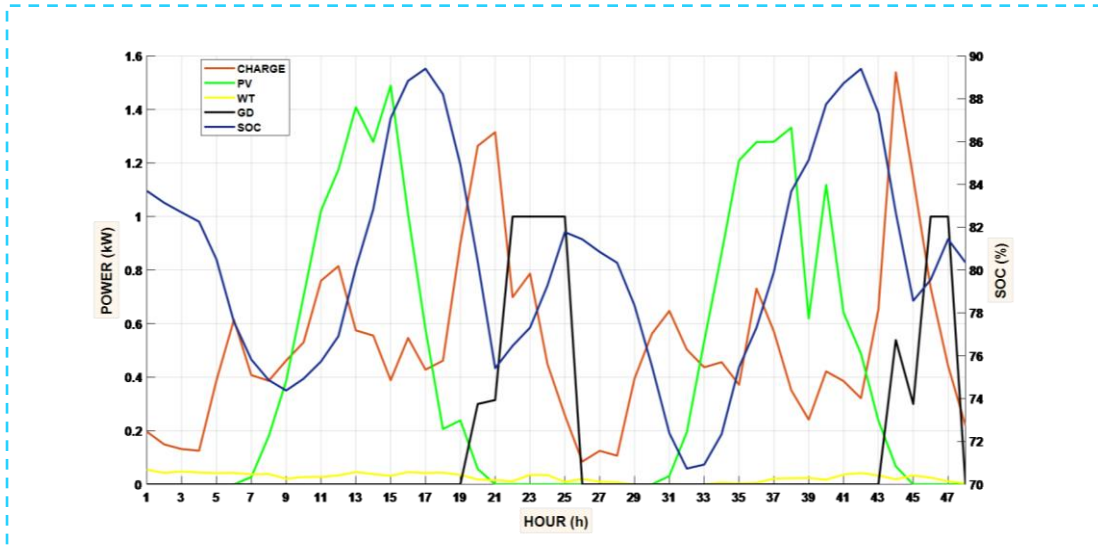


Figure 4.19 : La Puissance annuelle saison d'hiver MG₂.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'été :

Lorsque l'énergie produite par le générateur PV est supérieure aux besoins de la charge, celle-ci est satisfaite par le sous-système PV. Lorsque l'énergie produite par le générateur ne peut pas répondre à la charge, le banc de batteries aide le sous-système PV à couvrir la charge en fonction de l'état de charge des batteries. Sinon, le générateur diesel est utilisé comme unité de secours pour satisfaire la demande de la charge. Les variations météorologiques locales (principalement le rayonnement solaire) ont une influence directe sur le fonctionnement et la contribution énergétique du générateur diesel, ce qui est clairement visible les jours d'hiver.

Figure 4.20 : La Puissance annuelle saison d'été du MG₂.

Le tableau 4.6 et la figure 4.21 illustrent le résumé des coûts pour différents composants du système hybride autonome PV/éolienne/générateur diesel/batterie. Le principal investissement en capital concerne le générateur diesel, suivi du système PV. Bien que le système PV ait un coût de remplacement plus élevé pendant la durée de vie du projet.

Tableau 4.6 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₂.

Composant	Coûts nets actuels				
	CC	CR	O&M	f_c	Totale
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	3200	998	818	0	4457
WT	3000	0	767	0	3767
DG	800	639	17	3691	5009
BATT	900	311	230	0	1310
INV	500	209	128	0	798
Systeme	8400	2157	1960	3691	15340

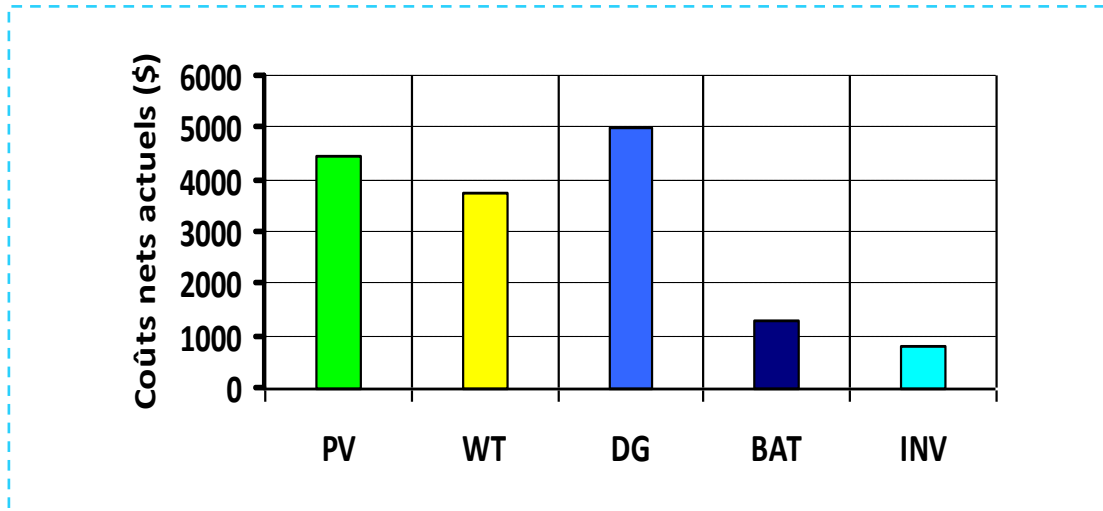


Figure 4.21 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₂.

Les résultats optimisés pour la deuxième configuration PV/WT/DG/BATT ont permis de constater que les coûts TNPC, COE et O&M sont successivement de 15340 \$, 0.294 \$/kWh et 543 \$/an.

Les émissions environnementales annuelles proviennent de la quantité de carburant consommée par le générateur diesel par an. En l'absence des sources renouvelables et de stockage par batterie, la demande de charge est satisfaite uniquement par le générateur diesel. Par conséquent, une consommation de diesel plus élevée entraîne une augmentation des émissions dans l'environnement. Le tableau 4.7 présente une comparaison des différents types de polluants émis par an. Dans ce cas de simulation MG₁ (PV/WT/GD/BATTERIE), on produit un total d'émission de 97.597 kg/an.

Tableau 4.7 : Émissions provenant par MG₂.

Polluant	Emission (kg/an)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	950
Monoxyde de carbone (CO)	2.35
Hydrocarbures imbrûlés (HC)	0.26
Matières particulaires (PM)	0.177
Dioxyde de soufre (SO ₂)	1.91
Oxydes d'azote (NO _x)	20.9
Totale	975.597

4.11 TROISIÈME SCÉNARIO :

La troisième configuration MG_3 est le MG_1 connecté au réseau (voir figure 4.22). En utilisant HOMER, les résultats du dimensionnement optimal de cette configuration sont (parmi 2340 cas) : PV (4 kW), WT (1 kW), GRID (10 kW) et 7 strings en parallèle du batteries (Hoppecke 16 OPzS 2000) avec une capacité nominale de 28 kWh. Pour ce cas, les prix d'achat et de vente du réseau sont 0.1\$/kWh et 0.05 \$/kWh, successivement (paramètre du logiciel).

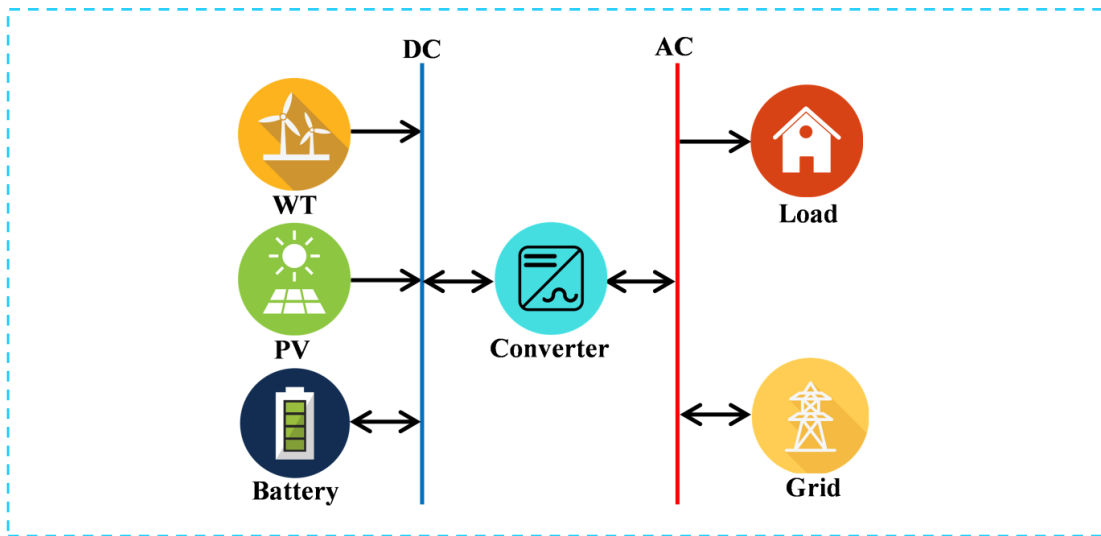


Figure 4.22 : Schéma du MG_3 .

La moyenne mensuelle des sources de production telles que le système PV, l'éolienne et le réseau électrique est illustrée dans la figure 4.23.

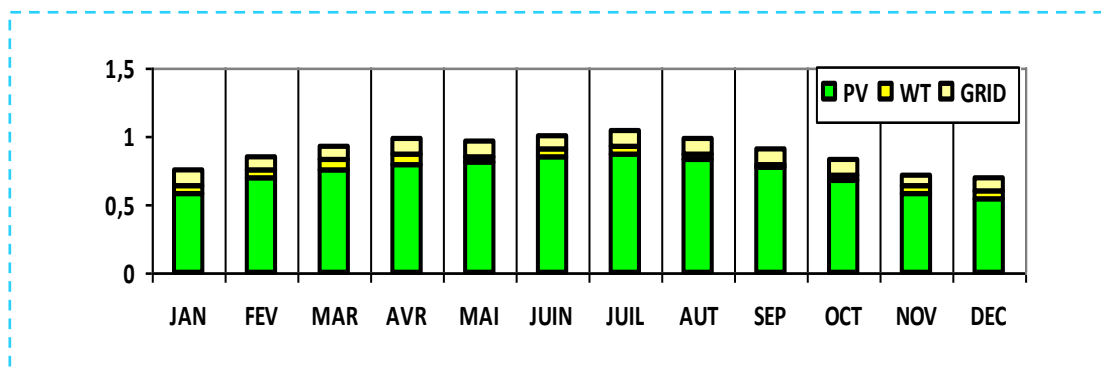


Figure 4.23 : Production électrique moyenne annuelle du MG_3 .

