

REPUBLIQUE DU CAMEROUN
Paix-Travail-Patrie

UNIVERSITE DE YAOUNDE I

CENTRE DE RECHERCHE ET DE
FORMATION DOCTORALE EN SCIENCES,
TECHNOLOGIES ET GEOSCIENCES

UNITE DE RECHERCHE ET DE
FORMATION DOCTORALE EN
PHYSIQUES ET APPLICATIONS

B.P 812 Yaoundé
Email: crfd_stg@uy1.uninet.cm



REPUBLIC OF CAMEROON
Peace-Work-Fatherland

THE UNIVERSITY OF YAOUNDE I

POSTGRADUATE SCHOOL OF
SCIENCES, TECHNOLOGY AND
GEOSCIENCES

RESEARCH AND POSTGRADUATE
TRAINING UNIT FOR PHYSICS
AND APPLICATIONS

P.O. Box 812 Yaoundé
Email: crfd_stg@uy1.uninet.cm

Laboratoire d'Energie, Systèmes Électriques et Électroniques
Laboratory of Energy, Electric and Electronic Systems

**MODÉLISATION, SIMULATION ET OPTIMISATION
D'UNE CENTRALE ELECTRIQUE HYBRIDE
PV/EOLIEN/HYDRO/DIESEL/STOCKAGE DANS UNE
LOCALITE TROPICALE**

*Thesis submitted and defended in fulfillment of the requirements for the
award of the degree of Doctor of Philosophy (Ph.D.) in Physics,*

Option: Energie et Environnement

Par

DJEUDJO TEMENE Hermann

Matricule: 09W0062

Master of Science in Physics

Sous la Direction de

NJOMO Donatien

Professeur

Université de Yaoundé I



2023



DEPARTEMENT DE PHYSIQUE
DEPARTMENT OF PHYSICS

ATTESTATION DE CORRECTION DE LA THESE DE
DOCTORAT/Ph.D

Nous, Professeur NJANDJOCK NOUCK Philippe et Professeur NANA ENGO Serge Guy, respectivement Examineur et Président du jury de la thèse de Doctorat/Ph.D de Monsieur DJEUDJO TEMENE Hermann Matricule 09W0062, préparée sous la direction du Professeur NJOMO Donatien, intitulée : « MODELISATION, SIMULATION ET OPTIMISATION D'UNE CENTRALE ELECTRIQUE PV/EOLIEN/HYDRO/DIESEL/STOCKAGE DANS UNE LOCALITE TROPICALE », soutenue le Vendredi, 22 Décembre 2023, en vue de l'obtention du grade de Docteur/Ph.D en Physique, Spécialité Energie, Systèmes Electriques et Electroniques, attestons que toutes les corrections demandées par le Jury de soutenance ont été effectuées.

En foi de quoi, la présente attestation lui est délivrée pour servir et valoir ce que de droit.

Fait à Yaoundé le **19 JAN 2024**

Examineur

Pr. NJANDJOCK NOUCK P.

Le Président du Jury

Pr. NANA ENGO S. G.



THÈSE

Laboratoire d'Énergie, Système Électronique et Électrique

Option: Énergie & Environnement

Présentée et soutenue pour l'obtention du diplôme de **Doctorat/Ph.D** de Physique

Par:

DJEUDJO TEMENE Hermann

Matricule: 09W0062

Master of Science in Physics

Sur le thème:

**MODÉLISATION, SIMULATION ET
OPTIMISATION D'UNE CENTRALE
ELECTRIQUE HYBRIDE
PV/ÉOLIEN/HYDRO/DIESEL/STOCKAGE DANS
UNE LOCALITÉ TROPICALE**

Sous la direction scientifique de :

Prof. NJOMO Donatien

Université de Yaoundé 1

Année 2023

DEDICACE

Au Dieu Tout Puissant
et
A toute ma famille

REMERCIEMENTS

Cette Thèse qui vient sanctionner mon cursus universitaire est l'aboutissement de sept années de dur labeur, depuis 2016. Sept années pas du tout évidentes, mais parfois captivantes et surtout riches en enseignements au cours desquelles une des satisfactions personnelles, au-delà de celle que me procure cette thèse est d'avoir apporté à la suite d'autres chercheurs, ma modeste contribution à l'avancement de la recherche en systèmes énergétiques hybrides; ce qui, dans le futur, pourrait inspirer d'autres chercheurs. Il m'est très difficile de remercier de manière particulière tous ceux et celles qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce travail, mais je ferai de mon mieux de les citer dans ce qui suit :

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon Maître, le Professeur Donatien NJOMO qui a su me frayer ce chemin et m'orienter dans cet axe de recherche. Je lui suis infiniment reconnaissant pour tout son soutien et la confiance qu'il m'a témoignée en acceptant de diriger mes travaux de Thèse. Son aide et ses conseils auront été précieux et avisés.

Je remercie d'une manière particulière le Professeur Marcel OBOUNOU de regretté mémoire, non seulement pour ses unités enseignements en D1 et D2 mais aussi pour ses conseils et ses encouragements. Vous resterez à jamais graver dans nos cœurs.

Je tiens à exprimer ma gratitude au Professeur René TCHINDA pour son apport matériel et ses interventions dans les différentes publications qui ont meublé cette thèse.

Mes remerciements vont également à l'endroit du Professeur Jean Marie NDJAKA, Chef de département de physique et du Professeur Elie SIMO Chef du laboratoire d'Energie et Environnement qui ont facilité la procédure administrative lors du dépôt du dossier de soutenance de cette thèse.

Je remercie le Professeur NANA ENGO, le Professeur NJOMO, le Professeur MEUKAM, le Professeur NJANDJOCK, le Professeur NANA NBENDJO et le Professeur KUITCHE les honorables membres du jury de ma soutenance pour leur disponibilité et leurs critiques qui ont permis à améliorer la qualité de ce mémoire.

Je tiens également à exprimer ma gratitude au Professeur TCHAWOUA, au Professeur ZEKENG et au Professeur DJUIDJE pour avoir accepté d'évaluer ce travail lors des auditions.

Je remercie les Professeurs MEUKAM, NANA ENGO et NJANDJOCK pour avoir accepté être dans le jury de ma pré-soutenance.

Je remercie le Professeur NANA NBENDJO Blaise pour ses enseignements notamment pour son cours sur les méthodes numériques qui m'a été d'une grande utilité dans la modélisation de mon système.

Ma gratitude va également à l'endroit Professeur VONDOU Debertini qui m'a permis de comprendre les bases du logiciel MATLAB que j'ai d'ailleurs utilisé dans mes différents articles.

Je tiens à remercier d'une manière particulière le Docteur TALLA KONCHOU Franck Armel pour ses conseils, ses encouragements et sa participation dans toutes les publications de cette thèse. Ses orientations m'ont beaucoup aidé dans l'élaboration des différents articles publiés durant cette thèse.

Mes remerciements vont aussi à l'endroit de mes promotionnaires et amis du LATEE pour la bonne ambiance et des moments inoubliables passés ensemble: Dr. AWAKEM, Dr. FOSSI, NZOKO, BOUTCHUENG, GOUADJEU Léopold, KAMENI BACHELARD, TCHUENTE Nadine, NZADI Elie, KAMTHA Romeo, Venant CHARA-DACKOU etc... Un grand pardon à tous ceux que j'oublie.

Qu'il me soit également permis de souligner la participation individuelle et collective de beaucoup d'autres personnes, parents, oncles, tantes, frères, sœurs, neveux et nièces. J'ai cité TEMENE André, MATCHINDA Delphine, NZOFOU Etienne, MANFOUO Thérèse, DJIALA Clément, KENNE Thérèse, DSONWA Erve, TATSITSOP Narcisse, Brice, Idris, Diamel, Falone, Karl Joël, Karl, Eudes, Armel, Ornela, Bardolle, Nelson, Christian, Ange, etc. A tous et à toutes, je dis merci pour vos soutiens multiformes.

Merci infiniment à ma petite famille, spécialement à mon épouse KOWO Roblande, ma fille DJEUDJO TIWA Blessing, mon fils DJEUDJO TEMENE Ethane et ma cousine JUFFOUOMENE Audrey; vos encouragements qui étaient ce qui me maintenaient encore sur le chemin quand je désespérais.

A tous ceux que je ne peux énumérer ici tant ils sont nombreux à avoir une place dans mon cœur : amis, collaborateurs, parents, frères, cousins, neveux, etc. A tous ceux qui, de près ou de loin et de quelque manière que ce soit ont contribué à l'aboutissement de ce travail, je leur sais gré des contributions multiformes qu'ils m'ont régulièrement apportées durant mes travaux et tout particulièrement dans la réalisation de cette étude et je tiens à dire à tous mes sincères remerciements. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer.

Contents

<i>DEDICACE</i>	i
REMERCIEMENTS	ii
Contents	iv
LISTE DES FIGURES	viii
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS	xiv
Résumé	xvi
Abstract.....	xvii
INTRODUCTION GENERALE.....	2
CHAPITRE I: LES SYSTEMES ELECTRIQUES MULTI-SOURCES	6
1.1-Introduction.....	6
1.2- Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides	6
1.2.1- Les systèmes hybrides autonomes.....	7
a. Système hybride PV/Eolienne avec stockage	9
b. Système hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage.....	9
c. Système hybride PV/Diesel avec stockage.....	13
d. Système PV avec stockage	16
e. Système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage	17
f. Système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage	18
1.2.2- Les systèmes hybrides raccordés au réseau	23
1.2.3- Composants du système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage....	24
i. Système photovoltaïque	24
ii. Système éolien.....	27
iii. Système hydroélectrique	33
iv. Système de stockage	35
v. Générateur diesel.....	36
vi. Convertisseur	37
1.3- Revue de littérature sur des travaux de recherche relatifs au sujet	38
1.3.1- Revue de littérature de quelques travaux récents sur le plan mondial	39
1.3.2- Revue de littérature sur les systèmes d'énergie hybrides au Cameroun.....	45

1.3.3- <i>Problématique et motivation de recherche</i>	51
1.3.4- <i>Objectifs de recherche</i>	52
1.3.5- <i>Contributions de la thèse</i>	53
1.4-Synthèse et conclusion du chapitre.....	53
Chapitre II: MODÉLISATION ET OPTIMISATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES HYBRIDES	
.....	56
2.1-Introduction.....	56
2.2- Modélisation des systèmes énergétiques hybride	57
2.2.1- <i>Modélisation du système hydroélectrique</i>	57
2.2.2- <i>Modélisation du système éolien</i>	58
2.2.3- <i>Modélisation du système photovoltaïque</i>	61
2.2.4- <i>Modélisation du système de stockage</i>	65
2.2.5- <i>Modélisation du générateur diesel</i>	66
2.2.6- <i>Modélisation de la consommation énergétique</i>	67
2.2.7- <i>Modélisation du réseau électrique interconnecté</i>	68
2.3 –Évaluation des sources d’énergie renouvelable au Cameroun.....	68
. 2.3.1 – <i>Évaluation du potentiel hydroélectrique</i>	69
2.3.2 – <i>Évaluation du potentiel éolien</i>	72
2.3.3 – <i>Évaluation du potentiel solaire</i>	76
2.4 – Optimisation du système énergétique hybride.....	81
2.4.1- <i>Optimisation multi-objective et mono-objective</i>	81
2.4.2- <i>Formulation générale d’un problème multi-objectif</i>	82
❖ <i>Critères d’optimisation économiques</i>	82
❖ <i>Critères d’optimisation techniques</i>	84
❖ <i>Critère d’optimisation environnemental</i>	85
2.5-Méthodes d’optimisation	86
2.5.1- <i>Outils logiciels</i>	86
2.5.2- <i>Méthode de construction graphique</i>	87
2.5.3- <i>Méthode probabiliste</i>	88
2.5.4- <i>Méthode analytique</i>	88
2.5.5- <i>Méthode itérative</i>	89
2.5.6- <i>Méthode d’intelligence artificielle</i>	89

a.	<i>Particle Swarm optimisation (PSO) ou l'optimisation par essais particulaires</i>	90
b.	<i>Sine-Cosine Algorithm (SCA)</i>	91
c.	<i>Hybrid particle swarm optimization/grey wolf optimization (PSOGWO)</i>	92
d.	<i>Hybrid Grey Wolf Optimization-Cuckoo Search (GWOCS)</i>	94
e.	<i>Hybrid Sine-Cosine Algorithm-Particle Swarm Optimization (SCAPSO)</i>	95
2.6-	Méthode hybride d'aide à la décision multicritère.....	97
2.7-	Synthese et conclusion du chapitre.....	99
Chapitre III: RESULTATS DES SIMULATIONS ET DISCUSSIONS		102
3.1-	Introduction.....	102
3.2-	Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun.....	102
a.	Profil de charge.....	103
b.	Caractéristiques techniques et économiques des composants du système.....	104
c.	Résultats	105
i.	<i>Effet des valeurs du facteur dégradation sur le coût de l'électricité (COE)</i>	105
ii.	<i>Résultats optimaux pour la valeur du facteur de dégradation 0,9</i>	107
iii.	<i>Analyses statistiques</i>	113
3.3-	Analyse de faisabilité et l'étude d'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun	115
a.	Profil de charge.....	115
b.	Caractéristiques techniques et économiques des composants du système.....	119
c.	Résultats	120
i.	<i>Meilleure configuration pour les habitations de type T4 dans chaque ville</i>	121
ii.	<i>Meilleure configuration pour les habitations de type T5 dans chaque ville</i>	126
iii.	<i>Meilleure configuration pour les habitations de type T6 dans chaque ville</i>	130
iv.	<i>Analyses statistiques</i>	135
3.4-	Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne	137
a.	Profil de charge.....	138
b.	Caractéristiques techniques et économiques des composants du système.....	140
c.	Résultats	140
i.	<i>Etude comparative de charge sans et avec DSM</i>	141

ii. <i>Sélection de la meilleure configuration</i>	142
iii. <i>Comparaison entre le cas sans DSM et le cas avec DSM</i>	143
iv. <i>Comparaison des meilleures configurations avec la littérature</i>	145
v. <i>Bénéfice économique des meilleures configurations HRES</i>	145
vi. <i>Avantages environnementaux de la meilleure configuration HRES</i>	147
vii. <i>Analyse de sensibilité</i>	148
3.5-Synthese et conclusion du chapitre.....	153
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	155
Conclusion générale	155
Limites et perspectives.....	158
BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES.....	158
ANNEXE.....	175
Liste des Publications	175

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1. Configuration d'un système hybride à bus CC.....	8
Figure 1.2. Configuration d'un système hybride à bus mixte CC/CA.....	8
Figure 1.3. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien avec stockage.....	10
Figure 1.4. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage.....	11
Figure 1.5. Organigramme la gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage.....	12
Figure 1.6. Organigramme de la charge du parc de batteries.....	13
Figure 1.7. Organigramme de la décharge du parc de batteries.....	14
Figure 1.8. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/ Diesel avec stockage.....	15
Figure 1.9. Schéma général d'un système énergétique hybride PV avec stockage.....	16
Figure 1.10. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage.....	18
Figure 1.11. Organigramme la gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage.....	19
Figure 1.12. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage.....	20
Figure 1.13. Organigramme la gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage.....	21
Figure 1.14. Schéma de principe de la configuration sans injection de l'énergie.....	22
Figure 1.15. Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus d'énergie.....	23
Figure 1.16. Conversion de l'énergie cinétique du vent	27
Figure 1.17. Les composants de l'aérogénérateur.....	27
Figure 1.18. Éoliennes de type Savonius.....	29
Figure 1.19. Eoliennes de type Darrius.....	29
Figure 1.20. Caractéristique vent-puissance des éoliennes.....	30
Figure 1.21. Composants d'une centrale hydroélectrique.....	32
Figure 1.22. Configuration du générateur diesel.....	36
Figure 1.23. Cameroon sectorial electricity consumption in 2014.....	44
Figure 1.24. Main climatic zones of Cameroon.....	45
Figure 1.25. Share of installed Energy Capacity in Cameroon.....	46
Figure 2.1. Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction du rapport de vitesses.....	58
Figure 2.2. Modèle idéale à une seule diode.....	60
Figure 2.3. Modèle idéale à une seule diode avec résistance shunt.....	61

Figure 2.4. Modèle à deux diodes avec résistance shunt.....	62
Figure 2.5. Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque.....	62
Figure 2.6. Les trois composantes du rayonnement incident sur le capteur.....	64
Figure 2.6. Différentes centrales hydroélectriques déjà opérationnelles au Cameroun.....	69
Figure.2.7. Données hydrologiques mensuelles de la Rivière de BOGO.....	71
Figure.2.8. Données hydrologiques mensuelles de Dantika au Nigeria.....	71
Figure 2.9. Carte des vitesses de vent du Cameroun.....	72
Figure 2. 10. Carte éolienne du Cameroun.....	73
Figure 2. 11. Vitesses de vent moyennes horaires journalière.....	74
Figure 2. 12. Puissance moyenne horaire journalière d'une éolienne Enercon E-75 [2.1kW].....	74
Figure 2.13. Vitesses de vent horaire sur un an.....	75
Figure 2.14. Vitesses de vent moyennes horaires journalière.....	75
Figure 2.15. Carte solaire du Cameroun (kWh/m ²).....	76
Figure 2.16. Rayonnement solaire moyen horaires journalières.....	77
Figure 2.17. Température ambiante moyenne horaires journalières.....	77
Figure 2. 18. Puissance moyenne horaire journalière d'un panneau solaire Aeolos-H [1 kW].....	78
Figure 2.19. Profils du rayonnement solaire horaire sur un an.....	78
Figure 2.20. Profils de température horaire sur un an.....	79
Figure 2.21. Rayonnement solaire moyen horaires journalière.....	79
Figure 2.22. Température ambiante moyenne horaires journalière.....	80
Figure 2.23. Pseudo Code du SCA.....	90
Figure 2.24. Pseudo Code du PSOGWO	93
Figure 2.25. Pseudo Code du GWOCS.....	94
Figure 2.26. Pseudo Code du SCAPSO.....	95
Figure 3.1. Profil de charge du centre multimédia de MAKENENE	102
Figure 3.2. Pourcentage de l'énergie fournie par le PV, Batterie & DG pour le Scenario 3	110
Figure 3.3. Puissance de sortie horaire du PV pour le Scenario 3.....	110
Figure 3.4. Puissance de sortie horaire du Parc de batterie pour le Scenario 3.....	111
Figure 3.5. Puissance de sortie horaire du DG pour le Scenario 3.....	111
Figure 3.6. Convergence du COE pour $f_{PV}=0.9$ pour le Scenario 3.....	111
Figure 3.7. Convergence du NPC pour $f_{PV}=0.9$ pour le Scenario3.....	112
Figure 3.8. Plan de distribution de l'habitation T4.....	115
Figure 3.9. Plan de distribution de l'habitation T5.....	116

Figure 3.10. Plan de distribution de l’habitation T6.....	117
Figure 3.11. Profil de charge journalière de 20 maisons de chaque type d’habitation.....	117
Figure 3.12. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Maroua	122
Figure 3.13. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Garoua	123
Figure 3.14. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Bamenda	123
Figure 3.15. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Kribi.....	123
Figure 3.16. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Abong- Mbang.....	124
Figure 3.17. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Maroua	126
Figure 3.18. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Garoua	126
Figure 3.19. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Bamenda	127
Figure 3.20. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Kribi.....	127
Figure 3.21. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Abong- Mbang.....	127
Figure 3.22. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Maroua	130
Figure 3.23. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Garoua.....	130
Figure 3.24. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Bamenda.....	130
Figure 3.25. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Kribi.....	131
Figure 3.26. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Abong- Mbang.....	131
Figure 3.27. Profil de charge journalière sans DSM.....	134
Figure 3.28. Profil de charge journalière avec DSM.....	136

Figure 3.29. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à BOGO.....	141
Figure 3.30. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS à BOGOMORO.....	142
Figure 3.31. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS à DANTIKA.....	143
Figure 3.32. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à GARA-ALI.....	144
Figure 3.33. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à KASSOUALA.....	145
Figure 3.34. Comparaison entre les valeurs de COE existantes et celles obtenues.....	145
Figure 3.35. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à BOGO.....	147
Figure 3.36. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à BOGOMORO.....	147
Figure 3.37. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à DANTIKA.....	148
Figure 3.38. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à GARA-ALI.....	148
Figure 3.39. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à KASSOUALA.....	148

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Cellules améliorées.....	24
Tableau 1.2 : Classification des éoliennes.....	31
Tableau 1.3 : Accès des ménages à l'électricité au Cameroun en 2019.....	44
Tableau 2.1 : Répartition régionale des sites hydroélectrique du Cameroun.....	68
Tableau 2.2 : Projets hydroélectriques au Cameroun.....	70
Tableau 3.1 : Caractéristiques économiques and techniques du PV.....	103
Tableau 3.1 : Caractéristiques économiques and techniques de l'Eolien	103
Tableau 3.3 : Caractéristiques économiques and techniques de la Batterie	103
Tableau 3.4 : Caractéristiques économiques and techniques du convertisseur.....	103
Tableau 3.5 : Caractéristiques économiques and techniques du générateur diesel.....	103
Tableau 3.6 : Contraintes techniques.....	104
Tableau 3.7 : Résultats optimaux pour $fv=0.6$	105
Tableau 3.8 : Résultats optimaux pour $fv=0.7$	106
Tableau 3.9 : Résultats optimaux pour $fv=0.8$	107
Tableau 3.10 : Résultats optimaux pour $fv=0.9$	108
Tableau 3.11 : Performance statistique des techniques d'optimisation sur NPC.....	112
Tableau 3.12 : Performance statistique des techniques d'optimisation COE.....	113
Tableau 3.13 : Résultats comparative obtenus pour le Scenario.....	113
Tableau 3.14 : Demande énergétique journalière de l'habitation T4.....	114
Tableau 3.15 : Demande énergétique journalière de l'habitation T5.....	115
Tableau 3.16 : Demande énergétique journalière de l'habitation T6.....	116
Tableau 3.17 : Configurations considérées.....	117
Tableau 3.18 : Paramètres techniques et économiques.....	118
Tableau 3.19 : Résultats optimaux pour l'habitation T4 avec SCAPSO	120
Tableau 3.20 : Résultats optimaux pour l'habitation T4 avec SCA.....	121
Tableau 3.21 : Résultats optimaux moyens pour l'habitation T4.....	121
Tableau 3.22 : Résultats optimaux pour l'habitation T5 avec SCAPSO.....	125
Tableau 3.23 : Résultats optimaux pour l'habitation T5 avec SCA.....	125
Tableau 3.24 : Résultats optimaux moyens pour l'habitation T5.....	126
Tableau 3.25 : Résultats optimaux pour l'habitation T6 avec SCAPSO.....	128
Tableau 3.26 : Résultats optimaux pour l'habitation T6 avec SCA.....	129
Tableau 3.27 : Résultats optimaux moyens pour l'habitation T6.....	129
Tableau 3.28 : Performance evaluation of SCAPSO and SCA in finding optimal solution for COE.....	132

Tableau 3.29: Coordonnées géographiques des sites étudiés.....	133
Tableau 3.30: Différents secteurs de charge et les appareils électriques.....	135
Tableau 3.31: Consommation d'énergie horaire sans et avec DSM.....	135
Tableau 3.32: Configurations considérées.....	136
Tableau 3.33 : Paramètres techniques et économiques.....	137
Tableau 3.34: Résultats optimaux pour le cas sans DSM.....	138
Tableau 3.35: Résultats optimaux pour le cas avec DSM.....	138
Tableau 3.36: Meilleure configuration pour chaque communauté.....	140
Tableau 3.37: Économies réalisées sur les critères d'évaluation.....	146
Tableau 3.38: Économies réalisées sur les paramètres techniques.....	146
Tableau 3.39: Comparison of best HRES configurations with literature.....	147

LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

BSS	Système de stockage d'énergie (Battery storage system)
CRF	Cost Recovery Factor
C_{fuel}	Prix unitaire du carburant (\$/L)
CO_2	Dioxyde de Carbone
COE	Coût unitaire de l'énergie (\$/kWh)
DCF	Diesel contribution Factor (%)
DOD	Profondeur de décharge du système de stockage (%)
$DG_{GHG-emission}$	Quantité de GES émise par WT (kg)
D_s	Nombre de jours d'autonomie
DSMAI	Indice d'appréciation de la gestion de la demande énergétique
e_{PV}	Facteur d'émission du PV (kgCO ₂ /kWh)
e_{WT}	Facteur d'émission du WT (kgCO ₂ /kWh)
e_{dg}	Facteur d'émission du DG (kgCO ₂ /kWh)
E_L	Charge électrique moyenne journalière (kWh)
$E_{Sold-Grid}$	Energie vendu au réseau interconnecté (kWh)
E_{served}	Energie effectivement consommée par la charge (kWh)
F_{DG}	Quantité de carburant consommée (L)
f_v	Facteur de dégradation
G_{ref}	Rayonnement solaire de référence (W/m ²)
G	Rayonnement solaire (W/m ²)
GHG	Gaz à effet de serre
HRES	Système Hybride d'Energie Renouvelable
H ₂	Hydrogène
H_{net}	Hauteur Nette (m)
h_2	Hauteur du moyeu (m)
h_1	Hauteur référence (m)
I_f	Taux d'Inflation (%)
IPR_{PV}	Coût initial du système PV (\$/kW)
IPR_{WT}	Coût initial du système WT (\$/kW)
IPR_{BSS}	Coût initial du système de stockage d'énergie (\$/kW)
IPR_{DG}	Coût initial du système DG (\$/kW)
INSEL	Integrated Simulation Environment Language
I_r	Taux d'intérêt (%)
K_T	Coefficient de température (/°C)
LPSP	Probabilité de perte d'alimentation électrique (%)
Min	Valeur minimale
Max	Valeur maximale
N_W	Nombre d'éoliennes

N_{dg}	Nombre de générateurs diesel
N_H	Nombre de générateurs hydroélectrique
N_{PV}	Nombre de générateurs PV
NPC	Valeur actuelle nette (\$)
P_{Batmin}	Energie minimale admissible par le système de stockage
P_{Batmax}	Energie maximale admissible par le système de stockage
$P_{DG-total}$	Puissance de sortie du DG (kW)
P_{dg}	Puissance nominale du DG (kW)
$P_{deficit}$	Déficit horaire de puissance (kW)
$PV_{GHG-emission}$	Quantité de GES émise par PV (kg)
$P_{Gridselling}$	Puissance vendue au réseau (kW)
P_{load}	Puissance horaire de la charge (kW)
P_{pv}	Puissance de sortie du PV (kW)
P_r	Puissance nominale (kW)
P_{RE}	Somme des Puissances PV, WT et hydro (kW)
PV	Photovoltaïque
Q_{min}	Débit minimal (m ³ /s)
Q_{max}	Débit maximal (m ³ /s)
R_{Grid}	Revenue de la vente d'énergie au réseau (\$)
SOC	Etat de la Charge du système de stockage(%)
T	Durée de vie du projet
T_{amb}	Température Ambiante (°C)
T_c	Température de la Cellule (°C)
TE	Emission totale (kg)
T_{ref}	Température de référence de la Cellule (°C)
v	Vitesse de vent horaire (m/s)
v_1	Vitesse de vent à la hauteur de référence (m/s)
v_2	Vitesse de vent horaire à la hauteur du moyeu (m/s)
v_{ci}	Vitesse de vent de démarrage (m/s)
v_{co}	Vitesse de vent de coupure (m/s)
v_r	Vitesse de vent nominale (m/s)
WT	Eolienne
$WT_{GHG-emission}$	Quantité de GES émise par WT (kg)

Symbol Grec

η	Taux de consommation de carburant (l/kW)
η_{inv}	Rendement de l'inverseur
η_{bat}	Rendement de la batterie
ρ	Masse volumique de l'eau

Résumé

Cette thèse a pour objectif principal de dimensionner et d'optimiser une centrale (système) électrique hybride Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage pour résoudre le déficit énergétique de certains sites choisis au Cameroun. Elle vise spécifiquement à estimer le potentiel énergétique renouvelable des sites choisis, définir les courbes de charge, modéliser différentes configurations hybrides Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage, simuler et optimiser ces différentes configurations hybrides Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage en utilisant différentes techniques méta-heuristiques. Enfin, elle fait une étude comparative des différentes configurations suivant les différents critères d'évaluations afin de définir la meilleure configuration selon le site choisi.

Trois études de cas ont meublé ce travail. La première intitulée « *Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun* », le dimensionnement optimal d'un système d'énergie renouvelable hybride autonome pour un centre multimédia communautaire à MAKENENE a été fait prenant en compte sept configurations et le facteur de dégradation du panneau solaire; La meilleure configuration énergétique est le Scenario 3 (PV/DG/Batterie) pour la valeur du facteur d'ombrage égale à 0,9. La deuxième intitulée « *Analyse de faisabilité et étude de l'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun* », la conception et le classement optimal de quatre configurations énergétiques connectées au réseau de trois types d'habitations (T4, T5, T6) ont été effectués dans quatre zones climatiques du Cameroun. Les résultats indiquent que les meilleures configurations énergétiques ont des valeurs de coût de l'électricité (COE) inférieures à 0,158 \$/kWh, qui est le prix habituellement payé par les consommateurs dans le pays. La troisième intitulée « *Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne* », la conception optimale de quatre configurations énergétiques pour satisfaire la charge électrique de cinq communautés rurales de la région de l'Afrique subsaharienne a été réalisée. Les résultats montrent que des économies considérables ont été réalisées sur les aspects économiques, techniques et environnementaux lors de la mise en œuvre de la stratégie de gestion de la demande énergétique. Pour le cas de BOGOMORO, les économies obtenues pour la meilleure configuration étaient de 0,005 \$/kWh pour COE, 400000 \$ pour NPC et 29661,865 kg de GES.

Mots-clés: optimisation d'essaims de particules multi-objectifs, optimisation d'essaims de particules hybrides sinus-cosinus, gestion de la demande, probabilité de perte d'alimentation électrique, coût de l'énergie, facteur de contribution du diesel, coût actuel net, émission de gaz à effet de serre

Abstract

The main objective of this thesis is to size and optimize a hybrid Hydro-PV-Wind-Diesel-Storage power plant (system) to solve the energy deficit of certain selected sites in Cameroon. It specifically aims to estimate the renewable energy potential of the chosen sites, define the load curves, model different hybrid Hydro-PV-Wind-Diesel-Storage configurations, simulate and optimize these different hybrid Hydro-PV-Wind-Diesel-Storage configurations in using different meta-heuristic techniques. Finally, it makes a comparative study of the different configurations according to the different evaluation criteria in order to define the best configuration according to the chosen site.

Three case studies furnished this work. The first entitled "Consideration of some optimization techniques to design a hybrid energy system for a building in Cameroon", the optimal sizing of an autonomous hybrid renewable energy system for a community multimedia center in MAKENENE was made taking into account seven configurations and the degradation factor of the solar panel; The best energy configuration is Scenario 3 (PV/DG/Battery) for the value of the degradation factor equal to 0.9. The second entitled "A Feasibility Study of a PV/Wind/Battery/Diesel/Grid System for Residential Dwellings in Various Climates in Cameroon", the design and optimal ranking of four grid-connected energy configurations of three types of dwellings (T4, T5, T6) were carried out in four climatic zones of Cameroon. The results indicate that the best energy configurations have cost of electricity (COE) values below \$0.158/kWh, which is the price usually paid by consumers in the country. The third entitled "Technical-economic and environmental feasibility study with photovoltaic/wind/hydro/battery/diesel demand-side management: a case study in sub-Saharan Africa", the optimal design of four energy configurations to meet the electrical load of five rural communities in the sub-Saharan Africa region was carried out. The results show that considerable savings were made on the economic, technical and environmental aspects during the implementation of the energy demand management strategy. In the case of BOGOMORO, the savings obtained for the best configuration were \$0.005/kWh for COE, \$400,000 for NPC and 29,661.865 kg of GHG.

Keywords: multi-objective particle swarm optimization, hybrid sine-cosine-particle swarm optimization, demand-side management, loss of power supply probability, cost of energy, diesel contribution factor, Net Present Cost, Emission of greenhouse gases

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERALE

L'humanité fait face aujourd'hui à une crise climatique sans précédent doublée d'une raréfaction de certaines ressources naturelles. Relever ces défis devra passer par une période de transition où le recours aux énergies renouvelables, l'amélioration de l'efficacité énergétique, et la modération de la consommation dans les comportements seront les principaux vecteurs du changement. Depuis les années 1980, les technologies des énergies renouvelables ont connu des avancées considérables à un point qu'aujourd'hui elles ont atteint une certaine maturité et leur développement a pris des proportions exponentielles. Cependant, dépendantes de l'aspect météorologique de leur lieu d'implantation, elles souffrent d'un inconvénient majeur qui est leur intermittence. A cet effet, de nouveaux moyens de production et de stockage d'énergie doivent être développés afin de rendre l'énergie disponible pour compenser la consommation croissante et remplacer les centrales électriques thermiques en fin de vie tout en satisfaisant de nouveaux objectifs environnementaux. Ceci passe notamment par l'étude et l'implémentation des systèmes énergétiques hybrides qui peuvent pallier au problème d'intermittence des sources d'énergie.

Par ailleurs, la forte augmentation de la demande en énergie et donc la consommation abusive des énergies fossiles au cours des 50 dernières décennies représente l'une des principales raisons du réchauffement. Elle a été stimulée par les combustibles fossiles relativement "bon marché" et l'augmentation du taux d'industrialisation en Amérique du Nord, en Europe et en Asie. Alors que la consommation d'énergie dans ces pays continue d'augmenter, d'autres facteurs rendent l'image des 50 prochaines années, plus complexe. Parmi ces facteurs supplémentaires on peut citer l'augmentation très rapide de la consommation et des besoins en énergie des pays représentant le tiers de la population mondiale en Asie Pacifique et en Afrique Subsaharienne. En effet, elle reste l'élément central de l'épanouissement économique et social de l'homme.

En 2016, des études ont montré qu'environ 17 % de la population mondiale (1,2 milliard de personnes), principalement en Asie-Pacifique et en Afrique subsaharienne, n'a toujours pas accès à l'électricité; même avec une augmentation de la production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables [1]. Cela est principalement dû au fait que la plupart de ces personnes vivent dans des régions éloignées où il est très difficile d'accéder au réseau interconnecté. Il est donc urgent de développer d'une manière substantielle les systèmes énergétiques hybrides pour l'électrification des sites isolés (milieu rural) dans ces régions du monde; car le coût de

l'extension du réseau pour l'électrification rurale est prohibitif en raison de l'isolement géographique, de la faible densité de population, ou encore des ressources financières limitées. La déréglementation du marché de l'électricité, le coût élevé du stockage, ainsi que les nouvelles lois sur la transition énergétique, incitent certains utilisateurs importants (collectivités, villes, villages, régions, etc.) à se constituer en producteurs locaux afin de gagner en autonomie et de réduire leurs factures énergétique. Ainsi, ils peuvent avoir leurs propres sources d'énergie renouvelables pour satisfaire leurs besoins et vendre leur production excédentaire au lieu de la stocker. C'est dans ce contexte que se situe la problématique de cette thèse: *Modélisation, simulation et optimisation d'une centrale électrique hybride PV/Eolien/Hydro/Diesel/Stockage dans une localité tropicale.*

Pour mener à bien notre travail, nous avons divisé cette thèse en trois chapitres. A savoir :

Le chapitre 1, « **Les systèmes électriques multi-sources** », est consacré dans un premier temps aux généralités sur les systèmes multi-sources qui sont des systèmes qui combinent et exploitent différentes sources d'énergies disponibles et facilement mobilisables. Par la suite, nous allons nous pencher sur la revue bibliographie des travaux de recherches relatifs à notre sujet de thèse sur le plan mondial et au Cameroun en particulier. Nous finirons par une présentation des objectifs et les contributions de la thèse.

Au chapitre 2, « **Modélisation et optimisation des systèmes énergétiques hybrides** », nous allons dans un premier temps décrire les différents modèles des composants d'un système énergétique hybride comprenant les sources hydroélectrique, éolienne, générateur photovoltaïque et générateur diesel avec parc de batteries comme système de stockage. Ensuite nous allons évaluer le potentiel des sources des énergies renouvelables au Cameroun. Après avoir étudié les modèles et évalué le potentiel des différentes sources, nous allons par la suite dimensionner les différents systèmes énergétiques hybrides. A cet effet, nous allons définir des critères d'évaluation et les variables de décision de chaque système énergétique hybride. Nous allons aussi nous appesantir sur les méthodes d'optimisation de ces systèmes énergétiques hybrides notamment les méthodes métaheuristiques qui sont celles que nous allons utiliser dans cette thèse. Enfin, nous allons également parler des méthodes d'aide à la décision multicritère qui seront utilisées pour choisir la meilleure configuration ou système énergétique hybride.

Le chapitre 3, « **Résultats des simulations et discussions** », présente essentiellement les résultats de trois études de cas menées durant notre travail de thèse, à savoir :

Introduction générale

- Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun;
- Analyse de faisabilité et étude de l'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les bâtiments résidentiels sous divers climats au Cameroun;
- Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne.

Ces études ont été effectuées en utilisant plusieurs techniques d'optimisations métaheuristiques telles que Particle Swarm Optimisation (PSO), Particle Swarm Optimisation/Grey Wolf Optimisation (PSOGWO), Grey Wolf Optimisation (GWO), Sine-Cosine Algorithm (SCA), Sine-Cosine Algorithm/ Particle Swarm Optimisation (SCAPSO) et Multi-Objective Particle Swarm Optimisation (MOPSO).

Finalement, nous terminons ce mémoire par une conclusion générale et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

CHAPITRE I : LES SYSTEMES ELECTRIQUES MULTI- SOURCES

CHAPITRE I: LES SYSTEMES ELECTRIQUES MULTI-SOURCES

1.1-Introduction

Les sources d'énergie renouvelables, notamment le vent, le soleil et l'eau se présentent comme solutions alternatives dans les systèmes électriques du monde d'aujourd'hui. Cependant, ces sources dépendent des conditions climatiques, ce qui les rend intermittent de nature, limitant ainsi leur utilisation. Un moyen pour surmonter cette limitation, est sans doute la combinaison de plusieurs de ces sources pour former des systèmes hybrides ou multi-sources. De plus, le prix d'extension du réseau électrique pour les régions isolées et éloignées s'avère prohibitif et excessif ainsi que le surcoût d'approvisionnement en carburant augmente radicalement avec l'isolement. Le recours au système d'énergie hybride fait appel aux systèmes de génération d'énergie électrique par combinaison de plusieurs types de sources.

Dans ce chapitre, nous parlerons essentiellement des systèmes hybrides. Nous allons de manière générale définir les systèmes multi-sources. Puis, nous présenterons de manière détaillée les systèmes hybrides autonomes avec et sans backup (c'est-à-dire avec groupe électrogène) et les systèmes hybrides connectés au réseau. Nous faisons par la suite une comparaison entre les systèmes hybrides autonomes et ceux connectés au réseau. Ensuite, nous exposons une revue détaillée des travaux de recherche sur les systèmes hybride effectués au Cameroun. Nous finirons par une présentation des objectifs de la thèse.

1.2- Généralités sur les systèmes d'énergie hybrides

Un système d'énergie hybride est un système complexe qui associe différentes sources d'énergie, éléments de stockage et différentes charges [1] ou un système qui combine et exploite différentes sources d'énergies disponibles et facilement mobilisables. Ce système a pour but principal de compenser le caractère intermittent des sources renouvelables et augmente le rendement énergétique global. Avec ce système, la disponibilité énergétique est plus élevée vu qu'il ne dépend pas d'une seule source [1,2]. Les différentes sources d'énergie dans un système hybride sont connectées à un bus électrique qui leur est commun.

Les systèmes hybrides sont conçus dans le but d'économiser le carburant utilisé dans les groupes électrogènes qui servent de source d'énergie en zones isolées. Les systèmes hybrides sont souvent autonome des réseaux interconnectés et régulièrement utilisés dans les régions isolées. Dans ce cas, il est impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique ou hydrogène au système. La présence d'un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées. Le dimensionnement de ce système de stockage est étroitement lié à l'autonomie en jours recherchée. Cependant, le dispositif de stockage représente une part très importante du coût et de l'entretien de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle de la plupart des composants du système hybride [3].

Ces systèmes peuvent également être connectés aux réseaux, on parle alors d'une génération distribuée; la production énergétique hybride est dans ce cas centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Ceci doit respecter certaines normes qui ne sont pas forcément spécifiques au domaine d'énergies renouvelables et dépendent pour la plupart des lois sur la réglementation des énergies d'un pays. Plusieurs groupes de travail au sein de la CEI (Commission Electrotechnique Internationale) travaillent sur la question de la normalisation des systèmes qui utilisent les énergies renouvelables. Aux Etats-Unis, la série des normes IEEE 1547 encadre tous les aspects liés à l'interconnexion entre les sources renouvelables et le réseau. La majorité des systèmes hybrides raccordés au réseau, sont sans dispositif de stockage. Au cas où ce dispositif existe, il est dimensionné de manière à assurer un fonctionnement, éventuellement en mode dégradé, pour la durée de la coupure. Dans d'autres systèmes, on remarque la présence de générateurs diesel qui constituent un second moyen de secours.

Dans nos travaux de recherche, nous nous intéressons principalement aux systèmes hybrides formés par plusieurs sources renouvelables donc le photovoltaïque, l'éolien, la micro-hydro, le générateur diesel et le stockage.

1.2.1- Les systèmes hybrides autonomes

Il existe principalement deux configurations des systèmes hybrides : la configuration à bus à courant continu (CC) où les différents composants du système hybride sont connectés à un bus à CC commun et la puissance des sources d'énergie à courant alternatif (CA) (générateurs diesels, éoliennes) sont converties en CC [4, 5] ; la configuration mixte à bus à CC/CA qui est une configuration à deux bus (CC et CA) et qui utilise un convertisseur bidirectionnel qui charge

le parc batteries lorsque l'énergie des sources CA est en surplus et peut aussi alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé [6, 7]. Les Figures 1.1 et 1.2 présentent ces deux configurations avec ses différents composants.

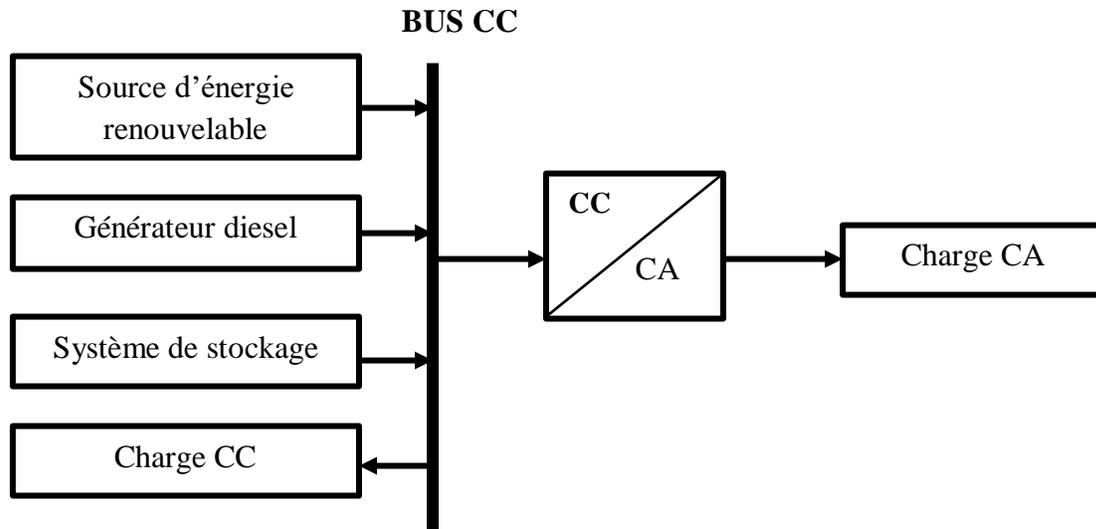


Figure 1.1. Configuration d'un système hybride à bus CC

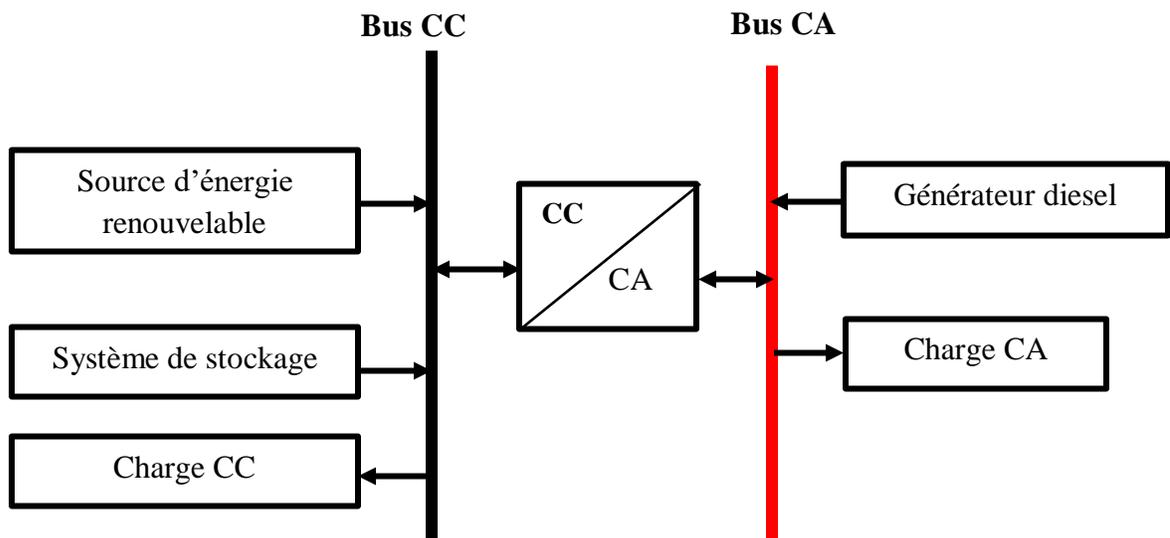


Figure 1.2. Configuration d'un système hybride à bus mixte CC/CA

Pour ce travail, nous nous sommes appuyés sur la configuration mixte à bus à CC/CA car nous avons des sources produisant du CC et d'autres produisant du CA. Dans ce qui suit nous allons présenter les différents systèmes hybrides à bus mixte. Ces différents systèmes auront pour composants le générateur photovoltaïque, l'éolienne, la turbine micro hydroélectrique, le générateur diesel et le stockage (notamment le parc de batteries).

a. Système hybride PV/Eolienne avec stockage

Ce système est constitué de deux sources qui sont le solaire photovoltaïque et l'éolienne. Ces sources ont pour rôle principal de charger le parc de batteries et de satisfaire la demande en énergie notamment en période de pic.

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [8, 9]:

- L'énergie produite par des sources renouvelables satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.

Le système hybride PV/Eolienne avec stockage présente un certain nombre d'avantages dont quelques-uns sont donnés dans ce qui suit :

- ❖ la complémentarité significative à l'échelle annuelle et à l'échelle journalière des deux sources surtout dans des zones ayant un potentiel significatif. Sur une journée, le rayonnement solaire est plus fort pendant le jour alors que le vent peut souffler aussi la nuit; permettant ainsi aux sites isolés d'avoir une disponibilité en énergie plus fiable ;
- ❖ la présence du parc de batteries (stockage) permet parfois de ne pas utiliser les générateurs diesels ce qui réduit considérablement le coût du système ;
- ❖ Un autre avantage des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques consiste en leur efficacité environnementale. Au cours de leur fonctionnement, Ils ne génèrent, ni émissions nocives, ni gaz polluants. Ils utilisent seulement l'énergie du soleil et du vent comme « carburant », donc ils créent un impact environnemental faible et contribuent activement à réduire le réchauffement climatique. L'éolienne générerait un peu de bruit selon la distance d'implantation mais sans effet gênant pour l'utilisateur.

La Figure 1.3 présent le schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien avec stockage.

b. Système hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage

Ce système est constitué de deux sources renouvelables qui sont le solaire photovoltaïque et l'éolienne et d'une source conventionnelle qui est le générateur diesel. Tout comme le système

hybride PV/Eolien, ces sources ont pour rôle principal de charger le parc de batteries et de satisfaire la demande en énergie notamment en période de pic.

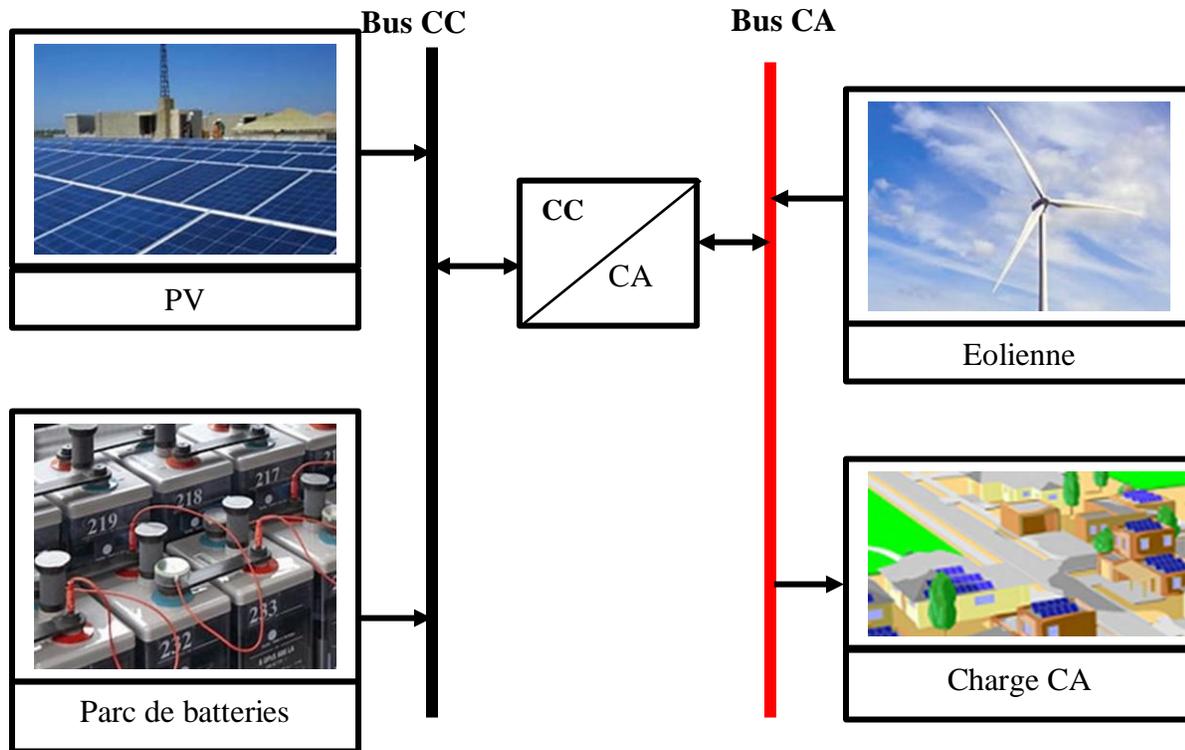


Figure 1.3. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien avec stockage.

Le système hybride PV/Eolienne/Diesel avec stockage est avantageux dans la mesure où la charge est toujours satisfaite quand les composants du système sont en bon état. Bien qu'il y ait satisfaction de la charge, ce système n'est pas efficace du point de vue environnemental car le carburant utilisé dans le générateur diesel est une source de gaz nocifs et polluants qui contribue énormément au réchauffement climatique.

La Figure 1.4 présente le schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage.

La Figure 1.5 présente l'organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage

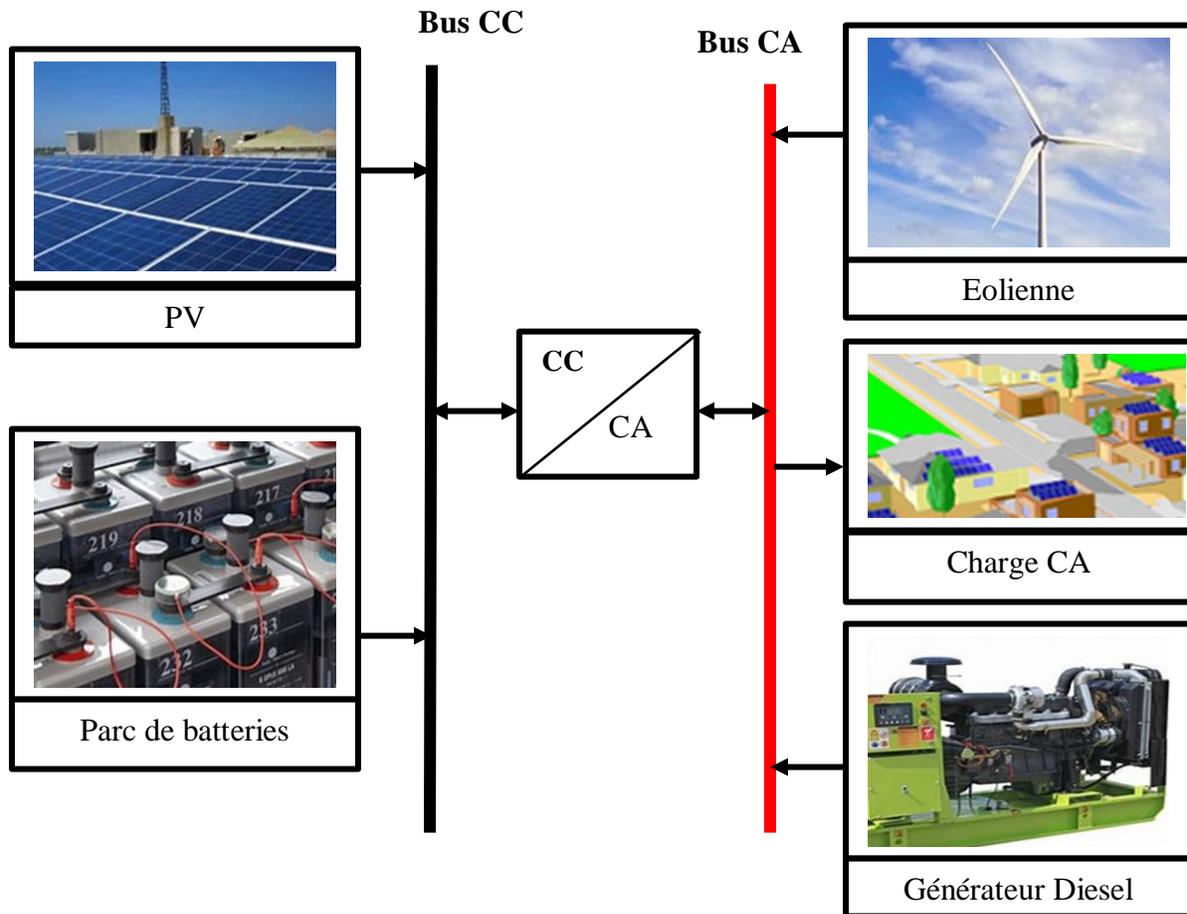


Figure 1.4. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage

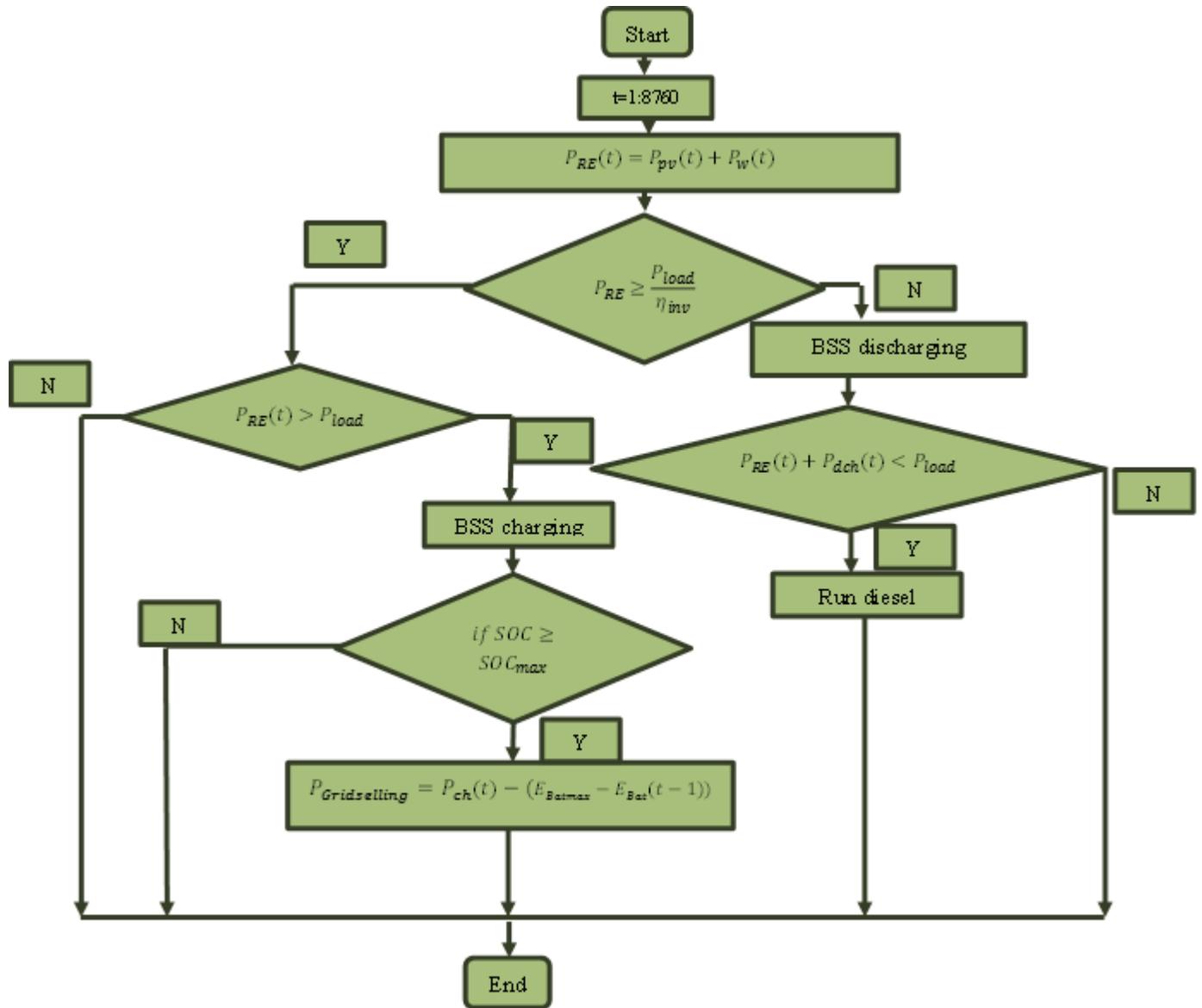


Figure 1.5. Organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [8, 9, 10, 11, 12, 13]:

- L'énergie produite par les sources renouvelables satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.

- Lorsque la production de l'énergie ne peut pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, et que l'énergie du parc de batteries n'est pas assez pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite, le générateur diesel prend le relai.

Les Figures 1.6 et 1.7 présentent respectivement l'organigramme de la charge et décharge du parc de batteries.

c. Système hybride PV/Diesel avec stockage

Le solaire photovoltaïque est la seule source renouvelable dans ce système. Le PV a pour rôle de satisfaire la demande en énergie et de charger le parc de batteries en journée. Le générateur diesel est utilisé comme système secours, notamment en soirée et les jours non ensoleillés lorsque le PV ne peut pas satisfaire la demande en énergie et que l'énergie du parc de batteries n'est pas suffisante pour compléter le déficit.

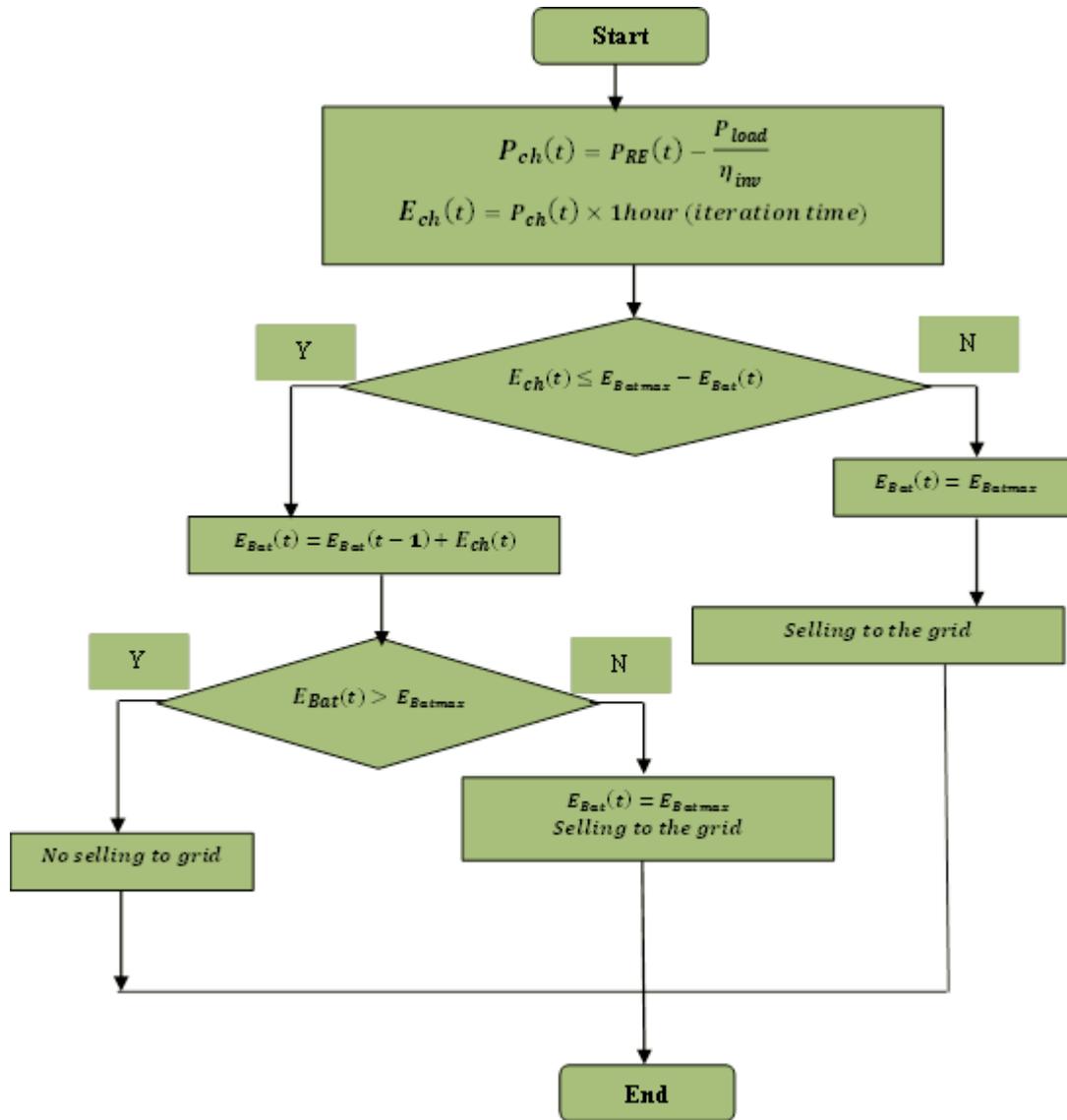


Figure 1.6. Organigramme de la charge du parc de batteries.

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [9, 11, 12]:

- L'énergie produite par la source renouvelable satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, et que l'énergie du parc de batteries n'est pas assez pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite, le générateur diesel prend le relai.

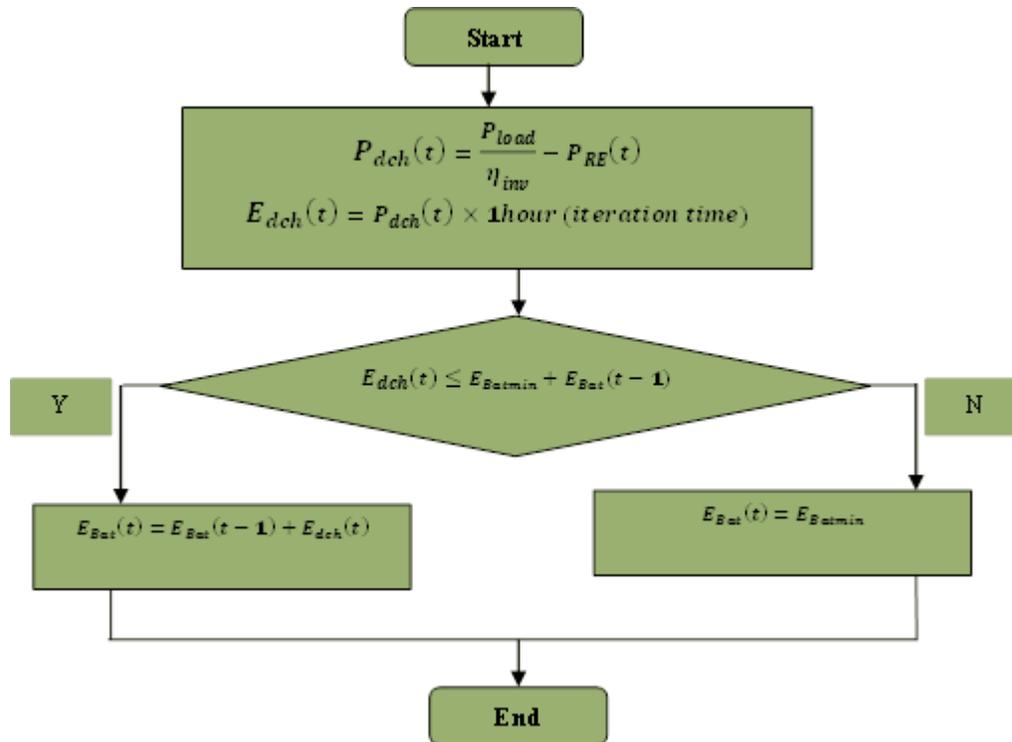


Figure 1.7. Organigramme de la décharge du parc de batteries.

Tout comme le système hybride PV/Eolien/Diesel avec stockage, ce système permet de satisfaire entièrement la demande en énergie notamment quand le générateur diesel est en bon état. Cependant, ce système émet plus de gaz nocifs et polluants que le système PV/Eolien/Diesel avec stockage tout simplement parce qu'il y a moins de ressources renouvelables [9, 12]. Le schéma général de ce système est présenté par la figure 1.8.

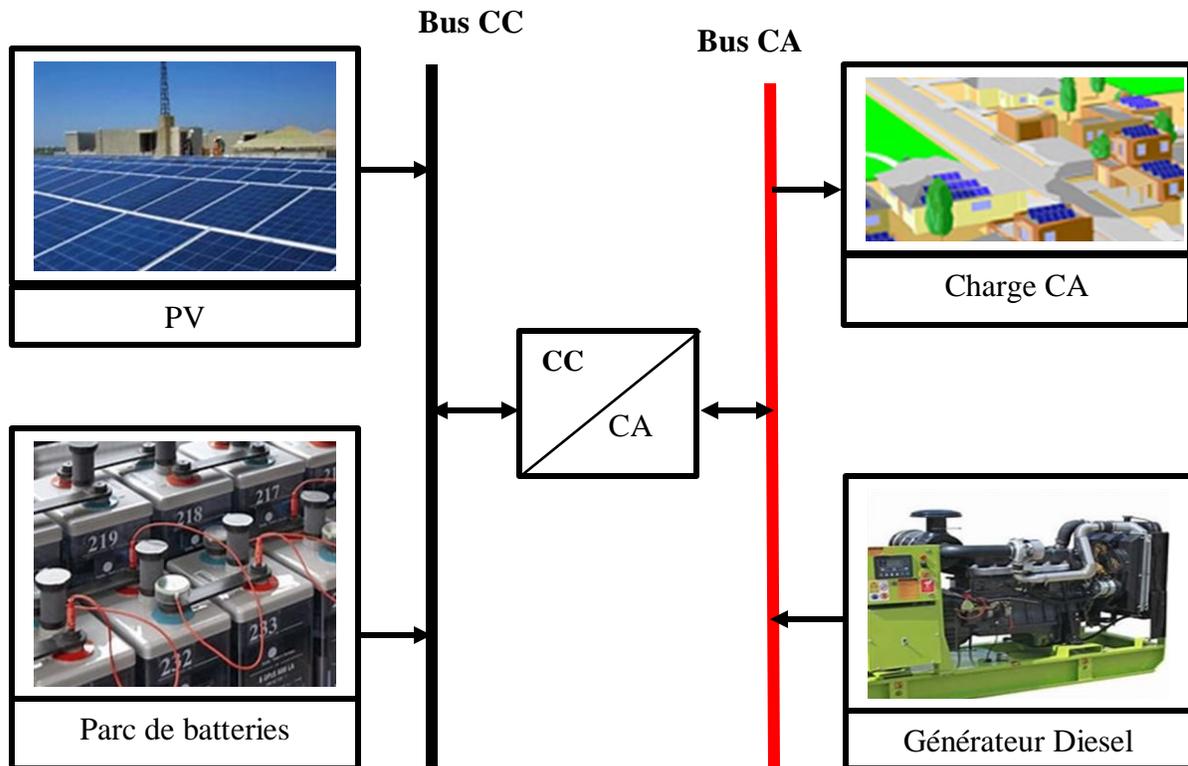


Figure 1.8. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/ Diesel avec stockage.

d. *Système PV avec stockage*

Dans ce système, la principale source d'énergie est le solaire photovoltaïque. Le solaire photovoltaïque produit de l'énergie qui est sensée satisfaire la demande en énergie et charger le parc de batteries.

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [9, 11, 12]:

- L'énergie produite par la source renouvelable satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.

Ce système est moins fiable par rapport aux trois systèmes précédents dans la mesure où l'irradiation solaire est de nature intermittente sur une journée et sur une année; c'est-à-dire qu'en général une bonne fraction de la demande en énergie n'est pas satisfaite. Bien que ce

système soit moins fiable, il est efficace sur le plan environnemental tout comme le système PV/Eolien avec stockage. Le schéma général de ce système est présenté par la figure 1.9.

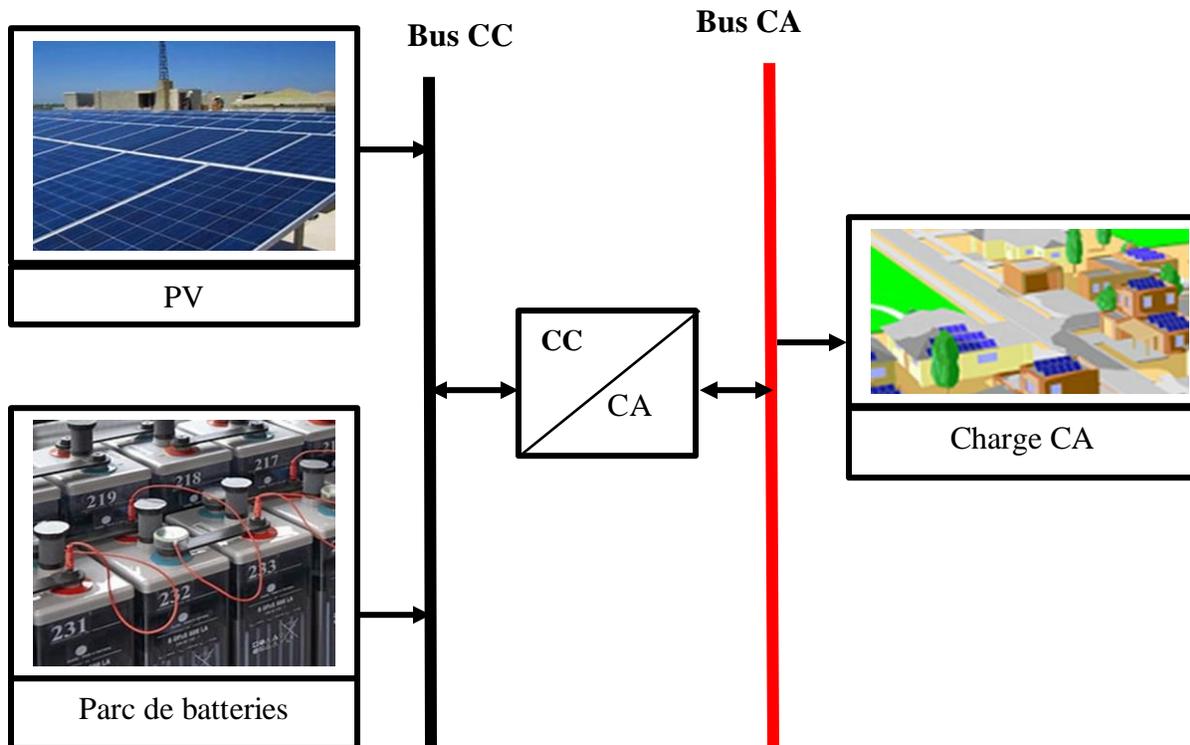


Figure 1.9. Schéma général d'un système énergétique hybride PV avec stockage.

e. Système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage

Ce système comporte trois ressources renouvelables qui sont le solaire photovoltaïque, l'éolienne et la micro-hydroélectricité, et le générateur diesel comme ressource conventionnelle. Les trois ressources renouvelables produisent de l'énergie qui doit satisfaire la demande énergétique et charger le parc de batteries. Le générateur diesel agit comme système de secours.

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [13, 14, 15]:

- L'énergie produite par les sources renouvelables satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.
- Lorsque la production de l'énergie ne peut pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, et que l'énergie du parc de batteries n'est pas assez pour

satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite, le générateur diesel prend le relai.

Ce système présente un meilleur taux de fiabilité par rapport aux autres systèmes susmentionnés. Ceci est principalement dû à la présence de plusieurs ressources d'énergie qui malgré leurs natures intermittentes parviennent quand même à être complémentaires au point où le générateur diesel est souvent très peu utilisé [15]. La complémentarité de ces ressources s'explique par le fait qu'en saison sèche, les ressources solaire et éolien sont plus abondantes par rapport à la ressource hydroélectrique (les débits des rivières baissent considérablement); en saison pluvieuse c'est plutôt l'inverse. Sur le plan environnemental, ce système est moins nocif car le générateur diesel est souvent très peu utilisé. Le schéma général de ce système est présenté par la Figure 1.10.

La Figure 1.11 présente l'organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage.

f. Système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage

Ce système est entièrement composé de ressources renouvelables que sont le solaire photovoltaïque, l'éolienne et la micro hydroélectricité.

La gestion de l'énergie dans ce système est tel que [13, 14, 15]:

- L'énergie produite par les sources renouvelables satisfait la demande en énergie prioritairement et quand la demande est satisfaite, le surplus d'énergie est utilisé pour charger le parc de batteries ;
- Lorsque la production de l'énergie ne peut ne pas entièrement satisfaire la demande en énergie notamment en soirée, le système puise de l'énergie du parc de batteries pour satisfaire la fraction de la demande en énergie non satisfaite.

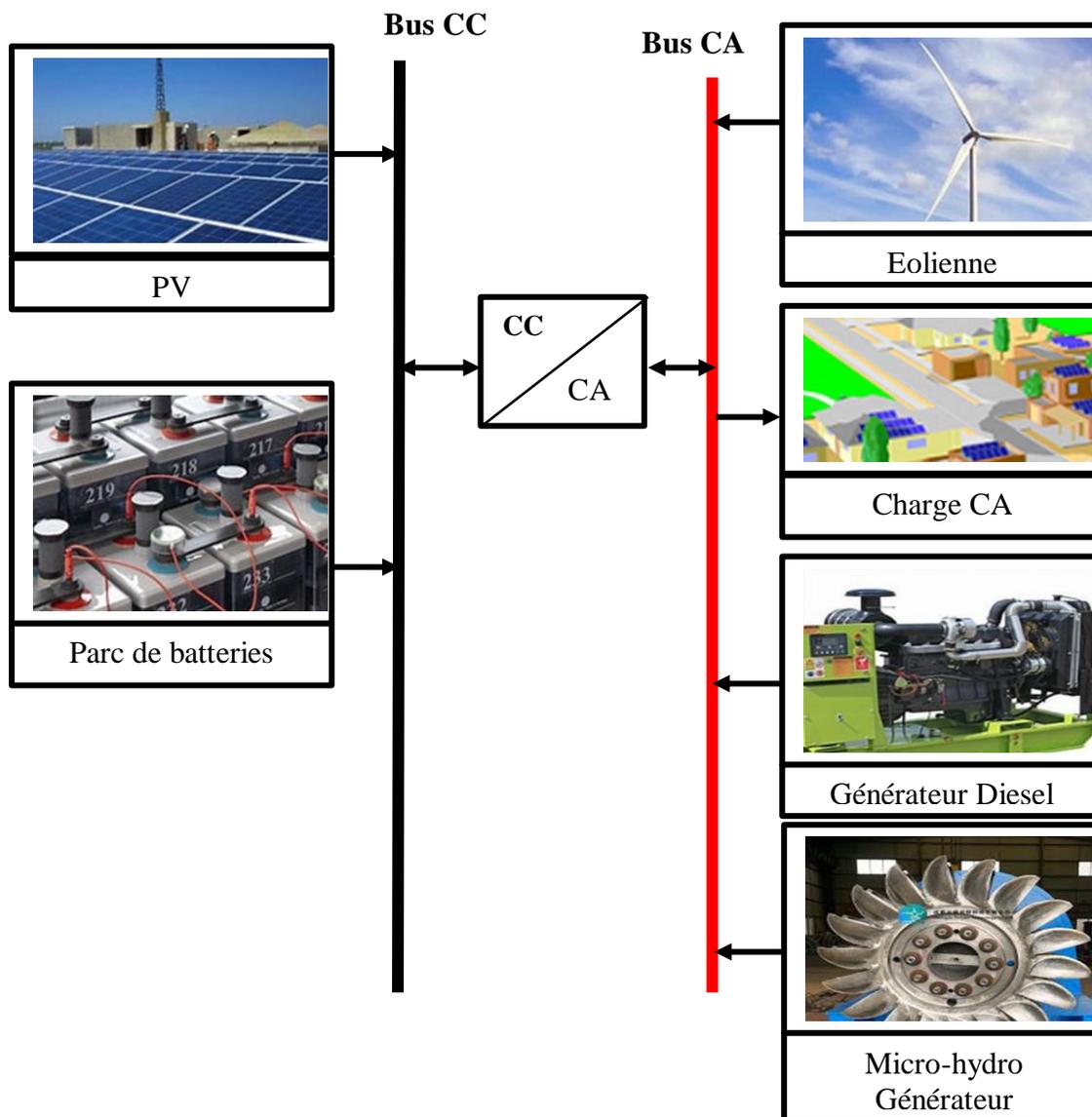


Figure 1.10. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage

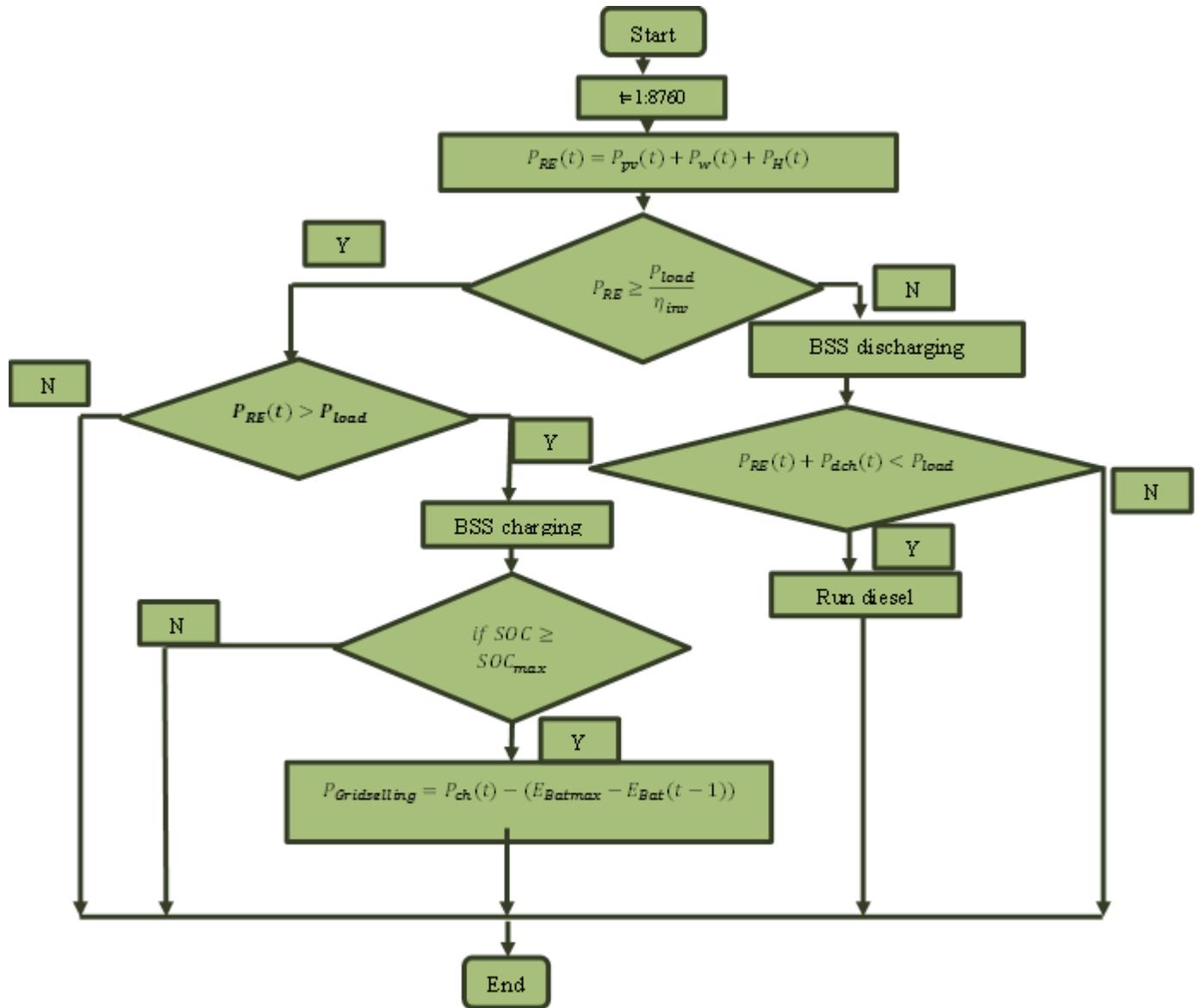


Figure 1.11. Organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage

Le schéma général de ce système est présenté par la figure 1.12.

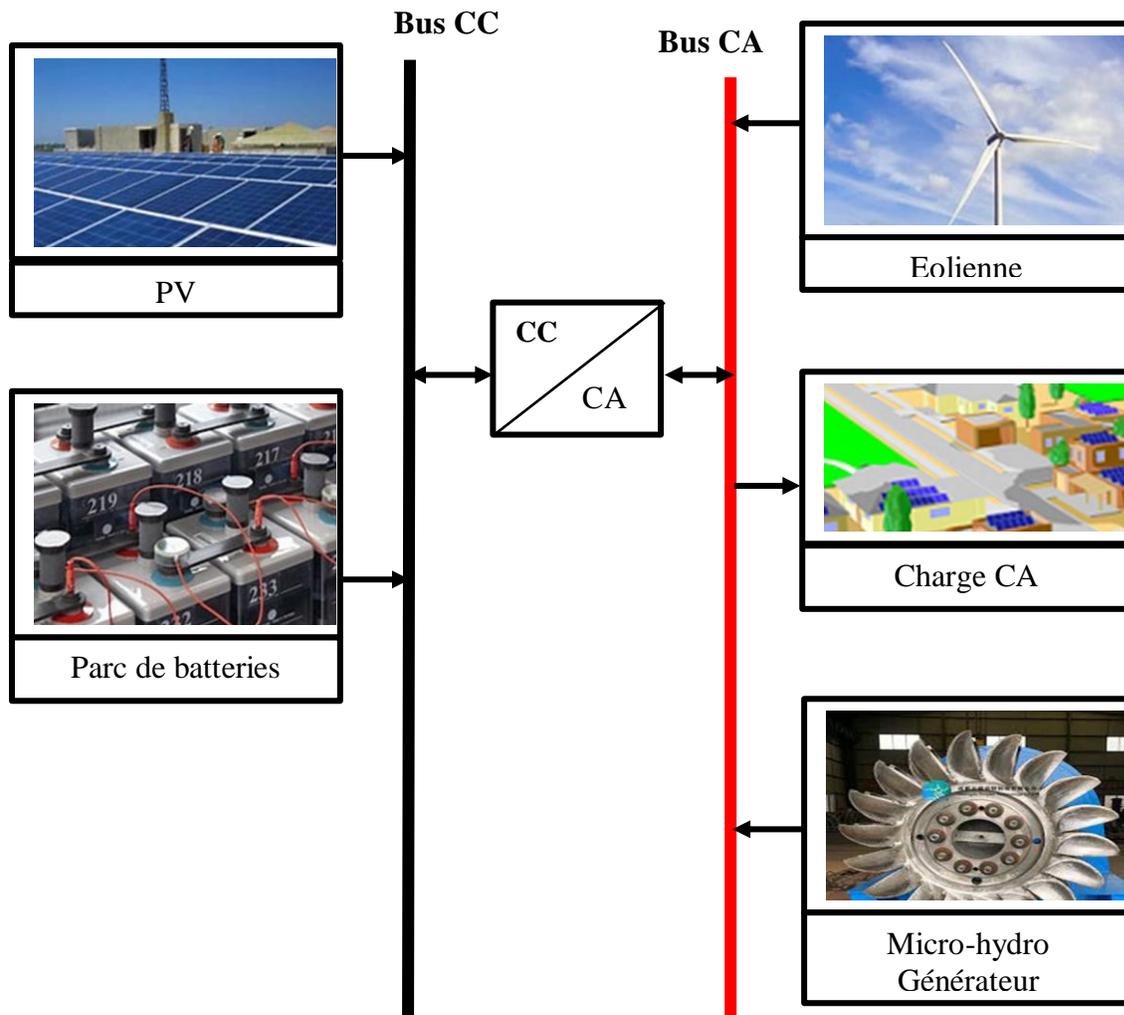


Figure 1.12. Schéma général d'un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage
La figure 1.13 présente l'organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage.

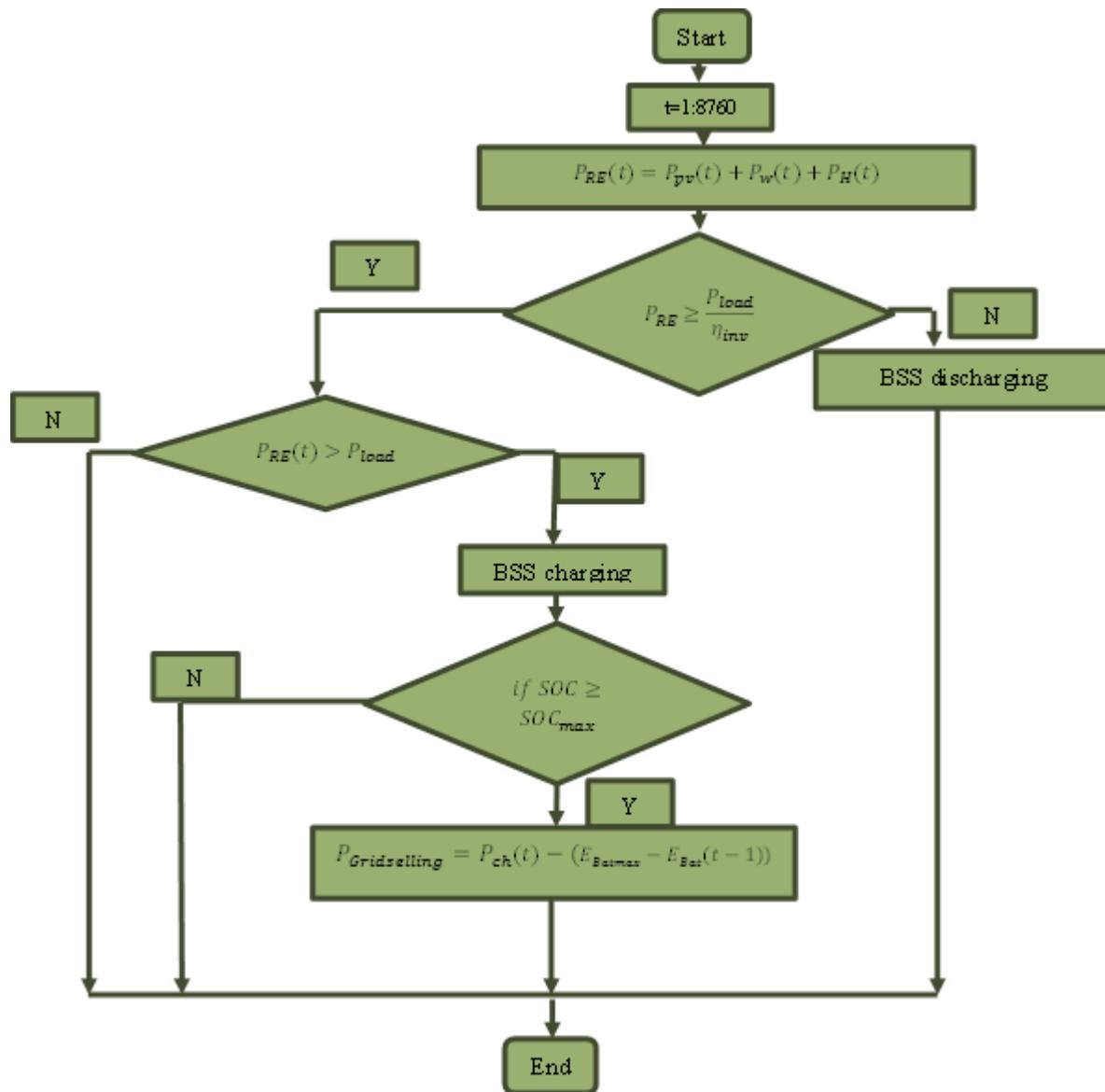


Figure 1.13. Organigramme de gestion de l'énergie dans un système énergétique hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur avec stockage

1.2.2- Les systèmes hybrides raccordés au réseau

Les systèmes de production d'énergie hybrides connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. Les systèmes connectés à un réseau pourront progressivement réduire la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin.

Il existe trois variantes de systèmes hybrides raccordés au réseau [2]: systèmes hybrides résidentiels raccordés au réseau sans injection, systèmes hybrides raccordés au réseau avec injection des excédents de production et systèmes hybrides raccordés au réseau avec injection totale de l'énergie produite.

Le système hybride résidentiel raccordé au réseau sans injection de production est un cas particulier. L'énergie produite par le système hybride est destinée à l'autoconsommation, dans le cas où la production du système hybride est insuffisante, l'énergie est soutirée du réseau pour combler le déficit d'énergie de consommation. Le principe de fonctionnement de cette configuration est représenté par la figure 1.14.

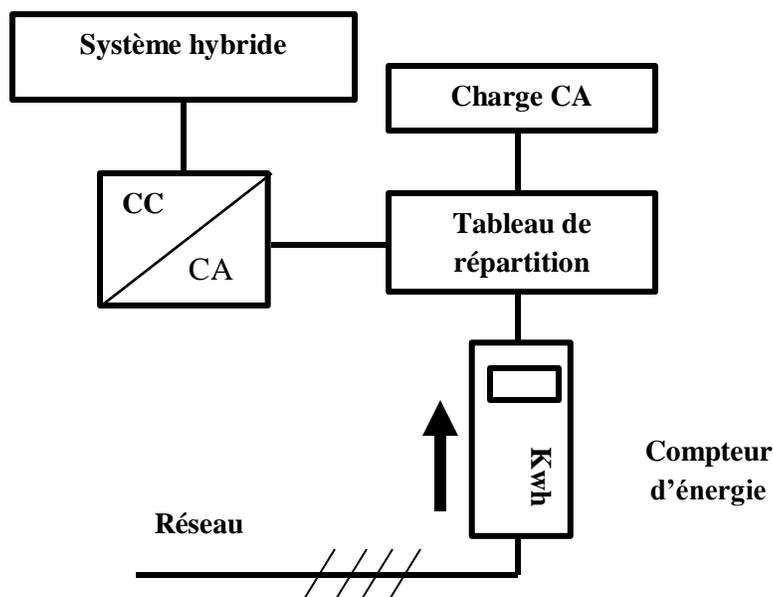


Figure. 1.14. Schéma de principe de la configuration sans injection de l'énergie

Pour le système hybride raccordé au réseau avec injection des excédents de production, le client consomme une partie de sa production et injecte au réseau le surplus; lorsque la consommation dépasse la production, le client soutire du réseau. Cette installation est équipée de deux compteurs, l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la

production (compteur de soutirage), l'autre mesurant l'énergie injectée dans réseau (compteur d'injection), ce compteur qui enregistre le courant injecté est installé sur la partie de ligne appartenant au réseau de distribution publique. Le principe de fonctionnement de cette configuration est représenté par la figure 1.15.

Pour un système hybride raccordé au réseau avec injection totale de l'énergie produite, Le producteur peut injecter au réseau la totalité d'énergie produite dans le réseau et soutirer au réseau la totalité d'énergie nécessaire à la consommation. Les points de livraison de consommation et injection sont séparés afin de visualiser de manière concrète la consommation du client et sa production qui est injectée au réseau.

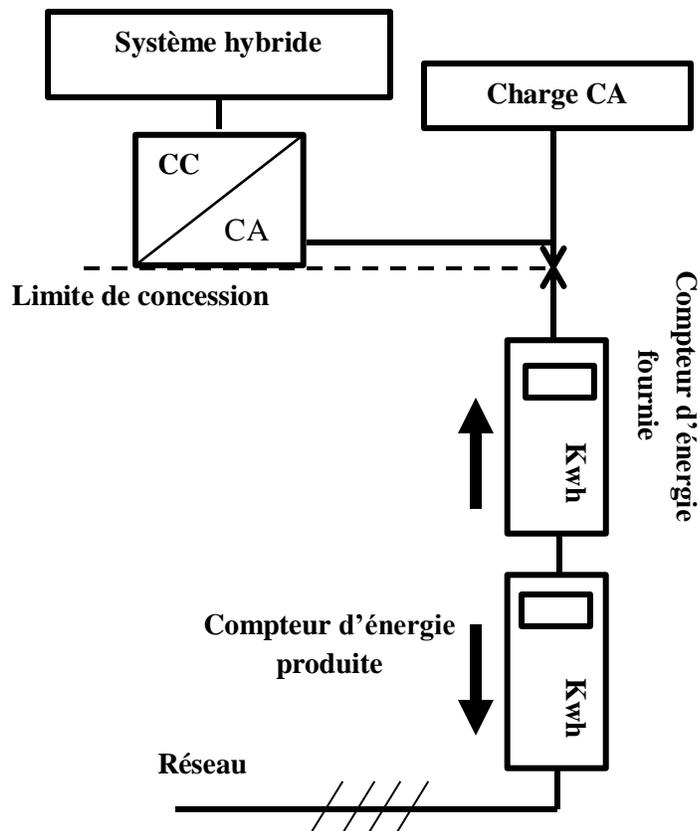


Figure. 1.15. Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus d'énergie [16]

1.2.3-Composants du système hybride PV/Eolien/Micro-hydro générateur/Diesel avec stockage i. Système photovoltaïque

Le système photovoltaïque est composé de modules ou panneaux qui sont un assemblage de cellules solaires (éléments de base).

La constante d'énergie solaire est définie comme la quantité de rayonnement solaire qui atteint la haute atmosphère de la terre, sur une surface perpendiculaire aux rayons du soleil. Une partie de cette énergie solaire incidente est diffusée, cette énergie est absorbée par : les molécules d'air, couverture nuageuse, l'atmosphère, etc [17,18]. Le reste du rayonnement qui atteint la terre est d'environ **1000 W/m²** [1] à midi pour un ciel clair.

Quand la lumière atteint la cellule, cela crée un champ électrique à travers les couches, créant ainsi un flux électrique. Une cellule photovoltaïque est composée d'une ou deux couches de matériau semi-conducteur, en général le silicium. La performance d'une cellule se mesure par son rendement de transformation de l'énergie de la lumière du soleil en énergie électrique.

Dans le commerce, les cellules solaires les plus répandues ont un rendement de 13-15% [5]. Ce qui signifie qu'environ un sixième de la lumière du soleil frappant une cellule produit de l'électricité. Donc, améliorer le rendement tout en poursuivant la réduction des coûts de production est un objectif important pour l'industrie photovoltaïque. Le Tableau 1.1 donne quelques cellules photovoltaïques améliorées avec leurs rendements théoriques et expérimentaux.

Tableau 1.1 : Cellules améliorées

Cellule	Rendement expérimental (%)	Rendement théorique (%)	Avantages techniques
Si	26.7 [19]	33.5	Technologie de pointe, puissance de sortie élevée
GaAs	29.1 [20]	33.5	Température élevée, meilleure résistance, Technologie de pointe
GaInP/GaAs/GaInNAs/Ge	27.4 [21]	62.0	Température élevée
InGaN	30.4 [22]	33.5	Bande interdite ajustable
GaInP/GaAs/Ge(LM)	30 [23]	56	Technologie de pointe
GaInP/InGaAs/Ge(UMM)	31.7 [24]	56	Bande interdite ajustable
InGaP/GaAs/InGaAs (IMM)	33.7 [25]	56	Poids légers, correspondance de bande interdite

❖ Classification des systèmes photovoltaïques

Il existe 3 classes de systèmes photovoltaïques selon leurs tailles [26].

- *Les pico-systèmes photovoltaïques (Pico-PV)* qui sont de très petits systèmes solaires domestiques avec une puissance de sortie typique variant de 1 à 10 W. Les pico-PV sont

composés d'un petit panneau photovoltaïque, avec une batterie qui est très souvent intégrée dans la lampe ou connectée séparément. Ils sont principalement utilisés pour l'éclairage en remplacement de lampes à pétrole ou des bougies. Ils sont très souvent utilisés dans les communautés où l'accès à l'électricité n'est pas aussi évident.

- *Les systèmes photovoltaïques classiques (systèmes PV autonomes)* qui permettent de produire de l'électricité pour satisfaire la demande en énergie d'un ménage tout entier. Avec des puissances comprises entre 250 W et 1000 W, ils sont généralement composés de plusieurs éléments indépendants : régulateur de charge, modules, batterie et charges. La gestion globale de l'énergie est effectuée par le régulateur de charge en tant que composant central du système. Ces systèmes donnent la possibilité d'intégrer des charges DC ou des charges AC à travers des onduleurs.
- *Les systèmes solaires résidentiels* qui produisent de l'électricité aux communautés résidentielles ou aux grandes installations commerciales, y compris les hôtels, les hôpitaux, les écoles, les usines etc. Ils sont composés typiquement d'un ou plusieurs onduleurs pour permettre l'utilisation de charges AC. La puissance de ces systèmes varie généralement de 500 W à plusieurs dizaines de kW à la sortie. Il est important de noter que ces systèmes sont très utilisés de nos jours en Afrique subsaharienne. De nombreux systèmes sont de plus en plus hybridés avec des générateurs Diesel et/ou plusieurs autres sources des énergies renouvelables. Le dimensionnement, la gestion et la maintenance de ces composants sont les facteurs clés pour un fonctionnement réussi et durable des systèmes PV autonomes.

❖ **Avantages des systèmes photovoltaïques**

Les systèmes photovoltaïques présentent un certain nombre d'avantages qui sont donnés dans ce qui suit [1]:

- Ils sont d'une fiabilité assez considérable. L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans en moyenne. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Au-delà, la puissance d'une cellule reste néanmoins supérieure à 80% de la puissance initiale.
- Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés. Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire

l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.

- Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.
- L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments (BIPV, Building integrated photovoltaics). Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments et à la réduction de l'espace que ces modules peuvent occuper.
- Le temps de retour énergétique d'un module diminue constamment. Cela signifie que le temps mis par un module photovoltaïque pour générer autant d'énergie qu'il en a fallu pour le produire est assez court. Sur sa durée de vie, un module produit plus d'énergie qu'il n'en faut pour le fabriquer.

❖ Inconvénients des systèmes photovoltaïques

- Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore un petit pourcentage dans le mix énergétique mondial (3,6%) à cause de son coût élevé quoique en baisse constante;
- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements élevés ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible ;
- Le système photovoltaïque est tributaire des conditions météorologiques.

ii. *Système éolien*

Un système éolien est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Un système éolien autonome est composé d'une éolienne (aérogénérateur) et de batteries avec régulateur de charge. La Figure 1.16 présente le principe de transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

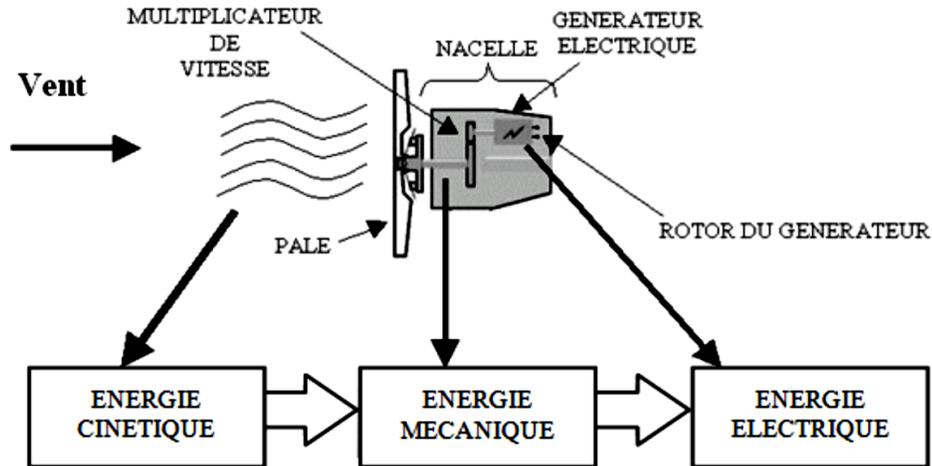


Figure. 1.16. Conversion de l'énergie cinétique du vent [28]

Il existe deux types d'éoliennes modernes: le système à axe horizontal et à axe vertical.

✓ Éoliennes à axe horizontal

Ce sont les plus courantes et ce sont des aérogénérateurs tripales à rotation rapide [26]. Elles sont les plus répandues actuellement du fait de leur rendement supérieur à celui de toutes les autres et de leur conception simple. De plus, ces aérogénérateurs peuvent suivre la direction du vent et sont silencieux [27]. La Figure 1.17 présente les différents composants d'un aérogénérateur.