Pour ce cas, le système est alimenté par l'énergie photovoltaïque lorsque la demande est élevée. Pour les mois d'avril jusqu'à septembre, le système PV fournit une énergie maximale, tout en étant faible pour les mois de novembre, de décembre et de janvier. Le réseau électrique fournit presque la même énergie ($P_{\text{réseau}}=0.1 \text{ kW}$). D'autre part l'éolienne a un rendement très faible.

Le tableau 4.8 indique les valeurs énergétiques annuelles des sources de production et de la charge. L'énergie produite par les panneaux solaire est égale à 6378 kWh/an (82%), l'éolienne génère une puissance de 447 kWh/an (6%). L'énergie vendue au réseau est le double de celle d'achat.

Tableau 4.8 : La puissance de production/consommation annuelle du MG₃.

	Composant	Puissance (kWh/an)	Pourcentage (%)
Production	Système PV	6378	82
	Éolienne	447	06
	Achats de réseau	936	12
Consommation	Charge AC primaire	4088	100
	Vente de réseau	1205	23

Les deux figures suivantes 4.24 et 4.25 donnent des informations détaillées sur le fonctionnement des batteries pour ce système (PW/WT/GD/BATTERY on-grid). Les statiques mensuelles indiquent que le SOC des batteries prend des valeurs entre 30% à 60% pour les mois de mars jusqu'à octobre.

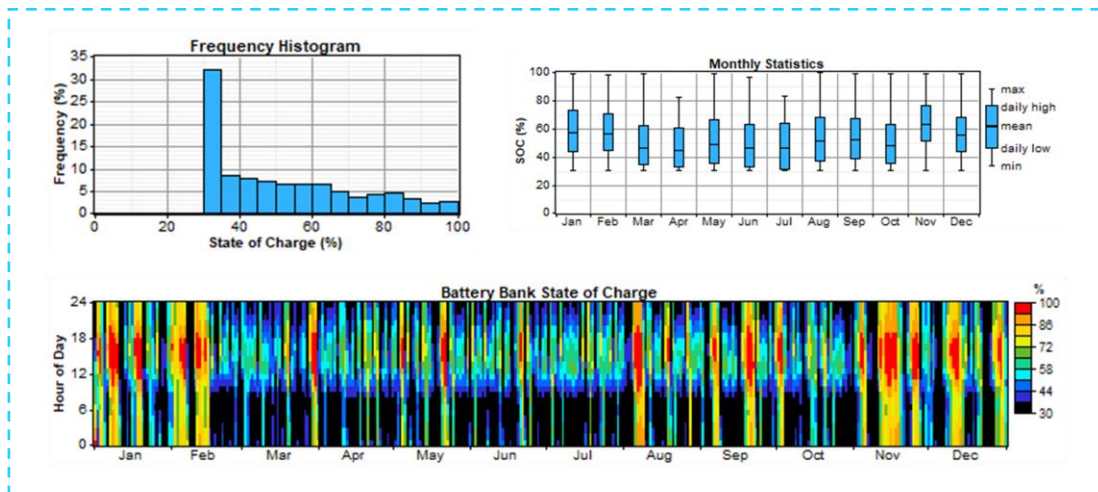


Figure 4.24 : Etat de charge de batterie pour une année du MG₃.

La couleur noire qui est affichée dans le diagramme de SOC de batterie montre que, dans cette période entre 0 h et 8 h du matin, les batteries sont déchargées et attendent une valeur critique autour de 30% du fait de l'absence de l'énergie solaire, l'énergie générée par l'éolienne et le réseau ne satisfait pas la demande de la charge.

Pour les autres mois, le SOC des batteries prend des valeurs de 30% à 100%, pour le mois de novembre le SOC est supérieur à 80%.

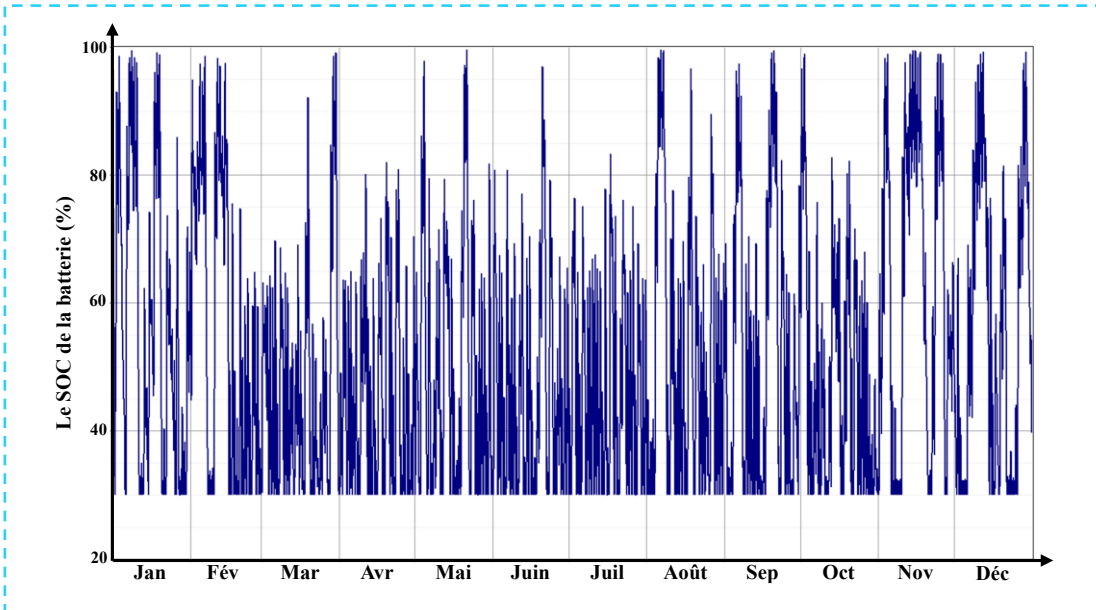


Figure 4.25 : La variation du SOC de batterie sur une année pour MG₃.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'hiver :

La figure 4.26 présente les données énergétiques pour différents composants du MG3 dans la période du 4 au 5 décembre 2022.

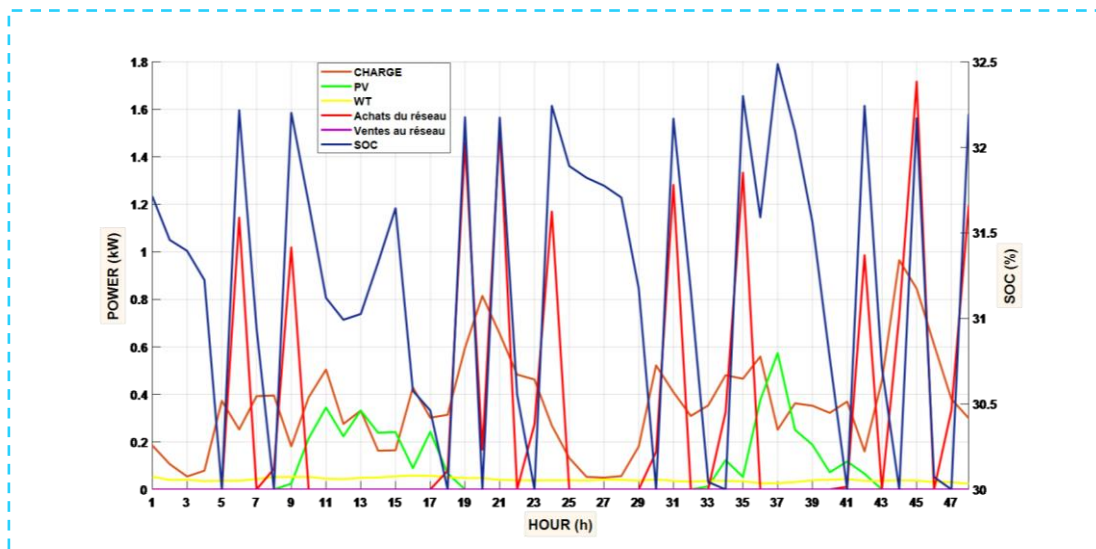


Figure 4.26 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG₃.

L'éolienne a un rendement faible et stable autour de la valeur 0.04 kW. Pour le système photovoltaïque, on remarque que, dans les deux jours on a un rendement faible de l'énergie solaire à cause de faible radiation avec un pic de 0.5742 kW à midi

(12 h du matin). Ce déficit de l'énergie provoque le SOC du système de stockage qui attend des valeurs critiques entre 30% et 32.5%. Le réseau électrique compense le déficit énergétique en achetant l'énergie nécessaire pour satisfaire l'énergie de la charge.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'été :

La figure 4.27 présente les données énergétiques pour différents composants du MG3 dans la période du 8 août au 9 août 2022.

Si l'énergie produite par le système PV est supérieure aux besoins de la charge, une partie est stockée dans les batteries et le reste de l'énergie excédentaire est vendue au réseau électrique (période de matin). Par contre, dans la deuxième partie du jour (la nuit) où l'énergie éolienne est presque nulle, les batteries couvrent l'énergie de la charge. Dans le cas où les batteries atteignent des valeurs critiques, le système achète l'énergie à partir du réseau pour assurer la continuité du service et satisfaire la demande de la charge.

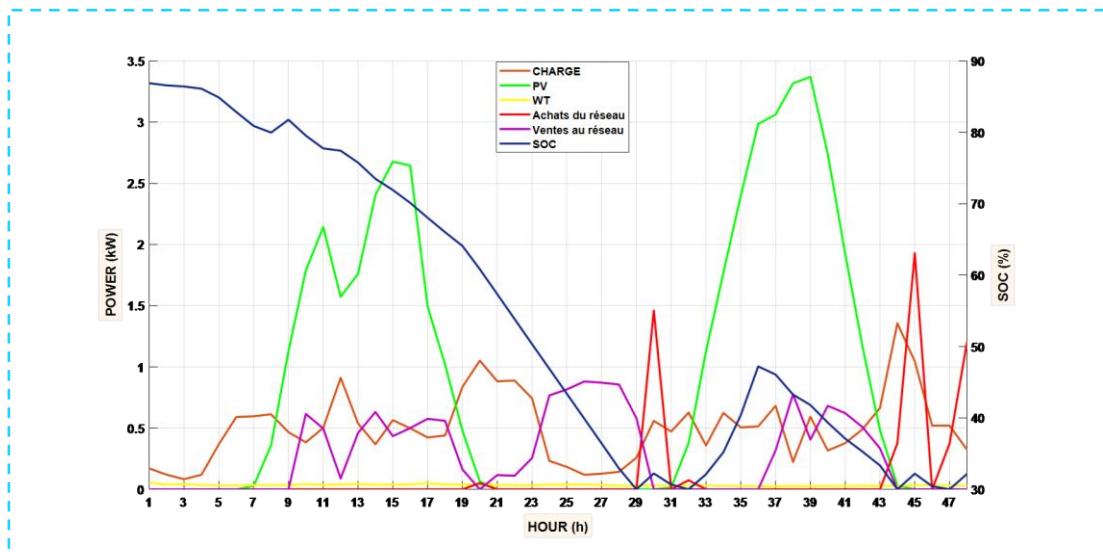


Figure 4.27 : La Puissance annuelle saison d'été du MG₃.