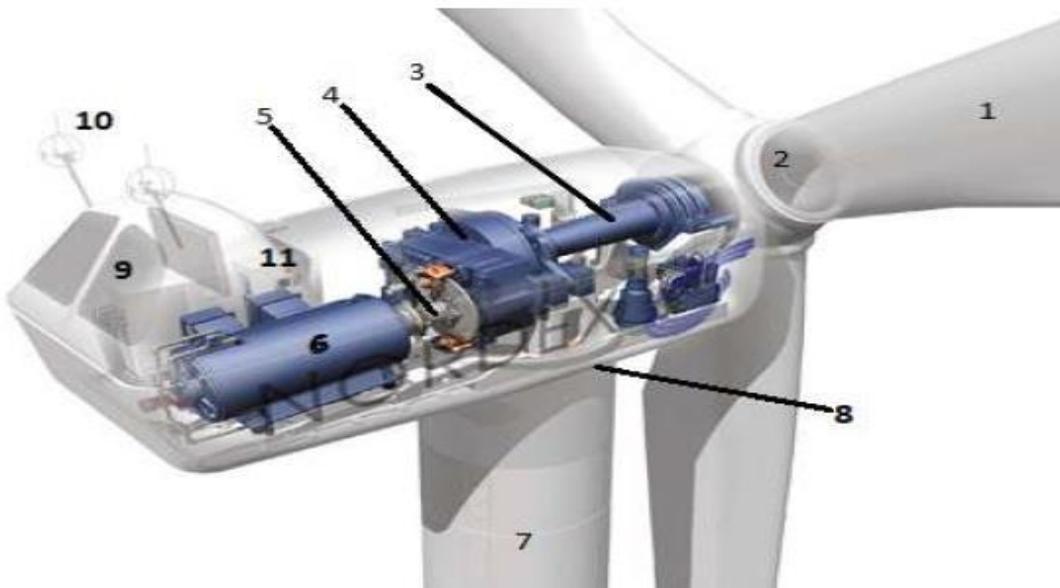


Figure. 1.17. Les composants de l'aérogénérateur [29]

1. **les pales** : ce sont les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor. Ils peuvent être fabriqués en bois, en lamellé-collé, en alliages d'aluminium ou en matériaux composites.
2. **Le moyeu** : il est pourvu d'un système qui permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation. C'est en général, une pièce d'acier moulée.
3. **L'arbre primaire (ou arbre lent)** : il relie les pales au multiplicateur.
4. **Le multiplicateur**: il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.
5. **L'arbre secondaire** : il amène l'énergie mécanique à la génératrice. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui limite la vitesse de l'arbre en cas de vents violents.
6. **Le générateur électrique** : il assure la production électrique. Il peut être une dynamo (produit du courant continu) ou un alternateur (produit du courant alternatif). L'alternateur est le plus utilisé pour des raisons de coût et de rendement.
7. **Le mât** : c'est un tube en acier, pilier de toute l'infrastructure. Sa hauteur est importante : plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente mais en même temps le coût de la structure augmente. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales. IL est fixé au sol grâce à des pylônes en acier ou en béton armé.
8. **Le système d'orientation de la nacelle**: c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.
9. **Le système de refroidissement**: il est à air, à eau ou à huile et destiné au multiplicateur et à la génératrice.
10. **Les outils de mesure du vent**: la girouette pour la direction et les anémomètres pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande.
11. **Le système de contrôle électronique**: il gère le fonctionnement général de l'éolienne et de son mécanisme d'orientation.
12. **Le transformateur** qui se trouve au pied du mât
✓ *Éoliennes à axe vertical*

Il existe deux principaux types d'éoliennes à axe vertical : *type Savonius et type Darrieus*. Leur rendement est moins bon que celui des éoliennes à axe horizontal mais elles ont d'autres avantages non négligeables: pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent,

construction souvent simple. Les Figures 1.18 et 1.19 présentent les différents types d'éoliennes à axe vertical

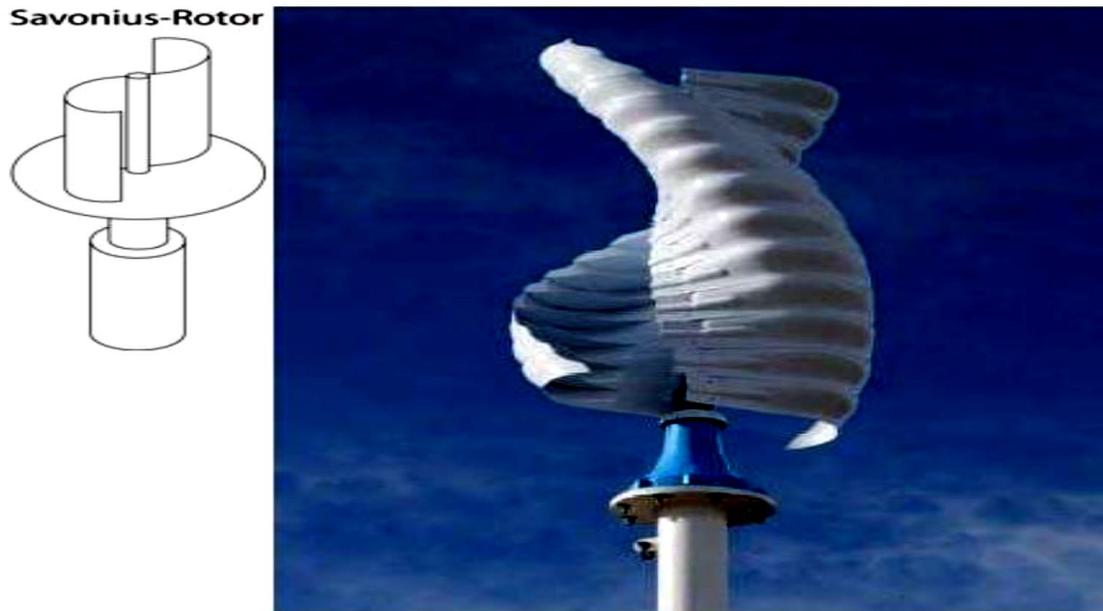


Figure 1.18. Éoliennes de type Savonius [30]

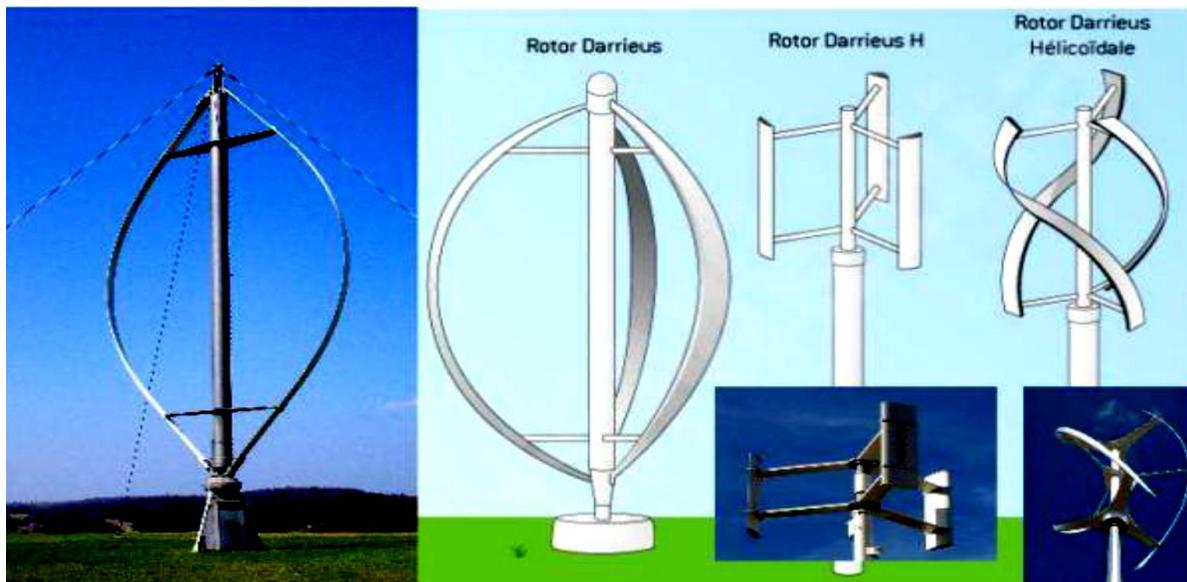


Figure 1.19. Eoliennes de type Darrius [30]

Chaque éolienne a une courbe de puissance qui la caractérise. Elle représente la distribution de puissance instantanée pour chaque vitesse de vent mesurée à la hauteur de moyeu (partie centrale des pâles). La Figure 1.20 présente la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

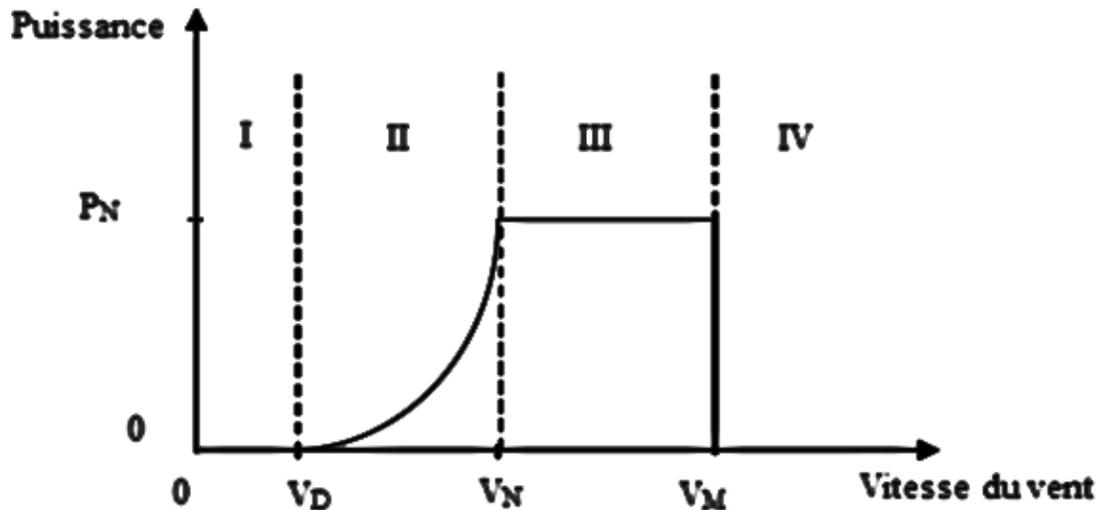


Figure 1.20. Caractéristique vent-puissance des éoliennes [31]

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance appelée puissance nominale P_N . Cette puissance s'obtient à partir d'une vitesse du vent, V_N qui est la vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_N , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante. A côté de la vitesse nominale V_N , on spécifie aussi, vitesse de démarrage V_D , la vitesse maximale du vent V_M [31, 32].

Quatre zones sont définies sur le diagramme de la puissance par les vitesses V_N , V_D et V_M utile en fonction de la vitesse du vent:

- La zone I, où la puissance est nulle car la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage (la turbine ne fonctionne pas),
- La zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent (vitesse du vent est supérieure à la vitesse de démarrage),
- La zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance fournie reste sensiblement égale à P_N (vitesse du vent est supérieure ou égale à la vitesse de nominale de la turbine),
- La zone IV, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie (vitesse du vent est supérieure à la vitesse de maximale de la turbine).

❖ Classification des éoliennes

Le Tableau 1.2 donne les différentes classes d'éolienne en fonction de leur diamètre et puissance [30]:

Tableau 1.2 : Classification des éoliennes

Eoliennes	Diamètre	Puissance
Petite éolienne	entre 0,5 m et 20 m	Inférieur à 100 kW
Moyenne éolienne	entre 20 m et 50 m	entre 100 kW a 1 MW
Grande éolienne	entre 50 m et 100 m	plus de 1 MW

❖ Avantages de l'énergie éolienne

Les avantages cités ci-dessous montrent que l'éolienne est une bonne alternative aux sources d'énergies fossiles. Ils sont récapitulés comme suit [28]:

- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO₂ rejetées chaque année.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles.
- L'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer [33].

❖ Inconvénients de l'énergie éolienne

Malgré ces avantages, l'éolienne présente quelques désavantages [28]:

- L'impact visuel.
- *Le bruit*: il a été nettement réduit, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur.
- *La qualité de la puissance électrique*: la source d'énergie éolienne étant intermittente, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne.

- *Le coût de l'énergie éolienne* par rapport aux sources d'énergie classiques: bien qu'en terme de coût, l'éolien puise plus sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

iii. Système hydroélectrique

Un système hydroélectrique peut se définir comme une installation qui transforme l'énergie mécanique d'un cours d'eau ou une retenue d'eau en énergie électrique.

L'eau est également une source renouvelable puisqu'elle se régénère grâce au cycle d'évaporation et des précipitations. Sa force est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des barrages, des moulins à eau et des systèmes d'irrigation [31]. Un système hydroélectrique ou encore une centrale hydroélectrique est composé de quatre éléments essentielles comme le montre la Figure 1.21 [34].

- ✓ *les ouvrages de prise d'eau* : La forme et les dimensions de cet ouvrage sont adaptées à la nature du terrain ou à la conformation du lit du cours d'eau [34]. Il est construit en enrochements, en gabions, en terre, en maçonnerie ou en béton. Il peut parfois tirer parti des faciès naturels et ne nécessiter aucun aménagement.

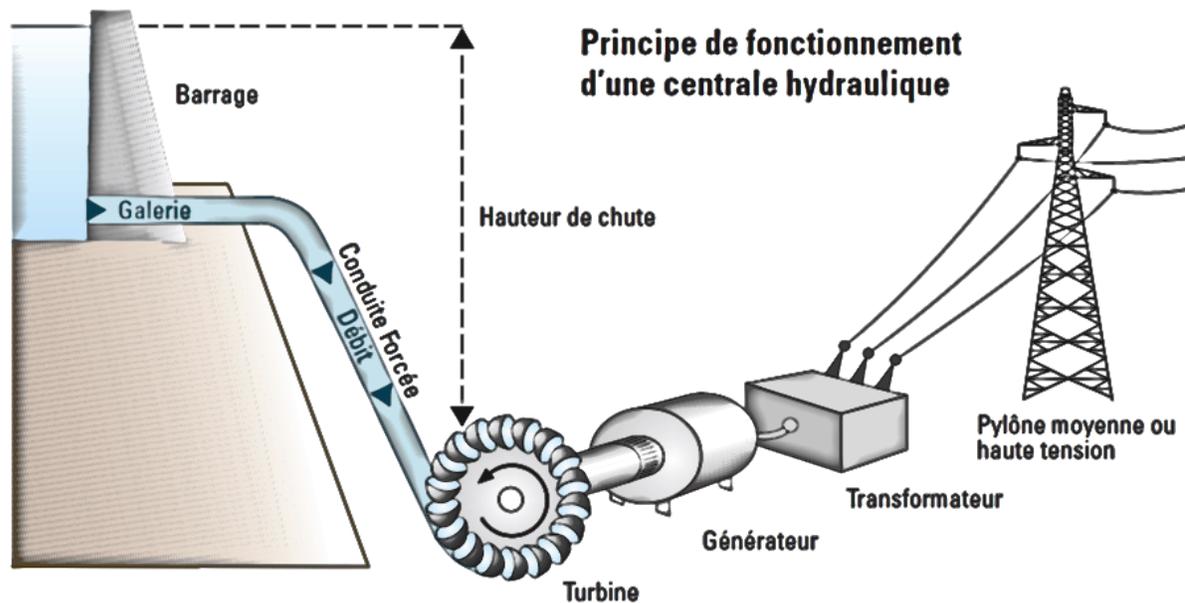


Figure 1.21. Composants d'une centrale hydroélectrique [34]

- ✓ *les ouvrages d'amenée et de mise en charge* : ce canal d'amenée, en terre ou en béton, et la conduite forcée le plus souvent en acier ou en polyéthylène dirigent l'eau vers la turbine. Le canal est muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours

d'eau. Un système de vannes répond à différentes utilisations parmi lesquelles protection contre les crues, isolement du canal, isolation de la turbine, etc. Une chambre de mise en charge si le canal d'amenée est à écoulement libre, ou une cheminée d'équilibre s'il s'agit d'une conduite en charge, assure la jonction avec la conduite forcée qui alimente en eau la turbine.

- ✓ *les équipements de production* : une turbine, comme la roue à aube d'un moulin, transforme en énergie mécanique l'énergie fournie par la chute d'eau. Il existe de nombreux types de turbines s'adaptant aux différentes contraintes imposées par chaque site. Un générateur produit l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique de la turbine. Parmi les turbines les plus connues on peut citer: **la turbine Pelton** qui est adaptée aux hautes chutes; **la turbine Francis** plutôt montée pour des chutes moyennes, voire hautes; **la turbine Kaplan** parfaitement adaptée aux basses chutes et forts débits, avec une roue de type hélice, comme celle d'un bateau; **la turbine Wells**, assez peu connue, utilise le mouvement de l'air provoqué par le mouvement des vagues à travers un tube vertical.
- ✓ les ouvrages de restitution : à la sortie de la centrale, les eaux turbinées sont renvoyées dans la rivière par un canal de fuite. Ce canal est établi soit à l'air libre, soit en galerie dans le cas où la centrale est souterraine.

❖ Classification des centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques peuvent également être classées en fonction de la quantité d'électricité produite [34]:

- Grande centrale dont la puissance est supérieure à 10MW,
- Petite centrale dont la puissance est entre 1MW et 10 MW,
- Mini-centrale dont la puissance entre 10kW et 1MW,
- Microcentrale dont la puissance est inférieure à 10kW.

❖ Avantages des centrales hydroélectriques

- Contrairement aux combustibles fossiles et nucléaires, elle est renouvelable.
- Efficace: ~90% de l'énergie cinétique convertie en électricité
- Fiable: les seuls mécanismes en jeu sont la turbine et la génératrice.
- Aucune émission de gaz à effet de serre.

- Économique: une fois construite, les coûts de maintenance et d'exploitation de la centrale hydroélectrique sont faibles comparés à ceux de la centrale thermique ou nucléaire.

❖ Inconvénients des centrales hydroélectriques

- Les coûts d'installation d'une centrale hydroélectrique sont très importants;
- Les écosystèmes aquatiques originels et les débits saisonniers naturels des cours d'eau peuvent être bouleversés par les installations;
- Inondation de grands espaces fertiles nécessitant souvent le déplacement des populations locales.

iv. Système de stockage

Le stockage d'énergie est un facteur clé dans un système d'énergie hybride en site isolé étant donné le caractère aléatoire et variable dans le temps des énergies renouvelables.

Il existe deux catégories de systèmes de stockage d'énergie : *directe et indirecte* [35].

Les systèmes directs utilisables sont les super-condensateurs et les inductances supraconductrices (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage) [36].

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont [35] :

- les accumulateurs électrochimiques.
- les accumulateurs à volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage).
- les systèmes à air comprimé en bouteilles.
- les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible (ou a PAC réversible).

Les accumulateurs électrochimiques sont les plus utilisées dans les systèmes hybrides et ce sont d'ailleurs ceux que nous avons adoptés dans cette thèse. Les technologies et variantes des accumulateurs électrochimiques sont nombreuses [37]:

- ✓ *les batteries au plomb*: qui sont les plus économiques pour un système multi-sources et présentent l'avantage d'être recyclable à plus de 90%. Sauf que, ces batteries sont sensibles aux mauvais usages et leur durée de vie est souvent bien inférieure à celle du dispositif générateur d'électricité. En effet, les batteries au plomb dans leur technologie actuelle acceptent assez mal les décharges profondes. La profondeur de décharge est en effet responsable de la dégradation de ces batteries, conduisant à une réduction notable de leur durée de vie lorsqu'elles sont utilisées dans des conditions extrêmes.

- ✓ *les batteries alcalines (Ni/Cd et Ni/MH)*: qui sont beaucoup plus robustes mais aussi plus coûteuses. Elles sont mieux adaptées aux basses températures. Par contre, leur recyclage est compliqué à cause du cadmium qui est un métal lourd et polluant.
- ✓ *les batteries au lithium*: présentent les meilleures performances. L'autodécharge des accumulateurs Li-ion est en effet faible alors que leur énergie massique stockée est relativement bien supérieure. Ceux-ci permettent par ailleurs un cyclage à grande profondeur de décharge avec un impact moindre sur les performances comparativement à l'accumulateur au plomb surtout, mais aussi au nickel-cadmium. Cependant, actuellement, nous reprochons à ces accumulateurs aussi bien leur coût relativement élevé que leur niveau de développement et de sécurité : non seulement, ils nécessitent un circuit de protection complexe et coûteux pour gérer la charge et la décharge et éviter la destruction des éléments, mais aussi, contenant un pourcentage élevé de métaux lourds dangereux, ils affichent un problème environnemental.
- ✓ *Batterie à recombinaison de gaz (batterie VRLA)*: un des grands inconvénients des batteries « ouvertes » est l'entretien important qu'elles imposent, en particulier l'ajout régulier d'eau. Une réponse a été apportée au début des années 80 [38], avec un nouveau type de batteries ne nécessitant qu'un très faible niveau de maintenance: les batteries à recombinaison de gaz. En cas de dégazage, l'hydrogène et l'oxygène se recombinent pour former de l'eau. Le taux de recombinaison varie entre 95% et 99% alors qu'il est inférieur à 30% dans le cas des batteries ouvertes. Si la pression interne des gaz devient trop forte, ces batteries disposent d'une vanne-soupape qui relâche les gaz, d'où leur nom anglais : VRLA Batteries pour (Valve Regulated Lead Acid Batteries). Des alliages Pb-Ca-Sn sont souvent utilisés dans ce type de batteries. Il existe deux types de batteries VRLA : *les batteries gel et les batteries AGM (Absorbed Glass Mat)*

v. *Générateur diesel*

Le groupe (générateur) diesel est la source principale d'énergie électrique dans la plupart des régions isolées.

Généralement, le groupe électrogène est un moteur diesel qui est directement couplé au générateur synchrone ou l'Alternateur comme le montre la figure 1.22. La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un régulateur de vitesse sur le moteur diesel [39]. Ce régulateur fonctionne en ajustant le débit de carburant au moteur diesel, pour garder la vitesse du

moteur et la vitesse de l'alternateur constante. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré [40]. Pour pouvoir assurer en tout temps la qualité de l'électricité fournie (tension et fréquence stables), un régulateur de tension triphasée agit sur l'excitation des alternateurs synchrones pour s'opposer aux variations de tension [27].

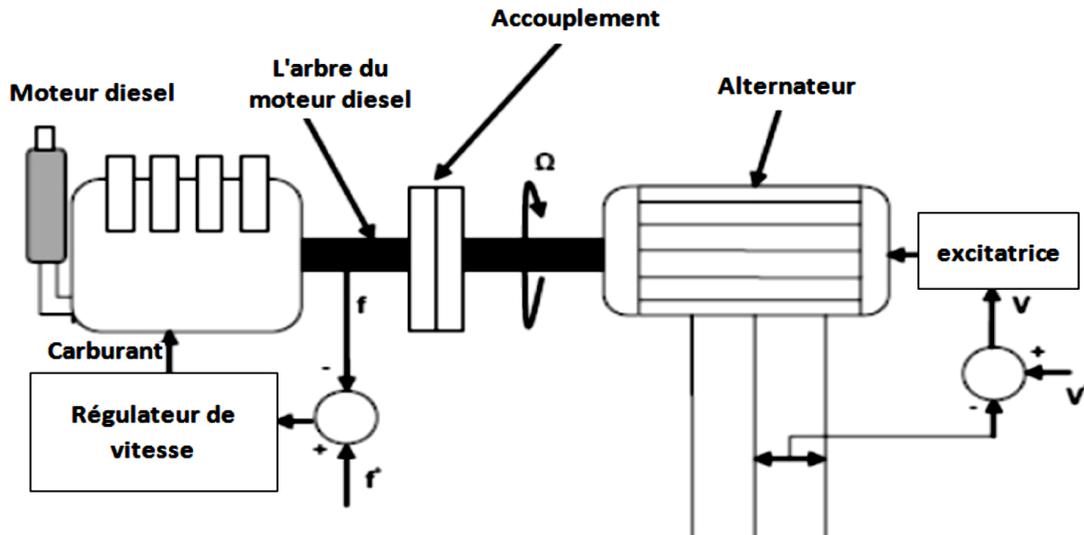


Figure 1.22. Configuration du générateur diesel [40]

❖ **Avantages du générateur diesel**

- Coût d'investissement relativement bas par rapport aux autres composants d'un système hybride
- Disponible à tout instant lorsque le générateur est en bon état
- Installation facile

❖ **Inconvénients du générateur diesel**

- Très polluant
- Exploitation très coûteuse
- Nuisance sonore
- Nécessite un entretien en permanence
- Consomme beaucoup de carburant (diesel) qui n'est pas gratuit comme c'est le cas avec les ressources renouvelables

vi. Convertisseur

Un système de conversion des énergies renouvelables nécessite des convertisseurs pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en courant alternatif (CA)

et inversement. Les trois types de convertisseurs très souvent rencontrés dans un système d'énergies renouvelables sont: *les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs* [40].

- *Les redresseurs* convertissent le courant alternatif en courant continu (CA/CC). Ils sont très souvent utilisés pour charger les batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, ne sont pas chers et ils ont un bon rendement.
- *Les onduleurs* convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ((ils imposent leur propre fréquence à la charge) ou en parallèle avec des sources à CA (Ils exigent la présence d'une source à CA pour fonctionner). Il existe aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur.
- *Les hacheurs* réalisent la conversion CC/CC, par exemple. Pour adapter la tension entre deux sources [41].

1.3- Revue de littérature sur des travaux de recherche relatifs au sujet

Depuis plus de trois décennies, plusieurs travaux de recherche ce sont intéressés aux systèmes d'énergie hybride. Ce fort intérêt s'explique par les raisons suivantes:

- l'augmentation assez régulière de la consommation mondiale d'électricité. En 35 ans elle a été multipliée par 3. Elle était de 6129 TWh en 1973 et passait à 22 315 TWh en 2009 [15],
- les contraintes liées aux ressources (dilapidation des stocks de charbon, de pétrole et de gaz naturel), aux modifications irréversibles des écosystèmes ainsi qu'aux tensions internationales découlant de la compétition par les pays en voie d'industrialisation pour ces sources d'énergie,
- la hausse des prix de carburant surtout après la première guerre du Golfe en 1991 et en ce moment les différents conflits qui sévissent dans le monde notamment entre l'Ukraine et la Russie,
- le besoin d'un système énergétique durable avec des technologies propres afin de sauvegarder notre planète,
- l'opportunité d'innover en créant un nouveau secteur d'activité pour dynamiser l'économie et recréer de l'emploi.

1.3.1- Revue de littérature de quelques travaux récents sur le plan mondial

Pour faire face à la croissance rapide de la demande mondiale en énergie et aux déficits d'accès à l'électricité, il faut que l'énergie soit produite et utilisée de manière durable afin de parvenir à une énergie durable pour tous. En 2016, des études ont montré qu'environ 17 % de la population mondiale (1,2 milliard de personnes), principalement en Asie-Pacifique et en Afrique subsaharienne, n'a toujours pas accès à l'électricité; malgré une augmentation de la production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables [42, 11]. Cela est principalement dû au fait que la plupart de ces personnes vivent dans des régions éloignées où il est très difficile d'accéder au réseau interconnecté.

Nurunnabi et al. [43] ont utilisé un algorithme de réseau neuronal spécialisé et Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) pour étudier la faisabilité et faire une analyse de sensibilité sur quatre types de systèmes différents, comprenant PV-réseau, Eolien-réseau, Eolien-PV- réseau et les énergies renouvelables hybrides hors réseau pour fournir de l'électricité à faible coût dans cinq zones rurales du Bangladesh. Les auteurs ont pris en compte des facteurs tels que le coût actuel net, le coût de l'énergie, la fraction renouvelable, la demande de charge locale, la disponibilité des ressources d'énergie renouvelables, l'économie du système et les émissions de gaz à effet de serre, les configurations optimales du système d'énergie renouvelable hybride (éolien/PV/réseau/ batterie) pour les zones mentionnées sont déterminées. Les résultats ont montré que la production était plus sensible aux variations de la vitesse moyenne du vent et de l'irradiance solaire à long terme, du taux d'actualisation nominal et de la durée de vie des éoliennes que les autres intrants.

Kharrich et al. [44] ont utilisé l'optimisation de l'essaim de particules (*PSO en anglais*) pour minimiser et comparer la valeur actuelle nette (VAN) d'un système de micro-réseau composé de PV, de turbine éolienne, de générateur diesel et de batteries dans deux villes de deux pays différents (Irak et Maroc) en utilisant la probabilité de perte d'alimentation (*LPSP en anglais*) et la fraction renouvelable (*Renewable fraction en anglais*) comme contraintes.

Pour optimiser le *Cost Of Energy* (COE) d'un système hybride d'énergies renouvelables autonome composé d'éoliennes, de PV, d'hydroliennes et d'un parc de batteries, Mohamed et al. [45] ont utilisé le PSO sur divers scénarios en tenant compte de l'état de charge (*SOC en anglais*) du système de stockage d'énergie, de la haute fiabilité et de la planification de l'expansion pour

le développement futur comme contraintes et ont remarqué une solution optimale à un taux de temps supérieur à 80% de la technologie conventionnelle et en moins de 20 itérations.

Maleki et al. [46] ont minimisé le coût d'un système hybride raccordé au réseau pour une application résidentielle, en incorporant un système de production combinée de chaleur et d'électricité solaire-éolienne-pile à combustible utilisant le PSO qui a été comparé à l'algorithme génétique (*GA en anglais*) en termes de précision et de vitesse.

Borhanazad et al. [47] ont utilisé PSO pour optimiser un système de micro-réseau hybride (HMGS en anglais) dans trois stations en Iran en fonction de la fiabilité et du coût pour un certain nombre de ménages.

Yusra et al. [48] ont optimisé un système hybride d'énergie renouvelable composé d'éoliennes, de cellules solaires, de micro-générateurs hydroélectriques, de générateurs diesel, d'un parc de batteries, d'un électrolyseur, de réservoirs d'hydrogène et d'une pile à combustible en tenant compte de la valeur actuelle nette (VAN), du coût de l'énergie (COE) comme fonctions objectives afin de répondre à l'indice du facteur de perte équivalent (ELF).

Mostafa et al. [49] ont appliqué quatre algorithmes d'optimisation méta-heuristique à savoir <<Whale Optimisation Algorithm (WOA)>>, <<Sine-Cosine Algorithm (SCA)>>, <<FireFly Algorithm (FA)>> et <<Crow Search algorithm (CSA)>> pour introduire une conception multicritère optimale d'un système de production d'énergie hybride connecté au réseau en tenant compte de l'implication d'un réseau de distribution de gaz naturel et ils ont obtenu des résultats fiables avec SCA.

Sudhir et al. [50] ont appliqué la méthode hybride <<Particle swarm optimisation-Grey wolf optimisation (PSOGWO)>> pour résoudre le problème du déblocage de la charge économique. Le PSOGWO a été comparé à d'autres méthodes (CSA, GWO, PSO, méthode d'itération Lambda et programmation quadratique) et le PSOGWO s'est avéré être le plus efficace pour résoudre un tel problème.

Eteiba et al. [51] ont mené une étude technico-économique d'un système hybride PV/biomasse hors réseau dans le village de Monshaet Taher pour des besoins ménagers en utilisant diverses techniques d'optimisation, notamment l'algorithme de pollinisation des fleurs (FPA), l'algorithme Harmony Search (HS), l'algorithme Artificial Bee Colony (ABC) et l'algorithme Firefly (FA). Les résultats de la simulation ont montré que FA a le temps d'exécution minimum et les meilleures performances parmi ces algorithmes. Ils ont également

montré que la configuration optimale est obtenue pour un système comprenant 24 panneaux photovoltaïques, 4 systèmes d'alimentation à la biomasse et 298 batteries Ni-Fe.

Samy et al. [52] ont proposé une technique d'optimisation de l'essaim de particules multi-objectif (*MOPSO en anglais*) pour résoudre le problème de dimensionnement d'un micro-réseau introduit via une perspective économique qui est le coût de l'énergie (COE). L'algorithme MOPSO tente de réduire le COE aux valeurs inférieures en maintenant la probabilité de perte d'alimentation (*LPSP en anglais*) aussi minime que possible. Une analyse statistique a été effectuée pour étudier l'exactitude des résultats de la technique introduite. Trois indicateurs ont été proposés, à savoir les indices de capacité du processus, la probabilité normale et la carte de contrôle. Le système optimal du point de vue économique se compose de deux groupes électrogènes à biomasse, de 31 piles à combustible, de 65 électrolyseurs et de 186 réservoirs H_2 avec un NPC de 2 314 842 \$, un COE de 0,335 \$/kWh à un LPSP de 1,929 %.

Samy et Barakat [53] ont effectué une analyse de modèle pour un micro-réseau hybride biomasse-PV afin de montrer la capacité à répondre aux besoins en énergie d'une irrigation et des ménages d'un domaine agricole en Égypte. Cela a été fait en utilisant PSO, un algorithme hybride d'optimisation des mauvaises herbes envahissantes (*Invasive weed en anglais*) et d'optimisation de l'essaim de particules (HIWO/PSO), HS et FPA. La VAN, la probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP) et la fraction énergétique excédentaire (*EEF en anglais*) ont été appliqués comme exposant pour estimer la compétence du micro-réseau introduit. HIWO/PSO s'est avéré être la meilleure parmi les quatre techniques d'optimisation.

Samy et al. [54] ont profité des ressources énergétiques renouvelables disponibles pour résoudre le problème des pannes de courant à Hurgada, en Égypte. Cela a été fait en proposant de connecter le service public à un système hybride constitué de systèmes photovoltaïques (PV), éoliennes (WT) et à pile à combustible (FC) où ce système hybride est considéré comme un système de secours qui fonctionne lorsque le réseau n'est pas disponible. La mise à l'échelle des composants a été mise en œuvre pour améliorer le coût actuel net du système proposé à l'aide de deux techniques méta-heuristiques groupées, à savoir la technique d'optimisation hybride Firefly et Harmony Search (HFA/HS) et comparée à la technique d'optimisation de l'essaim de particules (PSO). Les résultats de la simulation ont montré que le système optimal pour résoudre l'indisponibilité du réseau se compose de quatre-vingts PV, deux éoliennes, vingt FC, quarante et un électrolyseurs et cent dix-huit réservoirs d'hydrogène. Les résultats ont également montré que

le volume d'échange avec le réseau a atteint 4 GW d'achat et 3 GW de vente et que le système suggéré est économiquement viable avec un LCOE de 0,0628 \$ / kWh, ce qui était inférieur à l'achat d'électricité du réseau pour les utilisateurs commerciaux en Égypte, qui est de 0,1 \$ / kWh.

Ahmad et al. [55] ont fait une analyse de faisabilité détaillée d'un système d'énergie renouvelable hybride pour satisfaire (*HRES en anglais*) la demande énergétique d'un bâtiment de l'Université du Royaume d'Arabie saoudite (KSA) en utilisant l'algorithme culturel (CA), l'algorithme JAYA et le PSO. L'analyse de faisabilité présente des apparences techniques et économiques pour le HRES qui comprend des sources intégrées de photovoltaïque (PV), d'éoliennes, de piles à combustible et de batteries. Il a été constaté que la modification du coût initial du système solaire photovoltaïque suivi des piles à combustible a le plus grand effet à la fois sur la VAN du système et sur le COE, tandis que la variation du prix du parc de batteries a eu le moins d'effet.

De ce qui précède, nous comprenons à suffisance que le développement des ressources d'énergies renouvelables est la meilleure option pour permettre aux populations en zone rurale d'avoir accès à une énergie électrique fiable et durable. Hors mis les critères d'évaluations habituelles, la prise en compte de la gestion de la demande (*demand side management ou DSM en anglais*).

La gestion de la demande est une activité menée pour influencer la quantité ou le calendrier de la consommation d'énergie de manière à accroître la satisfaction des clients tout en modifiant ou réduisant la demande d'énergie de ces derniers [58]. Les différents schémas DSM comprennent [59]: *l'Efficacité énergétique DSM* (réduction de la demande grâce à des processus, des bâtiments ou des appareils plus efficaces), *DSM de contrôle de charge* (par le changement de modèle de charge et moins d'encouragement de la demande pendant les périodes de pointe), *DSM sensible aux prix* et *DSM éducatif*. À cet égard, de nombreux chercheurs ont travaillé sur la mise en œuvre de systèmes DSM dans la conception de HRES. Samy et al. ont conçu un système d'énergie verte rentable connecté au réseau en utilisant la technique multi-objectifs d'optimisation de l'essaim de particules (MOPSO) à Qesm Remanah en Égypte en considérant la probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP), le coût de l'énergie (COE) et les taux d'énergie excédentaire du système (SSER) comme fonctions objectives pour divers pourcentages de disponibilité du réseau (*Grid Availability ou GA en anglais*). Les résultats ont montré que

pour une valeur de SSER de 0,33%, la conception du système pour résoudre l'indisponibilité du réseau se compose de 12 panneaux solaires, d'une éolienne et de 1420 batteries avec un COE de 0,145 \$ / kWh et un TNPC de 3 699 800 \$ [60]. Sobhan et al. ont proposé un modèle de programme de gestion optimale de l'énergie (PGE) associé aux systèmes de stockage de l'énergie électrique (SSEE) et aux programmes d'efficacité énergétique (PEE) en tenant compte du taux d'investissement des EEP tout en résolvant le problème de gestion optimale de l'énergie. Les résultats de différents scénarios confirment que les PEE et les SSEE sont des programmes efficaces pour la gestion intelligente de l'énergie des micro-réseaux [61].

Xiaonan et al. [62] ont proposé une stratégie d'optimisation hybride robuste modélisée comme la programmation linéaire à nombres entiers mixtes (MILP) pour une planification optimale d'un micro-réseau multi-porteuses (*multi-carriers micro-grid ou MCMG en anglais*) avec pour objectif principal de minimiser le coût total de l'énergie du MCMG et de réduire les taux d'émission de CO₂; le rôle des parcs de stationnement pour véhicules électriques et d'un programme de transfert de charge d'un jour à l'avance, la réponse à la demande (DR) est prise en compte dans l'amélioration de la performance économique du MCMG sur les marchés de l'énergie. Les résultats obtenus ont montré que le coût énergétique total du MCMG et le coût des émissions sont réduits jusqu'à 3,51 % et 2,36 %, en présence du véhicule électrique, du stockage d'énergie multi-porteurs et des programmes de reprise après sinistre.

Ramesh et Saini [63] ont proposé une analyse technico-économique basée sur la gestion de la demande (DSM) dans le cadre des stratégies <<Load Follow (LF), Cycle Charging (CC) et Combined Dispatch (CD)>> avec des batteries plomb-acide (LA) et lithium-ion (Li-Ion) pour la conception optimale d'un HRES au Karnataka, en Inde, en utilisant HOMER. D'après les résultats obtenus, on observe que la stratégie HRES photovoltaïque (PV)/micro hydroélectrique (MHP)/batterie (BT) à base de batteries Li-Ion donne la solution optimale. La valeur actuelle nette (VAN) et le coût de l'énergie (COE) correspondants sont de 3 14 079 \$ et 0,103 \$ / kWh, respectivement, et la mise en œuvre du DSM permet d'économiser 33% en NPC et 0,003 \$ / kWh en COE, respectivement.

Kumar et al. [64] ont travaillé sur le dimensionnement optimal d'un système intégré d'énergie renouvelable (IRES) connecté au réseau pour le village Jalalabad en Inde en utilisant HOMER tout en considérant une stratégie de réponse à la demande et quatre cas différents obtenus en faisant varier la fraction (β_{NELS}) du transfert de charge non essentiel. Les résultats

ont montré que le coût actualisé de l'électricité (LCOE) avec la stratégie de réponse à la demande et de gestion optimale des ressources en vertu de laquelle $\beta_{NELS} = 0.25$ est réduit de 11,23 roupies/kWh et de 8,36 roupies/kWh avec le tarif de réseau de 10 roupies / kWh et 6 roupies / kWh respectivement et le coût actuel net total (TNPC) de $Rs. 1.99 \times 10^7$ et $Rs. 1.48 \times 10^7$ respectivement.

Mokhtara et al. [65] ont conçu de manière optimale un HRES composé de diesel/PV/éolien/batterie utilisant le PSO et en considérant des bâtiments à haute performance et à faible performance pour sept villages en Algérie. Le meilleur HRES à Biskra et Tamenrast, comprenait une batterie photovoltaïque (100 % d'énergie renouvelable) et un COE de 0,21 \$/kWh pour les bâtiments à haute performance.

Kiptoo et al. [66] ont étudié les perspectives d'interconnexion de la valeur de flexibilité à court terme dans la planification de la capacité à long terme en vue de la réalisation d'un micro-réseau avec une fraction élevée d'énergie renouvelable. Les programmes de réponse à la demande (DRP) de tarification dynamique (DRP) critiques ont été comparés pour une gestion efficace de la flexibilité du côté de la demande en tenant compte de la minimisation simultanée de l'indice LPSP et des coûts totaux du cycle de vie à l'aide de MOPSO. Les résultats ont montré que l'inclusion du DRP basé sur des prévisions a entraîné d'importantes économies de coûts d'investissement grâce à la réduction du dimensionnement des composants du système.

Tazay et al. [67] ont conçu un HRES pour une université dans le Royaume d'Arabie saoudite en utilisant trois techniques d'optimisation (l'algorithme culturel, l'algorithme JAYA et PSO). Les résultats ont montré que le système d'énergie hydrogène réduisait le soutien des facteurs économiques et écologiques pour le HRES par rapport à d'autres ressources et que le système photovoltaïque influençait considérablement les aspects économiques du HRES.

Rajanna et Saini [68] ont travaillé sur le dimensionnement optimal d'un système intégré d'énergie renouvelable pour quatre zones de l'État indien du Karnataka. Trois scénarios ont été envisagés: investissement élevé avec des appareils à faible consommation (*high investment with low ou HILR en anglais*), investissement moyen avec des appareils à consommation modérée (*medium investment with moderate ou MIMR en anglais*) et investissement faible avec des appareils à consommation élevée (*low investment with high ou LIHR en anglais*). Les simulations ont été effectuées à l'aide d'un algorithme génétique (GA) et du PSO en tenant compte de scénarios avec et sans DSM et les résultats ont montré que le scénario de HILR avec

la stratégie DSM s'avère avoir une valeur minimale de la VAN et du COE pour les zones 1 et 2, tandis que le scénario de MIMR avec DSM pour la zone 3 et LIHR avec DSM pour la zone 4 s'avère avoir le moins de TNPC et de COE.

1.3.2- Revue de littérature sur les systèmes d'énergie hybrides au Cameroun

Au Cameroun, l'accès global à l'électricité en 2019 était de 62% avec 94% en zones urbaines et 35% en zones rurales [69]. Cela est principalement dû au fait que la majeure partie de l'électricité produite est utilisée pour satisfaire la demande d'électricité des zones urbaines. Même avec ce taux d'accès élevé à l'électricité en zones urbaines, de nombreux ménages de ces zones n'ont pas accès à l'électricité. Le Tableau 1.3 présente le nombre de ménages privés d'électricité et leurs pourcentages respectifs dans les dix régions du pays. La Figure 1.23 montre la consommation sectorielle d'électricité en 2014 au Cameroun ; on voit clairement que le secteur résidentiel occupe un pourcentage non négligeable (20,7 %) dans l'électricité.

Tableau 1.3 : Accès des ménages à l'électricité au Cameroun en 2019 [69]

Regions	Total households	Households without electricity	Percentages of households without electricity
Adamawa	273,000	190,000	70%
Center	1,131,000	209,000	18%
East	177,000	110,000	62%
Far North	801,000	620,000	77%
Littoral	930,000	64,000	7%
North	524,000	379,000	72%
Northwest	530,000	270,000	51%
West	540,000	210,000	39%
South	205,000	88,000	43%
Southwest	430,000	153,000	36%

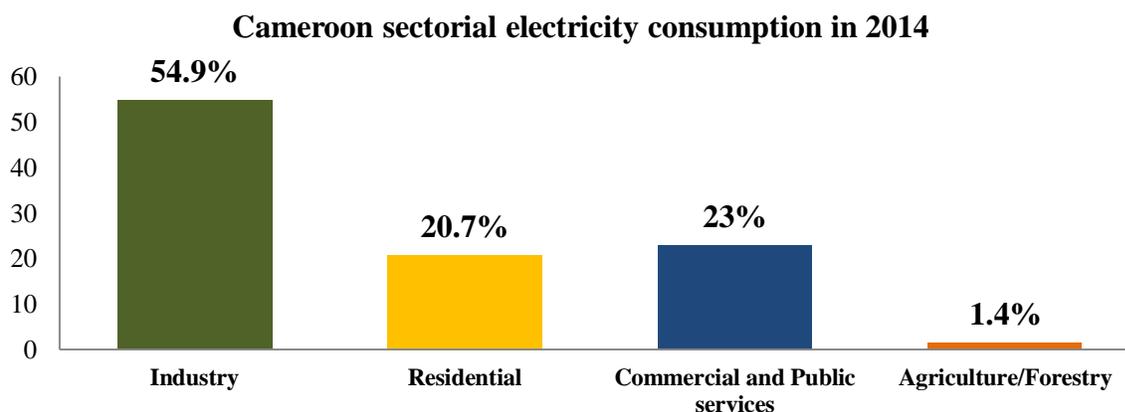


Figure 1.23. Consommation de l'énergie électrique par secteur au Cameroun en 2014 [70]

Le Cameroun compte deux principales zones climatiques à savoir équatoriale et tropicale, qui sont divisées en sous-types suivants [72] (Figure 1.24):

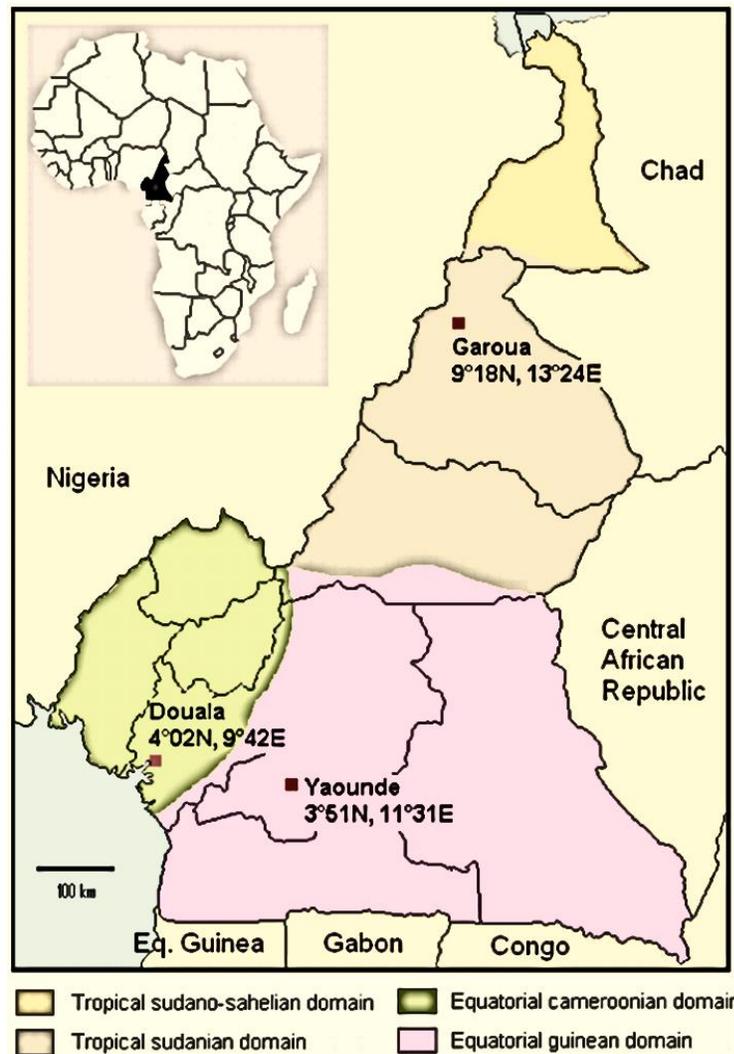


Figure 1.24. Main climatic zones of Cameroon. [71]

•Guinée équatoriale : il couvre environ un tiers du Cameroun et se trouve dans le sud du pays. Il se limite à la partie sud de la région de l'Adamawa. Il se caractérise par des précipitations toute l'année et les précipitations annuelles varient de 1500 à 2000 mm. Les températures annuelles moyennes sont d'environ 25 °C.

•Mousson équatoriale (Cameroun équatorial) : il s'étend de la côte autour de Kribi et couvre une partie du haut plateau occidental. Les précipitations annuelles varient de 2000 à 10 000 mm. Les températures annuelles moyennes varient de 21 °C à 25 °C.

•Tropical humide (Soudan tropical) : il couvre les régions du Nord et de l'Adamaoua. Les précipitations sont réparties sur environ quatre ou cinq mois seulement, tandis que les autres mois sont secs.

•Sudano-Sahelian (Sudano Sahelian tropical) : il s'étend de Maroua au bassin du lac Tchad. Il se caractérise par une courte saison des pluies et une saison sèche marquée. Ici, les quantités de précipitations varient de 900 mm autour de Maroua à 500 mm autour de Kousseri, et 400 mm autour des rives du lac Tchad. Les températures annuelles moyennes sont similaires à celles du type Soudan (28 °C).

Le Cameroun a été béni avec un potentiel d'énergie renouvelable qui est évalué comme suit: [73] hydroélectrique qui est estimé à environ 115 GWh/an (dont seulement 4% est exploité), potentiel solaire de $4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au Sud et $5,74 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au Nord, potentiel électrique biomasse d'environ 1072 GWh et potentiel éolien d'environ 2-4 m/s de vitesse éolienne dans la région du Grand Nord (KAELE fin lac Tchad) et jusqu'à 6,6 m/s sur le mont BAMBOUTOS dans la région Ouest. La Figure 1.25 illustre les principales ressources à partir desquelles l'électricité est produite avec leurs pourcentages respectifs. Il ressort clairement de ces chiffres que les énergies renouvelables occupent une partie négligeable.

PUISSANCE INSTALLÉE : 1540 MW (2021)

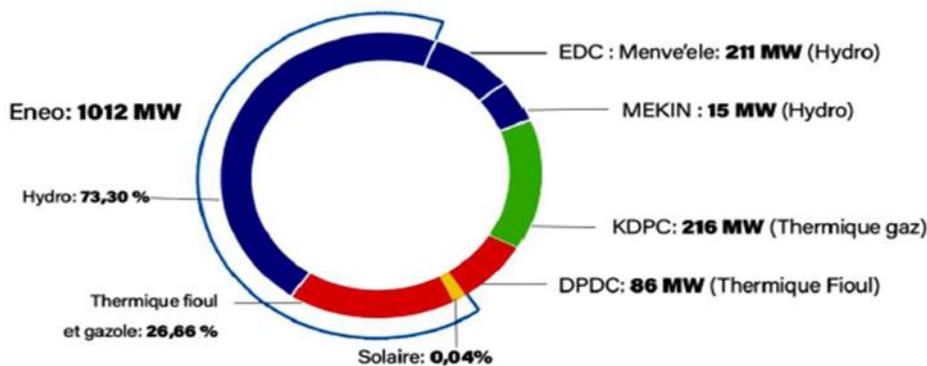


Figure 1.25. Share of installed Energy Capacity in Cameroon [70]

Au cours des dernières décennies, certains travaux de recherche sur les systèmes d'énergie renouvelable et hybride ont été menés au Cameroun; surtout dans les bâtiments résidentiels.

Abanda et al. [74] ont réalisé une étude de faisabilité sur les systèmes photovoltaïques autonomes au Cameroun pour l'électrification des bâtiments résidentiels de types T4, T5 et T6 à

Yaoundé et ont conclu que le coût unitaire moyen de l'énergie était plus élevé qu'à Onitsha et Sokoto au Nigeria.

Muh et Tabet [11] ont utilisé le logiciel HOMER et les données climatiques de Wum pour effectuer une analyse comparative des systèmes d'énergie renouvelable hybrides pour les applications hors réseau dans le sud du Cameroun. Ils ont examiné neuf (09) systèmes énergétiques hybrides basés sur des modules photovoltaïques, des éoliennes, une micro-hydroturbine, un générateur diesel, du parc de batteries, des contrôleurs de charge et des onduleurs; le système PV/diesel/petite centrale hydroélectrique/batterie avec un coût énergétique de 0,443 \$/kWh s'est avéré être le système le plus économique et le plus viable pour cette région. Le système optimal s'est avéré très résistant aux variations du débit, du taux d'intérêt, du prix du carburant et du coût du PV.