Le tableau 4.9 classe le résumé des coûts pour différents composants du système hybride PV/éolienne/batterie connecté au réseau. Le système PV a un principal investissement en capital, puis l'éolienne, suivie de la batterie et du convertisseur. Bien que le réseau électrique ait un coût total moins faible.

Tableau 4.9 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₃.

Composant	Coûts nets actuels			
	CC	CR	O&M	TOTALE
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	6400	1996	1636	8913
WT	1500	0	384	1884
Réseau	0	0	426	426
BATT	1260	537	322	2034
INV	500	209	128	798
Système	9660	2742	2895	14054

Les résultats de l'optimisation MG₃ montrent que le TNPC a une valeur de 14054 \$, un COE de 0.269 \$/kWh et un coût d'exploitation de 344 \$/an. La simulation indique que le système fournit une énergie excessive de 1395kWh/an (18%) avec une fraction renouvelable de 87.9%.

Les émissions environnementales annuelles proviennent des sources fossiles. La demande de charge dans ce cas de simulation MG3 (PV/WT/BATTERIE ON-GRID) est satisfaite uniquement par des sources renouvelables et de stockage par batterie. En conséquence, la présence des sources non polluantes minimise les émissions générées par le réseau électrique parce que le système MG3 vend l'énergie excédentaire pure à partir des sources renouvelables de ce réseau. Le tableau 4.10 présente une comparaison des différents types de polluants émis par an. Dans ce cas, on minimise un total d'émission de 171.1 kg/an.

Tableau 4.10 : Émissions provenant par MG₃.

Polluant	Emission (kg/an)
Dioxyde de carbone (CO₂)	-170
Monoxyde de carbone (CO)	0
Hydrocarbures imbrûlés (HC)	0
Matières particulaires (PM)	0
Dioxyde de soufre (SO₂)	-0.739
Oxydes d'azote (NO_x)	-0.361
Totale	-171.1

4.12 QUATRIÈME SCÉNARIO :

La quatrième configuration MG_4 est le MG_1 connecté au réseau (voir figure 4.28). En utilisant HOMER, les résultats du dimensionnement optimal de cette configuration sont (parmi 2340 cas) : PV (4 kW), WT (3 kW), GRID (10 kW) et 1 string en parallèle de la batterie (Hoppecke 16 OPzS 2000) avec une capacité nominale de 4 kWh. Pour ce cas, les prix d'achat et de vente du réseau sont 0.039\$/kWh [39] et 0.069 \$/kWh [40], successivement.

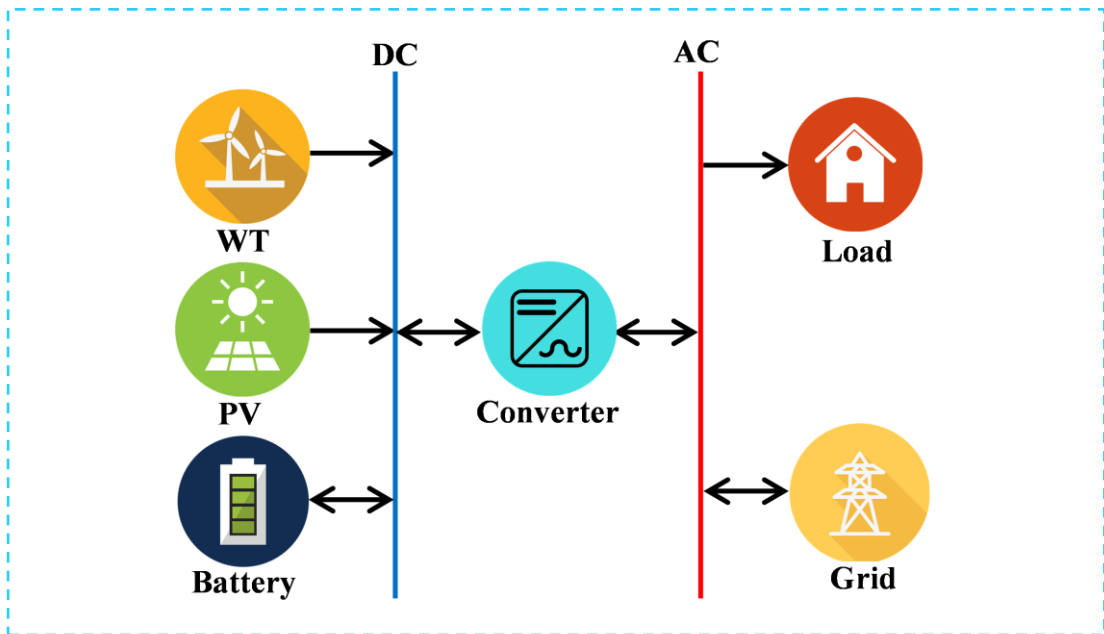


Figure 4.28 : Schéma du MG_4 .

La figure 4.29 présente la moyenne mensuelle des sources de production telles que le système PV, l'éolienne et le réseau électrique.

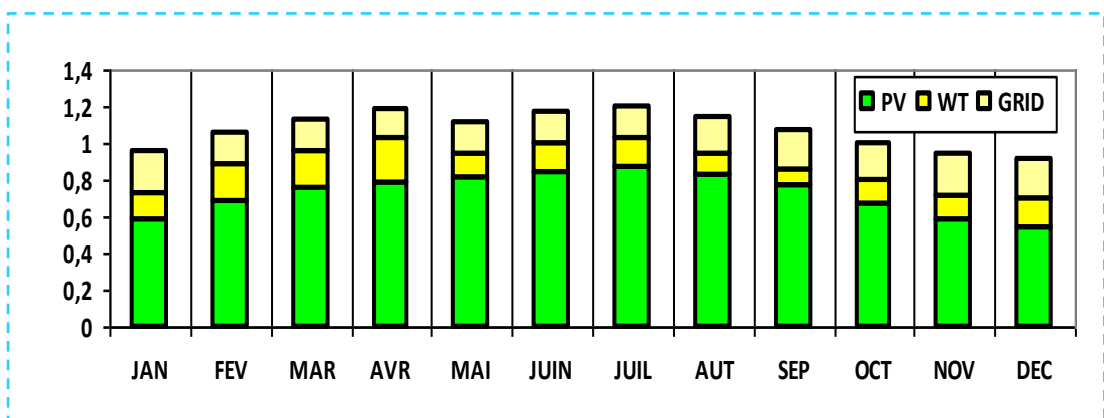


Figure 4.29 : Production électrique moyenne annuelle du MG_4 .

On remarque que l'éolienne a un impact sur ce système : pour les mois de février, mars et avril l'énergie générée par l'éolienne est supérieure à celle du réseau,

et pour les mois d'août et de septembre cette source a un rendement faible par rapport aux autres mois. En raison de la présence d'une irradiation solaire élevée, le système PV fournit une énergie maximale lorsque la demande est élevée. En juillet, ce système produit une énergie maximale d'une valeur de 0.87013 kW.

Le tableau 4.11 résume les valeurs énergétiques annuelles de production/consommation. L'énergie produite par les panneaux solaire est égale à 6378 kWh/an (68%), l'éolienne génère une puissance de 1342 kWh/an (14%). Le système achète une énergie de 1681 kWh/an (18%) et en vend 1729 kWh/an (30%).

Tableau 4.11 : La puissance de production/consommation annuelle du MG₄.

	Composant	Puissance (kwh/an)	Pourcentage (%)
production	Système pv	6378	68
	Éolienne	1342	14
	Achats de réseau	1681	18
consommation	Charge AC primaire	4088	100
	Vente de réseau	1729	30

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'hiver :

La figure 4.30 présente les données énergétiques pour différents composants du MG₄ dans la période du 20 au 21 décembre 2022.

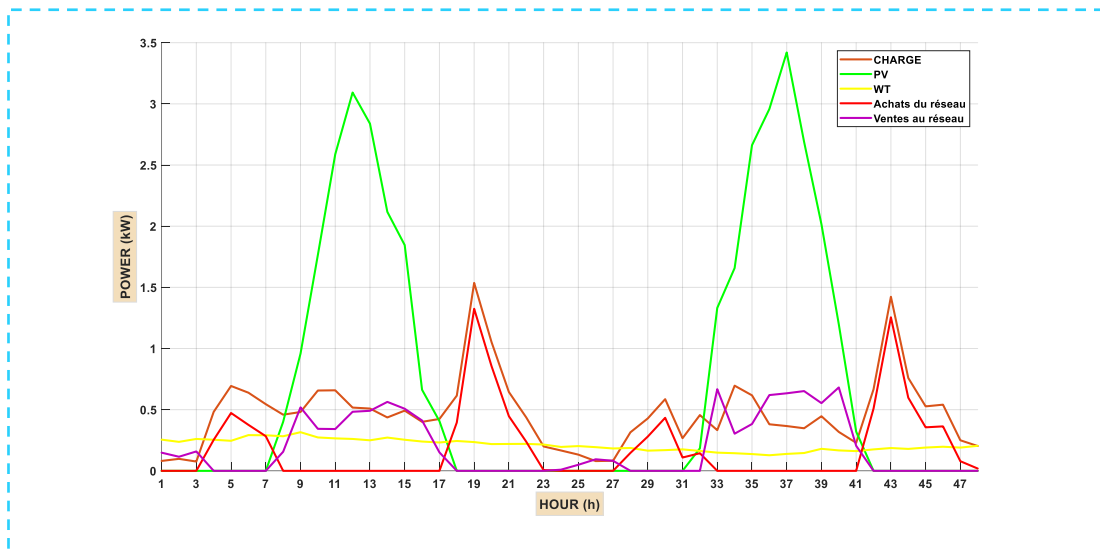


Figure 4.30 : La Puissance annuelle saison d'hiver du MG₄.

Résultat énergétique production/consommation pour une période de saison d'été :

La figure 4.31 présente les données énergétiques pour différents composants du MG3 dans la période entre le 6 et le 7 août 2022.

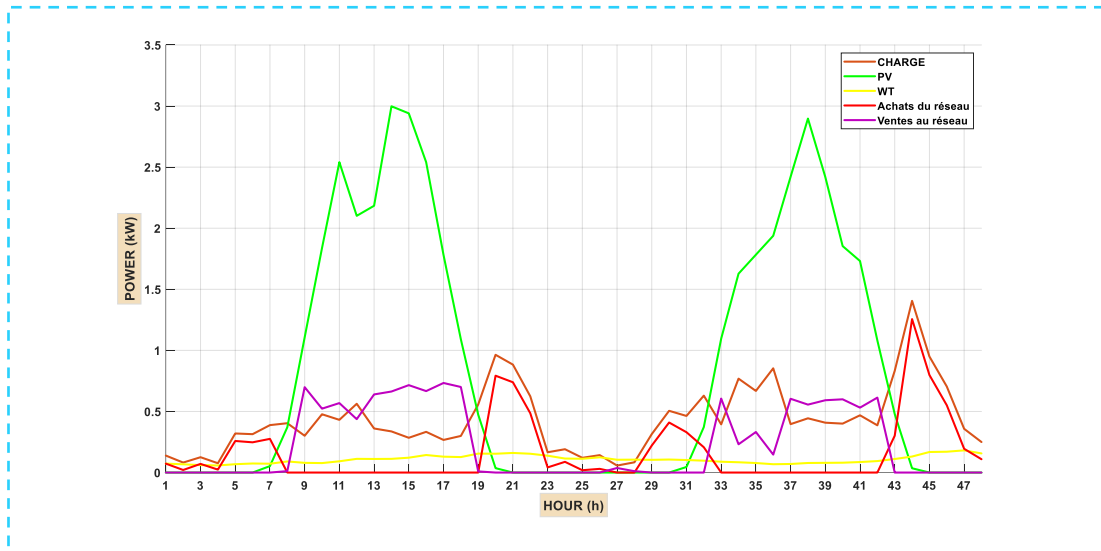


Figure 4.31 : La Puissance annuelle saison d'été du MG4.

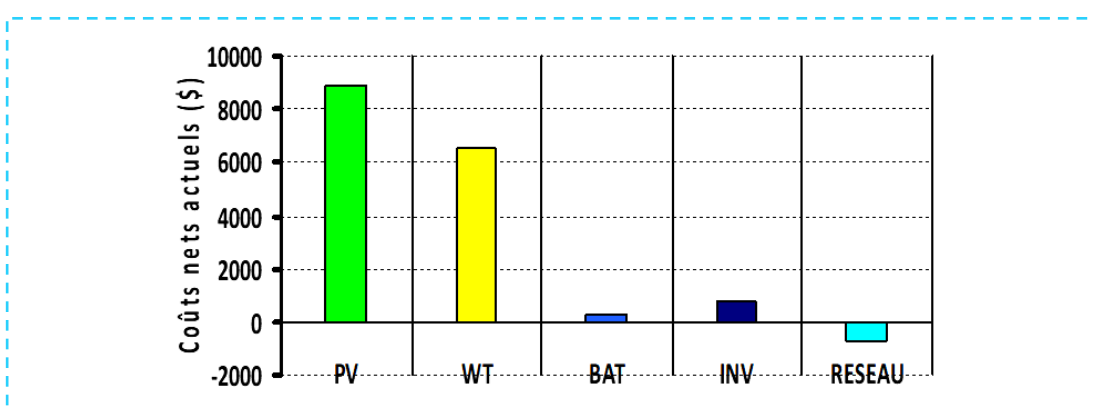
En général, pour les deux figures précédentes, pour la première partie de la journée (matin), le système PV fonctionne et produit l'énergie nécessaire pour alimenter MG4 et, en l'absence des batteries de stockage, le système vend l'énergie excédentaire au réseau électrique. Pour la deuxième partie de la journée (nuit), si l'énergie de l'éolienne est supérieure à l'énergie de la charge, l'éolienne fournit l'énergie nécessaire ; par contre, si l'énergie de l'éolienne est inférieure à l'énergie de la charge, le système achète l'énergie pour couvrir les besoins de la demande de la charge.

Les résultats de l'optimisation MG4 montrent que le TNPC a une valeur de 14925 \$, un COE de 0,286 \$/kWh et un coût d'exploitation de 262 \$/an. La simulation indique que le système fournit une énergie excessive de 3124 kWh/an avec une fraction renouvelable de 82.1%.

Le tableau 4.12 et la figure 4.32 résument les coûts pour différents composants du système hybride PV/éolienne/batterie connecté au réseau. Le système PV a un principal investissement en capital, puis l'éolienne, suivi du convertisseur et de la batterie. Bien que le système MG4 minimise le coût de maintenance du réseau électrique avec une valeur de 687 \$.

Tableau 4.12 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₄.

Composant	Coûts nets actuels			
	CC	CR	O&M	Totale
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	6400	1996	1636	8913
WT	4500	0	1151	5651
Réseau	0	0	-687	-687
BATT	180	56	46	251
INV	500	209	128	798
Système	11580	2260	2274	14925

Figure 4.32 : Coûts nets actuels pour chaque composant du MG₄.

Le tableau 4.13 présente une comparaison des différents types de polluants émis par an. Dans ce cas, on minimise un total d'émission de 30.3951 kg/an.

Tableau 4.13 : Émissions provenant par MG₄.

Polluant	Emission (kg/an)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	-30.2
Monoxyde de carbone (CO)	0
Hydrocarbures imbrûlés (HC)	0
Matières particulaires (PM)	0
Dioxyde de soufre (SO ₂)	-0.131
Oxydes d'azote (NO _x)	-0.0641
Totale	-30.3951

4.13 ANALYSE ET DISCUSSION

Cette partie examine l'efficacité optimale du système à l'aide de diverses mesures telles que le coût total net de l'électricité, le coût de l'énergie, l'excès d'énergie, les émissions, la fraction d'énergie renouvelable et le nombre de coupures. Les résultats techno-économiques et environnementaux optimaux de la simulation utilisant le logiciel HOMER sont classés dans le tableau ci-dessous 4.14.

Tableau 4.14 : Analyse comparative.

	MG ₁	MG ₂	MG ₃	MG ₄
TNPC (\$)	15400	15340	14054	14925
COE (\$/kWh)	0.295	0.294	0.269	0.286
Excès d'énergie (kWh/an)	1932	276	1395	3124
FR (%)	100	80.2	87.9	82.1
Émissions de CO₂ (kg/an)	0	950	-170	-30.3951
Coupure	4	3	0	0

En raison de la nature de la zone sélectionnée dans cette étude, les résultats montrent que l'énergie générée par le système PV dans les quatre scénarios a été utilisée principalement pour alimenter la charge résidentielle. Nous remarquons que l'énergie annuelle du système PV générée par MG₁ (6378 kWh/an), MG₃ (6378 kWh/an) et MG₄ (6378 kWh/an) est égale et double à celle du MG₂ (3189 kWh/an).

L'éolienne a un impact dans les deux cas MG₂ et MG₄ par rapport aux autres cas. Cet impact revient à la condition de la fraction minimale renouvelable (80%) qu'on a posée dans les contraintes de la simulation.

Tableau 4.15 : Comparaison entre l'énergie renouvelable de production.

Scénario	MG ₁		MG ₂		MG ₃		MG ₄	
	PV	WT	PV	WT	PV	WT	PV	WT
L'énergie (%)	93	7	62.6	17.6	82	6	68	14

D'après le tableau 4.15, on remarque que le pourcentage de l'énergie du système PV pour les deux scénarios MG₂ et MG₄ est de 62.6% et de 68% successivement, et qu'il est inférieur à la contrainte de la fraction minimale

renouvelable (FMR) (80%), tandis qu'il est supérieur pour les deux cas MG_1 et MG_3 avec un pourcentage de 93% et 82% respectivement. En raison d'attendre une valeur supérieure à 80% du FMR, le système hybride (MG_2 et MG_4) impose sur l'éolienne d'augmenter l'énergie produite. D'autre part, dû à la présence du générateur diesel dans le scénario MG_2 , qui est une source de pollution, le système augmente l'énergie fournie par l'éolienne pour minimiser les émissions de CO_2 . Dû à l'absence de la batterie de stockage dans le cas MG_4 , le système dépend entièrement de l'énergie achetée sur le réseau électrique dans la deuxième partie de la journée (nuit), donc on a une augmentation de l'énergie éolienne pour diminuer l'énergie achetée.

Sur le plan économique, les résultats de l'optimisation indiquent que le système électrique basé sur le scénario MG_3 (PV/WT/BATTERIE relié au réseau) est le plus rentable. Le coût total net présent (TNPC) de ce dispositif (14054 \$) s'avère inférieur d'environ 9% à celui du scénario MG_1 (PV/WT/BATTERIE) (15400 \$) et MG_2 (PV/WT/BATTERIE/GD) (15340 \$), et il est également inférieur d'environ 6% à celui du quatrième scénario MG_4 (14925 \$). La figure 4.33 présente une comparaison parmi les quatre scénarios en fonction du coût net total actuel.

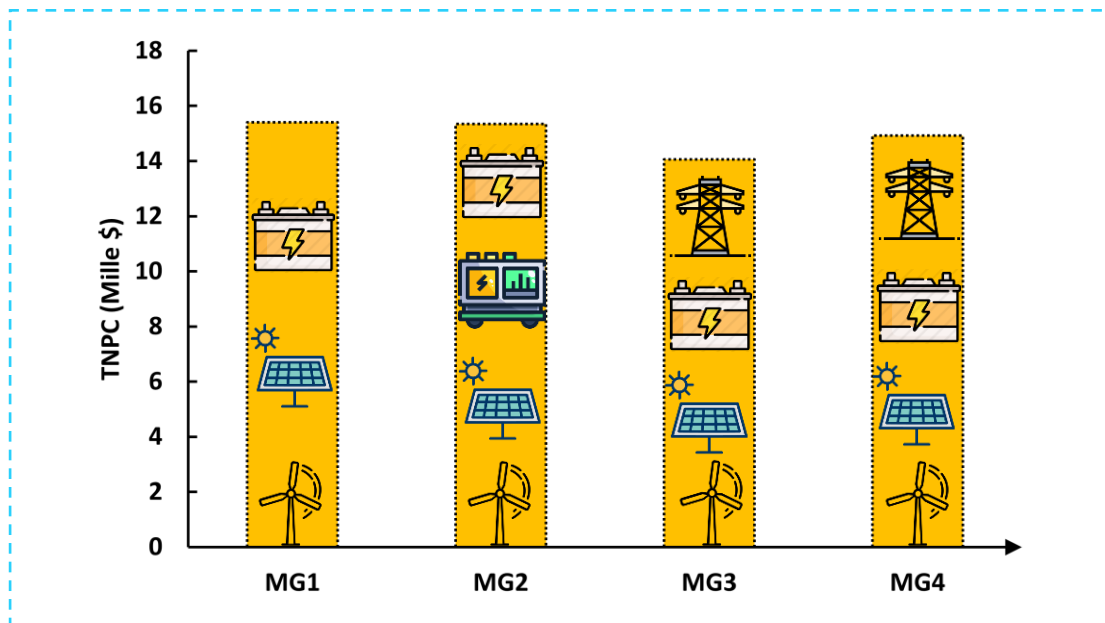


Figure 4.33 : Comparaison entre les quatre scénarios selon le TNPC.