Nsafon et al. [75] ont présenté une méthode hybride de prise de décision multicritère (*Multi-Criteria Decision-Making ou MCDM en anglais*) composée du processus hiérarchie analytique (*Analytic Hierarchy Process ou AHP en anglais*) et de VIšekriterijumsko KOmpromisno Rangiranje (VIKOR) avec le cycle Plan-Do-Check-Act (PDCA) pour comparer six systèmes d'énergie renouvelable hybrides (HRES) entre eux et générateur diesel hors réseau pour sélectionner le meilleur système dans Touborro au Nord du Cameroun.

En 2013, Nfah [76] a évalué les systèmes hybrides photovoltaïques optimaux pour les villages reculés de l'Extrême-Nord du Cameroun, en utilisant une méthode d'optimisation itérative basée sur le nombre annuel souhaité d'heures de production et la valeur actuelle nette. Il a examiné la demande d'énergie quotidienne variable (D1) et la demande quotidienne constante d'énergie (D2). Les résultats ont montré que les heures de générateur diesel étaient plus élevées pour D2 avec une fraction renouvelable supérieure à 71,9%; l'analyse économique utilisant un coût de module PV d'un prix de carburant à distance de 1,12 € / l, un taux d'inflation de 5%, un taux d'actualisation de 6%, une autonomie de 2 jours, des coûts de module PV de l'ordre de 7,5 €/Wc-0,75 €/Wc et un taux d'inflation du carburant de l'ordre de 5% à 20%, a montré que les systèmes hybrides photovoltaïques étaient les options optimales pour D2 pour toutes les combinaisons de variables de sensibilité.

Nfah et al. [77] ont comparé les systèmes hybrides photovoltaïques, photovoltaïques autonomes et générateurs diesel autonomes en tenant compte de la valeur actuelle nette pour un village du nord du Cameroun avec une demande d'énergie de 7,08 kWh/ jour. Deux analyses de

sensibilité ont été effectuées à l'aide de différents prix du diesel et du module photovoltaïque. Les analyses de sensibilité ont montré que les coûts énergétiques minimaux étaient atteints dans le système hybride photovoltaïque à des fractions d'énergie renouvelable comprises entre 82,6 et 95,3% et pour un coût de module photovoltaïque de 5,25 €/Wc, le coût énergétique le plus bas pour l'option hybride photovoltaïque était de 0,692 €/kWh à une fraction d'énergie renouvelable finale de 95,3%, les heures de générateur diesel étant de 37 h par rapport à 2075 h dans l'option de générateur diesel autonome.

Nfah et al. [78] a également conçu de manière optimale des systèmes énergétiques hybrides composés d'un générateur de gaz de pétrole liquéfié, d'un micro-générateur hydroélectrique, de PV et d'un parc de batteries, pour une charge de 110 kWh/jour et 12 kWc dans la ville de Garoua en utilisant le logiciel HOMER. Les résultats ont montré que pour une augmentation de 40% du coût des composants du système électrique importés, le coût de l'énergie s'est avéré être de 0,296 €/kWh pour un système hybride micro-hydroélectrique comprenant un générateur micro-hydro de 14 kW, un générateur de GPL de 15 kW et 36 kWh de stockage sur batterie. En outre, le coût de l'énergie pour les systèmes hybrides photovoltaïques (PV) composés d'un générateur photovoltaïque de 18 kWc, d'un générateur de GPL de 15 kW et de 72 kWh de stockage sur batterie s'est également avéré être de 0,576 €/kWh pour le prix de l'essence à distance de 1 €/l et le prix du GPL de 0,70 €/m³.

Sadam et al. [79] ont travaillé sur l'optimisation d'un PV/batterie pour la ville de Ngaoundere en utilisant l'optimisation de l'essaim de particules (PSO). Ils ont considéré le coût de l'énergie comme critère d'évaluation. Les résultats ont montré que le coût moyen de l'énergie est de 0,369 \$/kWh.

Pour répondre au problème du délestage électrique dans les villes de Maroua, Garoua et Ngaoundere, Falama et al. [80] ont réalisé une étude technico-économique d'un système hybride PV/Batterie/connecté au réseau. La méthode d'optimisation algorithme Firefly (FA) a été utilisée en tenant compte d'une optimisation à double objectif, c'est-à-dire le coût de l'énergie et la probabilité de perte d'alimentation électrique pour la demande d'énergie d'un seul ménage. Les résultats ont montré que le système optimal pour les villes de Maroua et Garoua était le système PV / Batterie avec 8 modules PV et une capacité de batterie de 11.304 kWh avec une autonomie de 1 jour correspondant à un LPSP de 0% et un coût d'investissement de 6225,6 \$. Pour la ville de Ngaoundéré, ce système optimal est composé de 10 modules PV et d'une capacité de batterie

de 11.304 kWh avec une autonomie de 1 jour correspondant à un LPSP de 0% et un coût d'investissement de 7136,6 \$.

Yimen et al. [81] ont effectué une analyse technico-économique et une optimisation d'un système d'énergie hybride hors réseau 100% renouvelable basé sur le stockage d'énergie hydraulique pompée pour l'électrification de Djourdé, un petit village du nord du Cameroun. Le logiciel HOMER a été utilisé à cette fin et les résultats ont montré que le système optimal comprenait un système photovoltaïque de 81,8 kW et un générateur de biogaz de 15 kW, avec un coût de l'énergie (COE) et une valeur actuelle nette (NPC) de 0,256 \$/ kWh et 370 426 \$, respectivement.

Falama et al. [82] ont étudié et comparé quatre options différentes de systèmes de secours connectés au réseau en cas de graves pannes d'électricité pour l'approvisionnement en énergie des ménages dans la région de l'extrême nord du Cameroun en utilisant l'algorithme firefly. La fiabilité du système, le coût d'investissement, le taux pénétration des énergies renouvelables et les émissions de dioxyde de carbone sont les principaux indices comparatifs considérés. Les résultats ont montré que, pour une demande en énergie de 46418,100 kWh/an et une durée de vie du projet de 24 ans, le coût optimal de l'énergie est de 0,220 \$/kWh pour le système photovoltaïque/batterie/raccordé au réseau, de 0,338 \$/kWh pour le système photovoltaïque/diesel/raccordé au réseau, de 0,407 \$/kWh pour le système diesel/raccordé au réseau et de 0,389 \$/kWh pour le système diesel/batterie/réseau connecté.

Tamanjong et Tanyi [83] ont réalisé la conception et la mise en œuvre d'un système hybride solaire/mini-hydroélectrique d'énergie renouvelable pour la communauté rurale de Muyuka à l'aide du logiciel HOMER-Pro. Dans les résultats de la simulation, le système optimal fourni par HOMER Pro a une valeur actuelle nette (NPC) de 26,3 M\$ et un coût de l'énergie, 0,268 \$/kWh.

Yacuba et al. [84] ont utilisé le logiciel HOMER-Pro pour effectuer une étude comparative de dix options différentes de systèmes énergétiques hybrides autonomes pour l'approvisionnement en énergie d'un ménage dans trois régions du nord du Cameroun. La fiabilité du système, le coût de l'énergie, la pénétration des énergies renouvelables et les émissions de dioxyde de carbone ont été les principaux indices comparatifs pris en compte. Les résultats ont montré que, pour une demande d'énergie de 46418,100 kWh/an et un projet de durée de vie de 25 ans, la meilleure configuration optimale du système pour les sites considérés

sur la base de l'analyse économique est le système PV/DG/batterie avec un coût énergétique de 0,378 \$/kWh à Garoua, 0,359 \$/kWh à Maroua et 0,394 \$/kWh à Ngaoundere.

Tonsie et al. [85] ont réalisé une conception technico-économique de systèmes photovoltaïques/diesel/batteries en utilisant des données horaires sur le rayonnement solaire converties à partir de valeurs moyennes mensuelles avec l'algorithme de Duffie et Beckman pour la ville de Maroua en considérant trois méthodes différentes pour trois types de demandes d'électricité domestiques. Les méthodes appliquées étaient le logiciel HOMER-Pro et la méthode itérative. Les résultats ont montré que les configurations optimales en termes de coût, de fiabilité et de durabilité, composées de PV de 200 W et de batteries de 200 Ah, étaient des batteries 2PV/2 (0,8390 \$/kWh), des batteries 4PV/2 (0,6333 \$/kWh) et des batteries 8PV/2 (0,3665 \$/kWh) respectivement pour les consommateurs d'énergie domestiques faibles, moyennes et élevées.

Nsafon et al. [86] ont réalisé une étude de faisabilité technico-économique et de durabilité d'un système hybride PV/éolien/diesel conçu pour une alimentation électrique décentralisée à Ntambang dans le nord-ouest du Cameroun à l'aide du logiciel HOMER-Pro. Les résultats ont montré que pour une période projetée de 25 ans, le système d'énergie hybride sélectionné pour l'électrification d'un lotissement pourrait coûter 10,2 millions de dollars pour une charge quotidienne de 4876,5 kWh, et le coût pour chaque kWh d'électricité produite est de 0,4574 \$. Les résultats ont également montré que l'hybridation du système de production diesel standard augmentait la fiabilité et la rentabilité du système d'alimentation, économisant 0,316 \$ pour chaque kWh d'électricité produit, avec environ 1 521 310 kg d'émissions de CO_2 évitées chaque année.

1.3.3-Problématique et motivation de recherche

De la revue de la littérature, on peut faire les observations suivantes :

- La situation énergétique du Cameroun reste critique malgré l'énorme potentiel énergétique notamment renouvelable du pays ;
- Le générateur diesel reste la principale source d'électricité dans les pays en développement, en particulier dans les zones rurales en période de pénurie d'électricité. C'est très coûteux à long terme et très nocif pour l'environnement. Avec la disponibilité de plus d'une source d'énergie renouvelable, il est possible d'avoir une meilleure alternative que le générateur diesel;

- La plupart des chercheurs ont opté pour le logiciel HOMER comme outil d'optimisation et dans ce HOMER, il est difficile d'avoir des contraintes autres que celles déjà présentes dans le logiciel. Cela empêche les utilisateurs de travailler sur de nouvelles contraintes.
- Très peu de recherches ont utilisé des techniques d'optimisation méta-heuristiques comme PSO et le seul critère considéré est généralement la VAN du système. La plupart des chercheurs qui ont travaillé sur les stratégies de gestion de la demande ont basé leurs études sur les stratégies de déplacement de charge et de coupure de pointe; très peu ont travaillé sur l'efficacité énergétique ou la stratégie de conservation.
- La majorité des travaux d'optimisation des systèmes hybrides d'énergie renouvelable (HRES) sont hors réseau. Ils sont principalement axés sur les paramètres technico-économiques et l'aspect environnemental n'a pas vraiment été pris en compte car la plupart des études n'ont pris en compte que les émissions de gaz à effet de serre pendant le fonctionnement du système sans tenir compte de la nature polluante de certains composants au cours de leur processus de fabrication;
- Très peu de travaux ont utilisé la méthode de prise de décision multicritère (MCDM) pour choisir la meilleure configuration et aucune étude de ce type n'a été réalisée dans le contexte subsaharien en général et dans le contexte camerounais en particulier;

C'est fort de ce qui précède que cette thèse souhaite contribuer à la mise en avant de systèmes énergétiques hybrides répondant aux problématiques économiques, techniques et environnementales. La question de recherche qui ressort de cette analyse du contexte énergétique est : « **Peut-on trouver des combinaisons de technologies répondant à la consommation électrique d'un territoire en assurant un approvisionnement fiable, soutenable économiquement et respectueux de l'environnement ?** ».

1.3.4-Objectifs de recherche

L'objectif principal de cette thèse est de dimensionner et de développer un modèle d'optimisation d'une centrale (système) électrique hybride Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage pour résoudre le déficit énergétique en zone tropicale en général et au Cameroun en particulier.

Pour atteindre cet objectif, nous allons spécifiquement:

- ❖ estimer le potentiel énergétique renouvelable des sites choisis ;
- ❖ définir les courbes de charge en tenant compte la gestion de la demande;

- ❖ modéliser différentes configurations hybrides Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage suivant le modèle multi-objectif en prenant en compte critères d'évaluations techniques, économiques et environnementaux ;
- ❖ simuler et optimiser différentes configurations hybrides Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage en utilisant différentes techniques méta-heuristiques ;
- ❖ faire une étude comparative des différentes configurations suivant les différents critères d'évaluations afin de définir la meilleure configuration selon le site ;
- ❖ enfin faire une étude comparative des différentes techniques méta-heuristiques.

1.3.5-Contributions de la thèse

Cette étude va:

- ✓ Fournir une solution alternative et durable pour résoudre les problèmes d'électricité au Cameroun.
- ✓ Améliorer l'accès à l'énergie des communautés isolées au Cameroun et servir également d'outil de la prise de décision politique et de planification énergétiques utiles pour le pays.
- ✓ Contribuer au développement socio-économique du Cameroun en assurant un approvisionnement en électricité sûr et fiable,
- ✓ Contribuer à l'amélioration de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité au Cameroun, servir d'outil aux investisseurs et attirer l'attention du gouvernement pour des investissements importants dans le secteur des énergies renouvelables.
- ✓ Il enrichira également les connaissances actuelles sur les énergies renouvelables et l'atténuation du changement climatique dans le pays et dans le monde entier.

1.4-Synthese et conclusion du chapitre

Ce chapitre a été consacré dans un premier temps aux généralités sur les systèmes multi-sources qui sont des systèmes qui combinent et exploitent différentes sources d'énergies disponibles et facilement mobilisables. Il en ressort qu'il existe deux principaux types de systèmes multi-sources à savoir *les systèmes multi-sources autonomes et les systèmes multi-sources raccordés au réseau*. Concernant les systèmes multi-sources autonomes, nous avons présenté de manière détaillée les six systèmes sur lesquels nous avons mené nos études à savoir *PV/Eolien/Micro-hydro* *générateur/Stockage*, *PV/Eolien/Micro-hydro*

générateur/Diesel/Stockage, PV/Stockage, PV/ Diesel/Stockage, PV/Eolien/Diesel/Stockage, PV/Eolien/Stockage. Pour les systèmes multi-sources raccordés au réseau, il existe trois variantes de systèmes hybrides raccordés au réseau: systèmes hybrides résidentiels raccordés au réseau sans injection, systèmes hybrides raccordés au réseau avec injection des excédents de production et systèmes hybrides raccordés au réseau avec injection totale de l'énergie produite.

Nous nous sommes ensuite penchés sur la revue bibliographique des travaux de recherches relatifs à notre sujet de thèse sur le plan mondial et au Cameroun. Cela nous a permis de constater que le Cameroun regorge un énorme potentiel énergétique renouvelable qui est sous-exploité. De plus, plusieurs études ont été menées dans le but de résoudre le problème de déficit énergétique du pays; ceci en utilisant le logiciel d'optimisation HOMER-Pro et très peu de chercheurs camerounais ont utilisé les techniques d'optimisation méta-heuristiques qui sont les plus utilisées dans ce domaine de recherche. C'est fort de ceci que nous avons souhaité contribuer à la mise en avant de systèmes énergétiques hybrides répondant aux problématiques économiques, techniques et environnementales pour le Cameroun.

Le prochain chapitre parlera de la méthodologie que nous avons suivie dans l'implémentation de ce travail.

CHAPITRE II :
MODÉLISATION ET
OPTIMISATION DES
SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES
HYBRIDES

Chapitre II: MODÉLISATION ET OPTIMISATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES HYBRIDES

2.1-Introduction

Le chapitre précédent nous a permis non seulement de définir les différents systèmes énergétiques hybrides que nous allons étudier. Nous y avons également fait une revue bibliographique des travaux relatifs au sujet qui nous a permis de voir le grand intérêt que ce travail pourrait avoir dans la résolution du problème de déficit énergétique dans les pays en développement comme le nôtre.

Dans ce chapitre, nous abordons la question de la modélisation de ces différents systèmes énergétiques hybrides pour répondre aux besoins énergétiques d'un centre multimédia communautaire, de trois types d'habitats et d'une communauté en zone rurale, l'objectif principal étant le dimensionnement des systèmes d'une part et de les évaluer techniquement, économiquement et écologiquement d'autre part.

Nous allons tout d'abord passer en revue les modèles énergétiques des différents composants du système; nous décrirons en détail les modèles de l'éolienne, du générateur photovoltaïque, de turbine hydroélectrique, du générateur diesel et du banc de stockage; afin d'évaluer la production sur site par les sources renouvelables. Nous introduirons des critères énergétiques tels que la probabilité de perte d'alimentation (*Loss of Power Supply Probability en anglais*) et la fraction renouvelable (*Renewable fraction en anglais*). Ensuite, nous examinerons de près les aspects économiques et écologiques pour aboutir à une évaluation globale de la solution de dimensionnement. Au niveau de l'évaluation économique, nous considérons plus particulièrement les paramètres suivants : l'inflation, le taux d'intérêt; En revanche, au niveau de l'évaluation écologique, nous considérons la quantité de gaz à effet de serre émise par les différents systèmes.

Nous allons ensuite présenter les différentes méthodes d'optimisation d'un système énergétique hybride.

2.2- Modélisation des systèmes énergétiques hybrides

Les systèmes hybrides étudiés sont composés à partir de cinq sources d'énergie: hydroélectrique, éolienne, générateur photovoltaïque, batteries et générateur diesel.

Une modélisation de chaque composant est décrite ci-dessous. La complexité des modèles doit rester acceptable de façon à ne pas allonger les temps de simulation et de résolution numérique du problème d'optimisation [1]. Ce sont plutôt des modèles d'entrée-sortie, où seule la puissance active est considérée. Ils permettent de bien déterminer les différents flux d'énergie au sein du système hybride avec l'objectif d'optimiser le dimensionnement de chaque élément.

La simulation d'un tel système est obtenue en modélisant finement l'ensemble de ses composants [88] [89], en vue d'en optimiser le fonctionnement.

2.2.1- Modélisation du système hydroélectrique

Il existe deux types de barrages hydroélectriques : les réservoirs et les barrages au fil de l'eau. La seule différence entre ces deux types est que les premiers sont pilotables alors que les seconds dépendent du courant du cours d'eau sur lequel ils sont installés. Le principe de conversion étant similaire entre ces deux types de barrages, un unique modèle est développé afin de déterminer la production électrique de ces deux technologies. L'équation 2.1, issue de l'application du théorème de Bernoulli sans pertes de charges, décrit la puissance produite par un barrage [11, 89, 90, 91].

$$P_H = N_H \times \rho \times g \times H_{net} \times Q \times \eta_{tot} \quad 2.1$$

Avec P_H la puissance électrique produite par le barrage, ρ la masse volumique de l'eau ($en\ kg/m^3$), g l'accélération de pesanteur ($en\ m/s^2$), H_{net} la hauteur nette de la chute ($en\ m$), Q le débit volumique du cours d'eau ou de la conduite du réservoir ($en\ m^3/s$), η_{tot} le rendement du barrage et N_H est le nombre de générateurs hydroélectriques.

Les équations 2.2 et 2.3 décrivent la hauteur nette et rendement du barrage respectivement.

$$H_{net} = H_{gr} - (h_f + h_{tr} + h_b + h_o) \quad 2.2$$

Avec H_{gr} la hauteur brute (m), h_f les pertes dues à la friction (m), h_{tr} les pertes dues aux déchets (m), h_b les pertes dues au coude (m) et h_o les pertes de sorties (m).

$$\eta_{net} = \eta_{turbine} \times \eta_{alternateur} \quad 2.3$$

Pour des centrales micro-hydroélectriques, la puissance électrique produite se calcule à partir de la formule donnée par l'équation 2.4 [92]

$$P_H = N_H \begin{cases} \rho \times Q \times H_{net} \times \eta_{tu} \times \eta_g \times g, & Q_{min} \leq Q < Q_{max} \\ \rho \times Q_{max} \times H_{net} \times \eta_{tu} \times \eta_g \times g, & Q \geq Q_{max} \\ 0, & Q < Q_{min} \end{cases} \quad 2.4$$

Avec Q_{min} and Q_{max} sont respectivement les débits volumiques minimum et maximum du cours d'eau.

2.2.2- Modélisation du système éolien

La puissance de sortie d'une éolienne sur un site spécifique dépend de la vitesse du vent à une hauteur du moyeu et des caractéristiques données de la turbine. La vitesse du vent à une hauteur du moyeu donné peut être calculée en utilisant l'équation de loi de puissance [8, 9, 12, 93, 94]:

$$v_H = v_{ref} \left[\frac{H}{H_{ref}} \right]^\alpha \quad 2.5$$

v_H et v_{ref} sont respectivement les vitesses du vent au moyeu et à la hauteur de référence H et H_{ref} , et α est un exposant de la loi de puissance qui est une fonction à la fois de la stabilité atmosphérique dans la couche sur laquelle α est déterminé comme étant valide et les caractéristiques de surface sous-jacente. Par exemple, $\alpha = 1/7$ pour un terrain ouvert et c'est la valeur de α considérée dans ce travail.

La puissance que peut produire une turbine éolienne à un site donné, à une vitesse du vent donnée, dépend de sa courbe de puissance et ses propres caractéristiques. Les turbines ayant des puissances nominales similaires, au même endroit, à la même vitesse du vent, peuvent donner différentes puissances à leurs sorties [95].

Divers auteurs ont proposé différents modèles de prévision de la performance des éoliennes. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories [95]:

- Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.
- Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

i. Modèles basées sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.

D'après Ashok [95, 96], la puissance à la sortie d'un champ d'éoliennes identiques se calcule comme suit:

$$P_W = N_w \times \eta_t \times \eta_g \times 0,5 \times \rho_a \times C_p \times A \times v^3 \quad 2.6$$

Avec N_w le nombre d'éoliennes, η_t le rendement de la transmission, η_g le rendement de la génératrice, ρ_a la masse volumique de l'air, C_p le coefficient de puissance, A la surface balayée par les ailes de l'éolien et v est la vitesse de vent.

Selon Nelson et al. [95, 97], pour des vitesses de vent se trouvant entre la vitesse de vent de coupure et la vitesse nominale de la turbine, la puissance de sortie est donnée par :

$$P_W = N_w \times Eff_{ad} \times 0,5 \times \rho_a \times C_p \times A \times v^3 \quad 2.7$$

Avec $Eff_{ad} = 95\%$ représente le rendement global de l'éolien.

- Pour des vitesses de vent variant entre la vitesse nominale et la vitesse maximale (de coupure) de l'éolienne, la puissance de sortie sera égale à la puissance nominale de la turbine.

- Pour des vitesses inférieures à la vitesse de démarrage ou supérieure à la vitesse de coupure de l'éolienne, la puissance de sortie sera nulle.

Kolhe et al. [95, 98] ont montré que la puissance à la sortie d'un SCEE (Système de Conversion de l'Energie Eolienne) est donné par:

$$P_W = N_w \times 0,5 \times \rho_a \times C_p \times A \times v^3 \quad 2.8$$

La caractéristique ou le coefficient de puissance C_p dépend du nombre de pales utilisés tel que le démontre la Figure 2.1 [99].

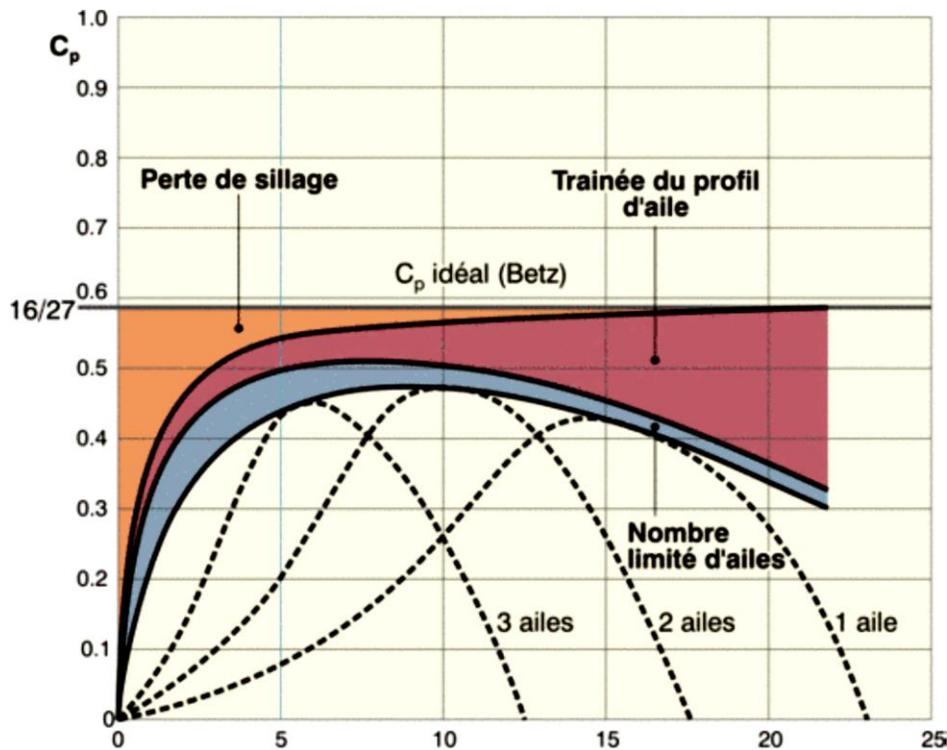


Figure 2.1. Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction du rapport de vitesses [99]

Les modèles d'Ashok à Kolhe et al. [95] sont tous basés sur le concept fondamental de l'énergie disponible dans le vent, qui est donné par l'équation 2.9.

$$P_W = N_w \times 0,5 \times \rho_a \times A \times v^3 \quad 2.9$$

ii. *Modèles basées sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.*

Il existe plusieurs modèles de ce genre parmi lesquels :

a) *Modèle basé sur courbe de puissance linéaire*

Yang et al. [100, 101] ont proposé un modèle très simple pour estimer la puissance produite par un champ d'éolienne. Ce modèle suppose que la puissance de sortie de la turbine éolienne augmente linéairement avec la vitesse du vent du démarrage à la vitesse du vent nominale, puis elle reste constante jusqu'à la vitesse maximale. Cela a conduit à l'équation caractéristique suivante [95]:

$$P_w = N_w \times \begin{cases} 0 & \text{pour } v < v_d \\ P_N \frac{v-v_d}{v_N-v_d} & \text{pour } v_d \leq v \leq v_N \\ P_N & \text{pour } v_N \leq v \leq v_m \\ 0 & \text{pour } v > v_m \end{cases} \quad 2.10$$

Avec P_N la puissance nominale de l'éolien, v_d la vitesse de démarrage, v_N la vitesse nominale de l'éolienne et v_m la vitesse maximale de l'éolienne.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle ne donne pas des résultats précis dans la gamme de vitesses entre la vitesse de démarrage jusqu'à la vitesse nominale, du fait que la courbe de puissance d'une éolienne est rarement linéaire [95]. Diaf et al. [102] ont amélioré ce modèle en incorporant la correction liée à la vitesse du vent par rapport à la hauteur.

b) *Modèle basé sur la loi cubique*

La puissance de sortie dans ce modèle se détermine par l'équation 2.11 développée par Deshmukh et al. [8, 9, 12, 84, 103, 104]:

$$P_w = N_w \times \begin{cases} 0 & \text{pour } v < v_d \\ av^3 - bP_N & \text{pour } v_d \leq v \leq v_N \\ P_N & \text{pour } v_N \leq v \leq v_m \\ 0 & \text{pour } v > v_m \end{cases} \quad 2.11$$

Où

$$a = \frac{P_N}{v_N^3 - v_d^3} \text{ et } b = \frac{v_d^3}{v_N^3 - v_d^3} \quad 2.12$$

c) *Modèle basé sur les paramètres de Weibull*

En utilisant le modèle proposé par Powell [105], Karaki et al. [106], Lu et al. [107] et Borowy et al. [108, 109], la puissance électrique moyenne à la sortie du champ d'éoliennes se calcule à partir de l'équation suivante:

$$P_w = N_w \times \begin{cases} 0 & \text{pour } v < v_d \\ a + bv^k & \text{pour } v_d \leq v \leq v_N \\ P_N & \text{pour } v_N \leq v \leq v_m \\ 0 & \text{pour } v > v_m \end{cases} \quad 2.13$$

Où

$$a = \frac{P_N v_d^k}{v_d^k - v_N^k} \text{ et } b = \frac{P_N}{v_N^k - v_d^k} \quad 2.14$$

Pour nos travaux, nous avons utilisé le Modèle basé sur la loi cubique qui semble être plus simple à manipuler par rapport aux autres.

2.2.3- Modélisation du système photovoltaïque

Une cellule solaire est une jonction semi- conductrice PN capable de produire de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque.

i. Modèles de cellule photovoltaïque

Le modèle idéal de cellules PV est celle à une diode sans résistance shunt (Figure 2.2).

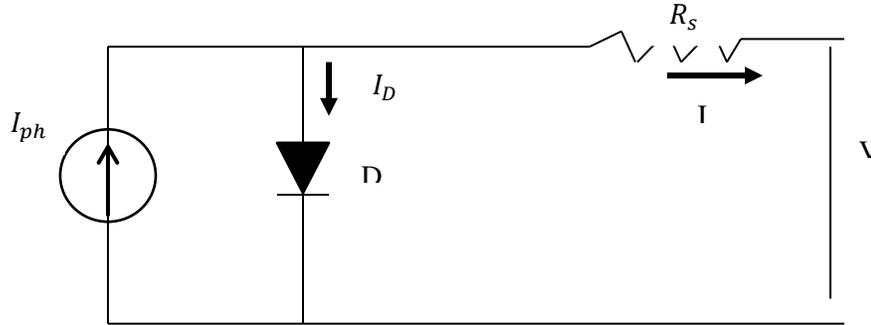


Figure 2.2. Modèle idéale à une seule diode

Les cellules photovoltaïques sont reliées entre elles, dans une configuration série-parallèle pour former un module photovoltaïque [95, 110]. Pour un module avec N_s cellules connectées en série et N_p cellules connectées en parallèle, le courant du module peut être calculé en fonction de la tension du module par les équations 2.15 et 2.16:

$$I = N_p \left[I_{ph} - I_{rs} \left[\exp \left(\frac{q(V+IR_s)}{AKTN_s} \right) - 1 \right] \right] \quad 2.15$$

$$I_{rs} = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left[\frac{E_G}{AK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad 2.16$$

Avec q la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-19}C$), K est la constante de Boltzmann, A est le facteur d'idéalité de la diode, T est la température de la cellule. I_{rs} est le courant de saturation inverse de la cellule a la température T , T_r est la température de référence de la cellule, I_{rr} est le courant de saturation inverse a T_r , E_G est l'énergie de bande interdite du semi-conducteur utilisé dans la

cellule. Le photo-courant I_{ph} varie avec la température et le rayonnement de la cellule comme le montre l'équation 2.17 [95, 111] :

$$I_{ph} = I_{scr} + k_i(T - T_r) \frac{S}{100} \quad 2.17$$

Où I_{scr} est le courant de court-circuit de la cellule à la température et au rayonnement de référence, k_i est le coefficient de température du courant de court-circuit et S est le rayonnement solaire (W/m^2).

Le modèle le plus utilisé pour prédire la production d'énergie des cellules photovoltaïques est le modèle de circuit à diode unique avec la résistance de shunt (R_{sh}) [95], tel que représenté sur la Figure 2.3.

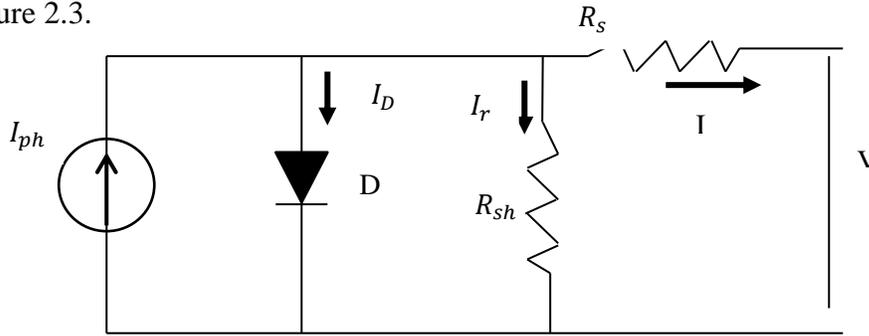


Figure 2.3. Modèle idéale à une seule diode avec résistance shunt

Dans ce cas, le courant de sortie peut être calculé par les équations 2.17, 2.18 et 2.19.

$$I = I_{ph} - I_D - I_r \quad 2.18$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{AKT} - 1\right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \right] \quad 2.19$$

Le modèle à deux diodes est également courant. Salam et al. [112] ont utilisé ce dernier pour représenter la cellule photovoltaïque (Figure 2.4).

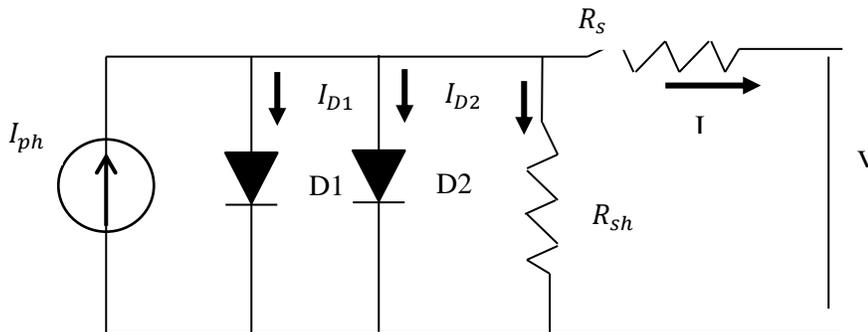


Figure 2.4. Modèle à deux diodes avec résistance shunt

Le courant de sortie de la cellule photovoltaïque du modèle à deux diodes peut être exprimé comme suit [112]:

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right) \quad 2.20$$

$$I_{D1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{a_1 V_{T1}} \right) - 1 \right] \quad 2.21$$

$$I_{D2} = I_{02} \left[\exp \left(\frac{(V+IR_s)}{a_2 V_{T2}} \right) - 1 \right] \quad 2.22$$

Avec I_{01} et I_{02} les courants de saturation inverse des diodes 1 et 2, V_{T1} et V_{T2} sont les tensions thermiques des diodes. a_1 et a_2 représentent les constantes d'idéalité des diodes.

La Figure 2.5 présente l'influence de l'éclairement énergétique G_a et de la température T_c de la cellule sur la caractéristique $I_c - V_c$ de la cellule PV [113, 114].

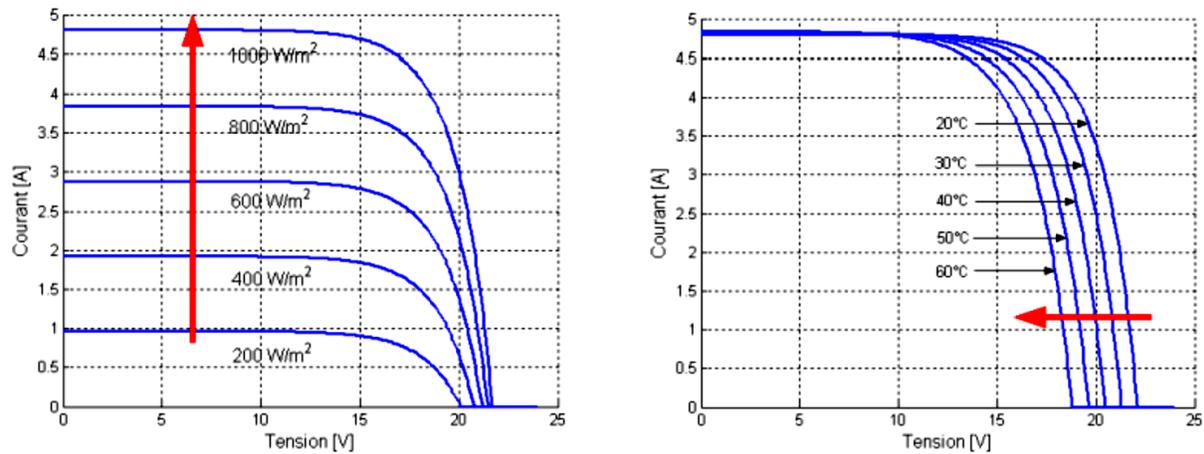


Figure 2.5. Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque [113, 114]

La Figure 2.5 (a) montre l'augmentation de la tension de fonctionnement à vide avec l'éclairement, pendant que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement. L'influence de la température de la cellule sur les caractéristiques est illustrée dans la Figure 2.5 (b). L'effet prédominant avec l'augmentation de la température de la cellule est la diminution de la tension de fonctionnement à vide ; la cellule est ainsi moins efficace. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec la température de la cellule.

ii. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,28 μm) à l'infrarouge lointain (4 μm), et transportant chacun une énergie E_{ph} , qui répond elle-même à la relation suivante [28]:

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda_0} \quad 2.23$$

L'ensoleillement correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2), l'ensoleillement varie de zéro, au lever du Soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire.

Il existe quatre types de rayonnement [28]:

- **Le rayonnement direct** qui est reçu directement du Soleil.
- **Le rayonnement diffus** qui provient de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- **Le rayonnement solaire réfléchi** ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface.
- **Le rayonnement global** est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyromètre, La Figure 2.6 présente les trois rayonnements incidents sur un plan [28, 115, 116].

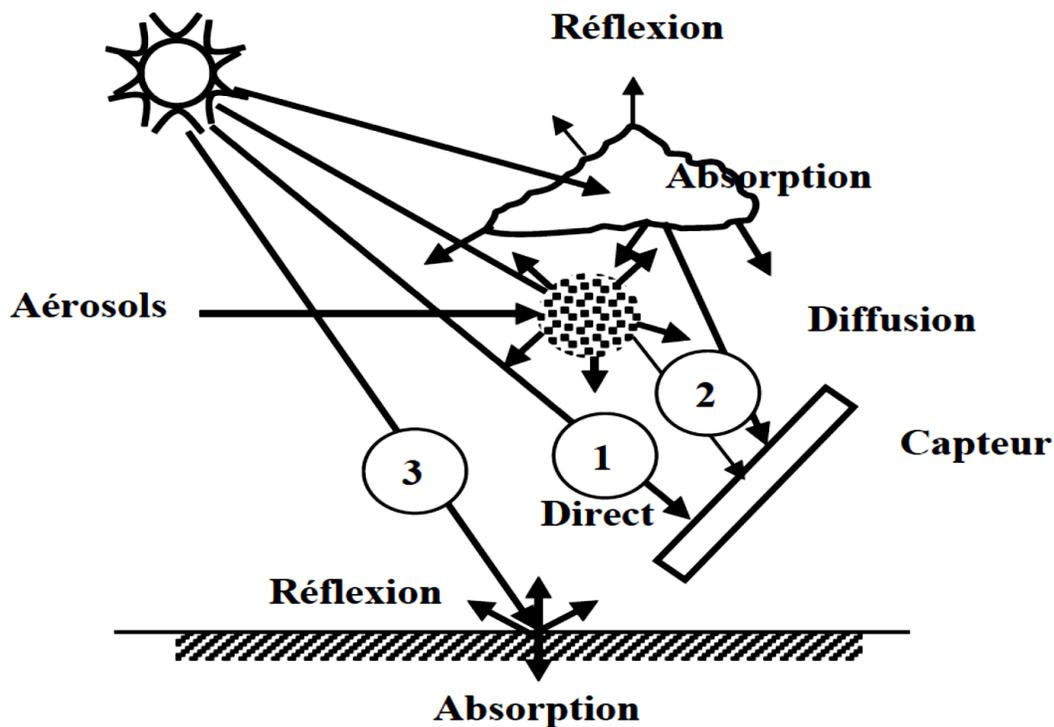


Figure 2.6. Les trois composantes du rayonnement incident sur le capteur [116]

iii. *Puissance électrique d'un champ de modules photovoltaïques*

Dans ce travail, nous nous intéressons uniquement à la puissance produite par le système photovoltaïque P_{PV} (kW). Elle est exprimée en fonction de la superficie du système A_{PV} (m^2), de son rendement global η_{PV} et de l'éclairement solaire incident G_i (kW/m^2) [1, 95, 104] :

$$P_{PV} = N_{PV} \times \eta_{PV} \times A_{PV} \times G_i \quad 2.24$$

$$\eta_{PV} = \eta_r \times f_{PV} \times [1 - \alpha_p(T_C - T_{C,STC})] \quad 2.25$$

Avec η_r le rendement de référence du module photovoltaïque, f_{PV} le facteur d'ombrage et α_p le coefficient de l'influence de la température des cellules photovoltaïques sur le rendement du module.

La puissance produite par un champ de modules photovoltaïques peut aussi être calculé par les équations suivantes :

$$P_{PV} = N_{PV} \times P_{PVN} \times f_{PV} \times \frac{G_i}{G_0} [1 - \alpha_p(T_C - T_{C,STC})] \quad 2.26$$

Avec P_{PVN} la puissance nominale de module photovoltaïque, G_0 l'éclairement solaire sous les conditions standards de test, T_C est la température des cellules et $T_{C,STC}$ est la température des cellules sous des conditions standards de test [8, 9, 11, 12, 92, 93, 94].

$$P_{PV} = N_{PV} \times \begin{cases} P_{PVN} \left(\frac{G_i^2}{G_0 G_{CR}} \right) & \text{pour } 0 \leq G_i < G_{CR} \\ P_{PVN} \frac{G_i}{G_0} & \text{pour } G_{CR} \leq G_i < G_0 \\ P_{PVN} & \text{pour } G_0 \leq G_i \end{cases} \quad 2.27$$

G_{CR} est un certain éclairement solaire dont la valeur est de 150 W/m^2 [117, 118, 119].

Pour cette thèse, nous avons utilisé l'équation 2.26 parce qu'elle simple à implémenter et elle prend en compte la température des cellules photovoltaïque.

2.2.4- Modélisation du système de stockage

Le système de stockage d'énergie joue le rôle de secours et doit soigneusement être dimensionné pour répondre à la demande de la charge dans les moments d'indisponibilité ou d'insuffisance de l'énergie dans un système hybride. Le système de stockage d'énergie choisi dans notre travail est le parc de batteries. Le dimensionnement du parc de batterie dépend des facteurs tels que la profondeur maximale de la décharge, la correction de la température, la capacité nominale de la batterie et la durée de vie de la batterie [95, 120]. La capacité de la batterie, C_{BSS} , requise en ampère heure peut être calculée en utilisant l'équation suivante [95, 120, 121, 122, 123, 124, 125]:

$$C_{BSS} = \frac{(E_L \times D_s)}{\eta_{inv} \times \eta_{bat} \times DOD} \quad 2.28$$

Où E_L est la charge en ampères-heures (Wh), D_s représente les jours d'autonomie du parc de batterie, DOD est la profondeur maximale de décharge de la batterie (pour la batterie à décharge profonde DOD maximale est de 80%), η_{bat} est le rendement de la batterie et η_{inv} est le rendement du convertisseur.

Lorsque la production totale du système hybride est supérieure à la demande en énergie, le système de stockage est en état de charge ; sinon il est en état de décharge. La quantité de charge de la batterie à l'instant t peut être calculée en utilisant l'équation 2.29 [95, 126]:

$$E_B(t) = (1 - \sigma)E_B(t - 1) + \left(\frac{E_R(t) - E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad 2.29$$

Avec $E_B(t)$ et $E_B(t - 1)$ les quantités de charge des batteries à l'instant t et $(t-1)$, $E_R(t)$ l'énergie totale générée par la source d'énergie renouvelable, après la perte d'énergie dans le contrôleur, $E_L(t)$ la demande de la charge à l'instant t , σ est le taux d'autodécharge qui dépend de la charge accumulée et l'état de la batterie. La quantité de charge de la batterie est soumise à des contraintes telles que:

$$E_{Bmin} \leq E_B(t) \leq E_{Bmax} \quad 2.30$$

Où E_{Bmin} et E_{Bmax} sont la quantité de charge maximale et minimale des batteries

L'équation 2.31 montre la relation qui existe entre E_{Bmin} et E_{Bmax} [8, 9, 12, 86, 127] :

$$E_{Bmin} = E_{Bmax}(1 - DOD) \quad 2.31$$

En état de décharge, la quantité d'énergie stockée dans la batterie à l'instant t peut être calculée en utilisant l'équation 2.32 [86] :

$$E_B(t) = (1 - \sigma)E_B(t - 1) + \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - E_R(t) \right) \eta_{bat} \quad 2.32$$

2.2.5- Modélisation du générateur diesel

Un générateur diesel est très souvent utilisé dans un système hybride comme un système <<back-up>>. Dans ce cas, il est utilisé dans les moments d'indisponibilité ou d'insuffisance de l'énergie dans un système hybride et que l'énergie du parc de batteries ne peut pas satisfaire la fraction de la charge non-satisfaite.

La quantité de carburant consommée par le générateur diesel peut être calculée en utilisant l'équation 2.33 [8, 9, 12, 95, 128, 129]:

$$C_c = AP_g + BP_{ng} \quad 2.33$$

Avec P_g la puissance générée, P_{ng} la puissance nominale du générateur, A et B sont les coefficients de la courbe de consommation en litre/kW.

Le rendement global du générateur diesel est donné par l'équation 2.34 [95, 130]:

$$\eta_T = \eta_{brake_thermique} \times \eta_{generator} \quad 2.34$$

Avec $\eta_{brake_thermique}$ le rendement thermique du frein du générateur. Normalement, les générateurs sont modélisés dans le contrôle d'un système hybride pour atteindre l'autonomie requise [95].

2.2.6- Modélisation de la consommation énergétique

La consommation électrique des appareils a été déterminée à l'aide d'ouvrages [131], de sites internet spécialisés [132] ainsi que des fiches techniques de certains produits électroménagers. Toutes les charges sont alimentées en 230V AC donc l'utilisation de convertisseurs DC-AC s'impose. En entrée du convertisseur, la tension aux bornes des batteries est continue (tension de sécurité) alors qu'en sortie, la tension alternative vaut 230V, 50Hz.

Les différents secteurs de consommation de l'énergie électrique dans un bâtiment sont : l'éclairage, l'électroménager, multimédia. La consommation énergétique par secteur s'obtient en faisant le produit de la puissance consommée par l'appareil et du nombre d'heures d'utilisation de cet appareil comme le montre l'équation 2.35 [92]:

$$E_L = \sum_i^S P_i \times N_i \times t \quad 2.35$$

Avec P_i la puissance consommée par l'appareil i , N_i est le nombre de l'appareil i en utilisation et t est le temps d'utilisation de chaque appareil.

Plusieurs travaux de recherche sont faits sans prendre en compte l'influence de la charge électrique sur les paramètres ou critères d'évaluation d'un système électrique hybride. De plus, la majeure partie de ces travaux est faite en zone rurale où le niveau de vie des habitants ne leur permet pas d'avoir des appareils électriques qui consomment moins d'énergie. Ceci contribue à l'augmentation des critères d'évaluation d'un système électrique hybride. Il est donc important de prendre en compte les différentes techniques de *gestion de la demande*.

La gestion de la demande (demand-side management ou DSM) est une activité menée pour influencer la quantité ou le calendrier de la consommation d'énergie de manière à accroître la satisfaction des clients et à modifier ou à réduire la demande d'énergie des utilisateurs finaux

[58]. Les différents schémas DSM comprennent [59]: DSM de l'efficacité énergétique (réduction de la demande grâce à des processus ou des appareils plus efficaces), DSM de contrôle de charge (par le changement de modèle de charge et moins de demande pendant les périodes de pointe), DSM adapté aux prix et DSM éducatif.

En fait, en réduisant la charge globale sur un réseau électrique, DSM a divers effets bénéfiques, y compris l'atténuation des urgences du système électrique, la réduction du nombre de pannes d'électricité et l'augmentation de la fiabilité du système. Les avantages possibles peuvent également inclure la réduction de la dépendance à l'égard des importations coûteuses de carburant, la réduction des prix de l'énergie et la réduction des émissions nocives pour l'environnement.

Enfin, DSM a un rôle majeur à jouer dans le report d'investissements élevés dans les réseaux de production, de transport et de distribution. Ainsi, DSM appliqué aux systèmes électriques offre des avantages économiques, de fiabilité et environnementaux significatifs.

2.2.7- Modélisation du réseau électrique interconnecté

Dans nos travaux, nous avons également mené une étude du cas où le système électrique hybride pourrait être connecté au réseau électrique interconnecté, notamment en milieu urbain où il serait possible de monter un système hybride connecté au réseau pour réduire les baisses de tensions et délestages rencontrés.

Le réseau interconnecté fonctionne principalement sous deux modes. Le modèle d'achat et de vente d'électricité du réseau est modélisé comme suit [133]:

$$P_{A-reseau} = P_D(t) - [P_R(t) \times \eta_C + P_{Diesel}(t)] \quad 2.36$$

$$P_{V-reseau} = [P_R(t) \times \eta_C] - P_D(t) \quad 2.37$$

Où, $P_{A-reseau}$ est la puissance achetée au réseau, $P_{V-reseau}$ est la puissance vendue au réseau, P_D est la puissance horaire demandée, P_{Diesel} est la puissance horaire du générateur diesel et η_C indique l'efficacité du convertisseur bidirectionnel.

2.3 –Évaluation des sources d'énergie renouvelable au Cameroun

Le Cameroun a été béni avec un grand potentiel d'énergie renouvelable. La source d'énergie renouvelable la plus rependue est le soleil qui brille durant toute l'année.

. 2.3.1 –Évaluation du potentiel hydroélectrique

Le Cameroun possède le second potentiel hydroélectrique en Afrique Sub-Saharienne après la République Démocratique du Congo, avec un potentiel hydroélectrique estimé à 294 TWh/an [70, 134, 135, 136, 137]. Tchouate [138] a mené une étude sur le potentiel hydroélectrique au Cameroun et les résultats sont présentés dans le Tableau 2.1:

Tableau 2.1: Répartition régionale des sites hydroélectrique du Cameroun

Région	Nombre de sites petite hydro	Nombre de sites grands hydro	Total
Adamaoua	13	14	27
Centre	8	24	32
Est	6	6	12
Littoral	3	11	14
Nord	1	4	5
Nord-Ouest	8	8	16
Ouest	7	6	13
Sud	14	8	22
Sud-Ouest	15	8	23

La puissance hydroélectrique générée en 2021 au Cameroun était de 720 MW comme le montre la Figure 2.6 [137].