L'analyse comparative du tableau 4.14 et de la figure 4.34 montre que le système hybride MG_3 a un coût d'énergie minimal (COE) avec une valeur de 0.269 \$/kWh. Puis le scénario MG_4 avec un COE de 0.286 \$/kWh, MG_1 et MG_2 ont le même coût d'énergie de valeur de 0.295 \$/kWh.

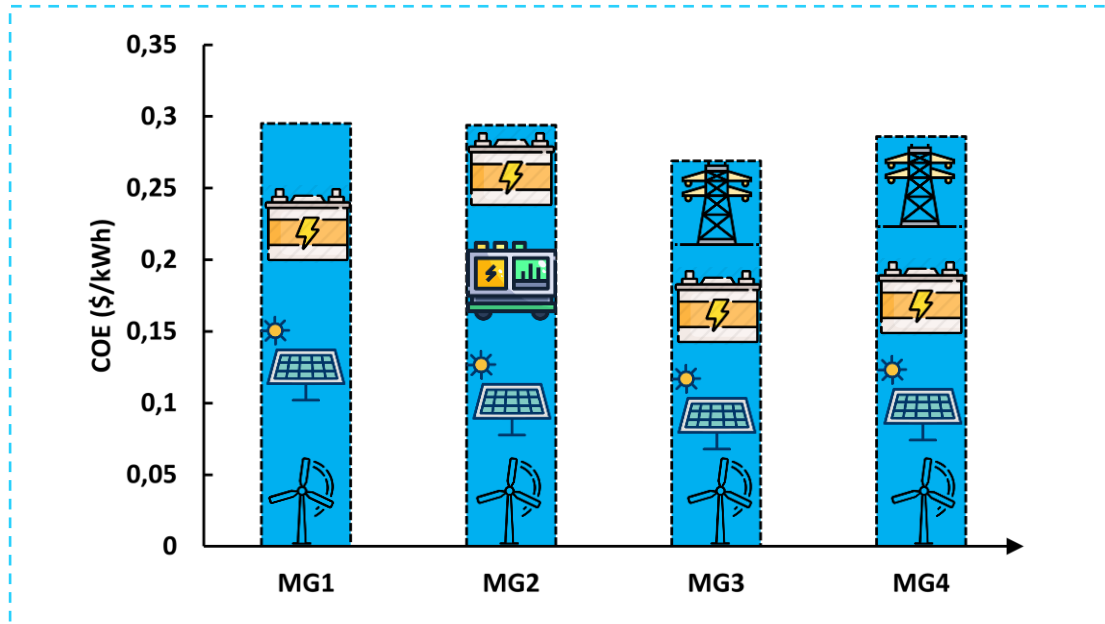


Figure 4.34 : Comparaison entre les quatre scénarios selon le COE.

Le cas de simulation MG₄ (PV/WT/BATTERIE connecté au réseau) génère l'excédent d'énergie le plus élevé avec une puissance de 3124 kWh/an. Par contre, le cas MG₂ (PV/WT/BATTERIE/GD) a un faible excès d'énergie dû à la présence du générateur diesel qui utilise la combustion de carburant comme une source pour produire l'énergie nécessaire (figure 4.35).

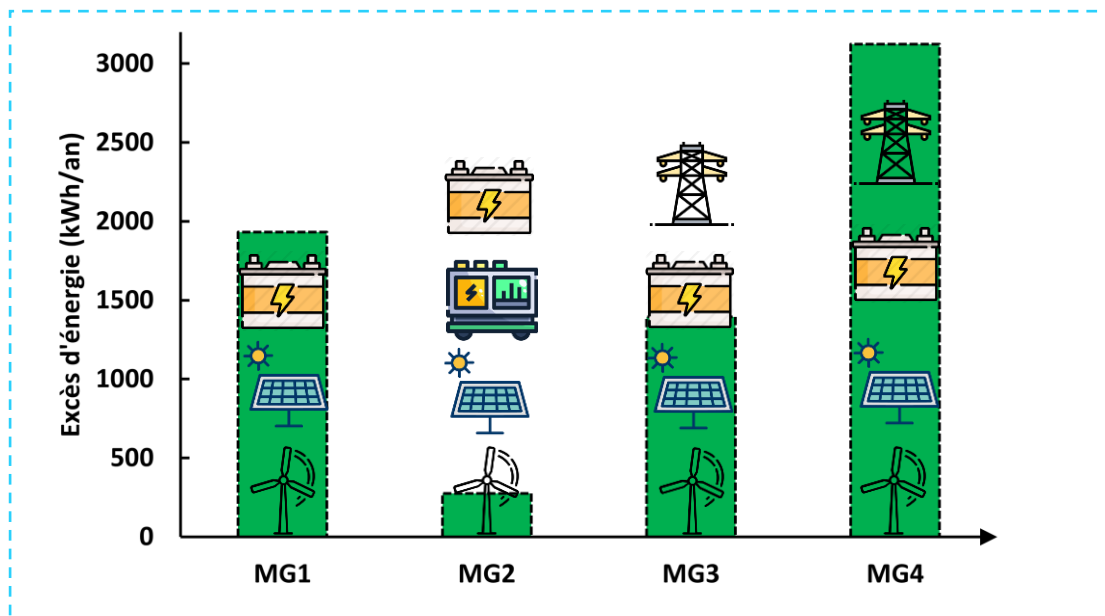


Figure 4.35 : Comparaison entre les quatre scénarios selon l'excès d'énergie.

En ce qui concerne l'environnement, l'émission de CO₂ résultant du MG₁ est nulle, car les énergies ont été générées par des sources purement nettes (PV/WT/BATTERIE) avec un facteur renouvelable de 100%.

Les trois autres systèmes utilisent des sources polluantes (générateur diesel, réseau). Le résultat montre que les deux systèmes MG₃ et MG₄ minimisent les émissions de CO₂ à des valeurs de 170 *kg/an* et 30.3951 *kg/an* avec une fraction renouvelable de 87.9% et 82.1% successivement, tandis que le MG₂ libère une quantité d'émissions de CO₂ de 950 *kg/an* (voir figure 4.36).

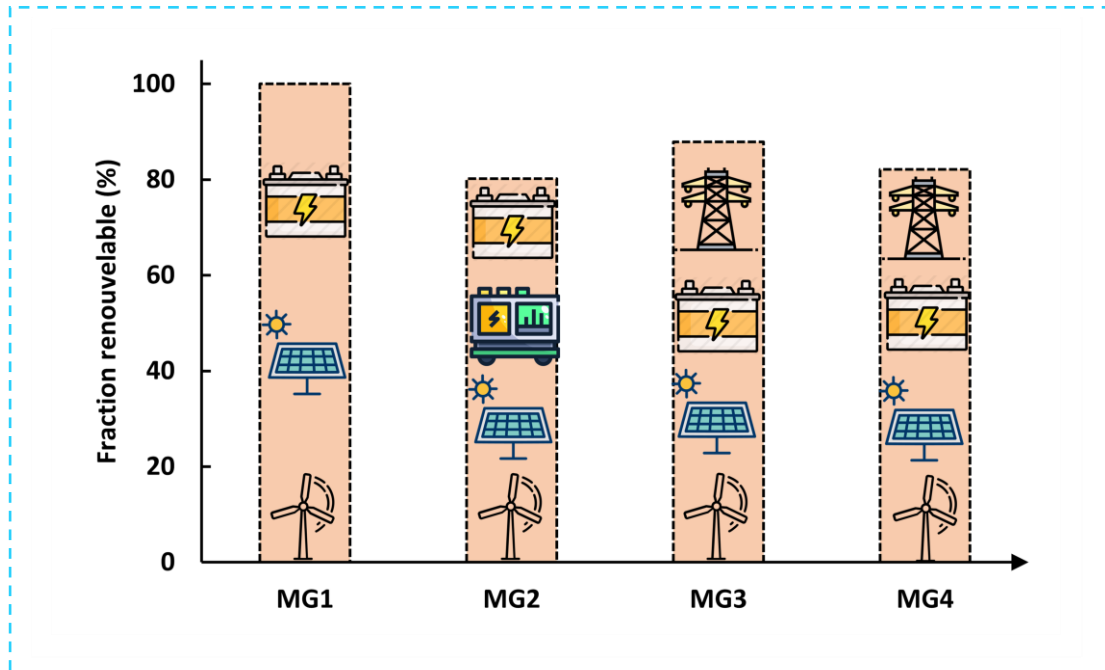


Figure 4.36 : Comparaison entre les quatre scénarios selon la fraction renouvelable.

4.14 CONCLUSION :

Les nouveaux enjeux de l'approvisionnement en électricité sont au cœur de nombreux débats technologiques, financiers et politiques. Pour assurer un avenir stable et sain aux réseaux de demain, il semble essentiel de renouveler les infrastructures actuelles et de les rendre plus intelligentes. Le fruit de ce travail est d'étudier l'aspect technico-économique des microgrids, c'est pourquoi nous avons créé quatre MGs.

Le résultat montre que le microgrid optimal en termes de dimensionnement et de coût est MG₃ qui s'est connecté à un réseau avec un TNPC faible de 14,054 \$, un COE de 0.269 \$/kWh, la production PV est de 82%, la minimisation de l'émission de CO₂ avec une valeur de 170 *kg/an*. Le consommateur peut vendre 1205 *kWh/an* d'énergie au réseau et acheter 936 *kWh/an* d'énergie à utiliser pendant les pics de demande.

4.15 RÉFÉRENCE :

- [1] J. Bausa, G. Tsatsaronis, "Dynamic Optimization of Startup and Load-Increasing Processes in Power Plants—Part I: Method", ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol.123, pp. 246-254.
- [2] C. Frangopoulos, A. Lygeros, C. Markou, P. Kaloritis, "Thermoeconomic operation optimization of the Hellenic Aspropyrgos Refinery combined-cycle cogeneration system", Applied Thermal Engineering, vol. 16, pp. 949-958, 1996.
- [3] O. Benoît, D. Favrat, M. V. Spakovsky, "An Approach for the Time-Dependent Thermoeconomic Modeling and Optimization of Energy System Synthesis, Design and Operation Part I: Methodology and Results", International Journal of Thermodynamics, vol. 2, pp. 97-114, 1999.
- [4] A. S. Kott, J. H. May, C. C. Hwang, "An Autonomous Artificial Designer of Thermal Energy Systems: Part 2—Solution Algorithm, ", ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol.111, pp. 734-739.
- [5] E. Sciubba, "Toward Automatic Process Simulators: Part II—An Expert System for Process Synthesis." ASME. J. Eng. Gas Turbines Power, vol. 120, pp. 9–16, 1998.
- [6] B. Linnhoff, D. W. Townsend, D. Boland, G. F. Hewitt, A. R. Guy, R. H. Marsland, "A user guide on process integration for the efficient use of energy", livre, Rev. 1. ed. United Kingdom: N. p., 1994.
- [7] B. Linnhoff, "Pinch technology for the synthesis of optimal heat and power systems" ASME. J. Eng. Gas Turbines Power, vol. 111, pp. 137–147, 1989.
- [8] B. Olsommer, D. Favrat, M. V. Spakovsky, "An Approach for the Time-Dependent Thermoeconomic Modeling and Optimization of Energy System Synthesis, Design and Operation Part II: Reliability and Availability", International Journal of Thermodynamics, vol. 2, pp. 177-186, 1999.
- [9] C. A. Floudas, "Nonlinear and Mixed-Integer Optimization: Fundamentals and Applications", livre (New York, 1995; online edn, Oxford Academic, 12 Nov. 2020).
- [10] C. A. Frangopoulos, "Intelligent functional approach; A method for analysis and optimal synthesis-design-operation of complex systems", livre, United States: N. p., 1991. Web.
- [11] J. R. Munoz, M. R. von Spakovsky, "A Decomposition Approach for the Large Scale Synthesis / Design Optimization of Highly Coupled, Highly Dynamic Energy Systems", International Journal of Applied Thermodynamics, Vol. 4, pp. 19-33, 2001.
- [12] J. R. Munoz, M. R. von Spakovsky, "The Application of Decomposition to the Large Scale Synthesis / Design Optimization of Aircraft Energy Systems", International Journal of Applied Thermodynamics", Vol. 4, pp. 61-76, 2001.
- [13] M.W. Ahmad, M. Mourshed, B. Yuce et al. "Computational intelligence techniques for HVAC systems: A review", Build. Simul. vol. 9, pp. 359–398, 2016.

- [14] C. Mokhtara, B. Negrou, N. Settou, A. Gouareh, B. Settou, & M. A. Chetouane, "Decision-making and optimal design of off-grid hybrid renewable energy system for electrification of mobile buildings in Algeria: case study of drilling camps in Adrar". Algerian Journal of Environmental Science and Technology, vol 6, 2020.
- [15] Ministère de l'énergie et des mines, Bilan des Réalisations du secteur, édition 2018. https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/bilan_des_realisations_2017_edition_2018_5d961c9e532ec.pdf
- [16] IEA, Renewable Energy and Energy Efficiency Development Plan 2015-2030, [Online] : <https://www.iea.org/policies/6103-renewable-energy-and-energy-efficiency-development-plan-2015-2030> . Consulté en 2024.
- [17] S. Haddoum, H. Bennour, T. A. Zaïd "Algerian Energy Policy: Perspectives, Barriers, and Missed Opportunities. Global Challenges", vol 2, 2018.
- [18] Y. Thiaux, T. T. Dang, L. Schmerber, B. Multon, H. B. Ahmed, S. Bacha, Q. T. Tran, "Demand-side management strategy in stand-alone hybrid photovoltaic systems with real-time simulation of stochastic electricity consumption behavior", Applied Energy, 2019.
- [19] M. A. Hossain, H. R. Pota, S. Squartini, F. Zaman, J. M. Guerrero, "Energy scheduling of community microgrid with battery cost using particle swarm optimisation", Applied Energy, vol. 254, 2019.
- [20] F. Fodhil, A. Hamidat, O. Nadjemi, "Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in Algeria", Energy, vol. 169, pp. 613-624.
- [21] S. P. Ayeng'o, H. Axelsen, D. Haberschusz, D. U. Sauer, "A model for direct-coupled PV systems with batteries depending on solar radiation, temperature and number of serial connected PV cells". Solar Energy, vol. 183, pp. 120-131, 2019.
- [22] S. A. Mousavi, R. A. Zarchi, F. R. Astarai, R. Ghasempour, F. M. Khaninezhad, "Decision-making between renewable energy configurations and grid extension to simultaneously supply electrical power and fresh water in remote villages for five different climate zones". Journal of Cleaner Production, vol. 279, 2020.
- [23] W. Zhu, J. Guo, G. Zhao, B. Zeng, "Optimal Sizing of an Island Hybrid Microgrid Based on Improved Multi-Objective Grey Wolf Optimizer". Processes, vol. 8, 2020.
- [24] H. R. E. H., Bouchekara, M. S. Javaid, Y. A. Shaaban, M. S. Shahriar, M. A. M. Ramli, Y. Latreche, "Decomposition based multiobjective evolutionary algorithm for PV/Wind/Diesel Hybrid Microgrid System design considering load uncertainty". Energy Reports, vol. 7, pp. 52-69, 2021.
- [25] H. M. H. Farh, A. A. Al-Shamma'a, A. M. Al-Shaalan, A. Alkuhayli, A. M. Noman, T. Kandil, "Technical and Economic Evaluation for Off-Grid Hybrid Renewable Energy System Using Novel Bonobo Optimizer". Sustainability, vol. 14, 2022.
- [26] C. Mokhtara, B. Negrou, A. Bouferrouk, Y. Yao, N. Settou, M. Ramadan, "Integrated supply-demand energy management for optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates". Energy Conversion and Management, vol. 221, 2020.

- [27] S. Mandal, B. K. Das, N. Hoque, "Optimum sizing of a stand-alone hybrid energy system for rural electrification in Bangladesh. *Journal of Cleaner Production*", vol. 200, pp. 12-27.
- [28] M. B. Shadmand, R. Balog, "Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microgrid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.5, pp. 2635-2643, 2014.
- [29] Y. Sawle, S. C. Gupta, A. K. Bohre, "A novel methodology for scrutiny of autonomous hybrid renewable energy system". *International Journal of Energy Research*, vol. 42, pp. 570-586. <https://doi.org/10.1002/er.3841>
- [30] Z. Belboul, B. Toual, A. Kouzou, L. Mokrani, A. Bensalem, R. Kennel, M. Abdelrahem, "Multiobjective Optimization of a Hybrid PV/Wind/Battery/Diesel Generator System Integrated in Microgrid: A Case Study in Djelfa, Algeria". *Energies*, vol. 15, 2022.
- [31] M. Sharafi, T. Y. ELMekkawy, "Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach", *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 67-79, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.011>
- [32] S. Amini, S. Bahramara, H. Golpîra, B. Francois, J. Soares, "Techno-Economic Analysis of Renewable-Energy-Based Micro-Grids Considering Incentive Policies". *Energies*, vol. 15, 2021. <https://doi.org/10.3390/en15218285>
- [33] M. Jamshidi, A. Askarzadeh, "Techno-economic analysis and size optimization of an off-grid hybrid photovoltaic, fuel cell and diesel generator system". *Sustainable Cities and Society*, vol. 44, pp. 310-320, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.10.021>
- [34] M. Kharrich, O. H. Mohammed, N. Alshammari, M. Akherraz, "Multi-objective optimization and the effect of the economic factors on the design of the microgrid hybrid system". *Sustainable Cities and Society*, vol. 65, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102646>
- [35] Z. Movahediyani, A. Askarzadeh, "Multi-objective optimization framework of a photovoltaic-diesel generator hybrid energy system considering operating reserve". *Sustainable Cities and Society*, vol. pp. 41, 1-12, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.002>
- [36] M. Ghiasi, "Detailed study, multi-objective optimization, and design of an AC-DC smart microgrid with hybrid renewable energy resources", *Energy*, vo. 169, pp. 496-507, 2019.
- [37] Y. Sawle, S. Gupta, A. K. Bohre, "Socio-techno-economic design of hybrid renewable energy system using optimization techniques", *Renewable Energy*, vol. 119, pp. 459-472, 2018.
- [38] A. Djellouli, F. Lakdja, A. Haffaf, R. Meziane, "Optimization of microgrids on/off-grid to the electrification of residential load in Saida, Algeria", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 99, 2023.
- [39] GlobalPetrolPrices.com, Algeria electricity prices. [Online] : https://www.globalpetrolprices.com/Algeria/electricity_prices/ . Consulté en 2024.
- [40] Power Technology, Algeria plans to build \$3bn solar project. [Online] : <https://www.power-technology.com/comment/algeria-plans-3bn-solar-project/?cf-view> . Consulté en 2024.

Conclusion Générale

1. CONCLUSION :

Les défis posés par l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique, l'augmentation de la demande en énergie et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, rendent la gestion des flux énergétiques dans un système multi-objectifs encore plus difficile.

Les travaux de recherche sur la gestion des flux énergétiques dans un système multi-objectifs ont permis de développer de nouvelles méthodes et outils qui offrent des perspectives prometteuses pour l'avenir. Ces méthodes et outils sont basés sur des approches multi-critères, qui permettent de prendre en compte simultanément plusieurs objectifs, tels que la sécurité, l'efficacité et la durabilité.

Les systèmes hybrides multi-sources (SHMS) sont une solution prometteuse pour relever ces défis. En effet, ces systèmes combinent plusieurs sources d'énergie, telles que les énergies renouvelables, les énergies conventionnelles ou encore le stockage d'énergie. Cette combinaison offre de nombreux avantages, notamment une meilleure fiabilité, une meilleure adaptabilité aux besoins des utilisateurs et une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ainsi, la gestion des flux énergétiques dans un système multi-objectif est un domaine de recherche en pleine effervescence. Les méthodes et outils développés offrent des perspectives prometteuses pour l'avenir, en permettant de développer des systèmes énergétiques plus sûrs, plus efficaces et plus durables. Les systèmes hybrides multi-sources sont une solution prometteuse pour relever ces défis.