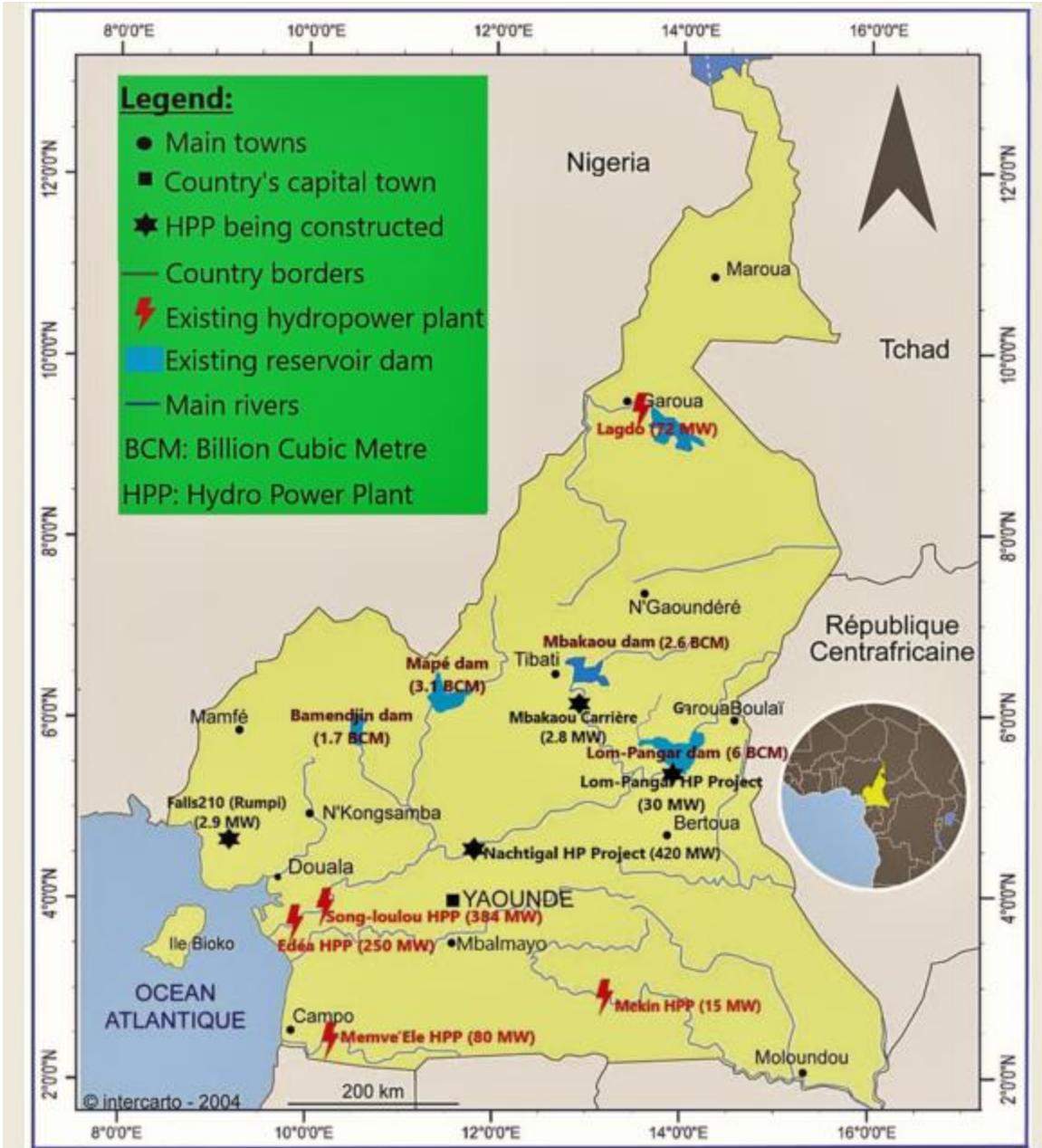


Figure 2.6. Différentes centrales hydroélectriques déjà opérationnelles au Cameroun [137]

Le Tableau 2.2 présenté les différents projets hydroélectriques en cours au Cameroun [137, 139]

Tableau 2.2 : Projets hydroélectriques au Cameroun (2021)

Projet hydroélectrique	Rivière, Région	Capacité estimée (MW)	Cout de construction (USD million)	Etat actuel du projet
Njock	Nyong, Centre	200	324	Etude de faisabilité
Song Dong	Sanaga, Littoral	200	676	Etude de faisabilité
Noun-Wouri	Noun, Ouest	1028	1856	Etude de faisabilité
Vogzoum	Vina, Nord	93	171	Etude de faisabilité
Gorge du Ntem	Ntem, Sud	556	1063	Etude de faisabilité
Kikot	Sanaga, Littoral	630	1153	Etude de faisabilité
Bayomen	Mbam, Centre	470	739	Etude de faisabilité
Menchum	Menchum, Nord-Ouest	75	294	Etude de faisabilité
Makai	Nyong, Centre	350	811	Etude de faisabilité en cours
Mandourou	Faro, Adamaoua	67	121	Etude préliminaire
Mamfe	Manyu, Sud-Ouest	123	225	Etude préliminaire
Nyazom	Mbam, Centre	225	856	Etude technique en cours
Song-Mbengue	Sanaga, Littoral	1080	2162	Etude technique en cours
Grand Eweng	Sanaga, Littoral	1800	3009	Etude de faisabilité en cours
Katsina-Ala	Katsina, Nord-Ouest	485	1622	Etude technique en cours
Bini a Warak	Bini, Adamaoua	75	153	Etude préliminaire
Ngodi	Sanaga, Littoral	475	-	Etude de l'impact environnemental et social

Pour nos travaux, nous avons mené notre étude dans l'arrondissement de Bogo au Nord Cameroun et la Figure 2.7 présente le potentiel hydroélectrique de cet arrondissement [13, 140]. Nous avons aussi mené une étude dans le village de Dantika au Nigeria et son potentiel hydroélectrique est présenté par la Figure 2.8 [13, 141].

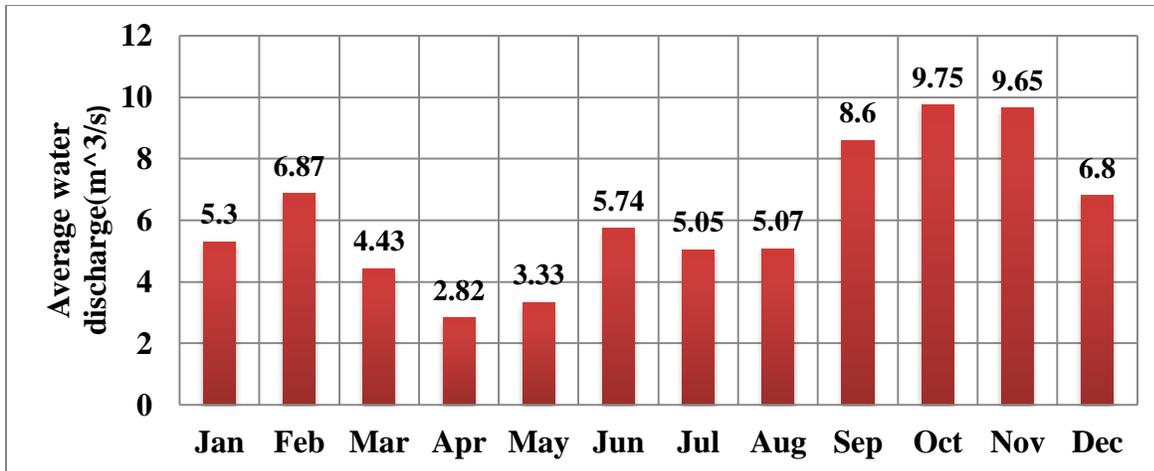


Figure.2.7. Données hydrologiques mensuelles de la Rivière de BOGO

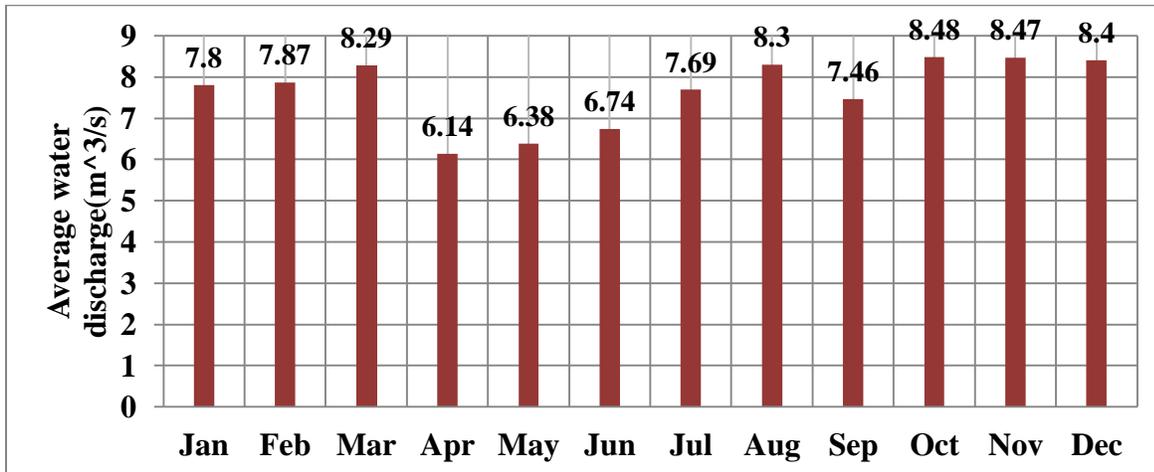


Figure.2.8. Données hydrologiques mensuelles de Dantika au Nigeria

2.3.2 –Évaluation du potentiel éolien

Le Cameroun a quelques zones où le vent peut être exploité au niveau commercial. Néanmoins, la majeure partie du pays a une vitesse moyenne du vent de 2 à 4 m/s à la hauteur de 100 m. Le potentiel éolien existe dans le nord du Cameroun et dans la région du littoral. Les régions du Nord ont une vitesse moyenne du vent de 5 à 7 m/s [135, 142]. Cependant, selon des enquêtes récemment réalisées par ECOVALEN Renewable Energy (une société espagnole), le département des Bamoutos dans la région de l’ouest présente un potentiel éolien intéressant avec une vitesse moyenne annuelle du vent de 6,65 m/s pour une puissance installée de 42 MW et une production d’électricité de 110 277 MWh/an [135, 143] et ceci pourra s’étendre à 80 MW [144]. Actuellement, seules deux éoliennes rapides sont installées dans un hôtel de Douala [135, 145]. De même, une petite éolienne fabriquée localement a été installée dans le village de

Bandzeng situé dans le département de Bui (région du Nord-Ouest), qui enregistre des vitesses de vent de 10 m/s, la seule région du pays où des vents à grande vitesse ont été enregistrés [135, 146]. La Figure 2.9 montre la carte des vitesses de vent du Cameroun [147, 148] et la Figure 2.10 montre la carte éolienne du Cameroun [149].

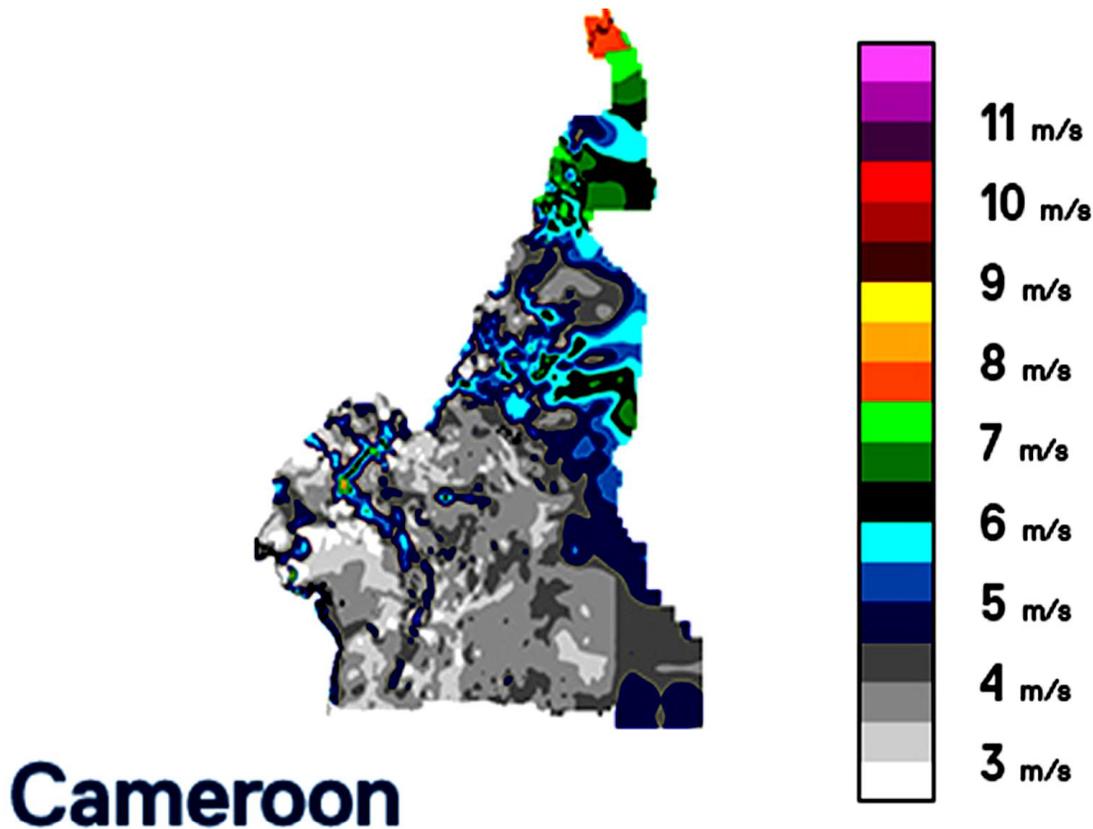


Figure 2.9. Carte des vitesses de vent du Cameroun [147, 148]

Les données sur les vitesses de vent utilisées dans cette thèse ont été obtenues du logiciel en ligne Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications (MERRA), version 2 de la NASA. Ce logiciel en ligne permet d'avoir les données à des intervalles de temps de 10 minutes, 30 minutes, 1 heure et 1 mois sur la température, la pression atmosphérique, l'humidité, la vitesse et direction du vent, la pluviométrie et l'ensoleillement. Nous avons utilisé les données horaires sur période d'un an dans nos études.

La Figure 2.11 présente les moyennes horaires journalières des vitesses de vent dans les dix chefs-lieux de régions du Cameroun. Sur cette figure, nous remarquons que Maroua est la ville avec le plus potentiel éolien avec les vitesses de vent moyennes horaires journalières allant de $5,68 \text{ ms}^{-1}$ à $3,27 \text{ ms}^{-1}$. Par contre, la ville d'Ebolowa est celle qui a le plus petit potentiel

éolien où les vitesses de vent moyennes horaires journalières vont de $0,67 \text{ ms}^{-1}$ à $1,08 \text{ ms}^{-1}$. La Figure 2.12 quant à elle montre la puissance moyenne horaire journalière produite par une éolienne de marque Enercon E-75 [2.1kW] qui a une vitesse de démarrage $v_d = 3 \text{ ms}^{-1}$, une vitesse nominale $v_N = 11 \text{ ms}^{-1}$ et la vitesse maximale $v_m = 20 \text{ ms}^{-1}$.

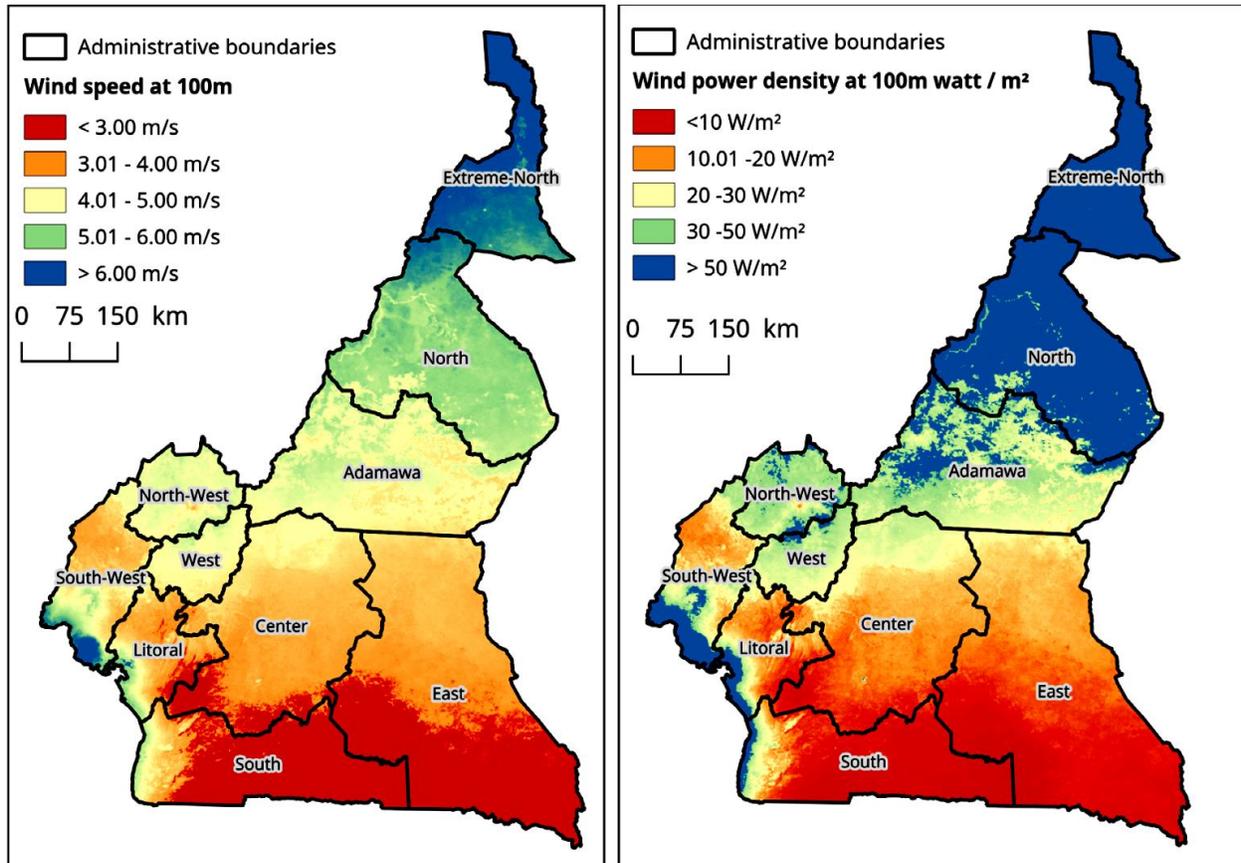


Figure 2. 10. Carte éolienne du Cameroun [149]

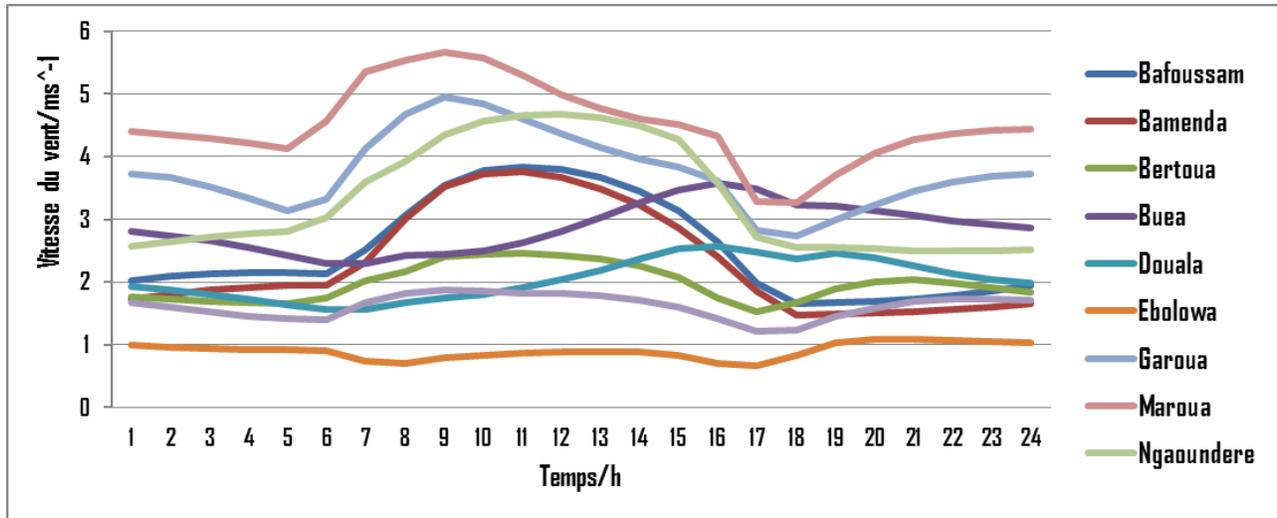


Figure 2. 11. Vitesses de vent journalier en moyennes horaires

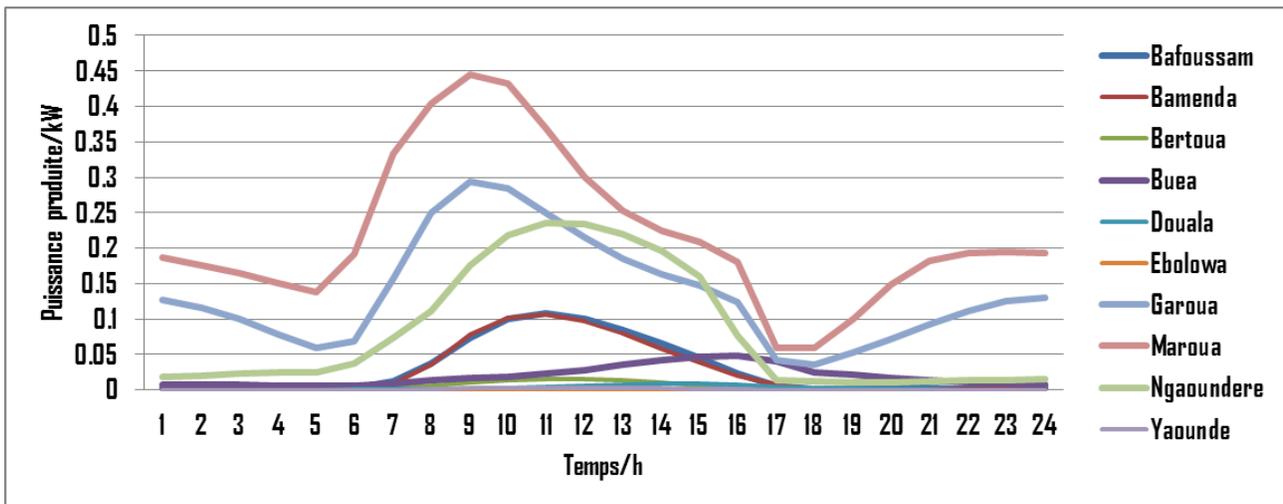


Figure 2. 12. Puissance journalière en moyennes horaires d'une éolienne Enercon E-75 [2.1kW]

Les profils de vitesses de vent des différents sites étudiés dans cette thèse sont présentés dans les Figures 2.13 et 2.14.

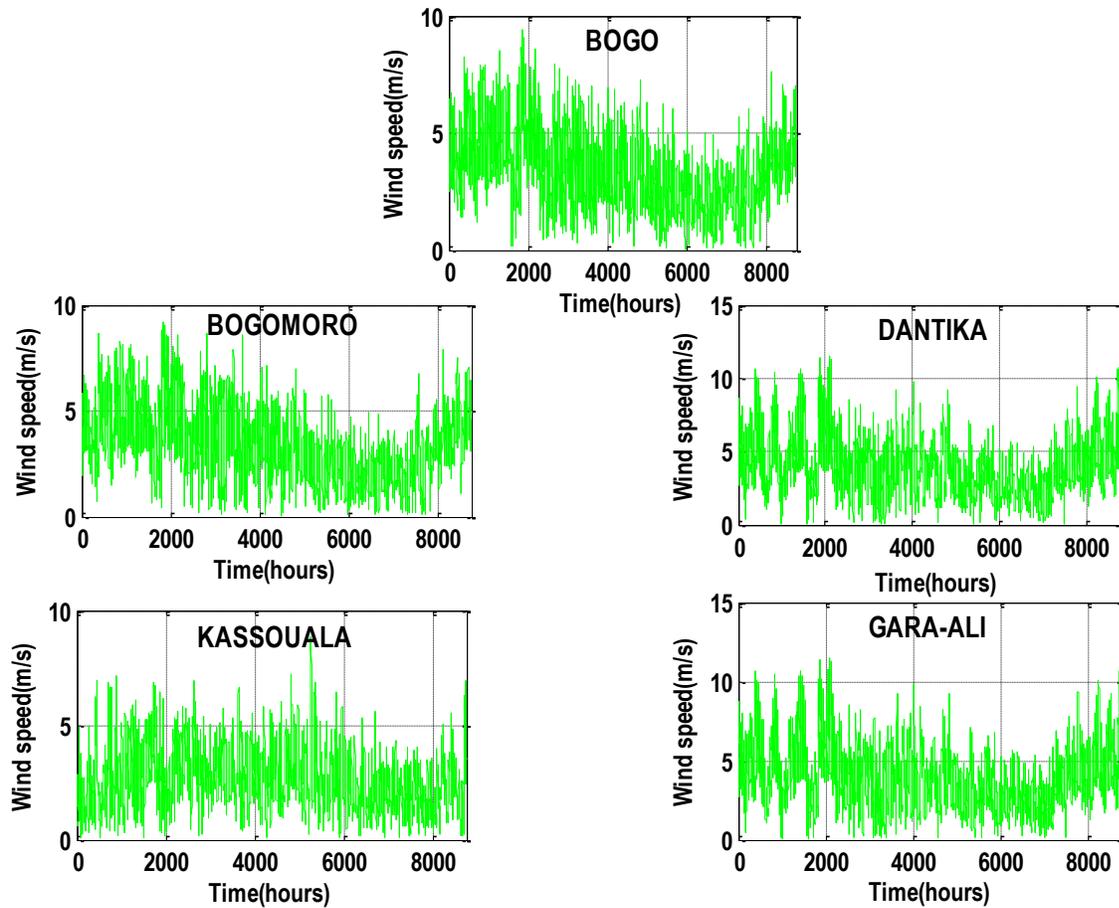


Figure 2.13. Vitesses de vent horaire sur un an [13]

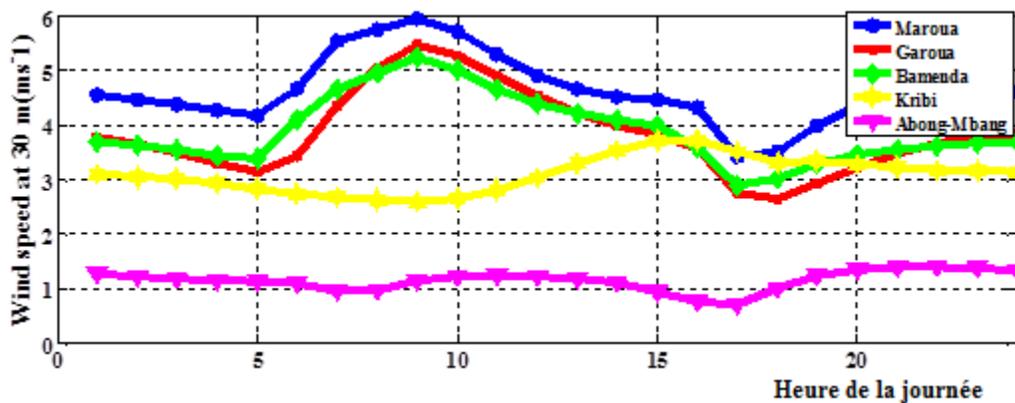


Figure 2.14. Vitesses de vent journalier en moyennes horaires [8]

2.3.3 –Évaluation du potentiel solaire

Le potentiel de ressources solaires du Cameroun est énorme mais le niveau d'exploitation est très faible. Ce faible état de développement est principalement dû au très faible intérêt du gouvernement à vanter le secteur [150]. L'insolation du Cameroun peut être divisée en deux

catégories ; les insolation des régions Nord et Sud [151]. Au Nord, l'insolation est estimée en moyenne à $5,8 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ et à $4 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au Sud [152, 136]. L'énergie solaire atteignant la surface de la terre au Cameroun varie légèrement d'une région à l'autre avec environ 900 milliards de kWh d'énergie solaire atteignant la surface de la terre au Cameroun chaque année [74]. Les cartes d'irradiation normale directe et d'irradiation horizontale globale du Cameroun sont présentées à la Figure 2.15 [153, 154].

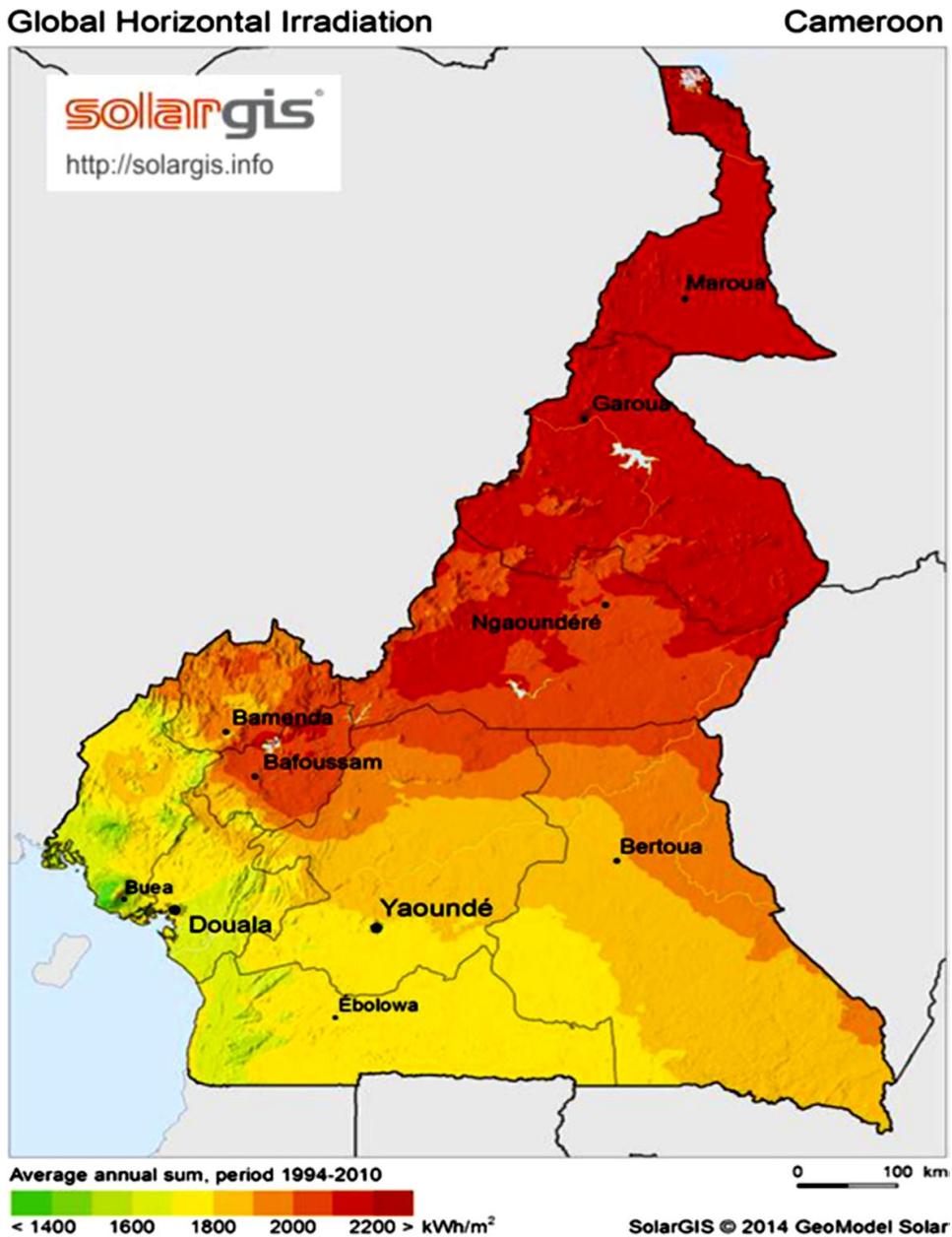


Figure 2.15. Carte solaire du Cameroun (kWh/m^2) [153, 154].

Les Figures 2.16 et 2.17 présentent respectivement les moyennes horaires journalières du rayonnement solaire et de la température ambiante dans les dix chefs-lieux de régions du

Cameroun. Sur cette figure, nous remarquons que Maroua est la ville qui a le plus grand potentiel solaire ; nous remarquons également que le rayonnement solaire maximal dans toutes les villes est atteint entre 11:00 h et 13:00 h. La Figure 2.18 quant à elle montre la puissance moyenne horaire journalière produite par un panneau solaire de marque Aeolos-H [1 kW] qui a un coefficient d'influence de température égale à $-4.1 \times 10^{-3} / ^\circ\text{C}$.

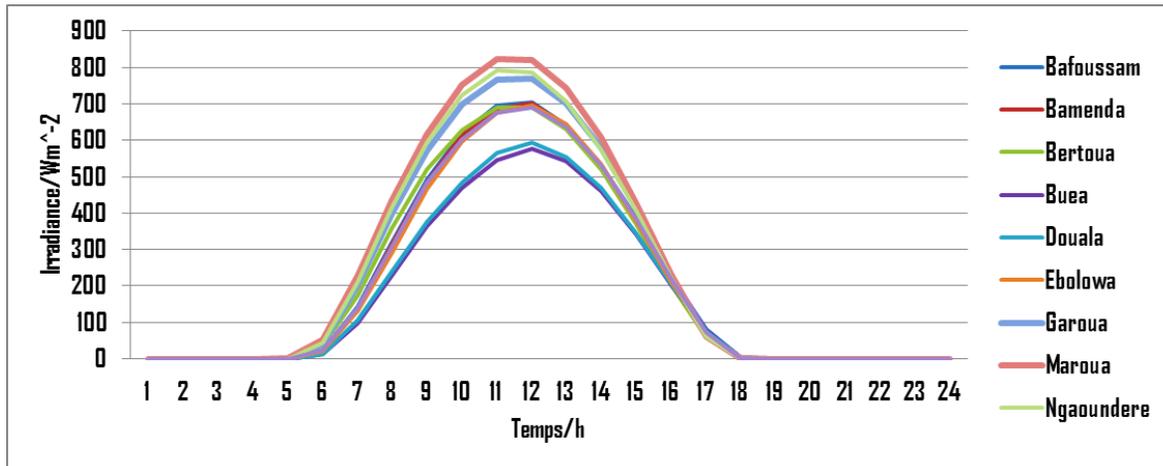


Figure 2.16. Rayonnement solaire journalier en moyennes horaires

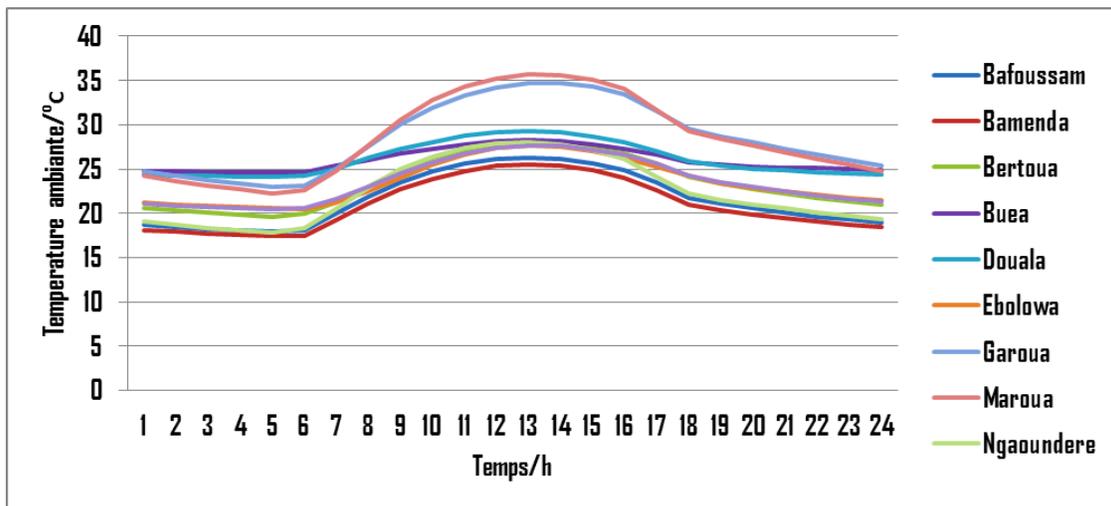


Figure 2.17. Température ambiante journalières en moyennes horaires

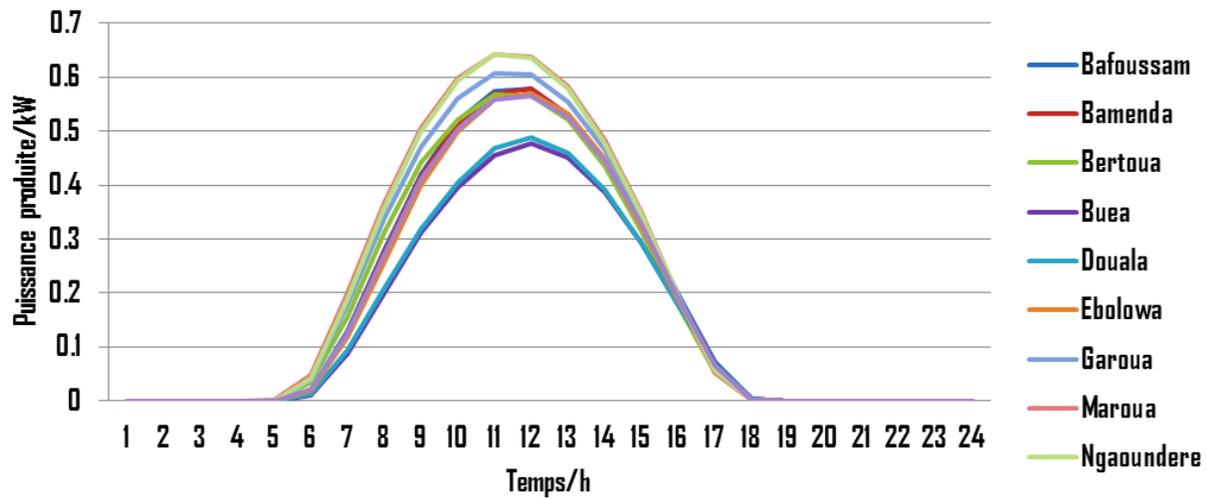


Figure 2.18. Puissance journalière en moyennes horaires d'un panneau solaire Aeolos-H [1 kW]

Les profils du rayonnement solaire et de température des différents sites étudiés sont présentés dans les figures 2.19, 2.20, 2.21 et 2.22.

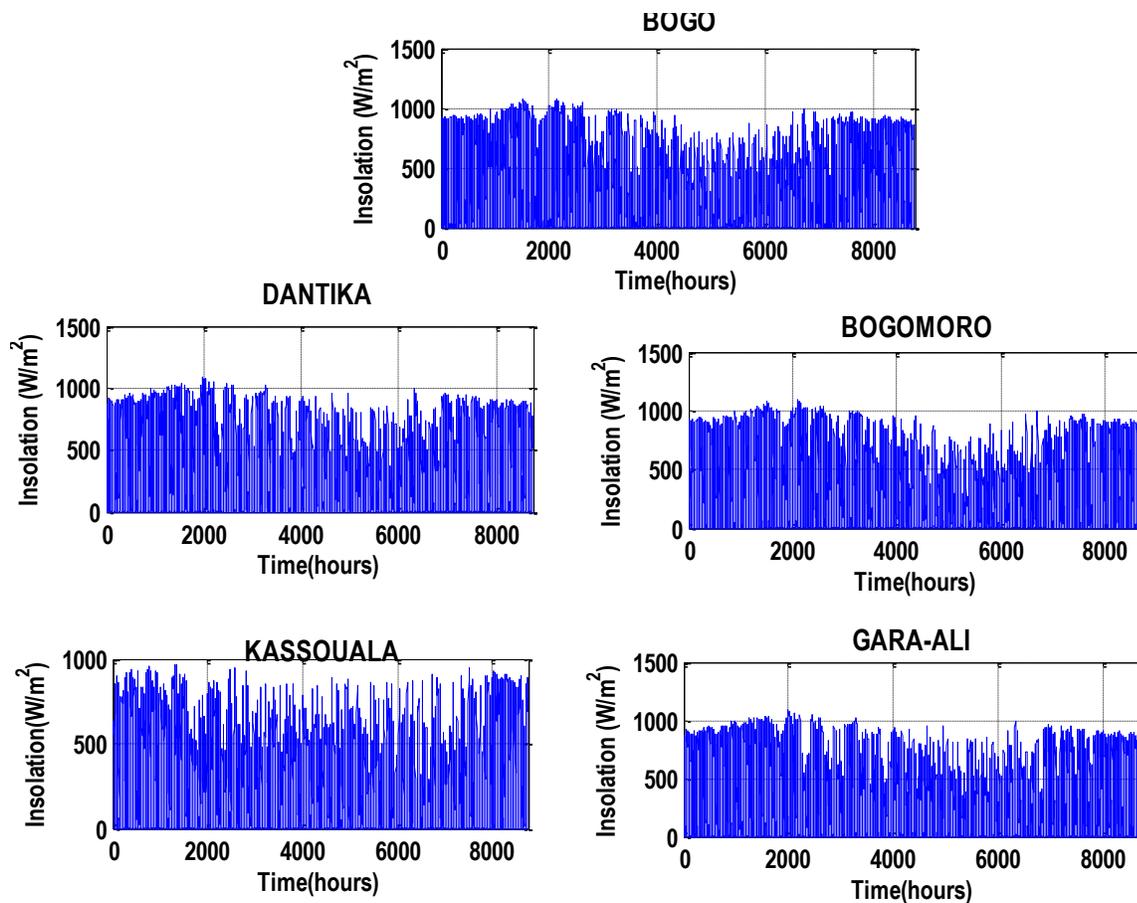


Figure 2.19. Profils du rayonnement solaire horaire sur un an [13]

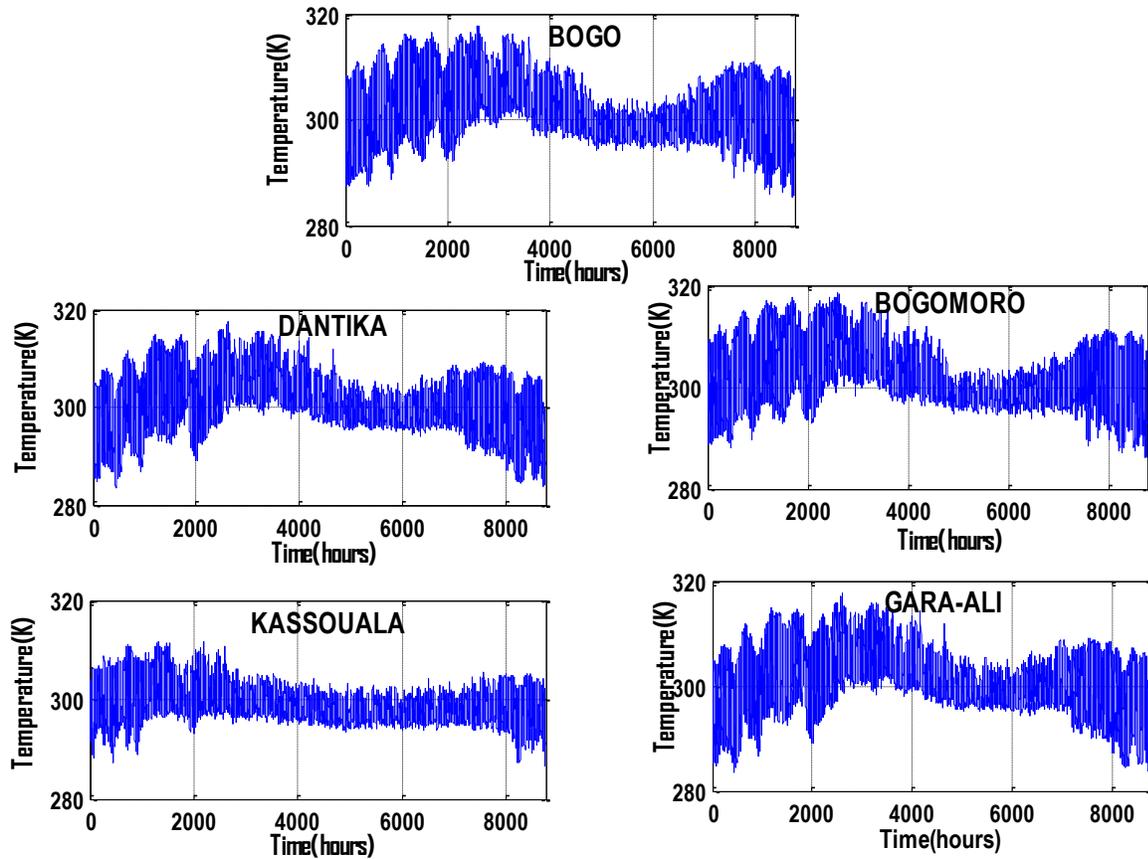


Figure 2.20. Profils de température horaire sur un an [13]

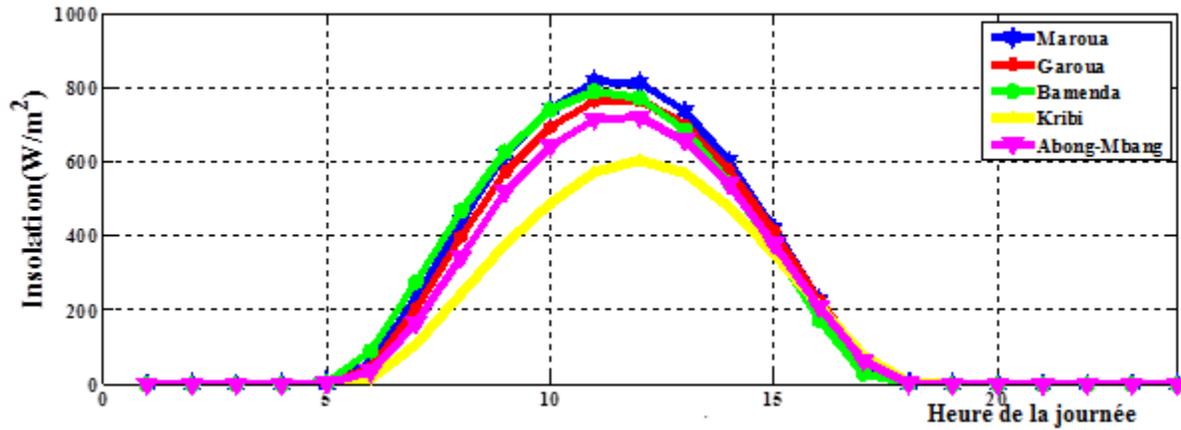


Figure 2.21. Rayonnement solaire journalier en moyennes horaires [8]

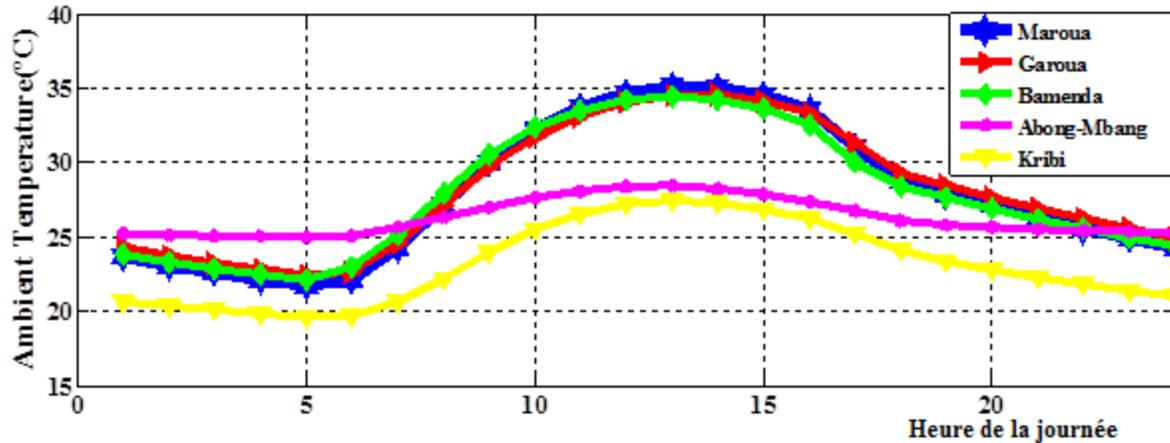


Figure 2.22. Température ambiante journalière en moyennes horaires [8]

2.4 – Optimisation du système énergétique hybride

Après avoir étudié les modèles de calcul de la puissance électrique du solaire et de l'éolien, nous allons dimensionner les différents systèmes énergétiques hybrides de manière optimale; ce qui revient à retrouver pour chaque système énergétique la valeur minimale (ou maximale) des différents critères d'évaluation du système énergétique. L'optimisation devient alors primordiale pour les systèmes d'énergies renouvelables. C'est pourquoi différentes méthodes sont employées pour l'optimisation de ces systèmes.

2.4.1- Optimisation multi-objective et mono-objective

Il existe deux types de méthodes d'optimisation. La première est l'*optimisation mono-objectif*, qui se base sur la minimisation (ou la maximisation) d'une seule fonction objectif où le but est de trouver la meilleure solution appelée solution optimale qu'est facilement définie suivant une seule performance du problème étudié. D'autre part, l'*optimisation multi-objective* optimise simultanément plusieurs fonctions objectives qui sont souvent contradictoires et cherche à trouver la meilleure solution suivant un ensemble de performance du problème. Ainsi, la formulation du problème d'optimisation comporte les étapes suivantes:

- Exprimer les critères (ou fonctions) objectif d'optimalité
- Choisir les paramètres (ou variables) d'optimisation
- Définir un espace admissible pour les variables d'optimisation
- Définir les contraintes associées (impératives ou indicatives)

2.4.2- Formulation générale d'un problème multi-objectif

Un problème d'optimisation multi-objectif peut être formulé, d'une façon générale, selon les équations suivantes [155]:

$$\text{Minimiser(ou maximiser)} \quad f_i(X) \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Soumettre aux contraintes

$$g_j(X) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, q$$

$$h_k(X) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, p$$

Où m est le nombre de fonctions objectif, $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ est le vecteur de n variables de decision dont chaque variable x est définie dans les limites supérieure x_i^U et inférieure x_i^L . Les expressions $g_j(X)$ et $h_k(X)$ sont respectivement des contraintes d'inégalités et d'égalités.

- a. **Fonction objective** : Une fonction objective est une fonction qui modélise le but à atteindre dans le problème d'optimisation sur l'ensemble des critères. Il s'agit de la fonction qui doit être optimisée. Elle est aussi appelée : *critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation*, ou encore *performance*.

Dans nos travaux, les différents *critères d'optimisation* sont économiques, techniques et environnementaux.

❖ *Critères d'optimisation économiques*

L'analyse des coûts est importante pour l'optimisation du système multi-sources. Le but des calculs économiques est de trouver la configuration idéale parmi les différentes solutions possibles qui fournit, à moindre coût, le type d'énergie désirée. En outre, les systèmes d'énergie renouvelables hybrides sont généralement comparés aux systèmes conventionnels, bien que beaucoup de ces comparaisons ne tiennent pas compte de tous les avantages et les coûts pour l'économie nationale ou mondiale.

Le *Cost of Energy* (COE) est donc choisi pour représenter le coût de production par unité d'énergie sur le cycle de vie. Il est défini par l'équation 2.38 [9, 86, 156, 157, 158] :

$$COE = \frac{NPC \times CRF}{\sum_{t=1}^{t=8760} E_{gen}(t)} \quad 2.38$$

Où **CRF** (Capital Recovery Factor) est le facteur de recouvrement du capital de la valeur actuelle du système énergétique et défini par l'équation 2.39 [156] :

$$CRF = \frac{\left(\frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right) \left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^N}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^N - 1} \quad 2.39$$

I_r et I_f représentent respectivement le taux d'inflation et le taux d'intérêt, N est la durée de vie du système énergétique.

NPC (Net Present Cost) est la valeur actuelle nette du système énergétique. C'est la somme de l'investissement initial (Capital cost), du coût de fonctionnement et de maintenance (operation & maintenance), du coût de remplacement des composants du système et du coût du diesel dans le cas échéant [44, 46].