Les travaux présentés dans cette thèse concernent la modélisation, le contrôle, la gestion d'énergie et l'optimisation d'un système hybride comportant deux sources d'énergie renouvelable (PV + éolienne), une source classique (générateur diesel), un système de stockage. Le système est conçu pour répondre aux besoins énergétiques d'une maison individuelle, qui varient tout au long de la journée. La charge domestique est connectée au système par un onduleur DC/AC. Pour assurer la continuité de service et réduit les émissions de gaz à effet de serre émis par le

générateur diesel le système est intégré dans un réseau public. Due à cette intégration le consommateur devient partenaire et un élément actif (producteur et vendeur de l'énergie électrique). Il est désormais impliqué dans la production et la distribution de l'énergie électrique. Cette installation doit assurer le maximum d'énergie par une stratégie de contrôle d'une part, et d'une autre part, la gestion des échanges de puissance entre les différentes parties du système multi sources. Ce sujet propose une approche innovante pour la gestion énergétique, en intégrant les aspects sociaux, économiques, techniques et environnementaux. Cette approche permet d'optimiser la réserve d'énergie en privilégiant les sources d'énergie renouvelables, tout en maîtrisant les coûts.

Le chapitre 1 présente une étude bibliographique qui introduit les différents aspects des concepts fondamentaux du système hybride et des réseaux intelligents. Il commence par une description de la situation énergétique dans le monde et en Algérie. Il montre que la demande d'énergie est croissante et que les ressources fossiles sont limitées. Les énergies renouvelables offrent une solution prometteuse pour répondre à ces défis.

Le chapitre 2 présente la modélisation et le contrôle d'un système hybride PV/éolien/diesel/batterie connecté à une charge résidentielle. Les résultats de la simulation montrent que le système est capable de répondre aux besoins de la charge résidentielle de manière fiable et durable.

Le chapitre 3 présente la gestion de l'énergie et la simulation du système hybride motionné dans le chapitre 2. Dans ce système, la gestion de l'énergie est basée sur un algorithme intelligent. L'algorithme vise à maximiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelables tout en garantissant la satisfaction de la demande de la charge variable.

Dans le quatrième chapitre, une approche économique utilisant le logiciel HOMER a été développée pour déterminer le dimensionnement optimal. Après avoir introduit les ressources énergétiques et les coûts de chaque sous-système, HOMER a fourni le système le plus optimal sur la base de l'étude économique, à savoir le système hybride photovoltaïque/éolienne/batterie connecté au réseau. HOMER a également mis en évidence le rôle des énergies renouvelables dans la réduction des gaz à effet de serre.

2. PERSPECTIVES ET PROBLÈMES OUVERTS

Dans cette thèse, une méthodologie complète de planification et d'exploitation efficaces dans le contexte des systèmes hybrides a été proposée, et les nouveaux SGE impliquant des systèmes d'énergie renouvelable et des systèmes de stockage d'énergie sont présentés pour évaluer les performances et optimiser l'exploitation dans les systèmes hybrides. En raison de son applicabilité et de sa polyvalence, la conception de SGE pour des microgrids plus avancés nécessite des recherches approfondies sur les questions de stabilité, de fiabilité et de qualité de l'énergie. Compte tenu des hypothèses et des limites des méthodes de modélisation et de contrôle de cette thèse, des recherches plus approfondies peuvent être menées dans plusieurs domaines potentiels, qui sont décrits ci-dessous.

- ✿ Faire une comparaison entre une configuration parallèle et série d'un système hybride.
- ✿ Assurer l'équilibre de puissance du système proposé dans la thèse par un superviseur intelligent basé sur la logique floue ou des réseaux neuronaux.
- ✿ Dimensionnement des systèmes hybrides à l'aide de différents algorithmes (logique floue, réseau neuronal artificiel, algorithme génétique...etc.) et de méthodes prédictives.

Annexe -A-

I- TRANSFORMATION DE PARK

Dans ce qui va suivre, nous allons introduire des nombres, des vecteurs et des matrices pouvant être réels ou complexes. On considère alors, les notations suivantes :

Vecteur triphasé réel : $\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$

D'une façon générale, un système triphasé équilibré s'exprime par la relation (1) tout en sachant que l'amplitude et la phase peuvent varier dans le temps.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = X_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (1)$$

La transformation de Park consiste à associer au vecteur triphasé réel $\underline{x}$ constituant un système équilibré ou déséquilibré, un vecteur fictif $\underline{x}_p$ tel que :

$$\underline{x}_p = P(\theta_p) \underline{x} = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$P(\theta_p) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_p & \cos\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta_p & -\sin\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Les trois composantes x_d , x_q et x_0 constituant le vecteur de Park, sont appelées respectivement la composante directe, la composante inverse et la composante homopolaire. Cette dernière est en particulier nulle pour tout système

triphasé en étoile sans fil neutre qu'il soit équilibré ou déséquilibré. Lorsque le système triphasé est équilibré, la somme des trois grandeurs x_1, x_2 et x_3 est nulle. De ce fait, la transformation de Park d'un système du type (1) conduit à la relation (4) ci-dessous où on s'aperçoit facilement que les grandeurs de Park ont des amplitudes égales à $\sqrt{3/2}$ fois celles des grandeurs physiques traitées.

$$\underline{x}_p = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{3}{2}} X_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_p) \\ \sin(\theta - \theta_p) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

La matrice de Park étant orthogonale, le retour aux grandeurs réelles s'effectue par la transformation inverse ci-dessous.

$$\underline{x} = P(\theta_p)^{-1} \underline{x}_p = P(\theta_p)^T \underline{x}_p \quad (5)$$

Appliquée au système triphasé équilibré, cette équation donne lieu à la relation (6).

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_p & -\sin \theta_p \\ \cos(\theta_p - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_p - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_p - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_p - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (6)$$

Une telle relation permet d'introduire le principe d'équivalence entre une machine réelle équilibrée à trois enroulements identiques fixes et décalés de 120° et une machine fictive à deux enroulements perpendiculaires mobiles dans l'espace (Figure 1) :

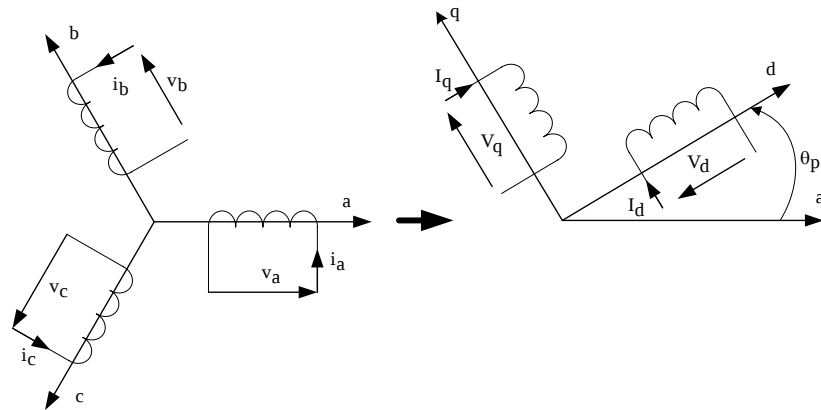


Figure A.1

Annexe -B-

I. Méthodes de synchronisation des tensions électriques :

A. Synchronoscope :

C'est l'instrument le plus courant pour la synchronisation manuelle. Il compare la tension du générateur à la tension du réseau et indique la différence de phase entre les deux. Le générateur est synchronisé lorsque l'aiguille du synchronoscope est à zéro.



Figure B.2

B. La méthode des 3 lampes :

Auparavant, pour s'assurer de la concordance des phases lors de l'installation d'un nouvel alternateur, 3 lampes étaient montées de part et d'autre de l'interrupteur de couplage (voir le schéma de principe ci-dessus) :

- Lorsque la concordance des phases est respectée, les 3 lampes s'éteignent et s'allument ensemble quand le synchronisme est proche.
- À l'inverse, les 3 lampes s'allument et s'éteignent les unes à la suite des autres. Il est nécessaire de changer l'ordre des phases au niveau de l'interrupteur de couplage.

C. Le voltmètre différentiel :

Il mesure la différence de tension de part et d'autre de l'interrupteur de couplage.

Le couplage se fait lorsque le voltmètre passe par 0 :

- En négatif, la tension de l'alternateur est inférieure à celle du réseau.

- À l'inverse, en positif, la tension de l'alternateur est supérieure à celle du réseau.



Figure B.3

D. Le fréquencemètre :

Des fréquencemètres branchés au niveau du réseau et du circuit de l'alternateur permettent de comparer si les fréquences sont proches.

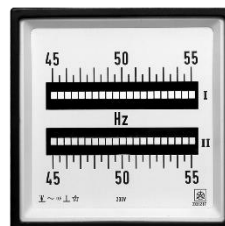


Figure B.4

Annexe -C-

I. Contrôleur de tension AC constante au point PCC

Cette partie décrit le fonctionnement d'un contrôleur destiné à maintenir une tension AC constante au point PCC (Point de Connexion Commune) d'un système triphasé.

II. Fonctionnement du contrôleur :

A. Conversion de Park :

- La figure 5 illustre le contrôleur.
- Les tensions triphasées mesurées au PCC subissent une transformation de Park, convertissant leurs valeurs instantanées en composantes d'axe d et q.

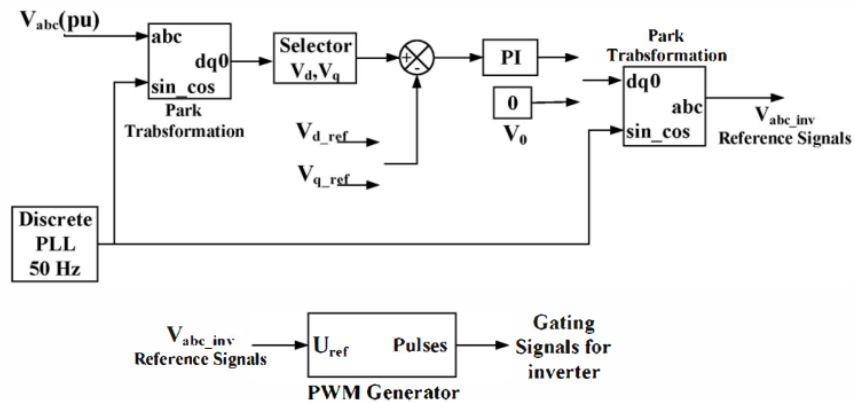


Figure C.5

B. Comparaison et génération d'erreur :

- Les composantes d et q obtenues sont comparées à des signaux de référence de tension.
- L'écart entre les valeurs réelles et les valeurs de référence constitue le signal d'erreur.

C. Contrôleur PI :

- Le signal d'erreur est envoyé à un contrôleur Proportionnel-Intégral (PI).
- Le contrôleur PI utilise l'erreur pour générer un indice de modulation (m_a) approprié.

D. Modulation PWM sinusoïdale :

- La technique de modulation PWM sinusoïdale utilise l'indice de modulation m_a pour générer des signaux de commande destinés au convertisseur principal du système.

- Ces signaux contrôlent les interrupteurs du convertisseur, influençant ainsi la tension de sortie et la maintenant à la valeur désirée.

Le contrôleur utilise la transformation de Park pour analyser les composantes d et q de la tension. Il compare ces valeurs à une référence et utilise l'erreur résultante pour piloter le convertisseur principal au moyen d'une modulation PWM sinusoïdale. Ce processus permet de maintenir une tension AC constante au point PCC.

III. Contrôle des tensions :

Pour garantir une gestion efficace de l'énergie dans un système à bus DC, il est crucial de contrôler la puissance délivrée ou consommée par chaque élément connecté au bus. Étant donné que la tension du bus est constante, le contrôle du courant fourni par chaque élément permet de réguler simultanément sa puissance. Le système de gestion d'énergie s'articule donc autour du contrôle des convertisseurs connectés au bus DC. En ajustant le courant injecté ou soutiré par chaque convertisseur, le système peut garantir une répartition optimale de l'énergie et répondre aux besoins spécifiques des différents éléments.

Ce contrôle peut être réalisé par un régulateur proportionnel-intégral (PI) classique. Deux options sont alors possibles pour la référence de courant :

- Soit la référence provient d'une boucle de régulation de tension,
- Soit elle provient d'un système de gestion d'énergie.

L'architecture que nous proposons repose sur l'hypothèse suivante : chaque convertisseur raccordant un élément au bus DC peut être contrôlé indifféremment en tension ou en courant.

Le choix du mode de contrôle s'effectue symboliquement via un interrupteur, comme illustré dans la figure 6. Ce choix, tout comme la valeur de référence de courant I_{ref} , incombe au système de gestion d'énergie. Plusieurs éléments coopèrent pour garantir une tension de bus stable. Cette collaboration offre une redondance inestimable : en cas de défaillance d'un élément régulateur, un autre prend automatiquement le relais.

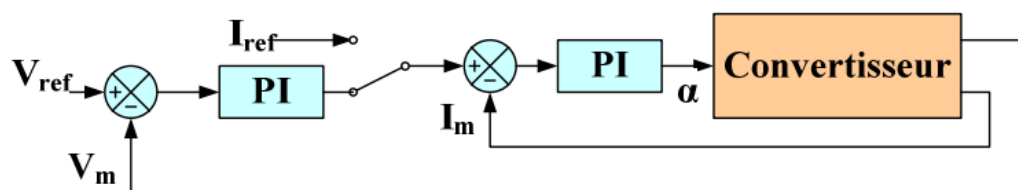


Figure C6

PRODUCTION SCIENTIFIQUE

Publication en relation avec la thèse

- [1] **A. Djellouli**, F. Lakdja, A. Haffaf, & R. Meziane, "Optimization of microgrids on/off-grid to the electrification of residential load in Saida, Algeria". *Przegląd Elektrotechniczny*, 99(5), (2023).

Communications Internationales

- [1] **A. Djellouli**, F. Lakdja, & M. Rachid, "Control and management of hybrid renewable energy system", In *Proceedings of the 1st International Conference on Smart Innovation, Ergonomics and Applied Human Factors (SEAHF)* (pp. 1-10). Springer International Publishing, (2019).
- [2] **A. Djellouli**, F. Lakdja, & M. Rachid, "Control and Management of Residential Load in Micro-Grid. Control and Management of Residential Load in Micro-Grid". *5th International Conference on Automation, control Engineering & Computer Science (ACECS-2018)*, Hammamet, Tunisia.
- [3] **A. Djellouli**, F. Lakdja, M. Belhamidi, A. Y. Gherbi, "Technical-economic study of batteries towards renewable sources connected to the smart grid to electrify a residential load in Kabertan, Adrar", In *The International Conference On Applied Science And Engineering (ICASE-22)*, December, 14 - 15, 2022, Oran, Algeria.

« المساهمة في إدارة تدفقات الطاقة في نظام متعدد الأهداف. »

الملخص:

تعد إدارة تدفقات الطاقة في نظام متعدد الأهداف مجالاً بحثياً نشطاً يهدف إلى تطوير استراتيجيات فعالة لتوزيع الطاقة بين المصادر والأحمال المختلفة، مع مراعاة مجموعة متنوعة من الأهداف، مثل تقليل التكاليف وتحسين كفاءة الطاقة والحد من انبعاثات الغازات الدفيئة. يعد هذا المجال البحثي مهماً لأن أنظمة الطاقة أصبحت أكثر تعقيداً، مع التكامل المتزايد بين الطاقة المتجددة (مثل طاقة الرياح والطاقة الشمسية... إلخ) وأنظمة تخزين الطاقة. يؤدي تضاعف الإنتاج اللامركزي المتصل بشبكة الكهرباء ذات الجهد المنخفض إلى ظهور تدفق طاقة ثنائي الاتجاه. وهذا هو السبب وراء العديد من الظواهر الكهربائية التي يصعب إدارتها بشكل متزايد من قبل مديري شبكات التوزيع. الحل المبتكر هو إتقان تكامل الطاقات المتجددة وإدارة تدفق الطاقة من مصدر مختلف. تعد الإدارة الفعالة لتدفقات الطاقة في هذه الأنظمة أمراً ضرورياً لضمان موثوقيتها واستدامتها. لقد طورت المساهمات الحديثة في هذا المجال من البحث مجموعة من نماذج تحليل إدارة الطاقة التي توفر إطاراً للتحليل المنهجي لمختلف الجوانب الاجتماعية والاقتصادية والفنية والبيئية المتعلقة بقرارات الطاقة. وستهدف أيضاً إلى تحسين احتياطي الطاقة من خلال اختيار مصادر الطاقة المتجددة مع احترام الميزانية المخصصة. ولتحقيق هدف الأطروحة، تم تقسيم العمل إلى قسمين. يهدف الجزء الأول إلى إنشاء نظام هجين لتوربينات الرياح والطاقة الكهروضوئية مع نظام تخزين متصل بالشبكة الكهربائية لتغطية احتياجات الطاقة للحمل اليومي باستخدام برنامج MATLAB/SIMULINK. يتطلب دمج الطاقات المتجددة في الشبكة العمومية تنسيقاً وثيقاً بين مختلف الفاعلين في هذا القطاع. ويجب أن يتيح هذا التنسيق التحكم في الأجهزة اللازمة وإدارة إنتاج الكهرباء من المصادر المتجددة وضمان استقرار الشبكة. ويعرض الجزء الثاني التحسين الذي تم تنفيذه لإعطاء بنية مثالية لشبكة صغيرة (MG) بأقل تكلفة. وفي هذا السياق، تم إنشاء أربع تكوينات باستخدام برنامج HOMER.

كلمات مفتاحية: مصادر الطاقة المختلفة، الطاقة المتجددة، النظام الهجين، التحكم، إدارة تدفق الطاقة، التحسين.

« Contribution à la Gestion des flux Energétiques dans un système multi-objectifs »

Résumé :

La gestion des flux énergétiques dans un système multi-objectifs est un domaine de recherche actif qui vise à développer des stratégies efficaces pour répartir l'énergie entre différentes sources et charges, tout en tenant compte d'une variété d'objectifs, tels que la minimisation des coûts, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce domaine de recherche est important car les systèmes énergétiques deviennent de plus en plus complexes, avec l'intégration croissante des énergies renouvelables (comme l'énergie éolienne et solaire...etc.) et des systèmes de stockage d'énergie. La multiplication des productions décentralisées connectées au réseau électrique basse tension provoque l'apparition d'un flux d'énergie bidirectionnel. Celui-ci est à l'origine de nombreux phénomènes électriques de plus en plus difficiles à gérer par les gestionnaires de réseaux de distribution. Une solution innovante consiste à maîtriser l'intégration des énergies renouvelables et à gérer le flux d'énergie provenant d'une source différente. La gestion efficace des flux énergétiques dans ces systèmes est essentielle pour garantir leur fiabilité et leur durabilité. Les contributions récentes à ce domaine de recherche ont développé un ensemble de modèles d'analyse de gestion énergétique qui fournissent un cadre d'analyse systématique des différents aspects sociaux, économiques, techniques et environnementaux liés aux décisions énergétiques. Il aura aussi pour but d'optimiser la réserve d'énergie par un choix orienté vers les sources d'énergie renouvelables tout en respectant un budget alloué. Pour atteindre l'objectif de la thèse, le travail est divisé en deux parties. La première partie vise à réaliser un système hybride PV/éolienne avec un système de stockage connecté au réseau électrique pour couvrir les besoins énergétiques d'une charge journalier sous logiciel MATLAB/SIMULINK. L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau public nécessite une coordination étroite entre les différents acteurs du secteur. Cette coordination doit permettre de contrôler les dispositifs nécessaires, de gérer la production électrique des sources renouvelables et de garantir la stabilité du réseau. La deuxième partie présente l'optimisation mise en œuvre pour donner l'architecture optimale d'un micro-réseau (MG) avec un coût minimum. Dans ce cadre, quatre configurations ont été créées à l'aide du logiciel HOMER.

Mots clés : Différentes sources d'énergies, Energie renouvelable, Système hybride, contrôle, Gestion du flux énergétique, Optimisations.

« Contribution to the Management of Energy Flows in a System with Multiple Objectives »

Abstract :

Multi-objective energy flow management in a system is an active area of research that aims to develop efficient strategies for distributing energy between different sources and loads, while taking into account a variety of objectives, such as minimizing costs, improving energy efficiency, and reducing greenhouse gas emissions. This research area is important because energy systems are becoming increasingly complex, with the increasing integration of renewable energy sources (such as wind and solar energy) and energy storage systems. The multiplication of decentralized productions connected to the low-voltage electrical network causes the appearance of a bidirectional energy flow. This is the cause of many electrical phenomena that are becoming increasingly difficult to manage by distribution network operators. An innovative solution is to master the integration of renewable energies and manage the energy flow from a different source. Efficient energy flow management in these systems is essential to ensure their reliability and sustainability. Recent contributions to this research area have developed a set of energy management analysis models that provide a systematic framework for analyzing the different social, economic, technical, and environmental aspects of energy decisions. It will also aim to optimize the energy reserve by a choice oriented toward renewable energy sources while respecting an allocated budget. To achieve the objective of the thesis, the work is divided into two parts. The first part aims to implement a PV/wind hybrid system with a storage system connected to the electrical grid to cover the daily energy needs of a load under MATLAB/SIMULINK software. The integration of renewable energies into the public grid requires close coordination between the different actors in the sector. This coordination must allow for the control of the necessary devices, the management of the electrical production of renewable sources, and the guarantee of the stability of the grid. The second presents the optimization implemented to provide the optimal architecture of a micro-grid (MG) with a minimum cost. In this context, four configurations were created using the HOMER software.

Key words : Different energy sources, Renewable energy, Hybrid system, Control, Energy flow management, Optimizations.