Pour le composant photovoltaïque (PV), le **NPC** est défini par l'équation 2.40 [124] :

$$PV_{NPC} = PV_{IC} + PV_{O\&M} = N_{pv} \times \left[IPR_{PV} + \sum_{n=0}^N \frac{PV_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad 2.40$$

Pour le composant éolien (WT), le **NPC** est défini par l'équation 2.41 [124] :

$$WT_{NPC} = WT_{IC} + WT_{O\&M} = N_{WT} \times \left[IPR_{WT} + \sum_{n=0}^N \frac{WT_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad 2.41$$

Pour le composant hydroélectrique (MHG), le **NPC** est défini par l'équation 2.42:

$$MHG_{NPC} = MHG_{IC} + MHG_{O\&M} = N_{WT} \times \left[IPR_{MHG} + \sum_{n=0}^N \frac{MHG_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad 2.42$$

Pour le parc de batteries (Battery Storage System ou BSS), le **NPC** est défini par l'équation 2.43 [124] :

$$BSS_{NPC} = BSS_{IC} + BSS_{RC} + BSS_{O\&M} = \left[C_B \times IPR_{BSS} + \sum_{k=10}^N \frac{C_B \times IPR_{BSS}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^k} + \sum_{n=0}^N \frac{BSS_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad 2.43$$

Pour le composant générateur diesel (DG), le **NPC** est défini par l'équation 2.44:

$$DG_{NPC} = DG_{IC} + DG_{RC} + DG_{O\&M} = \left[P_{DG} \times IPR_{DG} + \sum_{k=a,2a,\dots}^{20} \frac{P_{DG} \times IPR_{DG}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^k} + \sum_{n=0}^{20} \frac{DG_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad 2.44$$

$E_{gen}(t)$ représente l'énergie produite par le système a l'instant t en heure.

Pour nos travaux nous avons également mené des études sur les systèmes énergétiques connectés au réseau électrique; où le COE est défini par l'équation 2.45 [124, 159] :

$$COE = \frac{(CRF \times \sum_x NPC_x) + C_{grid} - R_{grid}}{\sum_{t=1}^{8760} E_{gen}(t)} \quad 2.45$$

Où C_{grid} le coût d'achat de l'électricité du réseau, R_{grid} le coût de vente de l'électricité du réseau.

❖ *Critères d'optimisation techniques*

En raison de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables, la fiabilité du système d'alimentation est considérée comme un critère primordial au processus de conception des systèmes hybrides [1]. Elle est exprimée en termes de probabilité d'insatisfaction de la demande (en anglais : « Loss of Power Supply Probability LPSP ») et est définie par l'équation 2.46 [1, 8, 9, 12, 121, 124, 160] :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{deficit}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} P_{demand}(t) \times \Delta t}, \Delta t = 1 \text{ heure} \quad 2.46$$

Où $P_{deficit}(t)$ est le déficit de la puissance demandée donné par :

$$P_{deficit}(t) = P_{load}(t) - (P_{pv}(t) + P_w(t) + P_H(t) + P_{BSS}(t) - P_{Batmin} + P_{DG}(t))$$

En dehors du $LPSP$, nous avons défini deux autres *critères d'optimisation* techniques pour nos travaux, il s'agit du:

- Grid Contribution Factor (GCF) ou le facteur de contribution du réseau électrique qui est la fraction de l'énergie qui est fournie par le réseau électrique pour satisfaire le reste de la charge non-satisfait par le système énergétique hybride. Mathématiquement, ce facteur est défini par l'équation 2.47 [8] :

$$GCF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{purchase-grid}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} (P_{RE}(t) + P_{DG}(t) + P_{purchase-grid}(t)) \times \Delta t} \quad 2.47$$

Où $P_{purchase-grid}$ est la puissance fournie par réseau électrique et P_{RE} est la puissance produite par les sources renouvelables.

- Diesel contribution factor (DCF) ou le facteur de contribution du générateur diesel qui est la fraction de l'énergie qui est fournie par le générateur diesel pour satisfaire la charge non-satisfaite par la partie renouvelable du système énergétique hybride. Mathématiquement, ce facteur est défini par l'équation 2.48 [13] :

$$DCF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{DG-total}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} (P_{RE}(t) + P_{DG}(t)) \times \Delta t} \quad 2.48$$

❖ Critère d'optimisation environnemental

La présence du générateur diesel, ainsi que la production des équipements des sources renouvelables rendent un système énergétique hybride néfaste à l'environnement, notamment par les émissions de gaz à effet de serre (GES) qui sont généralement dangereux pour l'environnement et pour la santé des populations. Un système énergétique hybride idéal est celui qui émet une petite quantité de GES. L'estimation des coûts des dommages causés à l'environnement ou la santé publique est assez difficile et donc très controversée.

Nous nous sommes proposés d'évaluer la quantité totale de GES (en anglais Total emission ou TE) émise par les différentes configurations des systèmes énergétiques hybrides et cette quantité totale de GES représente le critère d'optimisation environnemental. L'équation 2.49 définit mathématiquement [13] :

$$TE = PV_{GHG-emission} + WT_{GHG-emission} + DG_{GHG-emission} \quad 2.49$$

$PV_{GHG-emission}$ représente la quantité totale de GES émise par le composant PV du système et est par l'équation 2.50 :

$$PV_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_{pv}(t) \times e_{pv} \quad 2.50$$

e_{pv} est le facteur d'émission du PV (0.045 kgCO₂/kWh pour mono-Si PV) [13, 124].

$WT_{GHG-emission}$ représente la quantité totale de GES émise par le composant éolien du système et est par l'équation 2.51:

$$WT_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_w(t) \times e_{WT} \quad 2.51$$

e_{WT} est le facteur d'émission du composant éolien (0.011 kgCO₂/kWh) [13, 124].

$$DG_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} (e_{dg} \times P_{DG-total}) \quad 2.52$$

e_{dg} est le facteur d'émission du générateur diesel (0.6078 kg CO₂/kWh) [13, 92].

b. Critère de décision: c'est un critère sur lequel sont jugés les vecteurs de décision pour déterminer le meilleur vecteur. Un critère peut être une variable du problème ou une combinaison de variables.

Pour nos travaux, les différentes variables (critères de décision) considérées sont: le nombre de panneaux photovoltaïques N_{PV} , le nombre de turbines éoliennes N_W , le nombre de turbines hydroélectriques N_H , le nombre de jour d'autonomie du parc de batterie D_s et le nombre de générateurs diesels N_{DG} .

- c. **Contraintes** : la contrainte d'un problème est une condition que doivent respecter les vecteurs de décision du problème. Pour les systèmes énergétiques hybrides, les contraintes sont définies en fonction du problème qu'on doit résoudre. Les contraintes considérées pour nos travaux sont principalement celles liées au nombre minimal et maximal des variables définies plus haut et sont données ci-dessous :

$$N_{PV}^{min} \leq N_{PV} \leq N_{PV}^{max}$$

$$N_W^{min} \leq N_W \leq N_W^{max}$$

$$D_s^{min} \leq D_s \leq D_s^{max}$$

$$N_H^{min} \leq N_H \leq N_H^{max}$$

$$N_{DG}^{min} \leq N_{DG} \leq N_{DG}^{max}$$

- d. **Espace de recherche** : représente l'ensemble des valeurs pouvant être prises par les variables ou critères de décision.

2.5-Méthodes d'optimisation

Plusieurs outils logiciels sont disponibles dans le commerce, lesquels peuvent être utilisés pour l'intégration du système en temps réel. Par ailleurs, de nombreuses techniques d'optimisation ont également été appliquées par de nombreux chercheurs pour le dimensionnement des systèmes multi-sources à base d'énergie renouvelable (hybrides).

2.5.1-Outils logiciels

À l'heure actuelle, il existe de nombreux programmes de logiciels qui peuvent être téléchargés à partir des sites Web de plusieurs laboratoires de recherche et des universités. En utilisant ces programmes de simulation, la configuration optimale peut être trouvée en comparant la performance et le coût de production de l'énergie des différentes configurations du système.

Le plus célèbre de tous ces programmes est le logiciel HOMER développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL), aux États-Unis [161, 162]. HOMER comprend plusieurs modèles de composants d'énergie, comme l'énergie photovoltaïque (PV), éolienne, hydro, batteries, générateur diesel et autres dispositifs nécessitant du carburant, unités d'électrolyse, piles à combustible, et évalue les options appropriées en tenant compte des coûts et de la disponibilité des ressources énergétiques [163]. Le raccordement au réseau est également pris en compte dans la procédure de conception de HOMER. Le logiciel nécessite des informations initiales, y compris les ressources énergétiques, les contraintes économiques et techniques, les

exigences de stockage d'énergie et les stratégies de contrôle du système. Les entrées comme le type de composant, le capital, le remplacement, les coûts d'exploitation et de maintenance, l'efficacité, la durée de vie opérationnelle, etc. sont également nécessaires [164].

Plusieurs autres outils logiciels sont également disponibles pour la conception de systèmes hybrides, tels que :

- Hybrid2: "Simulation Hybrid Power System Model", [165],
- GAMS: "The General Algebraic Modeling System," [166],
- ORIENTE: "Optimization of Renewable Intermittent Energies with Hydrogen for Autonomous Electrification" [167],
- OptQuest [168],
- LINDO [169],
- WDILOG2 [170],
- DIRECT: "Dividing Rectangles" [171],
- DOIRES: "Determining Optimum Integration of RES (DOIRES)" [172],
- SimPhoSys: "Simulation of Photovoltaic Energy Systems" [173],
- GSPEIS: "Geo-Spatial Planner for Energy Investment Strategies" [174],
- GRHYSO: "Grid-connected Renewable Hybrid Systems Optimization" [175],
- H2RES [176].

Les conditions climatiques jouent un rôle essentiel dans la détermination de l'accessibilité et de l'étendue de l'énergie solaire et éolienne à un endroit particulier. Ces données varient constamment avec le temps. Pour utiliser les avantages des données solaires et éoliennes disponibles à un endroit précis, il est nécessaire de les caractériser d'une manière spécifique. Les données peuvent être utilisées sous forme de séries chronologiques ou statistiques [31]. Au cours des dernières décennies temps, un grand nombre de variables telles que la réduction du coût total du système, l'amélioration de la fiabilité, la réduction des émissions, etc. sont considérés lors de la conception d'un système hybride, cependant les temps de simulation augmentent énormément. Cela rend le choix d'une méthode de dimensionnement appropriée, beaucoup plus important.

2.5.2-Méthode de construction graphique

Un problème avec deux variables de conception peut être résolu en observant graphiquement comment ils changent l'un par rapport à l'autre. Toutes les fonctions de contraintes sont tracées

dans le même tableau [31]. Par inspection visuelle de la région réalisable, le point optimisé sur le graphique peut être identifié après avoir dessiné les contours de la fonction objective.

Markvart [177] a présenté une technique de construction graphique pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque-éolienne isolé. Cette technique est basée sur la condition que la valeur moyenne de la demande doit être satisfaite par les valeurs moyennes des radiations solaires et la vitesse du vent pour une taille précise du générateur photovoltaïque et éolienne. Une analyse saisonnière est faite pour la variation de la demande et la disponibilité des ressources pour les générateurs. Sur la base de l'analyse une courbe de dimensionnement est développée entre les différentes tailles d'éoliennes et générateurs photovoltaïques disponibles. Si les données sont recueillies pour un plus grand nombre de temps, alors une courbe plus raffinée est obtenue.

2.5.3-Méthode probabiliste

La méthode probabiliste est l'une des méthodes les plus simples pour le dimensionnement, mais les résultats obtenus peuvent ne pas convenir pour trouver la meilleure solution possible. En général, un très petit nombre de paramètres de performances est considéré pour être optimisé dans le but de dimensionner le système. Les données comme la vitesse continue du vent, le rayonnement solaire, la température ambiante, etc., la plupart du temps sont indisponibles pour une région rurale éloignée. Ils doivent être statistiquement générés pour la bonne conception des systèmes hybrides pour la localité [31].

Karaki et al. [178] ont développé un modèle de système d'énergie renouvelable constitué de l'énergie solaire, éolienne et un système de stockage, prenant en compte les problèmes liés aux fluctuations d'énergie. Ils présentent ensuite [179], une méthode de convolution, en considérant un niveau de pénétration donné sélectionné par l'utilitaire pour la stabilité. Les coûts de production des unités diesel sont ensuite déduits de l'énergie attendue non fourni (EPNF). Yang et al. [180] ont optimisé diverses combinaisons de générateurs d'énergie renouvelable pour différentes valeurs de probabilité de perte de puissance d'alimentation (PPPA).

2.5.4-Méthode analytique

Dans cette méthode, les systèmes énergétiques hybrides sont représentés par de modèles de calcul qui décrivent la taille du système hybride en fonction de sa faisabilité. Gupta et al. [181] présentent un algorithme qui est capable de concevoir un système efficace à moindre coût pour

l'électrification d'un village tandis que le générateur diesel maintient le débit constant avec une grande efficacité en dépit de la puissance photovoltaïque fluctuante. Markov et al. [182] ont utilisé la transformée de Fourier discrète pour décomposer la puissance d'équilibrage requise en différentes composantes périodiques variant dans le temps.

2.5.5-Méthode itérative

L'évaluation des performances des méthodes itératives pour les systèmes hybrides se fait par ces processus cursifs qui s'arrêtent lorsque la meilleure configuration est réalisée selon les spécifications de conception [31]. Kaldellis et al. [183] introduisent un processus itératif pour le dimensionnement d'un système hybride constitué d'éolienne et de générateur diesel comme sources sur la base du coût total. Nikhil et Subhakar [184] ont proposé une nouvelle méthode itérative basée sur la rétroaction adaptative d'apprentissage, qui a été adoptée pour assurer la convergence rapide de l'algorithme de simulation. La méthodologie de simulation est validée à l'aide d'un dispositif expérimental. Xu et al. [185] ont développé un algorithme adapté à la fois au système autonome et au système connectés au réseau où un filtre d'énergie est en outre appliqué pour lisser la fluctuation du courant injecté dans le réseau connecté.

2.5.6-Méthode d'intelligence artificielle

L'intelligence artificielle est un terme qui dans son sens le plus large signifierait la capacité d'une machine ou artefact à effectuer les mêmes types de fonctions qui caractérisent la pensée humaine.

Les métaheuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation par intelligence artificielle visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont non seulement inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé, sine-cosine algorithm ou SCA), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis, de l'optimisation par essaims particulaires ou PSO, GreyWolf optimisation ou GWO); mais aussi par le comportement humain (Teaching-Learning-Based Optimization ou TLBO) [186].

Pour nos travaux, nous avons opté pour ces méthodes d'intelligence artificielle pour optimiser les différentes configurations énergétiques hybrides car elles présentent un grand avantage en termes de performance et de temps de calcul dans la recherche de la solution optimale [186]. Dans la suite de cette section, nous allons essentiellement parler des différentes méthodes que nous avons

utilisées dans cette thèse notamment la méthode Sine-Cosine algorithm/Particle Swarm optimisation ou SCA-PSO qui est une méthode hybride que nous avons nous même développée.

a. Particle Swarm optimisation (PSO) ou l'optimisation par essais particulaires

PSO est l'une des techniques d'optimisation les plus célèbres. Elle a été développée pour la première fois par Kennedy et Eberhart en 1995 [187]. Elle a été développée sur la base du mouvement et du comportement des oiseaux et des poissons. Généralement, il y a trois étapes principales dans l'algorithme PSO énoncées comme suit [188]:

- ✓ Évaluer l'aptitude de chaque particule à l'aide des fonctions objectives;
- ✓ Mettre à jour la meilleure condition physique et la meilleure position individuelle et globale;
- ✓ Mettre à jour la vitesse et la position de chaque particule.

La meilleure valeur de la fonction objective obtenue par chaque particule est mémorisée par la particule pendant le fonctionnement de l'algorithme. La particule ayant la meilleure valeur optimale par rapport aux autres particules est également mise à jour au cours des itérations. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que les conditions d'arrêt soient atteintes. La vitesse et la position des particules sont continuellement mises à jour comme suit:

$$v_i(t + 1) = wv_i(t) + c_1r_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2r_2(G_{besti} - x_i(t)) \quad 2.53$$

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad 2.54$$

$$w = w_{min} + (w_{max} - w_{min}) \times \frac{t}{max_{iter}} \quad 2.55$$

Où r_1 et r_2 sont des nombres réels aléatoires de $[0,1]$; c_1 et c_2 sont respectivement les paramètres cognitifs et sociaux qui permettent aux particules d'aller vers le P_{besti} et le G_{besti} qui sont respectivement la meilleure valeur individuelle et la meilleure valeur globale de chaque particule. w est le poids d'inertie, w_{max} et w_{min} sont les poids d'inertie initiaux et finaux et max_{iter} est le nombre maximal d'itérations.

Cette technique a évolué au fil du temps et dans cette étude, nous avons utilisé la technique d'optimisation de l'essaim de particules améliorée ou rétrécie [189]. χ le coefficient de constriction contribue à améliorer la convergence du système [156]. Avec l'introduction du coefficient de constriction, l'équation de vitesse devient:

$$v_i(t + 1) = \chi v_i(t) + c_1r_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2r_2(G_{besti} - x_i(t)) \quad 2.56$$

$$c_1 = \chi\phi_1$$

$$c_2 = \chi\varphi_2$$

$$\chi = \frac{2}{|\varphi - 2 + \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|}$$

Où φ est le coefficient de contraction donné par ce qui suit :

$$\varphi = \varphi_1 + \varphi_2$$

b. Multi-Objectif Particle Swarm Optimisation (MOPSO)

La forme multi-objective de la technique Multi-Objectif Particle Swarm Optimisation (MOPSO) a été proposée par COELLO [13, 121]. Le pseudo-code est également par la Figure 2.22. Dans MOPSO, toutes les particules partagent des informations et se déplacent dans la direction des meilleures particules globales et de leur propre meilleure [13]. Les solutions non dominées de la population sont stockées dans un référentiel externe à la fin de chaque itération. Les différents paramètres de l'algorithme MOPSO sont les suivants :

taille de la population, taille du référentiel, coefficient cognitif ou d'apprentissage personnel (C_1), coefficient social ou d'apprentissage global (C_2), poids d'inertie, taux d'amortissement du poids d'inertie, nombre de grilles par dimension, pression de sélection du leader, taux d'inflation, pression de sélection de suppression, taux de mutation, nombre maximal d'itérations.

c. Sine-Cosine Algorithm (SCA)

SCA est un algorithme mathématique basé sur la population qui dépend principalement des fonctions sinus et cosinus; il a été développé par Mirjalili en 2016. [51] L'équation 2.57 est utilisée pour mettre à jour la position:

$$x_{i,SCA}^{t+1} = \begin{cases} x_{i,SCA}^t + r_1 \times \sin(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - x_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \leq 0.5 \\ x_{i,SCA}^t + r_1 \times \cos(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - x_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \geq 0.5 \end{cases} \quad 2.57$$

Où r_4 est un nombre aléatoire dans $[0,1]$.

Le SCA est contrôlé par quatre paramètres principaux qui sont r_1 , r_2 , r_3 et r_4 . r_1 indique la zone de la position suivante entre la cible et la solution actuelle. r_2 représente le mouvement aléatoire de la solution et sa direction. r_3 aide à adapter la solution cible, de sorte que si sa valeur est supérieure à 1, la solution est soulignée et elle est dévalorisée si sa valeur est inférieure à 1. r_4 aide à basculer les fonctions sinus et cosinus entre l'algorithme en fonction de sa valeur, comme indiqué dans l'équation 2.57 ci-dessus. Le schéma cyclique de la fonction sinus et cosinus permet de repositionner efficacement la solution pour assurer l'exploitation de l'espace de recherche. La Figure 2.23 montre le pseudo-code du SCA.

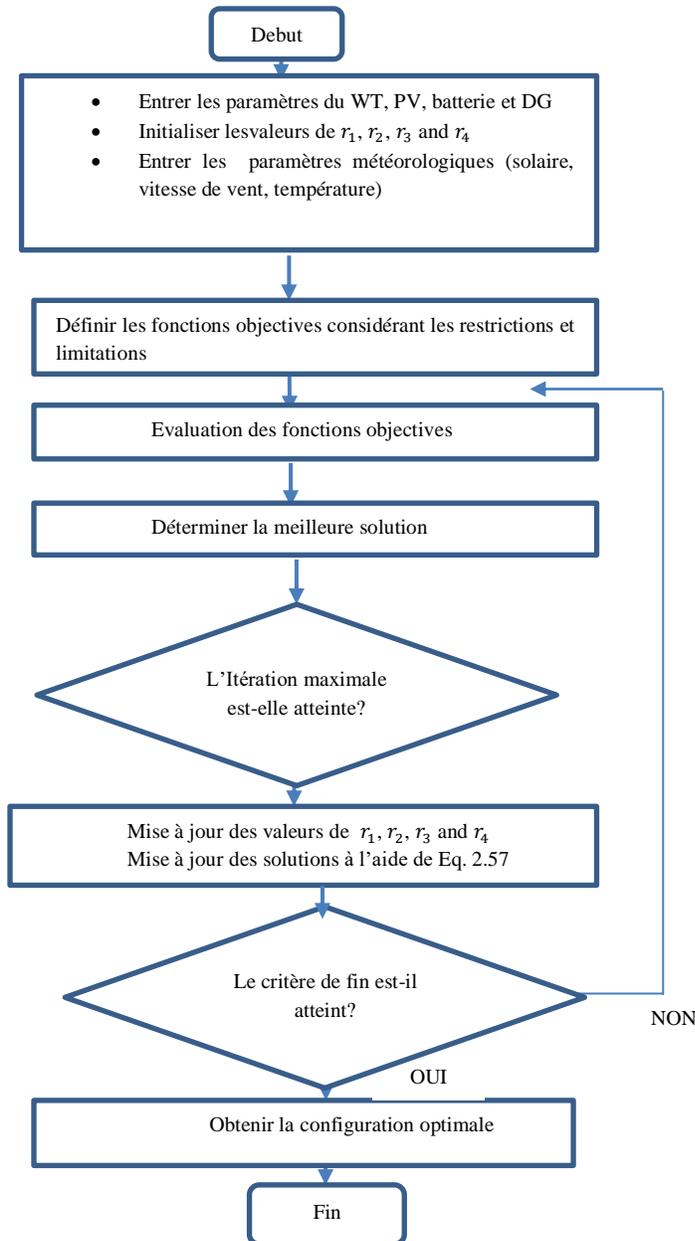


Figure 2.23. Pseudo Code du SCA

d. Hybrid particle swarm optimization/grey wolf optimization (PSOGWO)

GWO est une méthode d'optimisation qui a été développée en 2014 par Mirjalili et al.[190] et elle est basée sur le comportement des loups lors de la recherche d'une proie. Les loups gris suivent un leadership social très ferme dans une meute. Les leaders de la meute sont appelés alpha (α). Ils sont suivis respectivement par le bêta (β), les deltas (δ) et l'oméga (ω). Les principales étapes à suivre ici sont données ci-dessous:

- ✓ Hiérarchie sociale

Dans la modélisation de la hiérarchie sociale des loups gris, l'alpha (α) est considéré comme la solution la plus adaptée. Par conséquent, la deuxième meilleure solution est nommée bêta (β) et la troisième meilleure solution est nommée delta (δ) respectivement [190]. Les solutions candidates qui restent sont prises sous forme d'oméga (ω). Dans le GWO, l'optimisation (chasse) est guidée par alpha, bêta et delta [52].

✓ Encerclement de proies

Le comportement d'encerclement peut être modélisé mathématiquement par les équations 2.58 et 2.59:

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad 2.58$$

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad 2.59$$

Où \vec{A} et \vec{C} sont des vecteurs coefficients. Le calcul des vecteurs \vec{A} et \vec{C} se fait comme suit :

$$\begin{aligned} \vec{A} &= 2 \cdot \vec{a} \cdot \vec{r}_1 - \vec{a} \\ \vec{C} &= 2 \vec{r}_2 \end{aligned} \quad 2.60$$

Où les valeurs de \vec{a} sont réduites linéairement de 2 à 0 au cours des itérations et \vec{r}_1, \vec{r}_2 sont des vecteurs aléatoires dans l'intervalle [0, 1].

✓ Chasse

La chasse est généralement menée par l'alpha, le bêta et le delta, car ils ont une meilleure connaissance de l'emplacement potentiel des proies. Les autres agents de recherche doivent mettre à jour leurs positions en fonction de la position du meilleur agent de recherche. La mise à jour de leur position d'agent peut être formulée par l'équation 2.61 [52]:

$$\begin{cases} \vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}| \\ \vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X}| \\ \vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}| \\ \vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha - \vec{A}_1 \cdot (\vec{D}_\alpha) \\ \vec{X}_2 = \vec{X}_\beta - \vec{A}_2 \cdot (\vec{D}_\beta) \\ \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta - \vec{A}_3 \cdot (\vec{D}_\delta) \\ \vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \end{cases} \quad 2.61$$

✓ Recherche de proies et l'attaque de proies

\vec{A} est une valeur aléatoire dans l'écart [-2a, 2a]. Quand $|A| < 1$, les loups sont forcés d'attaquer la proie; lorsque $|A| > 1$, les loups sont obligés de s'éloigner de la proie.

Les principales étapes du PSOGWO hybride sont données par la Figure 2.24 ci-dessous [52] :

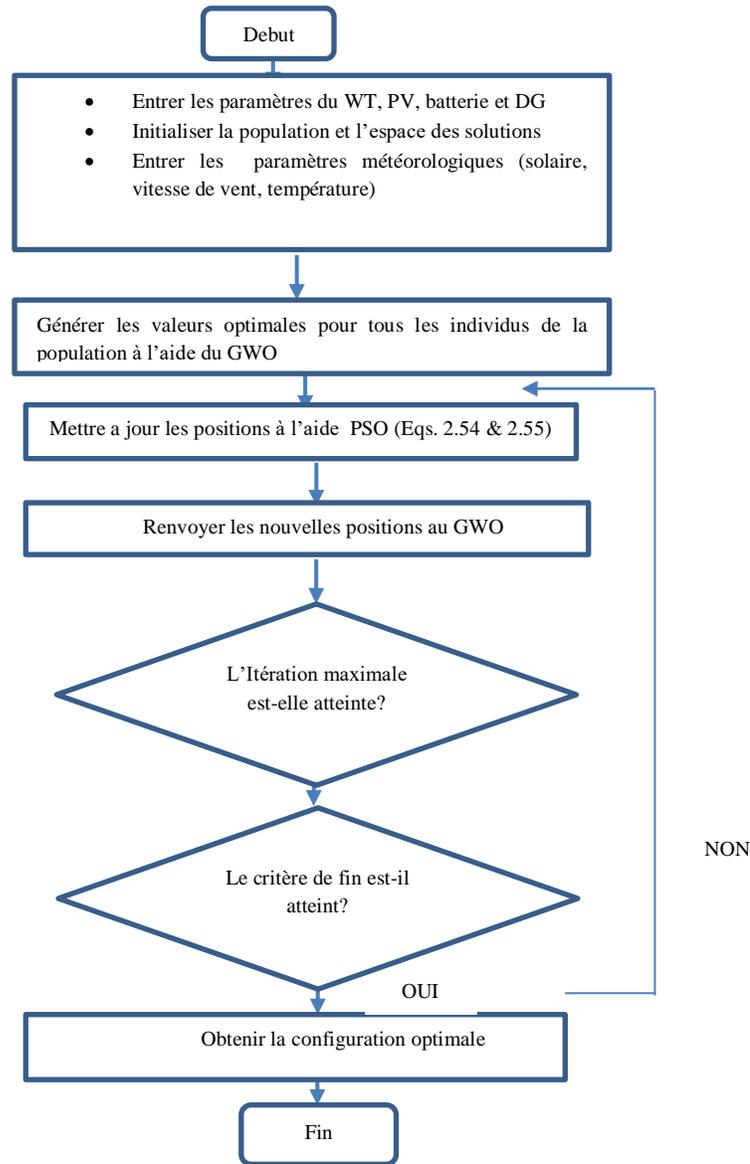


Figure 2.24. Pseudo Code du PSOGWO

e. Hybrid Grey Wolf Optimization-Cuckoo Search (GWOCS)

L'algorithme CS a été développé par Yang et Deb en 2009 [191]. Dans la méthode hybride GWOCS, les positions des loups sont mises à jour à l'aide de la formule de la position de Cuckoo Search, comme indiqué ci-dessous [191] :

$$stepsize = rand_{(i)(j)} \times \alpha \times S \times (Nest - bestNest) \quad 2.62$$

$$newNest = Nest + stepsize$$

Où $Nest$ est la solution actuelle, $bestNest$ est la meilleure solution de l'algorithme GWO, α dont la valeur est supérieure à 0 est le paramètre de taille de pas, $rand_{(i)(j)}$ est un nombre

aléatoire dans l'intervalle $[-1,1]$ et S est la longueur du pas. Les principales étapes du GWOCS hybride sont données à la Figure 2.25 ci-dessous:

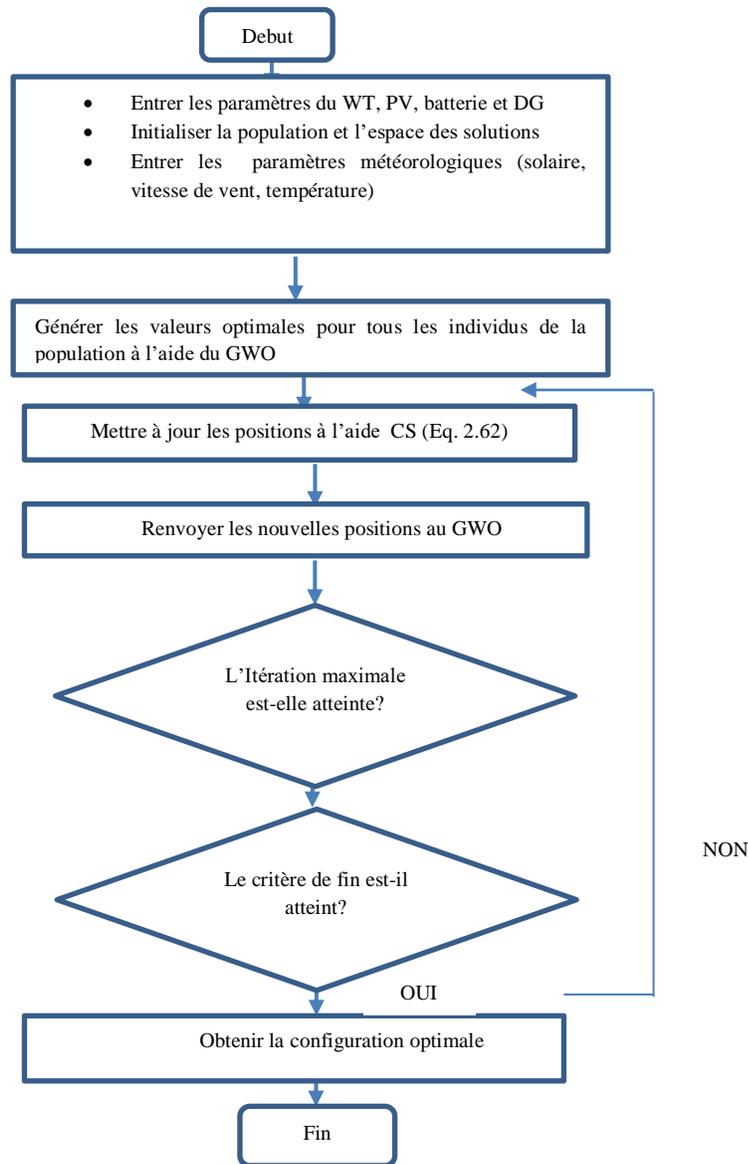


Figure 2.25. Pseudo Code du GWOCS

f. Hybrid Sine-Cosine Algorithm-Particle Swarm Optimization (SCAPSO)

La méthode SCA a été présentée de manière détaillée plus haut (c).

Dans la nouvelle méthode SCAPSO, la meilleure solution jusqu'à présent de SCA est mise à jour à l'aide de PSO. Les équations ci-dessous sont utilisées dans ce cas [8]:

$$v_i(t + 1) = wv_i(t) + c_1\gamma_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2\gamma_2(G_{besti} - x_{i,SCA}^t) \quad 2.63$$

$$x_{i,SCA}^{t+1} = x_{i,SCA}^t + v_i(t + 1)$$

Où γ_1 et γ_2 sont des nombres réels aléatoires tirés de $[0,1]$, c_1 et c_2 sont respectivement les paramètres cognitifs et sociaux; qui tirent les particules vers P_{besti} et G_{besti} qui sont respectivement les meilleures globales et personnelles ou individuelles de chaque particule obtenues à partir de SCA. w est le poids d'inertie.

La Figure 2.25 montre les principales étapes du SCAPSO [8].

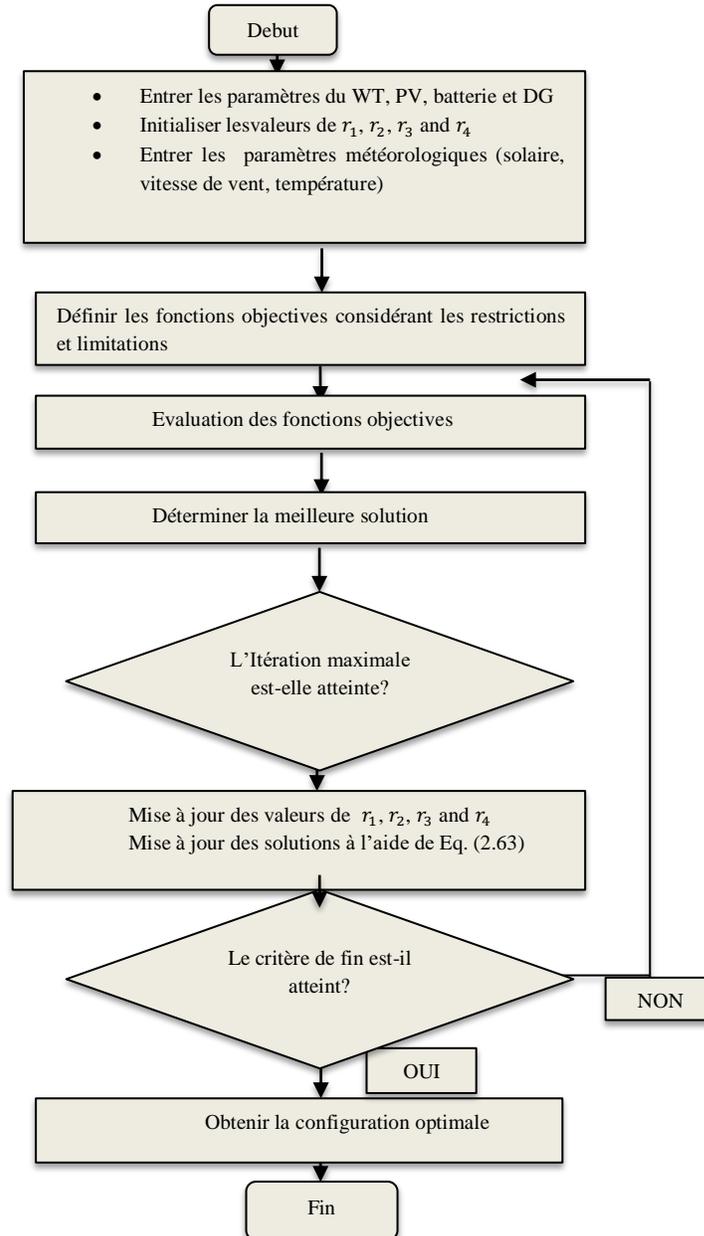


Figure 2.26. Pseudo Code du SCAPSO

2.6-Méthode hybride d'aide à la décision multicritère

Après avoir obtenu les résultats optimaux de chaque configuration par les méthodes d'optimisation, nous allons hiérarchiser ou classer ces configurations à l'aide d'une méthode hybride d'aide à la décision multicritère (hybrid multi-criteria decision making method ou MCDM). Dans cette thèse, l'une des méthodes de prise de décision hybride multicritère utilisée est la méthode *Analytic Hierarchy Process-Evaluation Based on Distance from Average Solution methods* (AHP-EDAS).

AHP est un outil MCDM très populaire découvert par Thomas L. Saaty [192]. Il est basé sur la comparaison par paires de critères et a été largement utilisé par les chercheurs dans divers domaines [192]. Les étapes suivantes sont impliquées lors de l'application de cette méthode [75, 192]:

Étape 1 : Construire une structure hiérarchique pour le problème

Étape 2 : Construire des matrices par paires et calculer la pondération des critères.

Étape 3 : Calcul et vérification du taux de cohérence (CR).

Pour évaluer les jugements portés dans les comparaisons par paires, il est important de vérifier la cohérence. Le CR recommandé doit être inférieur à 10 % [192]. L'indice de cohérence est évalué à l'aide des équations 2.64 à 2.66. λ_{max} est la plus grande valeur propre de la matrice réciproque A, et n est la taille de cette matrice [123]. En outre, le CR est la mesure de la cohérence et est calculé par l'équation 2.66

$$B = \begin{bmatrix} 1 & b_{12} & b_{13} & \dots & b_{1n} \\ 1/b_{12} & 1 & 1/b_{23} & \dots & b_{2n} \\ 1/b_{13} & 1/b_{23} & 1 & \dots & b_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1/b_{1n} & 1/b_{2n} & 1/b_{3n} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad 2.64$$

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad 2.65$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad 2.66$$

RI représente l'indice de cohérence aléatoire

EDAS est utilisé dans le classement des différentes configurations énergétiques considérées dans cette étude. Il convient de noter que ces configurations représentent les différentes alternatives du problème MCDM. Cette méthode est utilisée dans cette étude en raison de sa simplicité et de son

temps de calcul réduit [123]. Les principales étapes de ce processus sont décrites ci-dessous [192]:

Étape 1- Identifier le critère de préférence qui définit les alternatives.

Étape 2- Construire la matrice de prise de décision (X) comme suit :

$$Y = [Y_{ij}]_{n \times m} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1m} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2m} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & Y_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nm} \end{bmatrix} \quad 2.67$$

où Y_{ij} est la valeur optimale du $i^{\text{ème}}$ critère sur la $j^{\text{ème}}$ alternative.

Étape 3- La valeur moyenne de la solution (MV) est déterminée en fonction de tous les critères comme suit :

$$\left. \begin{aligned} MV &= [MV_j]_{1 \times m} \\ \text{where} \\ MV_j &= \frac{\sum_{i=1}^n Y_{ij}}{n} \end{aligned} \right\} \quad 2.68$$

Étape 4- Calcul des matrices de distance négative à la moyenne (NDA) et de distance positive à la moyenne (PDA) :

- critère non-bénéfique

$$\left\{ \begin{aligned} PDA_{ij} &= \frac{\max(0, (MV_j - Y_{ij}))}{MV_j} \\ NDA_{ij} &= \frac{\max(0, (Y_{ij} - MV_j))}{MV_j} \end{aligned} \right. \quad 2.69$$

- critère bénéfique

$$\left\{ \begin{aligned} PDA_{ij} &= \frac{\max(0, (Y_{ij} - MV_j))}{MV_j} \\ NDA_{ij} &= \frac{\max(0, (MV_j - Y_{ij}))}{MV_j} \end{aligned} \right.$$

Étape 5 - calcul de la somme pondérée de NDA (SN) et PDA (SP) pour toutes les alternatives, comme indiqué ci-dessous :

$$SP_i = \sum_{j=1}^m W_j PDA_{ij} \quad 2.70$$

$$SN_i = \sum_{j=1}^m W_j NDA_{ij} \quad 2.71$$

Où W_j est le poids du $j^{\text{ème}}$ critère.

Étape 6 - normalisation des valeurs SN et SP pour toutes les alternatives, comme indiqué ci-dessous :

$$NSP_i = \frac{SP_i}{\max(SP_i)} \quad 2.72$$

$$NSN_i = 1 - \frac{SN_i}{\max(SN_i)} \quad 2.73$$

Étape 7 - détermination du score d'évaluation (AS) pour toutes les alternatives, indiqué comme suit :

$$AS_i = \frac{1}{2}(NSP_i + NSN_i) \quad 2.74$$
$$0 \leq AS_i \leq 1$$

Étape 8 - Enfin, les alternatives sont classées de manière à ce que la meilleure alternative ait l'AS le plus élevé. Les autres alternatives sont classées en conséquence.

Cette méthode a été utilisée dans le deuxième cas d'étude mené durant nos travaux et les résultats seront présentés au troisième chapitre.

Dans le troisième cas d'étude, le choix de la meilleure configuration est basé sur le schéma de classement à partir des résultats optimaux obtenus. Les critères d'évaluation sont pris en compte pour ce schéma de classement [193]. Dans cette étude, tous les critères d'évaluation sont minimisés ; la valeur la plus basse de chaque critère est donc classée 1. Le classement va de 1 à 4 (nombre de configurations). La meilleure configuration sera celle avec la somme minimale de rang (R_{sum}) qui peut être calculée à l'aide de l'équation 2.75 [193] :

$$R_{sum} = \sum_{n=1}^5 (R_{LPSP} + R_{COE} + R_{NPC} + R_{TE} + R_{DCF}) \quad 2.75$$

Dans le cas où il y a plus d'une configuration HRES avec la même somme minimale de rang, la préférence est donnée en fonction de :

Priorité 1 : faible COE

Priorité 2 : faible TE

Priorité 3: faible LPSP

2.7-Synthese et conclusion du chapitre

Dans ce chapitre nous avons dans un premier temps décrit les différents modèles des composants d'un système énergétique hybride comprenant les sources hydroélectrique, éolienne, générateur photovoltaïque et générateur diesel avec parc de batteries comme système de stockage; ceci nous a permis de comprendre que la complexité doit être acceptable de manière à ne pas allonger le temps de simulation des différentes configurations du système énergétique. Nous avons ensuite évalué le potentiel des sources d'énergies renouvelables au Cameroun; nous avons remarqué que le Cameroun a un potentiel considérable dans le solaire et l'hydroélectricité.

Après avoir étudié les modèles et évalué le potentiel des différentes sources, nous avons par la suite dimensionné les différents systèmes énergétiques hybrides. A cet effet, nous avons défini des critères d'évaluation et les variables de décision de chaque système énergétique hybride. Nous nous sommes aussi appesantis sur les méthodes d'optimisation de ces systèmes énergétiques hybrides notamment les méthodes métaheuristiques qui sont celles que nous avons choisies dans cette thèse et nous avons décrit de manière détaillée les méthodes métaheuristiques que nous avons utilisées. Enfin, nous avons également parlé des méthodes d'aide à la décision multicritère qui ont été utilisées pour choisir la meilleure configuration ou système énergétique hybride.

Au prochain chapitre, nous présenterons les résultats des simulations des différentes études de cas que nous avons menées lors de cette thèse. Les discussions concernant ces résultats seront également faite.

CHAPITRE III : RESULTATS DES SIMULATIONS ET DISCUSSIONS

Chapitre III: RESULTATS DES SIMULATIONS ET DISCUSSIONS

3.1-Introduction

Au cours de ce travail de thèse, diverses études d'application sont effectuées afin d'en vérifier la validité et l'applicabilité à des cas concrets. Ces études applicatives ont fait l'objet de plusieurs communications scientifiques référencées à la fin du présent mémoire.

Dans ce chapitre, trois études de cas sont présentées :

- ❖ Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun;
- ❖ Analyse de faisabilité et étude d'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun;
- ❖ Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande de photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne.

Le but de ces trois études était entre autres de démontrer la validation de nos modèles aussi bien pour des sites isolés (campus, village) que pour des sites urbains.

3.2- Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun.

L'objectif de cette étude est de concevoir et d'optimiser un système d'énergie renouvelable hybride autonome afin d'avoir un système fiable, rentable et moins polluant pour répondre à la demande en électricité du Centre Multimédia Communautaire de MAKENENE. Pour cela, des méthodes multi-objectives PSO, SCA, PSOGWO et GWOCS sont appliquées afin de trouver le LPSP minimum, le NPC minimum, le COE minimum et le TGE minimum qui sont les fonctions objectives dans cette étude.

L'utilisation de ces quatre méthodes d'optimisation est principalement à des fins de validation et aussi parce que ces algorithmes ont fait leurs preuves dans la gestion de la recherche à grande

échelle en atteignant l'optimum global de manière constante et rapide. Aussi une étude de l'influence du facteur de déclassement du PV sur le coût de l'électricité est réalisée.

MAKENENE est une ville située dans la région du Centre du Cameroun qui est reliée au Réseau Interconnecté Sud (RIN) dont le pourcentage de ménages raccordés a progressivement diminué passant de 66,1 % en 1976 à 61,9 % en 2012 [23] ; l'état actuel de la commune de MAKENENE montre que ses habitants doivent passer par moments 3 à 4 jours de black-out. Ceci impacte négativement sur le développement de la commune, notamment dans le secteur des télécommunications étant donné que la commune abrite un premier Centre Multimédia Communautaire construit en 2006 pour donner accès aux équipements de télécommunication à la population locale.

a. Profil de charge

Le Centre Multimédia Communautaire de MAKENENE est situé sur Latitude : $4^{\circ}52'36,3''N$, Longitude: $10^{\circ}48'49,6''E$ et à une altitude de 700 m. Il se trouve à environ 198 km de YAOUNDE sur la route nationale numéro 4. Le centre multimédia est composé d'appareils électriques tels que des ordinateurs de bureau, des imprimantes, des scanners, des téléphones fixes, des téléviseurs et des ampoules. La charge énergétique quotidienne est d'environ 50,22 kWh. Le profil de charge du centre multimédia est travaillé sur une base horaire. La figure 3.1 montre ce profil de charge ; la charge moyenne est de 2,32 kW et la charge de pointe de la journée est de 5,6 kW.

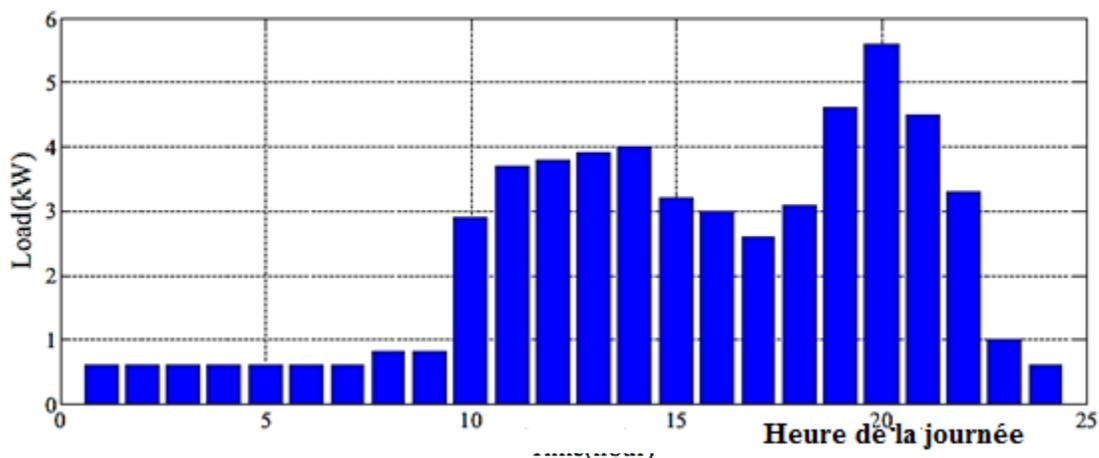


Figure 3.1. Profil de charge du centre multimédia de MAKENENE

b. Caractéristiques techniques et économiques des composants du système

Les Tableaux 3.1 à 3.5 présentent les caractéristiques techniques et économiques des différents composants des systèmes hybrides étudiés.

Tableau 3.1: Caractéristiques économiques et techniques du PV [194]

Type	Renesola 260W Virtus II
Coefficient température	-0.04%/°C
Coût initial PV	1800 \$/kW
Coût de maintenance et de fonctionnement annuel	0.01 * Coût initial \$/ an
Puissance crête	260 W
Température nominale PV	45 °C
Courant Maximal	8.55 A
Tension Maximale	30.4 V
Type Cellule	156mm × 156 mm
Rendement	16.5 %
Durée de vie du PV	20 ans

Tableau 3.2: Caractéristiques économiques et techniques de l'Eolien [195]

Type	Aeolos-H
Coût initial WT	2000 \$/unit
Coût de maintenance et de fonctionnement annuel	0.01 * Coût initial \$/ an
Puissance nominale	1 kW
Vitesse de démarrage	2.5 m/s
Vitesse nominale, Vitesse de coupure	10 m/s, 25 m/s
Durée de vie du WT	20 ans
Rendement	96 % à 10 m
Poids	60 kg

Tableau 3.3: Caractéristiques économiques et techniques de la Batterie [196]

Type	OPZS-Hawker TLS3
Capacité	360 Ah
Coût initial Batterie	280 \$/kWh
Coût de maintenance et de fonctionnement annuel	0.03 * Coût initial \$/kWh/an
Profondeur de décharge	80 %
Rendement Batterie	85 %
Durée de vie Batterie	10 ans

Tableau 3.4: Caractéristiques économiques et techniques du convertisseur [197]

Type	Generic 1200CH
Puissance	1200 VA
Coût (\$)	2000
Coût de Remplacement (\$)	2000
Coût de Maintenance (\$)	200/year
Rendement (%)	92

Tableau 3.5: Caractéristiques économiques et techniques du générateur diesel [198]

Type	JLT 5000S
initial Coût générateur diesel	1000 \$/kW
Coût de maintenance et de fonctionnement annuel	0.008 \$/kWh
Puissance nominale	4 kW
Coût de Remplacement (\$)	1000 \$/kW
Coût du carburant	1 \$/liter
Tension	220 V
Durée de vie générateur diesel	25000 heures

Dans cette première étude, nous avons considéré sept (07) configurations ou scénarios de système énergétique à savoir: *Scenario 1: PV, Eolien, Stockage & générateur diesel; Scenario 2: PV, Eolien & Stockage; Scenario 3: PV, Stockage & générateur diesel; Scenario 4: PV & générateur diesel ; Scenario 5: PV & Stockage; Scenario 6: Stockage & générateur diesel ; Scenario 7: générateur diesel uniquement*

Il est à noter que dans cette première étude, il n'a pas été possible de prendre en compte d'autres composants du système énergétique hybride comme l'hydroélectricité parce que MAKENENE ne possède pas de rivière à potentiel hydroélectrique. De plus, la localité de MAKENENE est très souvent dans le noir, nous n'avons donc pas considéré le réseau électrique comme composant. Ceci est la raison pour laquelle dans cette étude, il n'y a pas de configuration composée de l'hydroélectricité et du réseau électrique.

Les contraintes techniques utilisées dans cette étude sont données dans le tableau 3.6

Tableau 3.6: Contraintes techniques

	Valeur Minimale	Value Maximale
$P_{pv-rated}$	10 kW	25 kW
N_w	5	10 turbines
D_s	1	3 jours
N_{dg}	0	4 générateurs

c. Résultats

i. Effet des valeurs du facteur d'ombrage sur le coût de l'électricité (COE)

D'après les Tableaux 3.7 à 3.10, on peut généralement voir que le COE des sept scénarios diminue à mesure que la valeur du facteur d'ombrage, f_{PV} , augmente, pour les quatre techniques d'optimisation, qui sont PSO, SCA, PSOGWO et GWOCs. Dans ce qui suit, une analyse approfondie du scénario 3 est effectuée. Lorsque f_{PV} vaut 0,6, la solution optimale du COE est 0,19335 \$/kWh, 0,19332 \$/kWh, 0,19310 \$/kWh et 0,19891 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCs et SCA respectivement, comme indiqué dans le Tableau 3.7. Lorsque f_{PV} vaut 0,7

comme indiqué dans le Tableau 3.8, la solution optimale du COE est de 0,18201 \$/kWh, 0,17770 \$/kWh, 0,17101 \$/kWh et 0,17916 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. La différence de valeur du COE lorsque la valeur de f_{PV} passe de 0,6 à 0,7 est de 0,01134 \$/kWh, 0,01562 \$/kWh, 0,02209 \$/kWh et 0,01975 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. Lorsque f_{PV} vaut 0,8, la solution optimale du COE est 0,16717 \$/kWh, 0,16037 \$/kWh, 0,15921 \$/kWh et 0,17718 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement, comme indiqué dans le tableau 3.9. Lorsque f_{PV} vaut 0,9 comme le montre le tableau 3.10, la solution optimale du COE est 0,16133 \$/kWh, 0,15921 \$/kWh, 0,15913 \$/kWh et 0,15921 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. La différence de valeur du COE lorsque la valeur de f_{PV} passe de 0,8 à 0,9 est de 0,00584 \$/kWh, 0,00116 \$/kWh, 0,00008 \$/kWh et 0,01797 \$/kWh pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. La différence de valeur de COE lorsque f_{PV} passe de 0,6 à 0,7 est inférieure à la différence lorsque f_{PV} passe de 0,8 à 0,9. Cela montre que le COE est meilleur pour des valeurs élevées de f_{PV} . De ce qui précède, il est clair qu'un meilleur système optimal est atteint lorsque la valeur de f_{PV} est de 0,9, ce qui montre la nécessité de choisir un site avec moins de poussière, en respectant l'angle d'inclinaison optimal du PV, en installant le système dans une zone naturellement ventilée et aussi pour tenir compte de l'incertitude météorologique. La sous-section suivante présente les détails des solutions optimales obtenues pour la valeur de f_{PV} égale à 0,9.

ii. Résultats optimaux pour la valeur du facteur d'ombrage 0,9

Les résultats optimaux pour les sept scénarios obtenus à l'aide des quatre techniques d'optimisation pour une valeur de facteur d'ombrage de 0,9 sont présentés dans le Tableau 3.10 ci-dessous.

- Scénario 1

Pour ce scénario, le système hybride se compose de PV, Eolien, Stockage & générateur diesel. D'après le tableau 11, on observe que le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0,003 %. Le COE et le NPC sont respectivement de 0,19660 \$/kWh et 58007,8597 \$ pour PSO, 0,18314 \$/kWh et 54038,3313 \$ pour PSOGWO, 0,17534 \$/kWh et 51735,3795 \$ pour GWOCS, 0,19888 \$/kWh et 58681 \$ pour SCA. Une analyse comparative du COE et du NPC obtenus avec PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la performance de GWOCS est

Chapitre 3: Résultats des simulations et discussions

mieux que PSOGWO, SCA et PSO. On observe également que moins de GES sont émis lors de l'utilisation de GWOCS.

Tableau 3.7: Résultats optimaux pour $fv=0.6$

Scenarios	Techniques Optimization	LPSP(%)	NPC(\$)	COE(\$/kWh)	Emissions(kg/year)	Renewable fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_w	D_s	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	74673.8145	0.25308	2.71788	0.996	25	7	1	1
	PSOGWO	0.003	72706.9150	0.24641	2.69561	0.996	23	6	1	1
	GWOCS	0.003	59404.0161	0.20133	2.30770	0.996	22	5	3	1
	SCA	0.003	61510.1398	0.20847	2.66135	0.996	23	6	3	1
Scenario 2	PSO	0.045	61032.2886	0.20685	-	1	24	5	2	-
	PSOGWO	0.045	62839.6096	0.21297	-	1	24	5	2	-
	GWOCS	0.045	62849.5930	0.21301	-	1	24	5	2	-
	SCA	0.046	64805.0351	0.21963	-	1	24	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	57051.8344	0.19335	2.89377	0.998	24.5	-	2	1
	PSOGWO	0.003	57040.4217	0.19332	2.61409	0.998	24	-	2	2
	GWOCS	0.003	56976.0706	0.19310	2.60749	0.998	24	-	3	1
	SCA	0.003	58691.3182	0.19891	2.56761	0.998	24	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	750666.8783	2.54410	41117.54357	0.45	24	-	-	2
	PSOGWO	0	571193.342	1.93585	34909.11575	0.45	24	-	-	2
	GWOCS	0	554448.2832	1.87909	34538.81113	0.45	23	-	-	2
	SCA	0	642513.9395	2.17756	37538.74681	0.45	25	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.045	51907.6351	0.17592	-	1	24	-	2	-
	PSOGWO	0.047	51747.9005	0.17538	-	1	24.5	-	2	-
	GWOCS	0.045	51733.9493	0.17533	-	1	24.5	-	2	-
	SCA	0.045	51750.3112	0.17539	-	1	24.5	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCS	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCS	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

Tableau 3.8: Résultats optimaux pour $fv=0.7$

Scenarios	Techniques Optimization	LPSP(%)	NPC(\$)	COE(\$/kWh)	Emissions(kg/year)	Renewable fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_w	D_s	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	67306.5759	0.22811	4.48255	0.996	20	7	2	1
	PSOGWO	0.003	58284.5701	0.19753	2.44140	0.996	19	7	2	1
	GWOCS	0.003	57204.921	0.19387	2.36209	0.996	20	8	3	1
	SCA	0.003	58913.613	0.19967	3.24895	0.996	19	6	2	1
Scenario 2	PSO	0.045	57443.4107	0.19468	-	1	24	5	2	-
	PSOGWO	0.045	57390.2378	0.19450	-	1	24	5	2	-
	GWOCS	0.045	57377.38	0.19446	-	1	24	5	2	-
	SCA	0.046	57404.1468	0.19455	-	1	24	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	53705.4617	0.18201	3.81461	0.998	21	-	2	1
	PSOGWO	0.003	52431.7599	0.17770	3.37710	0.998	21	-	2	1
	GWOCS	0.003	50459.9141	0.17101	3.27317	0.998	21	-	2	1
	SCA	0.003	52862.3182	0.17916	3.51970	0.998	21	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	571193.342	1.93585	34817.83308	0.45	23	-	-	2
	PSOGWO	0	565739.342	1.91736	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	GWOCS	0	549919.843	1.86375	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	SCA	0	568438.7746	1.92651	34349.58938	0.45	23	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.045	46296.8517	0.15691	-	1	21	-	2	-
	PSOGWO	0.045	46295.9726	0.15690	-	1	21	-	2	-
	GWOCS	0.045	46286.4747	0.15687	-	1	21	-	2	-
	SCA	0.046	46370.0774	0.15715	-	1	21	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCS	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2

Chapitre 3: Résultats des simulations et discussions

PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
GWOCS	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

- Scénario 2

Pour ce scénario, le système est composé de PV, Eolien & Stockage. Le Tableau 3.10 montre que le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0,046 %. Le COE et le NPC sont de 0,17674 \$/kWh et 52148,671 \$ pour PSO, 0,17605 \$/kWh et 51946,2741 \$ pour PSOGWO, 0,17600 \$/kWh et 51931,7733 \$ pour GWOCS, 0,17685 \$/kWh et 52182,2881 \$ pour SCA respectivement. L'émission est ici de 0 car nous avons supposé que le système qui est principalement constitué de ressources renouvelables n'émet pas lorsqu'il fonctionne.

Une analyse comparative du COE et du NPC obtenus en utilisant PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale efficace du système hybride est atteinte en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSOGWO, SCA et PSO.

Table 3.9: Résultats optimaux pour $f_v=0.8$

Scenarios	Techniques Optimization	LPSP(%)	NPC(\$)	COE(\$/kWh)	Emissions(kg/year)	Renewable fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_w	D_s	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	61288.8922	0.20772	5.76049	0.996	18	9	3	1
	PSOGWO	0.003	55019.2722	0.18647	3.30686	0.996	18	5	3	1
	GWOCS	0.003	54645.5999	0.18520	2.87566	0.996	18	9	3	1
	SCA	0.003	58913.6131	0.19967	2.44140	0.996	19	6	2	1
Scenario 2	PSO	0.046	54167.6059	0.18358	-	1	18	6	2	-
	PSOGWO	0.046	53812.3719	0.18238	-	1	19	5	2	-
	GWOCS	0.046	52155.0194	0.17676	-	1	18	5	2	-
	SCA	0.046	53827.6052	0.18243	-	1	18	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	49325.9014	0.16717	3.23065	0.998	18	-	2	1
	PSOGWO	0.003	47319.4188	0.16037	3.00488	0.998	19	-	2	1
	GWOCS	0.003	46977.7599	0.15921	2.56761	0.998	20	-	3	1
	SCA	0.003	52278.0759	0.17718	3.82950	0.998	18	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	568438.7746	1.92651	34817.83308	0.45	22	-	-	2
	PSOGWO	0	566845.3102	1.92111	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	GWOCS	0	550715.7795	1.86644	34382.9158	0.45	22	-	-	2
	SCA	0	565739.3420	1.91736	35401.93711	0.45	22	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.046	41042.8789	0.13910	-	1	18	-	2	-
	PSOGWO	0.046	41042.8569	0.13910	-	1	18	-	2	-
	GWOCS	0.046	40831.9512	0.13838	-	1	18	-	2	-
	SCA	0.046	41044.6526	0.13911	-	1	18	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCS	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCS	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

- Scénario 3

Ici le système est composé de PV, Stockage & générateur diesel. Le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0,003 %. Le COE et le NPC sont respectivement de 0,16133 \$/kWh et

47602,7611 \$ pour PSO, 0,15921 \$/kWh et 46977,7599 \$ pour PSOGWO, 0,15913 \$/kWh et 46953,0485 \$ pour GWOCS, 0,15921 \$/kWh et 46977,759 \$ pour SCA.

Une analyse comparative du COE et du NPC obtenus en utilisant PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale efficace du système hybride est atteinte en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSOGWO, SCA et PSO. On observe également que moins de GES sont émis lors de l'utilisation de GWOCS.

- Scénario 4

Pour cette configuration, le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0% ce qui implique que la charge est entièrement satisfaite. Le COE et le NPC sont de 1,91736 \$/kWh et 565739,342 \$ pour PSO, 1,86375 \$/kWh et 549919,843 \$ pour PSOGWO, 1,84133 \$/kWh et 543306,4506 \$ pour GWOCS, 1,92651 \$/kWh et 568438,77 \$ respectivement. En outre, les émissions optimales sont de 34817,83308 kg/an, 34377,16782 kg/an, 34349,58938 kg/an et 34909,11575 kg/an lors de l'utilisation de PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement.

Table 3.10: Résultats optimaux pour $f_v=0.9$

Scenarios	Techniques Optimization	LPSP(%)	NPC(\$)	COE(\$/kWh)	Emissions(kg/year)	Renewable fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_w	D_s	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	58007.8597	0.19660	5.45366	0.996	16	8	3	1
	PSOGWO	0.003	54038.3313	0.18314	4.76404	0.996	16	8	2	1
	GWOCS	0.003	51735.3795	0.17534	2.34065	0.996	16	7	2	1
	SCA	0.003	58681.3455	0.19888	6.40548	0.996	16	8	3	1
Scenario 2	PSO	0.046	52148.671	0.17674	-	1	18	6	2	-
	PSOGWO	0.046	51946.2745	0.17605	-	1	19	5	2	-
	GWOCS	0.046	51931.7733	0.17600	-	1	18	5	2	-
	SCA	0.046	52182.2881	0.17685	-	1	18	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	47602.7611	0.16133	3.52217	0.998	18	-	3	1
	PSOGWO	0.003	46977.7599	0.15921	2.96433	0.998	18	-	3	1
	GWOCS	0.003	46953.0485	0.15913	2.56761	0.998	18	-	3	1
	SCA	0.003	46977.7599	0.15921	2.96433	0.998	18	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	565739.342	1.91736	34817.83308	0.45	22	-	-	2
	PSOGWO	0	549919.843	1.86375	34377.16782	0.45	21	-	-	2
	GWOCS	0	543306.4506	1.84133	34349.58938	0.45	21	-	-	2
	SCA	0	568438.7746	1.92651	34909.11575	0.45	22	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.046	40878.1321	0.13854	-	1	18	-	2	-
	PSOGWO	0.046	40823.5853	0.13836	-	1	18	-	2	-
	GWOCS	0.046	37203.9635	0.12609	-	1	18	-	2	-
	SCA	0.046	40842.5629	0.13842	-	1	18	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCS	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCS	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

Une analyse comparative du COE, du NPC et de l'émission obtenus en utilisant PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale efficace du système hybride est atteinte

en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSOGWO, SCA et PSO. On observe également que moins de GES sont émis lors de l'utilisation de GWOCS.

- Scénario 5

Pour cette configuration, le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0,046 % comme dans le scénario 2. Le COE et le NPC sont de 0,13854 \$/kWh et de 40878,1321 \$ pour PSO, 0,13836 \$/kWh et 40823,5853 \$ pour PSOGWO, 0,12609 \$/kWh et 37203,9635 \$ pour GWOCS, 0,13842 \$/kWh et 40842,5629 \$ pour SCA respectivement. Tout comme dans le scénario 2, l'émission est ici de 0 car nous avons supposé que le système qui est principalement constitué de ressources renouvelables n'émet pas lorsqu'il fonctionne. Une analyse comparative du COE et du NPC obtenus à l'aide de PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale efficace du système hybride est atteinte en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSOGWO, SCA et PSO.

- Scénario 6

Ici le système est composé du Stockage et du générateur diesel. Le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0,003 %. Le COE et le NPC sont de 0,86646 \$/kWh et 255657,1168 \$ pour PSO, 0,82092 \$/kWh et 242221,7257 \$ pour PSOGWO, 0,81464 \$/kWh et 240369,1947 \$ pour GWOCS, 0,82635 \$/kWh et 243824 \$ pour .3SCA respectivement. En outre, les émissions optimales sont de 23312,95122 kg/an, 22489,69249 kg/an, 22489,69249 kg/an et 22489,69249 kg/an lors de l'utilisation de PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. De plus, une analyse comparative du COE, du NPC et de l'émission obtenus en utilisant PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale efficace du système hybride est atteinte en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSOGWO, SCA et PSO.

- Scénario 7

Ici, le système est uniquement composé de générateur diesel. Le LPSP pour PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA est de 0 %, ce qui implique que la charge est entièrement satisfaite. Le COE et le NPC sont de 1,88239 \$/kWh et 555420,9508 \$ pour PSO, 1,73780 \$/kWh et 512759,3031 \$ pour PSOGWO, 1,72474 \$/kWh et 508904,3031 \$ pour GWOCS, 1,90819 \$/kWh et 1,90819 \$/kWh et 563035 \$ respectivement. En outre, les émissions optimales sont de 37164,27006 kg/an, 35615,69913 kg/an, 37449,33372 kg/an et 37478,60844 kg/an lors de l'utilisation de PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA respectivement. Une fois de plus, une analyse comparative du COE, du NPC et de l'émission obtenus en utilisant PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la

configuration optimale efficace du système hybride est atteinte en utilisant GWOCS, c'est-à-dire qu'il est meilleur que PSO, SCA et OSP. On observe également que moins de GES sont émis lors de l'utilisation de GWOCS.

Les scénarios 4 et 7 sont les seuls scénarios dans lesquels la charge est entièrement satisfaite. De plus, ces deux ont le coût de l'électricité le plus élevé (COE) et la valeur d'émission la plus élevée, ce qui implique qu'ils sont trop coûteux et très nocifs pour l'environnement. En regardant les Tableaux 3.7, 3.8, 3.9 et 3.10, les valeurs de LPSP obtenues sont 0%, 0,003% et 0,045% qui sont toutes acceptables dans les pays en développement comme le Cameroun [199]. Après l'analyse faite sur les sept scénarios pour une valeur de facteur d'ombrage de 0,9, le scénario 3 semble être le plus approprié pour le Centre multimédia communautaire car une petite fraction de la charge n'est pas satisfaite, le NPC et le COE sont relativement faibles et une quantité moindre de GES émis par rapport aux autres scénarios.

La Figure 3.1 présente un diagramme circulaire montrant les pourcentages de contribution de puissance de chaque composant du système dans le scénario 3 et il est clair que la majeure partie de la puissance provient du PV et de la batterie. La puissance de sortie horaire du PV, du parc de batteries et du générateur diesel pour le scénario 3 lorsque le facteur de dégradation est de 0,9 pour la technique d'optimisation GWOCS est présentée dans les Figures 3.2 à 3.4 respectivement. Les Figures 3.5 et 3.6 présentent respectivement les courbes de convergence de COE et NPC. On remarque que la convergence est atteinte en moins de 10 itérations. Ceci montre la bonne performance des techniques d'optimisation utilisées dans cette étude.

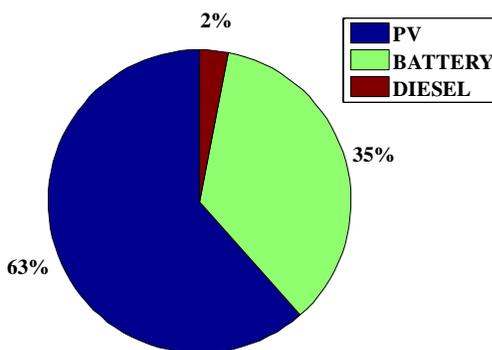


Figure 3.2. Pourcentage de l'énergie fournie par le PV, Batterie & DG pour le Scenario 3

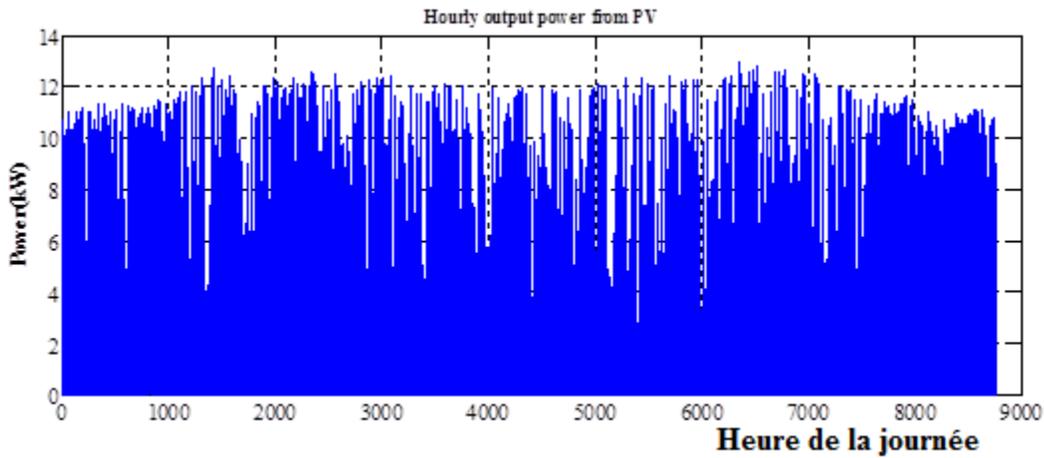


Figure 3.3. Puissance de sortie horaire du PV pour le Scenario 3

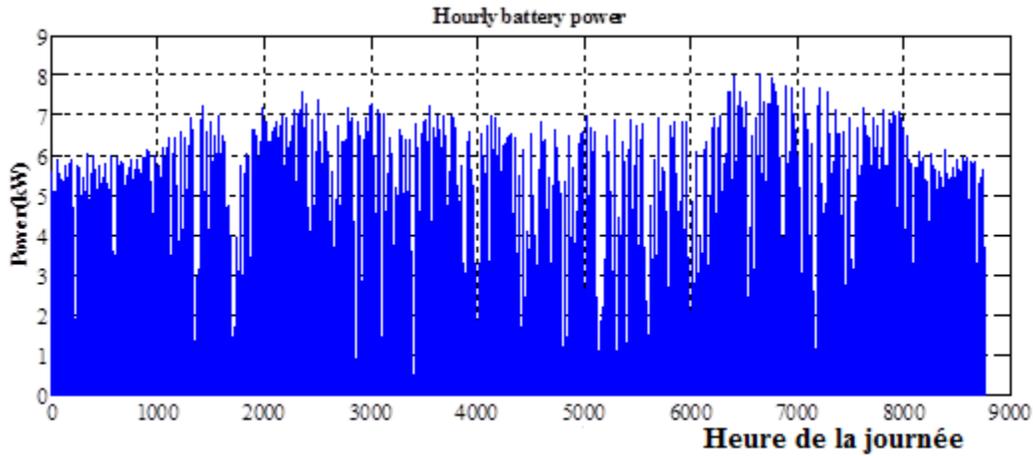


Figure 3.4. Puissance de sortie horaire du Parc de batterie pour le Scenario 3

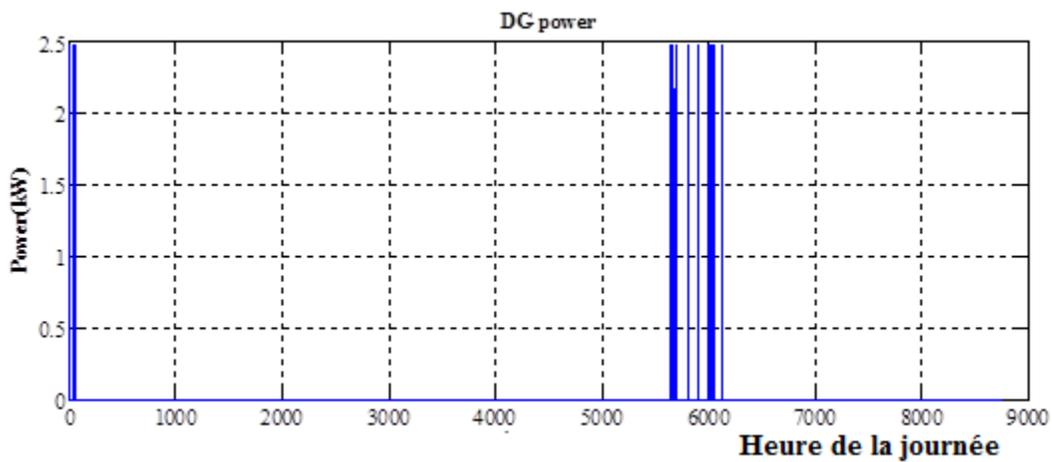


Figure 3.5. Puissance de sortie horaire du DG pour le Scenario 3

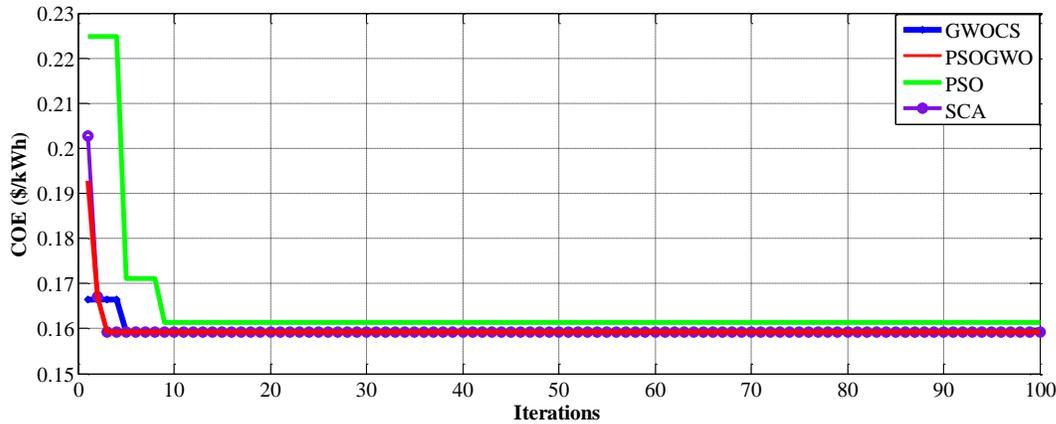


Figure 3.6. Convergence du COE pour $f_{PV}=0.9$ pour le Scenario 3

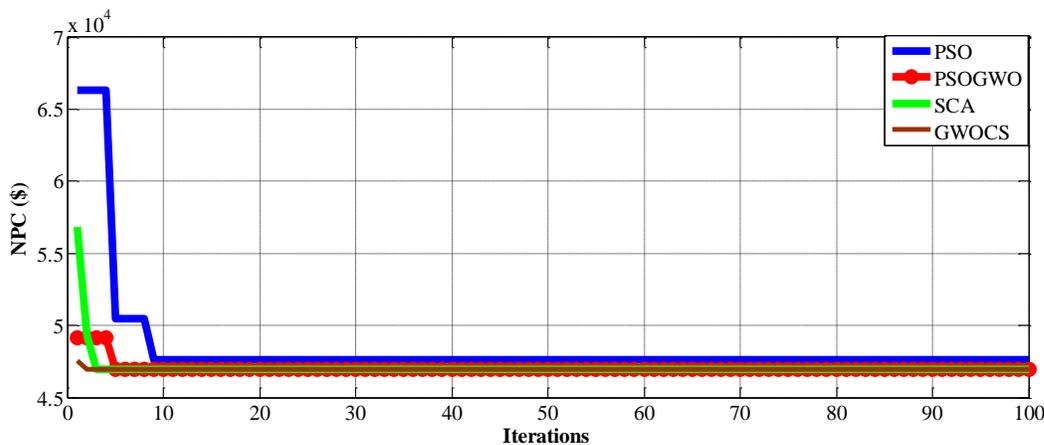


Figure 3.7. Convergence du NPC pour $f_{PV}=0.9$ pour le Scenario 3

iii. Analyses statistiques

Dans cette partie, les pires et les meilleures valeurs pour chaque technique d'optimisation sont présentées dans les Tableaux 3.11 et 3.12. Les autres paramètres statistiques comprennent la valeur moyenne, la valeur de l'écart type (SD) et la Médian. Cette analyse est effectuée pour 10 exécutions de chaque technique d'optimisation. Les performances statistiques de GWOCS, PSOGWO, SCA et PSO sur NPC et COE sont résumées respectivement dans les Tableaux 3.11 et 3.12. Cela concerne uniquement le scénario 3. Les valeurs d'écart type (SD) obtenues pour GWOCS montrent qu'il est plus stable par rapport aux autres techniques d'optimisation appliquées dans cette étude. Le Tableau 3.13 présente quelques résultats optimaux du coût de l'électricité (COE) du scénario 3 (PV/Générateur diesel/Stockage) en utilisant diverses techniques d'optimisation. De ce tableau, on peut voir que le COE de cette configuration varie avec la demande énergétique journalière et la technique d'optimisation utilisée. On voit clairement que les résultats COE sont meilleurs lors de l'utilisation d'algorithmes heuristiques

que lorsqu'un logiciel comme HOMER est utilisé. D'autres facteurs qui pourraient influencer ce COE sont les indicateurs économiques comme le taux d'inflation et taux d'actualisation du pays et les conditions météorologiques notamment le rayonnement solaire dans la région étudiée [200].

Tableau 3.11: Performance statistique des techniques d'optimisation sur NPC

Technique Optimisation	Plus mauvais	Meilleure	Moyenne	SD	Médian
GWOCS	49141.4494	46953.0485	46983.7799	3702.53331	46953.0485
PSOGWO	56864.9756	46977.7599	47041.4687	60.2	46977.7599
SCA	47579.7599	46977.7599	47100.0347	1013.7377	46977.7599
PSO	66299.3455	47602.7611	48466.3871	433.099865	47602.7611

Tableau 3.12: Performance statistique des techniques d'optimisation COE

Technique Optimisation	Plus mauvais	Meilleure	Moyenne	SD	Médian
GWOCS	0.16654647	0.15912971	0.15942638	0.01254834	0.15912971
PSOGWO	0.19272246	0.15921346	0.15962786	0.0014607	0.15921346
SCA	0.16741346	0.15921346	0.15929546	0.00343568	0.15921346
PSO	0.22469671	0.16133166	0.1642586	0.00082	0.16133166

Les performances statistiques de GWOCS, PSOGWO, SCA et PSO sur NPC et COE sont résumées respectivement dans les Tableaux 3.11 et 3.12. Cela concerne uniquement le scénario 3. Les valeurs d'écart type (SD) obtenues pour GWOCS montrent qu'il est plus stable par rapport aux autres techniques d'optimisation appliquées dans cette étude.

Tableau 3.13: Résultats comparatifs obtenus pour le Scenario 3

Pays	Charge journalière (kWh/jour)	Application	COE (\$/kWh)	Méthode Optimisation	Reference
India(Indore)	7	Farmhouse	0.284	HOMER	[201]
India(Barwani)	110.6	Rural electrification	0.239472	GA	[202]
India(Barwani)	110.6	Rural electrification	0.237113	PSO	[202]
		Rural electrification	0.236427	BFPSO	
			0.236098	TLBO	
Cameroon (Wum)	100		0.564	HOMER	[11]
Cameroon(Makenene)	50.22	Community Multimedia Center	0.16133	PSO	Present work
Cameroon(Makenene)	50.22	Community Multimedia Center	0.15921	PSOGWO	Present work
			0.15913	GWOCS	
			0.15921	SCA	

3.3-Analyse de faisabilité et étude d'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun

Dans cette étude, les quatre zones climatiques du Cameroun sont considérées et cinq villes sont choisies parmi ces quatre zones. Ces villes comprennent: Bamenda en zone de mousson équatoriale, Kribi également en zone de mousson équatoriale, Abong-Mbang en zone équatoriale, Garoua en zone tropicale soudanienne et Maroua en zone tropicale soudano-sahélienne. Le fait que nous choisissons Kribi et Bamenda dans la zone est simplement parce que Kribi a un climat différent puisqu'elle se trouve sur la côte. Le choix de ces villes est basé sur le fait que la plupart d'entre elles sont desservies par le Réseau Interconnecté Sud (RIS) qui est fortement congestionné [203], ainsi les baisses de tensions et les pannes sont très fréquentes dans ces villes. Et pour les deux villes desservies par le Réseau Interconnecté Nord (RIN) à savoir Maroua et Garoua, la puissance produite par ce réseau est faible pour satisfaire toute la partie nord du pays.

Nous nous sommes proposés d'étudier quatre systèmes ou configurations d'énergie renouvelable hybride sur réseau (PV/éolien/batterie/diesel) en utilisant un nouvel algorithme hybride sinus-cosinus-optimisation d'essaim de particules (SCAPSO) et un algorithme sinus-cosinus (SCA). La méthode de prise de décision multicritère (MCDM), Analytic Hierarchy Process-Evaluation Based on Distance from Average Solution methods (AHP-EDAS), sera ensuite utilisée pour sélectionner la meilleure configuration parmi ces quatre systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Cela sera fait pour trois types d'habitations couramment rencontrées au Cameroun (T4, T5 et T6).

a. Profil de charge

Comme mentionné précédemment, trois types d'habitations (T4, T5 et T6) sont considérés dans ce travail. Pour chaque type de bâtiment, nous avons pris un échantillon de 20 maisons dans un quartier donné de chaque ville considérée dans cette étude. Les plans de distribution de ces habitations sont donnés par les Figures 3.7, 3.8 et 3.9. La demande énergétique journalière de chaque habitation est donnée dans les Tableaux 3.14, 3.15 et 3.16. On remarque que l'habitation T4 demande beaucoup plus d'énergie que les autres bâtiments. C'est tout simplement parce que les occupants de l'habitation T4 préfèrent acheter des appareils électriques très bon marché qui finissent par consommer beaucoup d'énergie que des appareils chers et plus efficaces. Ces

occupants de l'habitation T4 n'ont pas encore la culture d'acheter des appareils électriques de première classe simplement parce qu'ils appartiennent à la catégorie à faible revenu et ne peuvent donc pas se procurer facilement de tels appareils.

Tableau 3.14 : Demande énergétique journalière de l'habitation T4

Appareil	Quantité	Puissance (W)	Nombre d'heure	Charge (Wh)
Eclairage (living+dining+corridor)	3	75	7	1575
Eclairage (bedrooms+kitchen+toilet)	6	18	2	216
TV	1	150	7	1050
Réfrigérateur	1	300	24	7200
Chargeur Téléphone	5	5	5	125
Laptop	1	75	2	150
Desktop	1	200	4	800
Total				11116=11.116 kWh

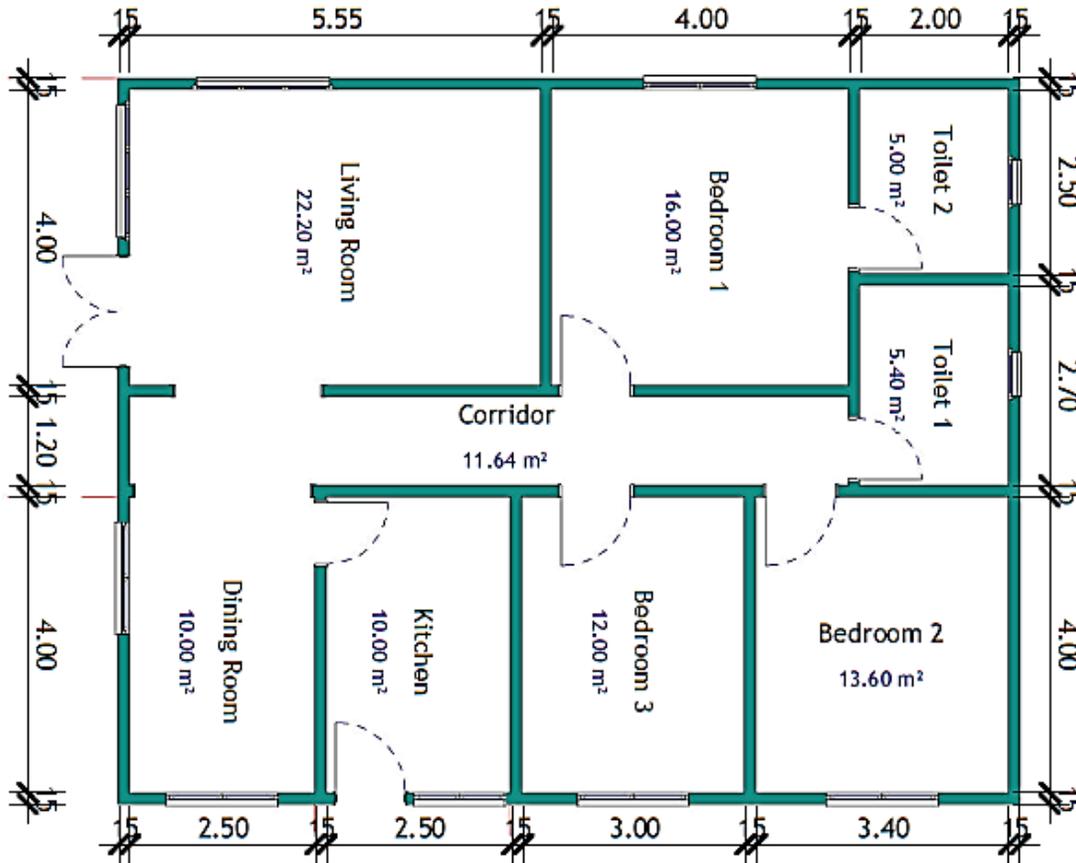


Figure 3.8. Plan de distribution de l'habitation T4

Tableau 3.15 : Demande énergétique journalière de l'habitation T5

Appareil	Quantité	Puissance(W)	Nombre d'heure	Charge (Wh)
Eclairage (living+dining+corridor)	3	75	7	1575
Eclairage (bedrooms+kitchen+toilet)	7	18	2	252
TV	1	130	7	910
Réfrigérateur	1	120	24	2880
Chargeur téléphone	7	5	5	175
Laptop	1	75	2	150
Desktop	1	200	6	1200
Bouilloire	1	1500	0.25	375
Mixeur	1	1500	0.25	375
Régulateur	1	15	24	360
Total				8252=8.252 kWh

La Figure 3.10 montre le profil de charge horaire des 20 maisons de chaque type d'habitation considérée dans cette étude. On observe que le pic de demande d'énergie se produit entre la 19h de la journée et la 22h de la journée. Cela peut s'expliquer par le fait que pendant la période tout le monde est à la maison et donc la demande d'énergie va augmenter. Le pic observé entre la 6h et la 7h est dû à la présence des occupants dans leur logement juste avant qu'ils ne quittent pour se rendre à leurs diverses occupations.

Tableau 3.16 : Demande énergétique journalière de l'habitation T6

Appareil	Quantité	Puissance (W)	Nombre d'heure	Charge (Wh)
Eclairage (living+dining+corridor)	3	75	7	1575
Eclairage (bedrooms+kitchen+toilet)	8	18	2	288
TV 1	1	130	7	910
TV 2	1	100	7	700
Congélateur	1	170	24	4080
Chargeur téléphone	8	5	6	240
Laptop	2	60	2	240
Desktop	2	120	6	1440
Router Internet	1	10	7	70
Bouilloire	1	1500	0.25	375
Cafetière	1	1500	0.25	375
Mixeur	1	1500	0.25	375
Régulateur	1	15	24	360
Total				11028=11.028 kWh

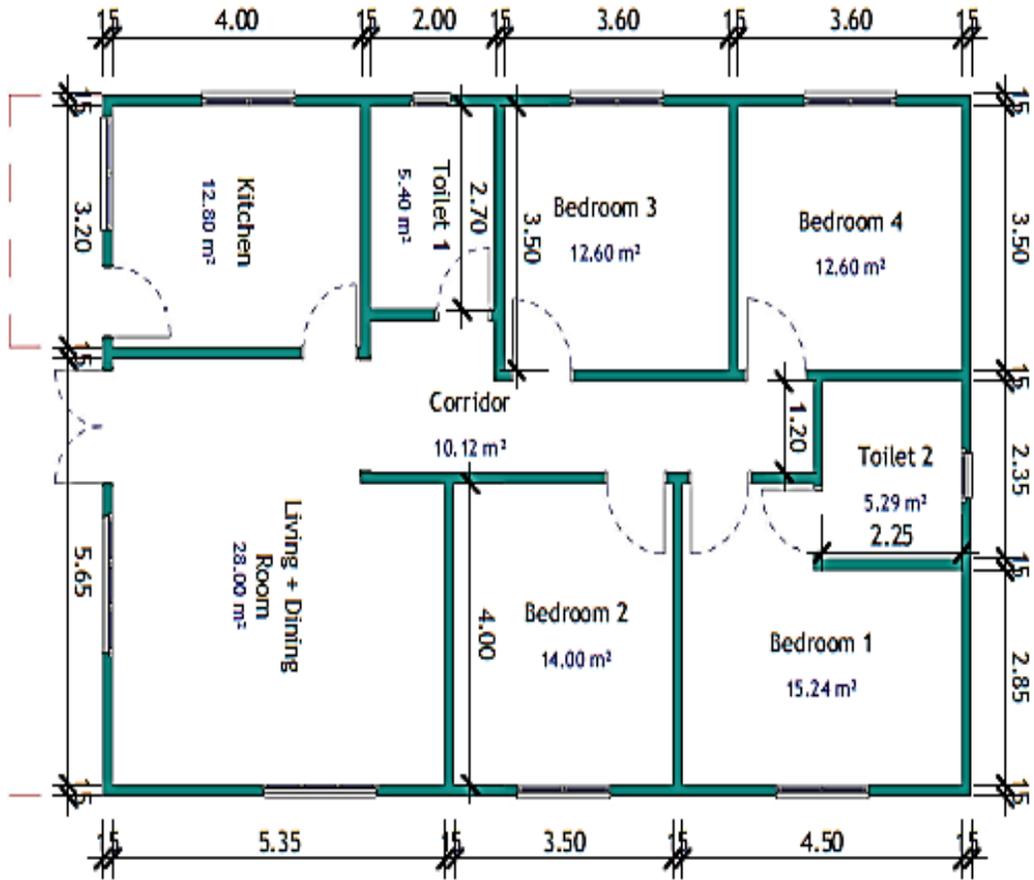


Figure 3.9. Plan de distribution de l'habitation T5

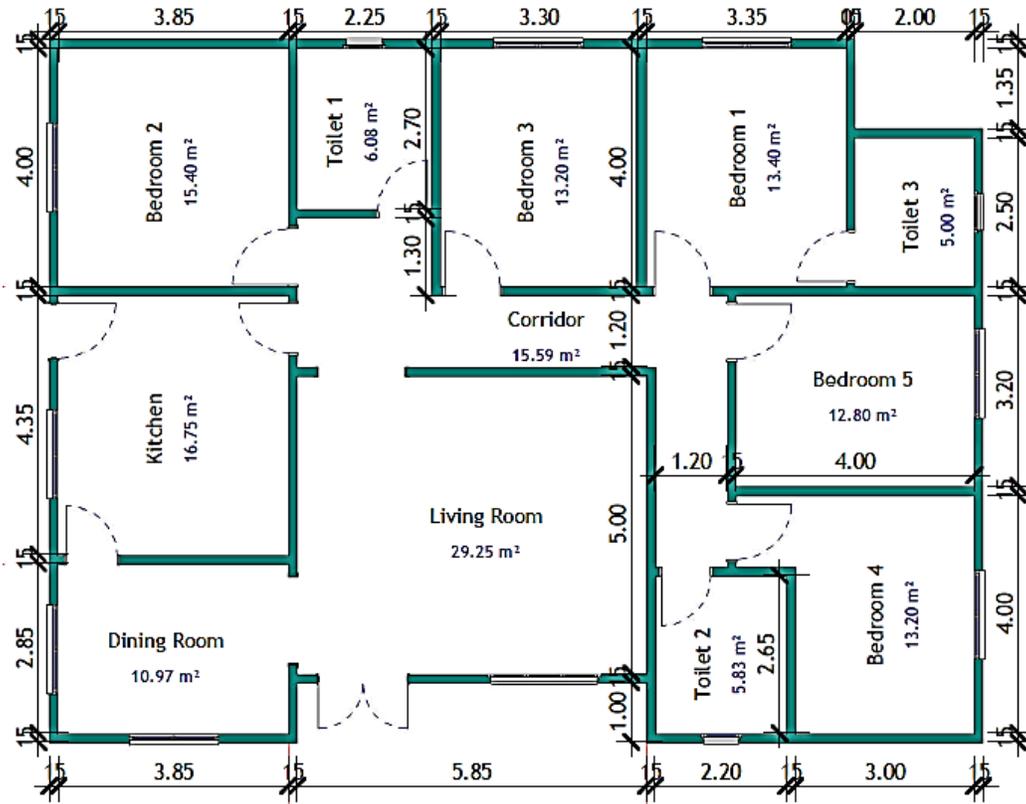


Figure 3.10. Plan de distribution de l'habitation T6

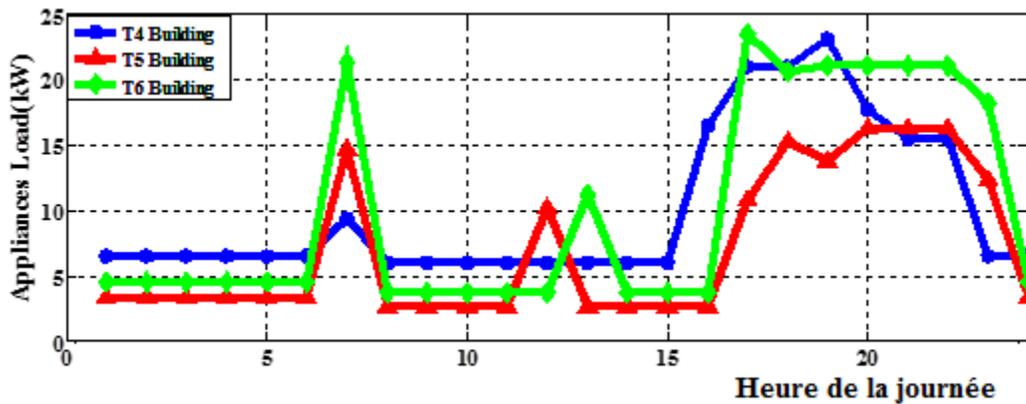


Figure 3.11. Profil de charge journalier de 20 maisons de chaque type d'habitation

b. Caractéristiques techniques et économiques des composants du système

Le Tableau 3.17 présente les différentes configurations étudiées dans ce cas.

Tableau 3.17: Configurations considérées

Configuration	Composants
Configuration 1	PV, WT, Battery, DG & Grid (PV/WT/BSS/DG/EG)
Configuration 2	PV, WT, Battery & Grid (PV/WT/BSS//EG)
Configuration 3	PV, Battery, DG & Grid (PV/BSS//DG/EG)
Configuration 4	PV, Battery & Grid (PV/BSS//EG)

Le choix de ces configurations a été basé sur l'étude menée dans le premier cas décrit dans la Section 3.2. L'absence des configurations PV/DG/Grid, DG/BSS/Grid et DG/Grid est dû au fait que lors de la première étude, nous avons remarqué que les configurations PV/DG, DG/BSS et DG n'étaient pas économiquement rentable car leur COE était le plus élevés; ces configurations étaient les plus néfastes a l'environnement car les quantités de GES émises étaient les plus élevées.

Le Tableau 3.18 présente les caractéristiques techniques et économiques des différents composants des systèmes hybrides étudiés.

Tableau 3.18 : Paramètres techniques et économiques [10]

Composant	Paramètre	Spécification	Nom
PV	Puissance Nominale (kW)	1	Aeolos-H
	Coût initial (\$/kW)	1600	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Durée de vie	20 ans	
WT	Puissance Nominale (kW)	2.1	Enercon E-75 [2.1kW]
	Coût initial (\$/kW)	3000	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Vitesse de démarrage (m/s)	3	
	Vitesse de coupure (m/s)	20	
	Vitesse nominale (m/s)	11	
DG	Puissance Nominale (kW)	4	JLT5000S
	Coût initial (\$/kW)	800	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Coût du carburant (\$/L)	1	
	Durée de vie	30000 heures	
BSS	Capacité nominale (kWh)	1	OPZS-Hawker TLS3
	Coût initial (\$/kWh)	300	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	DOD (%)	80	
	Durée de vie	10 ans	
Inverseur	Coût initial (\$/kW)	700	Generic 1200CH
	O&M (%du Coût initial)	2	
	Durée de vie	10 ans	
	Rendement (%)	95	
Paramètres économiques du projet	Durée de vie du projet	20 ans	
	Taux d'Intérêt (%)	10	
	Taux d'Inflation (%)	4	

c. Résultats

Dans cette section, les résultats du dimensionnement et du classement optimaux de quatre (04) configurations (systèmes) énergétiques dans les villes de Maroua, Garoua, Bamenda, Kribi et Abong-Mbang en considérant trois types de bâtiments sont présentés. Le dimensionnement optimal est effectué à l'aide de trois techniques d'optimisation (SCAPSO, SCA) et le classement est réalisé par la méthode hybride multicritères d'aide à la décision AHP-EDAS.

Les résultats optimaux sont obtenus pour chaque ville après que chaque technique d'optimisation a été exécutée pendant 10 exécutions indépendantes, en prenant la taille de la population à 25 et une itération maximale de 100. Cela a été implémenté dans un environnement MATLAB R2013a sur un Intel CORE i-2500 @ 3.3 GHz. Les données horaires d'insolation solaire, de vitesse du vent et de température pour une année (8760 heures) et pour chaque ville ont été utilisées dans cette étude.

Dans cette étude cinq (05) critères sont retenus pour classer les différents systèmes énergétiques. Ceux-ci incluent: la probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP), la valeur actuelle nette (NPC), le coût de l'énergie (COE), les émissions totales (TE) et le facteur de contribution du réseau (GCF). Une étude de préfaisabilité a d'abord été réalisée pour aider à définir la matrice des différents critères. Cette préfaisabilité consistait en un questionnaire contenant des questions clés liées aux problèmes énergétiques qui a été présenté aux occupants des différents types de bâtiments dans chaque ville considérée dans cette étude. Quelques photos de la descente sur le terrain lors de la collecte des données sont présentées en Annexe A. L'objectif principal de cette étude de préfaisabilité était de connaître l'ordre de préférence de chaque critère et à partir des résultats obtenus, la plupart des occupants ont donné l'ordre de préférence suivant en partant du plus préféré au moins : LPSP>COE>NPC>TE>GCF. La matrice suivante a ensuite été construite.

$$B = \begin{matrix} & \begin{matrix} LPSP & NPC & COE & TE & GCF \end{matrix} \\ \begin{matrix} LPSP \\ NPC \\ COE \\ TE \\ GCF \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 2 & 2 & 7 & 8 \\ 1/2 & 1 & 1 & 5 & 4 \\ 1/2 & 1 & 1 & 5 & 4 \\ 1/7 & 1/5 & 1/5 & 1 & 3 \\ 1/8 & 1/4 & 1/4 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$W_{AHP} = \begin{bmatrix} LPSP & NPC & COE & TE & GCF \\ 0.4227 & 0.2313 & 0.2313 & 0.0691 & 0.0456 \end{bmatrix}$$

La matrice W_{AHP} donne le poids de chaque critère calculé à l'aide d'AHP. NPC et COE ont des poids égaux car ils sont étroitement liés. Le taux de cohérence dans ce cas est de 4,128 %, ce qui est inférieur à 10 %, comme recommandé pour de bonnes valeurs de pondération.

i. Meilleure configuration pour les habitations de type T4 dans chaque ville

Les Tableaux 3.19 et 3.20 présentent les résultats optimaux et le rang de chaque configuration ou système énergétique considéré dans cette étude pour les villes de Maroua, Garoua, Bamenda,

Kribi et Abong-mbang, en utilisant SCAPSO et SCA respectivement. On observe à partir de ces tableaux que SCAPSO donne les meilleurs résultats optimaux des fonctions objectifs LPSP, NPC, COE, TE et GCF par rapport à SCA. Pour la ville de Maroua, LPSP a la même valeur pour SCA et SCAPSO ; COE est de 0,0515 \$/kWh pour SCAPSO et 0,0612 \$/kWh pour SCA respectivement et TE est de 3129,048 kg pour SCAPSO et 3421,26 kg pour SCA.

Le Tableau 3.21 présente les résultats optimaux moyens et le rang moyen de chaque configuration énergétique dans chaque ville pour les habitations T4. Pour la ville de Maroua, la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG) occupe la première position suivie de la configuration 2(PV/WT/BSS/EG) et la configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) et la configuration 4 (PV/BSS/EG) occupent la même dernière position. Sur cette base, nous pouvons classer ces configurations pour les habitations T4 dans la ville de Maroua en tant que configuration 1 > configuration 2 > configuration 3, configuration 4. Ensuite, la meilleure configuration pour Maroua est la configuration 1. Elle a la valeur la plus basse de LPSP, COE, NPC, TE et GCF selon les préférences des occupants des habitations T4. De plus, le coût de l'électricité (COE) est de 0,0564 \$/kWh par rapport aux 0,158 \$/kWh payés par ces occupants au réseau. Pour la ville de Garoua, nous pouvons classer les configurations comme configuration 1 > configuration 3, configuration 4 > configuration 2 ; la configuration 1 est également la meilleure avec un COE de 0,0675 \$/kWh toujours inférieur à ce qui est habituellement payé au réseau. Pour la ville de Bamenda, l'ordre est comme celui de Garoua ; avec la configuration 1 étant la meilleure et un COE de 0,0675 \$/kWh. Pour la ville d'Abong-Mbang, nous pouvons classer les configurations comme configuration 4 > configuration 1 > configuration 3 > configuration 2 ; dans ce cas, la meilleure configuration semble être la configuration 4 avec un COE de 0,0723\$/kWh mais avec une valeur LPSP plus élevée. Pour la ville de Kribi, l'ordre est le suivant configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3 ; la configuration 1 qui est la meilleure ici a un COE de 0,1064 \$/kWh qui est toujours inférieur à celui payé au réseau mais supérieur à celui de toutes les autres villes

Tableau 3.19: Résultats optimaux pour l'habitation T4 avec SCAPSO

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _w _T	Ds	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0074	0.0515	98863.6747	3129.048	0	43	31	2.5	4	1
	2	0.044	0.0798	160658.563	4126.47	0.0025	50	17	2.2	-	2
	3	0.017	0.1472	159200.9	4477.23	0.05	58	-	2.6	5	4
	4	0.057	0.0637	127961.864	4690.2	0.032	68	-	2.7	-	3
Garoua	1	0.0074	0.0643	140044.985	4408.047	0.018	55	38	2.7	4	1
	2	0.088	0.0931	187260.138	4276.3	0.026	55	19	2.6	-	4
	3	0.047	0.1544	167011.678	4640.14	0.039	64	-	2.7	3	3
	4	0.068	0.067	131543.802	4521.65	0.025	63	-	2.7	-	2
Bamenda	1	0.0093	0.0648	142359.605	4354.67	0.029	52	40	3	5	1
	2	0.094	0.0943	197185.788	4484.044	0.027	57	21	2.9	-	4
	3	0.011	0.1592	172162.893	4646.76	0.036	62	-	3	5	2
	4	0.051	0.0644	125722.545	4431.52	0.032	60	-	2.6	-	3
Kribi	1	0.008	0.106	211034.94	4618.49	0.052	80	20	3	8	1
	2	0.11	0.113	216070.818	4285.34	0.036	75	15	3	-	3
	3	0.37	0.2315	250782.513	5399.09	1.84	77	-	3	6	4
	4	0.068	0.0866	172938.563	4661.026	0.033	82	-	3	-	2
Abong-Mbang	1	0.0074	0.0847	169396.236	4590.345	0.041	66	30	3	6	2
	2	0.1	0.1	199799.717	4608.49	0.033	67	17	2.7	-	4
	3	0.0087	0.1683	182032.962	4650.8	0.036	67	-	3	5	3
	4	0.067	0.072	146002.172	4751.73	0.032	69	-	3	-	1

Tableau 3.20: Résultats optimaux pour l'habitation T4 avec SCA

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _w _T	Ds	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0074	0.0612	117277.218	3421.26	0	48	25	3	4	1
	2	0.0074	0.0853	186622.155	4626.548	0	55	21	2.5	-	2
	3	0.067	0.155	167584.048	4886.927	0.031	64	-	2.9	3	3
	4	0.072	0.0661	143414.424	5313.957	0.02	70	-	2.9	-	4
Garoua	1	0.0089	0.0707	156745.655	4613.257	0.021	58	36	2.6	7	1
	2	0.09	0.0937	186623.194	4193.64	0.018	56	19	2.7	-	4
	3	0.018	0.1599	172978.835	4682.98	0.046	64	-	2.9	5	2
	4	0.068	0.0687	145138.925	5097.374	0.022	71	-	2.8	-	3
Bamenda	1	0.0098	0.0713	176722.933	5446.83	0.022	54	39	2.9	9	1
	2	0.094	0.0982	214314.296	4715.42	0.025	60	25	2.9	-	4
	3	0.019	0.162	175200.677	4839.809	0.03	65	-	2.9	5	3
	4	0.067	0.0672	144754.203	5220.87	0.02	71	-	2.9	-	2
Kribi	1	0.0089	0.1068	220040.32	4840.738	0.06	83	23	2.8	9	1
	2	0.11	0.1178	230188.541	4447.42	0.035	78	18	2.8	-	3
	3	0.6	0.2777	300855.069	5515.304	1.83	77	-	3	10	4
	4	0.069	0.0869	176314.352	4788.965	0.032	85	-	3	-	2
Abong-Mbang	1	0.011	0.0896	177204.869	4651.149	0.005	68	10	2.8	3	2
	2	0.11	0.102	203060.483	4666.555	0.022	68	15	3	-	4
	3	0.013	0.1748	189078.012	4544.632	0.055	66	-	3	8	3
	4	0.072	0.0725	156364.028	5259.659	0.021	77	-	2.9	-	1

Tableau 3.21: Résultats optimaux moyens pour l'habitation T4

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Emission _{saving} (kg)	Rang Moyen
Maroua	1	0.0074	0.0564	108070.446	3275.154	0	71960.226	1
	2	0.0257	0.0826	173640.359	4376.509	0.001	70858.871	2
	3	0.042	0.1511	163392.474	4682.079	0.041	70553.301	3.5
	4	0.0645	0.0649	135688.144	5002.079	0.026	70233.301	3.5
Garoua	1	0.0082	0.0675	148395.32	4510.652	0.02	70724.728	1
	2	0.0895	0.0934	186941.666	4234.97	0.022	71000.41	4
	3	0.035	0.1572	169995.257	4661.56	0.043	70573.82	2.5
	4	0.068	0.0679	138341.364	4809.512	0.024	70425.868	2.5
Bamenda	1	0.0096	0.0681	159541.269	4900.75	0.026	70334.63	1
	2	0.094	0.0963	205750.042	4599.732	0.026	70635.648	4
	3	0.015	0.1606	173681.785	4743.285	0.033	70492.095	2.5
	4	0.059	0.0658	135238.374	4826.195	0.026	70409.185	2.5
Kribi	1	0.0092	0.1064	215537.63	4729.614	0.056	70505.766	1
	2	0.11	0.115	223129.68	4366.38	0.036	70869	3
	3	0.49	0.2546	275818.791	5457.197	1.84	69778.183	4
	4	0.069	0.0868	174626.458	4724.996	0.033	70510.384	2
Abong-Mbang	1	0.0085	0.0872	173300.553	4620.747	0.023	70614.633	2
	2	0.105	0.101	201430.1	4637.523	0.028	70597.857	4
	3	0.0109	0.1716	185555.487	4597.716	0.046	70637.664	3
	4	0.069	0.0723	151183.1	5005.695	0.027	70229.685	1

De manière générale, on remarque que toutes les villes ayant des valeurs moyennes journalières horaires de vent proches ou supérieures à 3 m/s de la vitesse d'enclenchement de l'éolienne considérée dans cette étude ont la configuration 1 comme meilleure configuration. De plus, les villes avec des valeurs d'ensoleillement plus élevées ont des configurations rentables avec des valeurs LPSP inférieures, pour cette raison toutes les configurations dans la ville de Kribi sont coûteuses et des valeurs LPSP plus élevées.

Les Figures 3.11, 3.12, 3.13, 3.14 et 3.15 montrent la distribution de puissance horaire moyenne des habitations T4 dans une journée (24 heures) pour les différentes villes considérées dans cette étude. Ces chiffres représentent la puissance totale générée à partir du PV et du WT, la puissance de charge et de décharge de la batterie, la puissance vendue au réseau principal, la puissance achetée au réseau et la puissance produite par les générateurs diesel. A partir de ces chiffres, nous pouvons également observer que les générateurs diesel et le réseau ne sont pas très impliqués dans la satisfaction de la demande de puissance. Il existe également une valeur maximale de la puissance totale générée à partir du PV et du WT observée entre 10h et la 15h de la journée. En effet, durant cette période de la journée, l'insolation solaire qui est la ressource dominante est plus élevée. On observe également que dans la plupart des villes, le profil de charge est en dessous ou croise la source d'alimentation ; ceci explique pourquoi les valeurs de LPSP sont faibles.

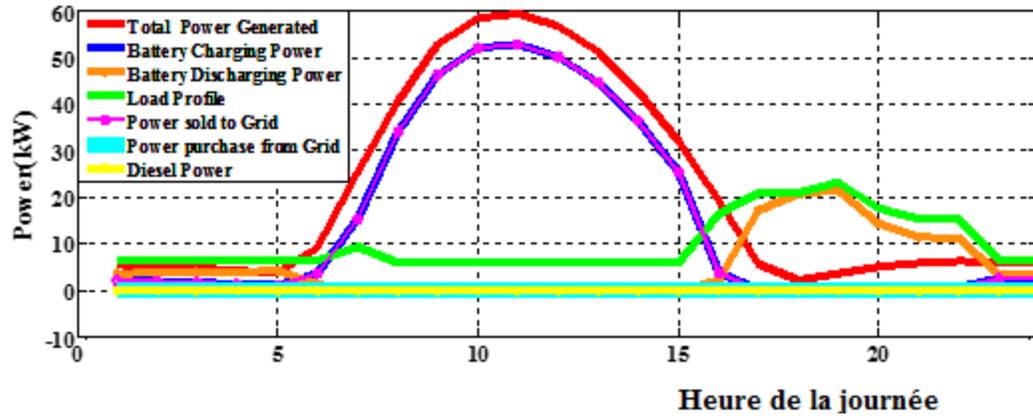


Figure 3.12. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Maroua

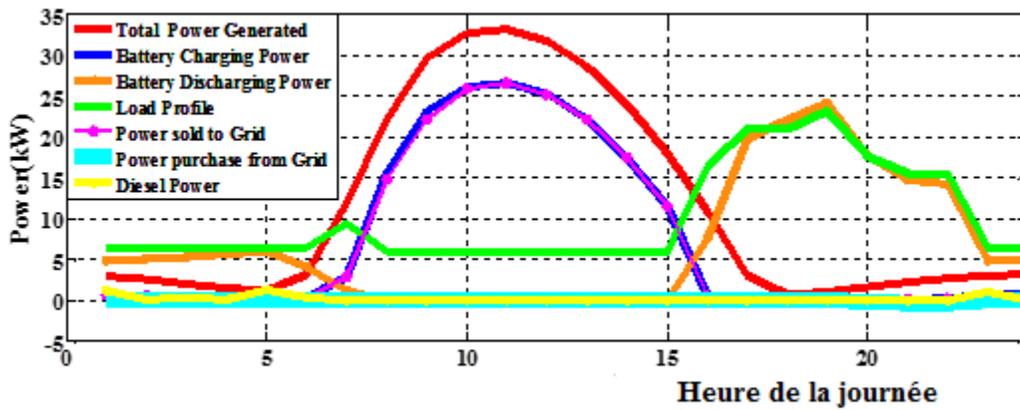


Figure 3.13. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Garoua

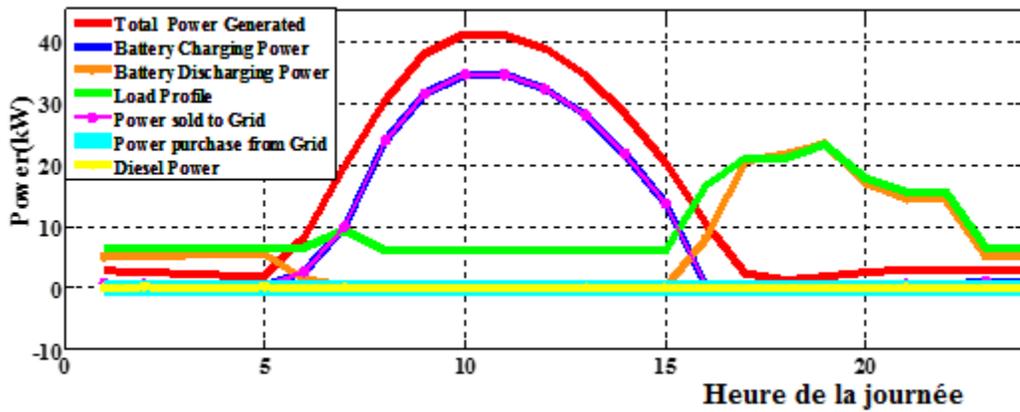


Figure 3.14. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Bamenda

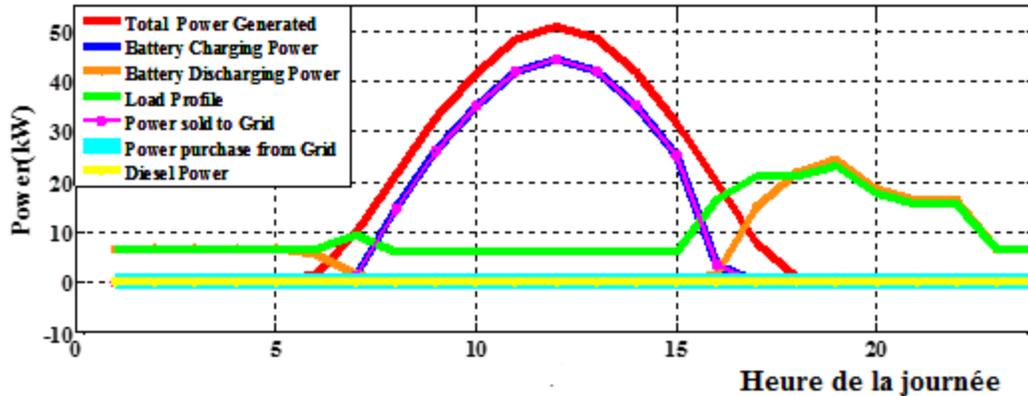


Figure 3.15. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Kribi

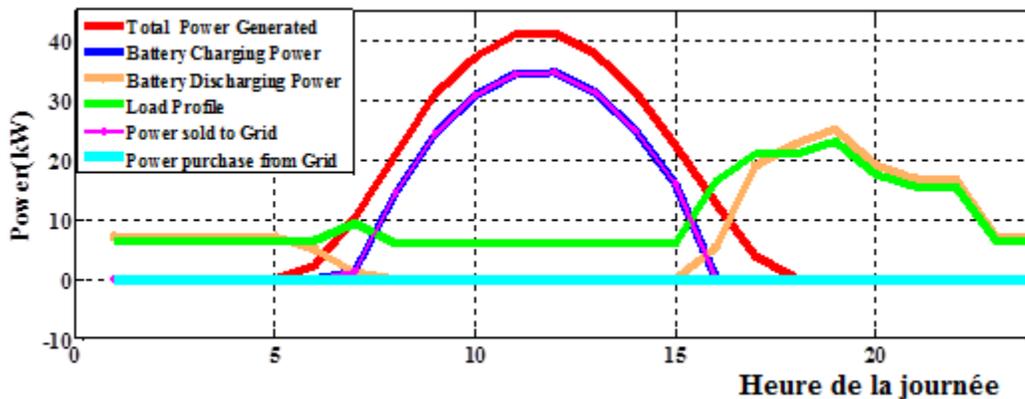


Figure 3.16. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T4 en une journée à Abong-Mbang

ii. Meilleure configuration pour les habitations de type T5 dans chaque ville

Le Tableau 3.24 présente les résultats optimaux moyens et le rang moyen de chaque configuration énergétique dans chaque ville pour les habitations T5. Pour la ville de Maroua, la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG) occupe la première position suivie de la configuration 2(PV/WT/BSS/EG) et la configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) et la configuration 4 (PV/BSS/EG) occupent la même dernière position. Sur cette base, nous pouvons classer ces configurations pour les habitations T5 dans la ville de Maroua comme suit configuration 1> configuration 2> configuration 3, configuration 4. Ensuite, la meilleure configuration pour Maroua est la configuration 1. Elle a la valeur la plus basse de LPSP, COE, NPC, TE et GCF selon les préférences des occupants des habitations T5. De plus, le coût de l'électricité (COE) est de 0,061 \$/kWh par rapport aux 0,158 \$/kWh payés par ces occupants au réseau. Pour la ville de Garoua, nous pouvons classer les configurations comme suit configuration 1 > configuration 4 > configuration 3 > configuration 2; la configuration 1 est également la meilleure avec un COE de

0,0698 \$/kWh toujours inférieur à ce qui est habituellement payé au réseau. Pour la ville de Bamenda, l'ordre est comme celui de Garoua; avec la configuration 1 étant la meilleure et un COE de 0,0659 \$/kWh. Pour la ville d'Abong-Mbang, nous pouvons classer les configurations comme suit configuration 4 > configuration 1, configuration 3 > configuration 2 ; dans ce cas, la meilleure configuration semble être la configuration 4 avec un COE de 0,0962 \$/kWh mais avec une valeur LPSP plus élevée. Pour la ville de Kribi, l'ordre est le suivant configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3; la configuration 1 qui est la meilleure ici a un COE de 0,1031 \$/kWh qui est toujours inférieur à celui payé au réseau mais supérieur à celui de toutes les autres villes.

Tableau 3.22: Résultats optimaux pour l'habitation T5 avec SCAPSO

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _{WT}	Ds	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0053	0.0572	93464.737	5452.984	0	63	32	2.9	3	1
	2	0.0053	0.0822	146291.083	4087.996	0	70	13	3	-	2
	3	0.017	0.1544	118813.439	3322.239	0.039	43	-	3	3	4
	4	0.057	0.0615	90718.042	3345.308	0.017	51	-	2.9	-	3
Garoua	1	0.0053	0.0651	119562.895	3833.035	0.013	47	35	2.8	4	1
	2	0.091	0.0972	168004.318	3892.688	0.016	51	19	2.9	-	4
	3	0.008	0.1618	124460.248	3187.402	0.041	44	-	3	4	3
	4	0.078	0.0663	117190.977	4272.461	0.015	49	-	2.8	-	2
Bamenda	1	0.0054	0.0638	94676.484	2676.08	0.041	40	37	3	5	1
	2	0.097	0.0972	171091.178	4011.823	0.02	51	19	3	-	4
	3	0.011	0.1622	124800.581	3281.357	0.041	44	-	3	4	3
	4	0.078	0.0642	93048.866	3282.266	0.018	50	-	3	-	2
Kribi	1	0.0054	0.1015	153019.69	3390.903	0.042	59	18	2.7	5	1
	2	0.11	0.1263	186359.615	3245.504	0.036	57	18	3	-	3
	3	0.8	0.4084	316193.959	5235.9	4.3	55	-	3	10	4
	4	0.063	0.0824	122037.031	3326.53	0.036	59	-	2.9	-	2
Abong-Mbang	1	0.0054	0.0893	135781.802	3429.26	0.049	50	30	3	10	2
	2	0.099	0.1084	154780.552	3133.31	0.028	46	19	2.7	-	4
	3	0.0074	0.1694	130313.42	3143.647	0.053	46	-	3	10	3
	4	0.065	0.0682	100355.82	3304.231	0.026	49	-	2.9	-	1

Les Figures 3.16, 3.17, 3.18, 3.19 et 3.20 montrent la distribution de puissance horaire moyenne des habitations T5 en une journée (24 heures) pour les différentes villes considérées dans cette étude. Ces chiffres représentent la puissance totale générée à partir du PV et du WT, la puissance de charge et de décharge de la batterie, la puissance vendue au réseau, la puissance achetée au réseau principal et la puissance produite à partir du générateur diesel.

Tableau 3.23: Résultats optimaux pour l'habitation T5 avec SCA

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _{WT}	AD	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0054	0.0647	142374.378	5654	0	65	34	2.6	6	1
	2	0.0054	0.0909	234117.669	6209.29	0	73	16	2.9	-	2
	3	0.018	0.1545	118878.54	3183.32	0.042	42	-	3	4	3
	4	0.076	0.0648	107297.467	4055.224	0.033	53	-	2.6	-	4
Garoua	1	0.0054	0.0744	146314.853	4195.64	0.03	51	40	3	10	1
	2	0.1	0.0856	133121.502	3437.97	0.016	50	10	3	-	4
	3	0.013	0.1855	142751.074	3289.2	0.044	45	-	3	9	3
	4	0.097	0.0683	98956.602	3172.02	0.026	44	-	3	-	2
Bamenda	1	0.0089	0.0679	119630.406	3503.32	0.022	41	36	3	7	1
	2	0.1	0.1067	174501.088	3400.021	0.015	42	24	2.9	-	4
	3	0.012	0.1673	128748.609	3413.375	0.039	46	-	3	4	3
	4	0.069	0.0662	104088.566	3705.473	0.02	44	-	2.7	-	2
Kribi	1	0.098	0.1046	170587.082	3849.148	0.049	61	20	2.9	6	1
	2	0.11	0.1235	181117.38	3213.366	0.036	56	17	3	-	3
	3	0.92	0.4154	323936	5309.738	4.22	56	-	3	10	4
	4	0.067	0.0843	131394.333	3620.059	0.032	64	-	3	-	2
Abong-Mbang	1	0.012	0.1031	154360.658	3510.88	0.036	51	10	2.9	4	3
	2	0.1	0.1131	181120.711	3803.56	0.027	46	15	3	-	4
	3	0.011	0.1934	148816.744	3195.61	0.052	45	-	3	5	2
	4	0.07	0.0712	118540.138	4049.455	0.026	48	-	2.7	-	1

Tableau 3.24: Résultats optimaux moyens pour l'habitation T5

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	<i>Emission_{saving}</i> (kg)	Rang Moyen
Maroua	1	0.0054	0.061	117919.558	5553.492	0	47972.908	1
	2	0.0054	0.0866	190204.376	5148.643	0	48377.76	2
	3	0.0175	0.1545	118845.99	3252.78	0.041	50273.62	3.5
	4	0.067	0.0632	99007.756	3700.266	0.025	49826.13	3.5
Garoua	1	0.0054	0.0698	132938.874	4014.338	0.022	49512.06	1
	2	0.096	0.0914	1505562.91	3665.329	0.016	49861.07	4
	3	0.0105	0.1737	133605.661	3238.301	0.043	50288.1	3
	4	0.088	0.0673	108073.79	3722.241	0.021	49804.16	2
Bamenda	1	0.0072	0.0659	107153.445	3089.7	0.032	50436.7	1
	2	0.0985	0.102	172796.133	3705.922	0.018	49820.48	4
	3	0.0115	0.1648	126774.595	3347.366	0.04	50179.03	3
	4	0.0735	0.0652	98568.716	3493.87	0.019	50032.53	2
Kribi	1	0.0517	0.1031	161803.386	3620.026	0.046	49906.37	1
	2	0.11	0.1249	183738.498	3229.435	0.036	50296.97	3
	3	0.86	0.4119	320064.98	5272.819	4.26	48253.58	4
	4	0.065	0.0834	126715.682	3473.295	0.034	50053.11	2
Abong-Mbang	1	0.0087	0.0962	145071.23	3470.07	0.043	50056.33	2.5
	2	0.0995	0.1108	167950.632	3468.435	0.028	50057.97	4
	3	0.0092	0.1814	139565.082	3169.629	0.053	50356.77	2.5
	4	0.068	0.0697	109447.979	3676.843	0.026	49849.56	1

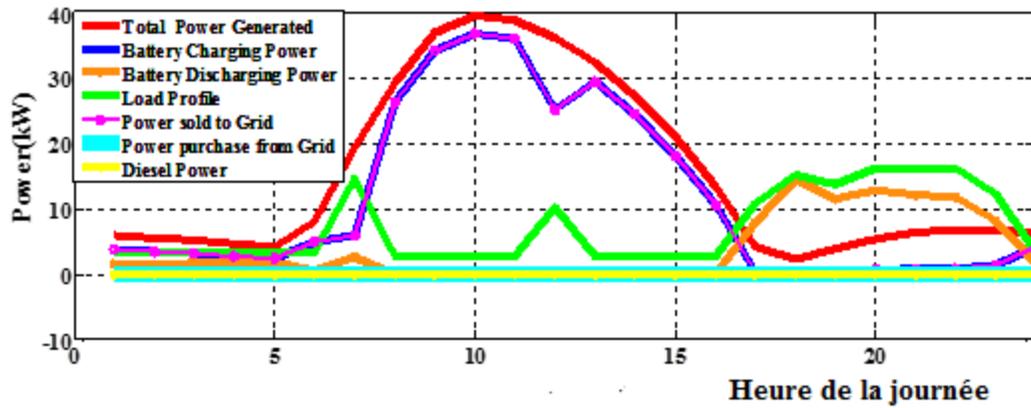


Figure 3.17. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Maroua

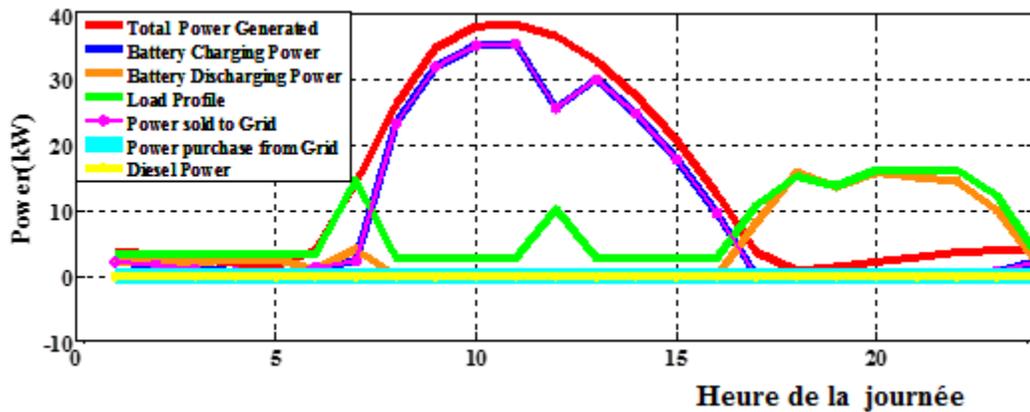


Figure 3.18. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Garoua

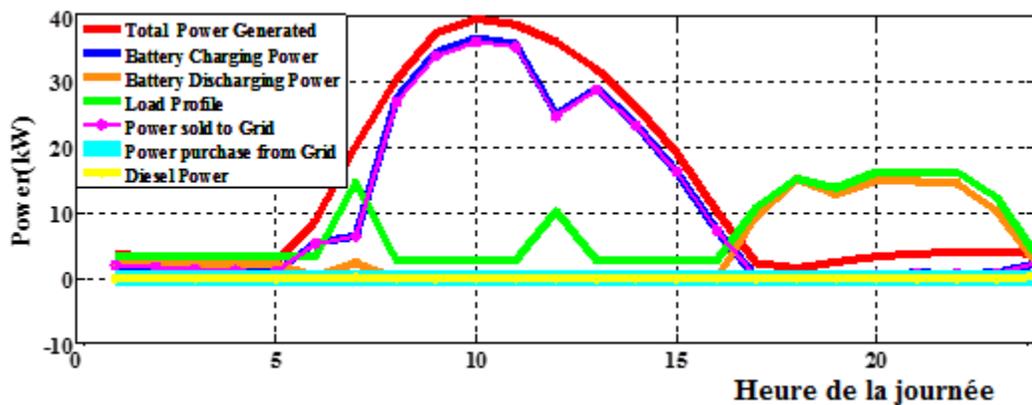


Figure 3.19. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Bamenda

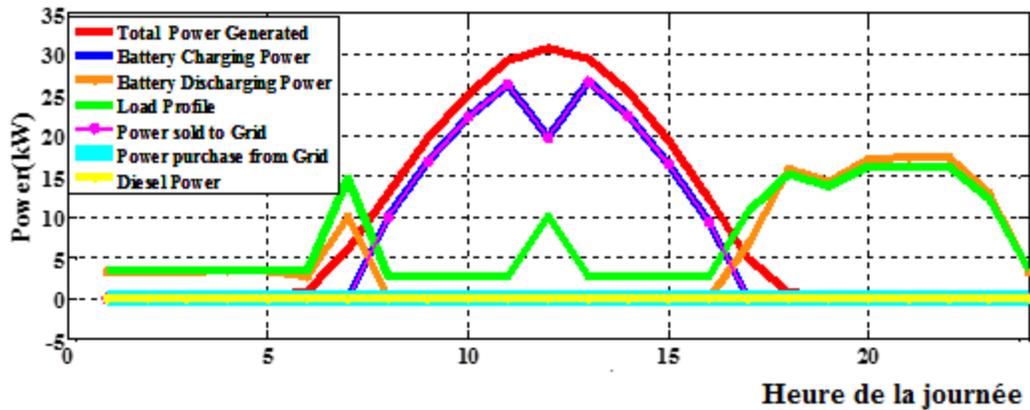


Figure 3.20. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Kribi

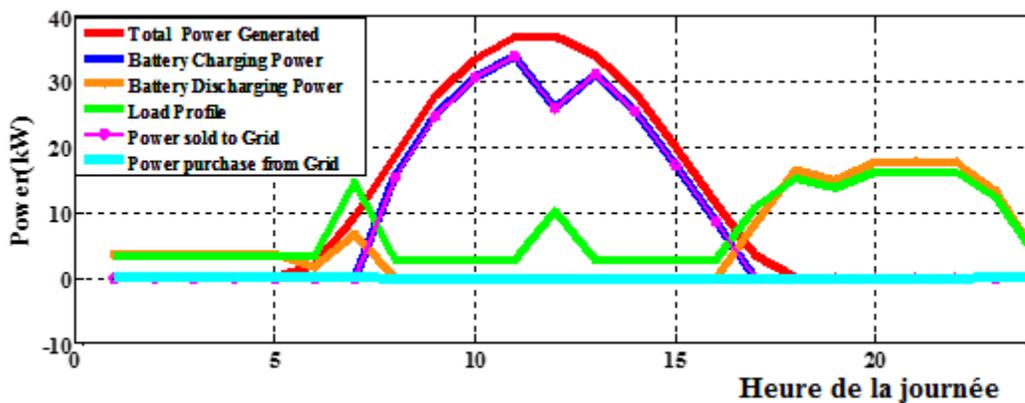


Figure 3.21. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T5 en une journée à Abong-Mbang

iii. Meilleure configuration pour les habitations de type T6 dans chaque ville

Le Tableau 3.27 présente les résultats optimaux moyens et le rang moyen de chaque configuration énergétique dans chaque ville pour les habitations T6. Pour la ville de Maroua, la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG) occupe la première position suivie de la configuration 2(PV/WT/BSS/EG) et la configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) et la configuration 4 (PV/BSS/EG) occupent la même dernière position. Sur cette base, nous pouvons classer ces configurations pour les habitations T6 dans la ville de Maroua comme suit configuration 1 > configuration 2 > configuration 3 > configuration 4. Ensuite, la meilleure configuration pour Maroua est la configuration 1. Elle a la valeur la plus basse de LPSP, COE, NPC, TE et GCF selon les préférences des occupants des immeubles T6. De plus, le coût de l'électricité (COE) est de 0,0571 \$/kWh par rapport aux 0,158 \$/kWh payés par ces occupants au réseau. Pour la ville de Garoua, nous pouvons classer les configurations comme suit configuration 1 > configuration 4 > configuration 3 > configuration 2; la configuration 1 est également la meilleure avec un COE de

0,0698 \$/kWh toujours inférieur à ce qui est habituellement payé au réseau principal. Pour la ville de Bamenda, l'ordre est comme celui de Garoua ; avec la configuration 1 étant la meilleure et un COE de 0,0698 \$/kWh. Pour la ville d'Abong-Mbang, nous pouvons classer les configurations comme configuration 4 > configuration 1, configuration 3 > configuration 2 ; dans ce cas, la meilleure configuration semble être la configuration 4 avec un COE de 0,068 \$/kWh mais avec une valeur LPSP plus élevée. Pour la ville de Kribi, l'ordre est le suivant configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3 ; la configuration 1 qui est la meilleure ici a un COE de 0,0991 \$/kWh qui est toujours inférieur à celui payé au réseau mais supérieur à celui de toutes les autres villes.

Tableau 3.25: Résultats optimaux pour l'habitation T6 avec SCAPSO

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _{WT}	AD	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0051	0.0544	122984.275	4113.728	0	63	16	2.7	8	1
	2	0.0051	0.0774	153832.3	4782.34	0	56	16	2.7	-	2
	3	0.018	0.1471	159482.873	4484.399	0.039	59	-	3	4	3
	4	0.064	0.0616	125203.787	4473.52	0.025	59	-	3	-	4
Garoua	1	0.0051	0.0676	157794.061	4648.83	0.02	58	40	3	7	1
	2	0.098	0.0907	184195.787	4030	0.018	55	20	3	-	4
	3	0.018	0.1549	167899.057	4539.935	0.035	63	-	3	3	3
	4	0.072	0.0639	130831.739	4249.013	0.014	62	-	2.9	-	2
Bamenda	1	0.0051	0.072	145285.391	3770.671	0.037	52	10	3	6	1
	2	0.096	0.0871	181645.464	4324.228	0.027	56	21	2.8	-	4
	3	0.0069	0.1553	168279.604	4505.133	0.037	61	-	3	5	3
	4	0.066	0.0644	133100.223	4658.897	0.018	63	-	3	-	2
Kribi	1	0.0051	0.0989	209831.017	4665.424	0.054	80	29	2.9	8	1
	2	0.11	0.1059	213636.53	4304.01	0.035	75	17	3	-	3
	3	0.3	0.2583	280462.091	6303.823	5.9	73	-	3	5	4
	4	0.066	0.0807	166856.116	4544.094	0.037	80	-	3	-	2
Abong-Mbang	1	0.0051	0.084	185665.892	4849.84	0.031	70	28	3	5	2
	2	0.1	0.094	199133.345	4677.275	0.024	68	16	2.8	-	4
	3	0.002	0.1644	178149.672	4505.19	0.037	65	-	3	5	3
	4	0.066	0.067	136388.595	4438.448	0.027	65	-	3	-	1

Les Figures 3.21, 3.22, 3.23, 3.24 et 3.25 montrent la distribution de puissance horaire moyenne des habitations T6 dans une journée (24 heures) pour les différentes villes considérées dans cette étude. Ces chiffres représentent la puissance totale générée à partir du PV et du WT, la puissance de charge et de décharge de la batterie, la puissance vendue au réseau, la puissance achetée au réseau et la puissance produite à partir du générateur diesel.

Tableau 3.26: Résultats optimaux pour l'habitation T6 avec SCA

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/ kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Npv	N _{wT}	AD	Ndg	Rang
Maroua	1	0.0051	0.0597	128773.516	4142.336	0	64	17	2.7	9	1
	2	0.0051	0.0863	204855.379	4839.614	0	55	16	2.7	-	2
	3	0.022	0.1483	160794.599	4490.289	0.041	59	-	3	4	3
	4	0.077	0.0614	125860.363	4543.12	0.034	60	-	2.9	-	4
Garoua	1	0.0051	0.072	176077.882	5115.25	0.026	64	39	3	10	1
	2	0.098	0.0916	190843.875	4210.399	0.025	53	20	3	-	4
	3	0.024	0.1734	187953.331	4613.5	0.034	64	-	2.9	10	3
	4	0.098	0.0674	136317.324	4521.084	0.025	63	-	2.8	-	2
Bamenda	1	0.0093	0.0763	151199.656	4139.887	0.058	54	10	3	5	1
	2	0.097	0.0911	193128.1	4385.468	0.027	56	22	2.8	-	4
	3	0.0076	0.1589	172227.631	4623.734	0.036	62	-	3	5	3
	4	0.077	0.0659	152338.935	5606.721	0.02	66	-	3	-	2
Kribi	1	0.0051	0.0992	211258.119	4726.608	0.055	82	30	3	8	1
	2	0.22	0.1096	228915.085	4573.268	0.035	76	15	3	-	3
	3	0.3	0.2657	290423.747	6455.301	7.5	77	-	3	6	4
	4	0.069	0.0821	178125.037	4933.948	0.033	84	-	3	-	2
Abong-Mbang	1	0.0084	0.0871	194635.457	5548.16	0.047	70	30	3	7	2
	2	0.11	0.0969	203228.744	4763.865	0.034	69	15	3	-	4
	3	0.0056	0.1711	185444.59	4506.872	0.052	65	-	3	7	3
	4	0.075	0.069	153318.318	5158.76	0.029	65	-	2.9	-	1

Tableau 3.27: Résultats optimaux moyens pour l'habitation T6

Ville	Configuration	LPSP(%)	COE(\$/ kWh)	NPC(\$)	TE(kg)	GCF(%)	Emission _{saving} (kg)	Rang Moyen
Maroua	1	0.0051	0.0571	125878.896	4128.032	0	71276.768	1
	2	0.0051	0.0819	179343.84	4810.977	0	70593.823	2
	3	0.02	0.1477	160138.736	4487.44	0.04	70917.36	3
	4	0.0705	0.0615	125532.075	4508.38	0.03	70896.42	4
Garoua	1	0.0051	0.0698	166935.972	4882.04	0.023	70522.76	1
	2	0.098	0.0915	187519.831	4120.2	0.022	71284.6	4
	3	0.021	0.1642	177926.194	4576.718	0.035	70828.082	3
	4	0.085	0.0657	133574.532	4385.049	0.02	71019.751	2
Bamenda	1	0.0072	0.0742	148242.524	3955.279	0.048	71449.521	1
	2	0.097	0.0891	187386.782	4354.848	0.027	71049.952	4
	3	0.0073	0.1571	170253.618	4564.434	0.037	70840.366	3
	4	0.072	0.0652	142719.579	5132.809	0.019	70271.991	2
Kribi	1	0.0051	0.0991	210544.568	4696.016	0.055	70708.784	1
	2	0.165	0.108	221275.808	4438.639	0.035	70966.161	3
	3	0.3	0.262	285442.919	6379.562	6.7	69025.238	4
	4	0.0675	0.0814	172490.577	4739.021	0.035	70665.779	2
Abong-Mbang	1	0.0068	0.0856	190150.675	5199	0.039	70205.8	2
	2	0.105	0.0955	201181.045	4720.57	0.029	70684.23	4
	3	0.0038	0.1678	181797.131	4506.031	0.045	70898.769	3
	4	0.071	0.068	144853.457	4798.604	0.028	70606.196	1

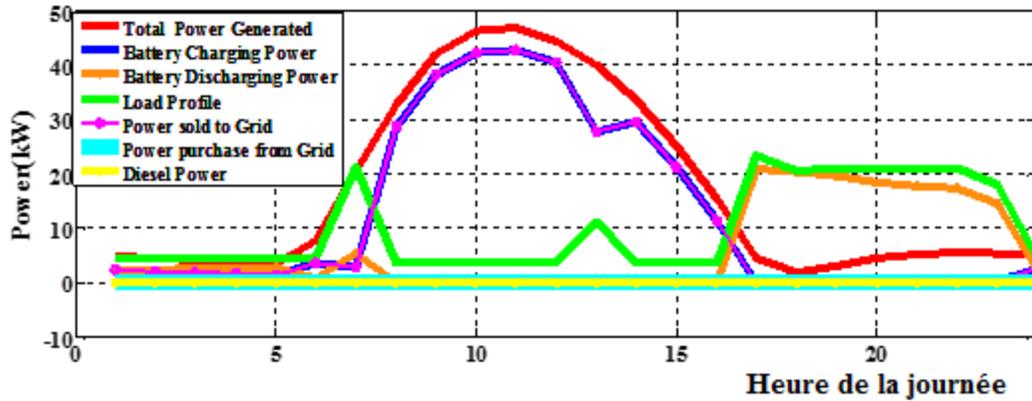


Figure 3.22. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Maroua

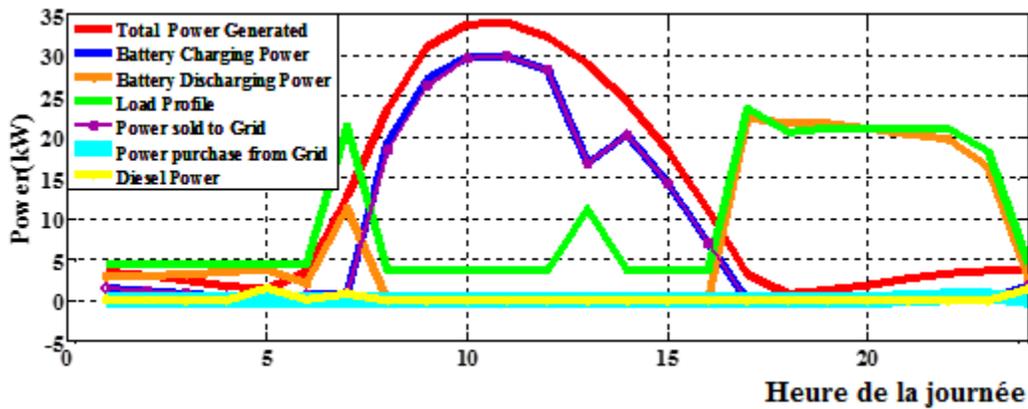


Figure 3.23. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Garoua

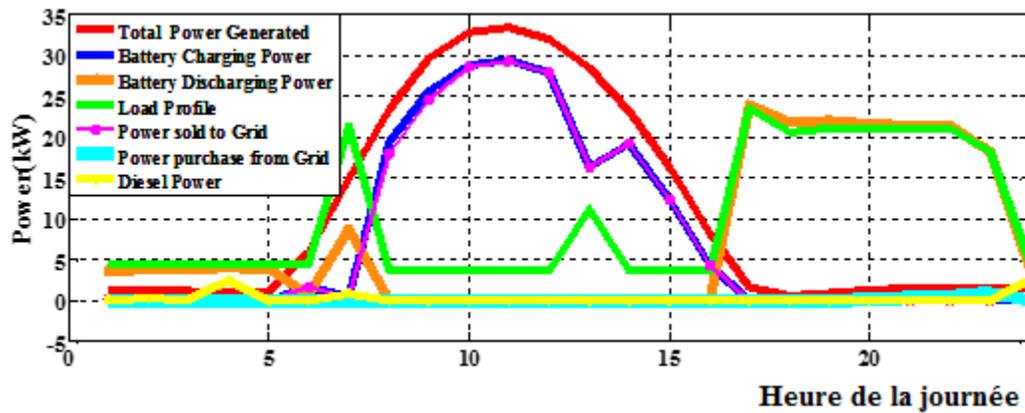


Figure 3.24. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Bamenda

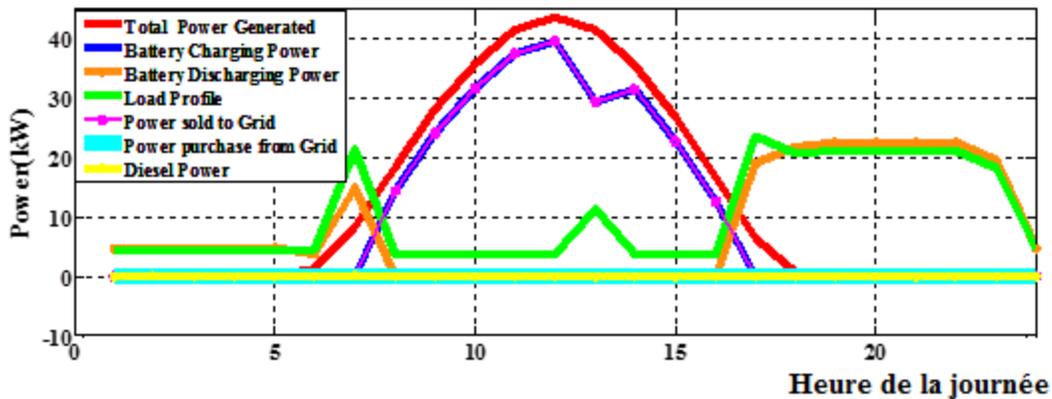


Figure 3.25. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Kribi

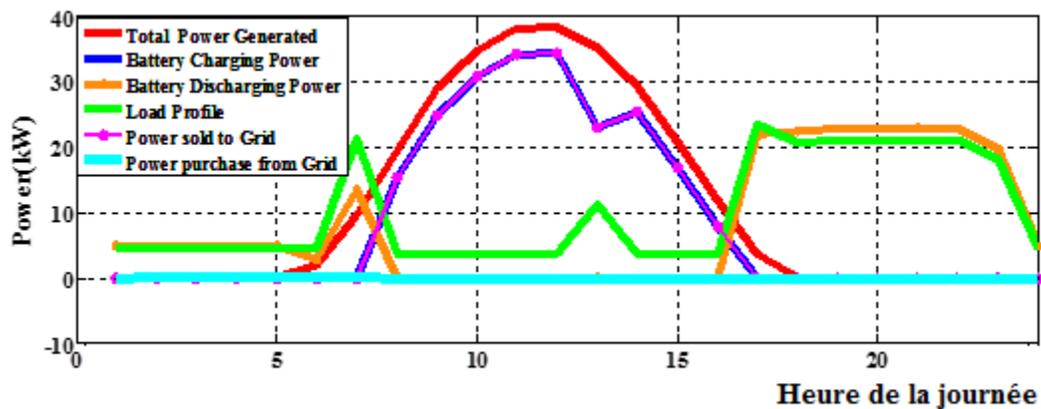


Figure 3.26. Répartition des puissances moyennes horaires des habitations T6 en une journée à Abong-Mbang

D'après les résultats ci-dessus, nous pouvons dire que les meilleures configurations ou systèmes énergétiques dans chacune des quatre zones climatiques considérées dans cette étude sont les suivantes :

- ❖ Dans la zone de mousson équatoriale où nous avons considéré les villes de Bamenda et Kribi, la meilleure configuration est la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG). La seule différence est au niveau du nombre de panneaux PV nécessaires, à Bamenda moins de panneaux sont nécessaires qu'à Kribi; la raison étant que l'ensoleillement est plus important à Bamenda qu'à Kribi.
- ❖ Dans la zone tropicale soudanienne et dans la zone tropicale soudano-sahélienne où nous avons considéré les villes de Garoua et Maroua respectivement, la meilleure configuration est aussi la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG), ces deux zones ont les plus grands potentiels éoliens tels qu'illustré à la Figure 2.14.

- ❖ Enfin, dans la zone équato-guinéenne où se trouve la ville d'Abong-Mbang, la meilleure configuration est la configuration 4 (PV/BSS/EG), c'est la zone avec le potentiel éolien le plus faible.

Nous observons également que le GCF est très faible pour presque tous les systèmes considérés dans cette étude, cela montre que les habitations dépendront moins du réseau pour satisfaire la demande énergétique. Un autre constat est que les économies nettes d'émissions de GES sont importantes, c'est-à-dire que moins de GES sont émis lorsque les différentes configurations énergétiques considérées dans cette étude fonctionnent; elles sont donc moins nocifs pour l'environnement.

iv. Analyses statistiques

Certaines mesures statistiques telles que le minimum, le maximum, l'écart type et la moyenne des techniques d'optimisation SCAPSO et SCA proposées sont données dans le Tableau 3.28. Le tableau donne une évaluation des performances du COE uniquement sur la meilleure configuration ou système énergétique de chaque ville considérée dans cette étude ; le temps d'exécution est aussi donné et on voit que le SCAPSO proposé est plus rapide par rapport au SCA.

Tableau 3.28: Performance evaluation of SCAPSO and SCA in finding optimal solution for COE

Type d'habitat	Ville	SCAPSO					SCA				
		Min	Max	Moyenne	STD	Temps	Min	Max	Moyenne	STD	Time
T4 buildings	Maroua	0.0515	0.0515	0.0515	4.2E-17	777.68	0.0612	0.0646	0.0614	8E-04	784.29
	Garoua	0.0643	0.0643	0.0643	1.9E-11	781.45	0.0707	0.0707	0.0707	4.2E-17	927.59
	Bamenda	0.0648	0.0700	0.0659	2E-03	845.37	0.0713	0.0713	0.0713	6.9E-17	882.71
	Kribi	0.1060	0.1085	0.1062	6.6E-04	775.32	0.1068	0.1068	0.1068	6.9E-17	827.94
	Abong-Mbang	0.0720	0.0720	0.0720	9.7E-17	674.84	0.0725	0.0725	0.0725	1.4E-17	690.12
T5 buildings	Maroua	0.0572	0.0572	0.0572	2.8E-12	785.55	0.0648	0.0648	0.0648	1.7E-16	788.04
	Garoua	0.0651	0.0651	0.0651	6.9E-17	781.66	0.0745	0.0745	0.0745	8.3E-17	912.05
	Bamenda	0.0638	0.0748	0.0661	4.5E-3	798.42	0.0700	0.0644	0.0697	9.9E-04	918.95
	Kribi	0.1015	0.1015	0.1015	9.7E-17	772.47	0.1046	0.1046	0.1046	2.8E-17	826.7
	Abong-Mbang	0.0712	0.0712	0.0712	1.2E-16	668.42	0.0892	0.0900	0.0898	3.1E-04	670.32
T6 buildings	Maroua	0.0544	0.0544	0.0544	8.3E-17	785.48	0.0697	0.0697	0.0697	8.3E-17	787.38
	Garoua	0.0676	0.071	0.0678	8E-04	778.22	0.072	0.0761	0.072	4.1E-04	947.94
	Bamenda	0.0720	0.0720	0.0720	8.3E-17	777.92	0.0763	0.0767	0.0763	7.3E-05	796.08
	Kribi	0.0989	0.1016	0.0990	6.6E-04	775.83	0.0992	0.0992	0.0992	5.6E-17	789.01
	Abong-Mbang	0.0670	0.0670	0.0670	5.6E-17	671.13	0.0690	0.0690	0.0690	1.4E-17	701.98

3.4-Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne

Dans cette étude, cinq (05) communautés rurales (village) sont choisies dans cinq (05) pays de la région Afrique sub-saharienne. Il s'agit notamment de : BOGO (Cameroun), BOGOMORO (Tchad), DANTIKA (Nigeria), GARA-ALI (Niger) et KASSOUALA (Bénin). Les coordonnées géographiques et certains paramètres économiques (taux d'intérêt et taux d'inflation) de ces sites choisis sont donnés dans le tableau 3.29. La caractéristique commune à toutes ces communautés est le climat puisqu'elles ont toutes le climat tropical. Une autre chose commune à ces communautés choisies est le fait qu'elles n'ont pas accès à une électricité fiable et durable, même avec le grand potentiel d'énergie renouvelable qu'elles possèdent.

Tableau 3.29: Coordonnées géographiques des sites étudiés

Village	Pays	Population (millions)	Altitude (m)	Latitude	Longitude	Taux d'intérêt (%)	Taux d'inflation (%)
BOGO	Cameroon	27,7	302	11.3° N	15.017° E	3.25	2.39
BOGOMORO	Chad	17,18	330	10.809° N	15.994° E	3.25	3.5
DANTIKA	Nigeria	213,4	372	13.361° N	6.67 ° E	11.24	17.38
GARA-ALI	Niger	26,49	372	13.308° N	6.682° E	4	3.9
KASSOUALA	Benin	13	305	8.915° N	2.72 ° E	4	2.7

Les contributions et objectifs de cette étude sont les suivants :

- ❖ Modélisation et optimisation de trois HRES (configurations) comprenant un panneau photovoltaïque (PV), une éolienne (WT), un micro-générateur hydroélectrique (MHG), un système de stockage de batterie (BSS) et un générateur diesel (DG). Ceci est fait pour cinq (05) communautés rurales en climat Tropical choisies dans cinq pays d'Afrique subsaharienne : BOGO (Cameroun), BOGOMORO (Tchad), DANTIKA (Nigeria), GARA-ALI (Niger) et KASSOUALA (Bénin).
- ❖ La stratégie de gestion de la demande (DSM) considérée dans cette étude est l'efficacité énergétique basée sur l'investissement élevé avec des appareils à faible consommation (high investment with low rating ou HILR) et le faible investissement avec des appareils à consommation élevée (low investment with high rating ou LIHR). Une comparaison sera faite entre les deux cas pour les meilleures configurations.
- ❖ Quatre fonctions objectives, notamment la probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP), le COE, les émissions totales (TE) et le facteur de contribution diesel (DCF) sont

prises en compte dans cette étude pour optimiser les différentes configurations. Le problème d'optimisation est résolu en utilisant la technique MOPSO (Multi-objective Particle Swarm Optimization).

- ❖ Montrer les bénéfices économiques et environnementaux des meilleurs systèmes en comparant les valeurs de COE et TE obtenues aux valeurs actuelles de COE et TE dans les pays où cette étude est réalisée. Une analyse de sensibilité des meilleures configurations dans chaque communauté pour étudier l'effet de l'augmentation du nombre de ménages sur le COE et le TE.

a. Profil de charge

La charge électrique actuelle dans ces zones étudiées est constituée d'appareils tels que les lampes à incandescence (IL), les lampes fluorescentes compactes (CFL), les réfrigérateurs inefficaces, les radios et les téléviseurs à tube cathodique inefficaces, c'est-à-dire des appareils à faible investissement avec des appareils à haute consommation (LIHR) [14]. La principale raison des appareils actuels est le faible niveau de vie des différentes populations qui ne leur permet pas de s'offrir des appareils très performants. Dans cette étude, un scénario où tous ces appareils inefficaces sont remplacés par l'investissement élevé avec des appareils à faible consommation (HILR) tels que les diodes électroluminescentes (LED), les téléviseurs à cristaux liquides (LCD), la radio et le réfrigérateur très efficaces. Cela signifie que la DSM appliquée dans cette étude est la stratégie d'efficacité énergétique ou de conservation. La charge se répartit en résidentiel (300 ménages), éducation, santé et commerce. Le Tableau 3.30 présente les différents secteurs de charge et les appareils électriques avec leur nombre en service. Le Tableau 3.31 présente la consommation d'énergie horaire sans et avec DSM et les économies d'énergie réalisées grâce à la stratégie adoptée. Les Figures 3.27 et 3.28 illustrent la charge horaire pour différents secteurs.

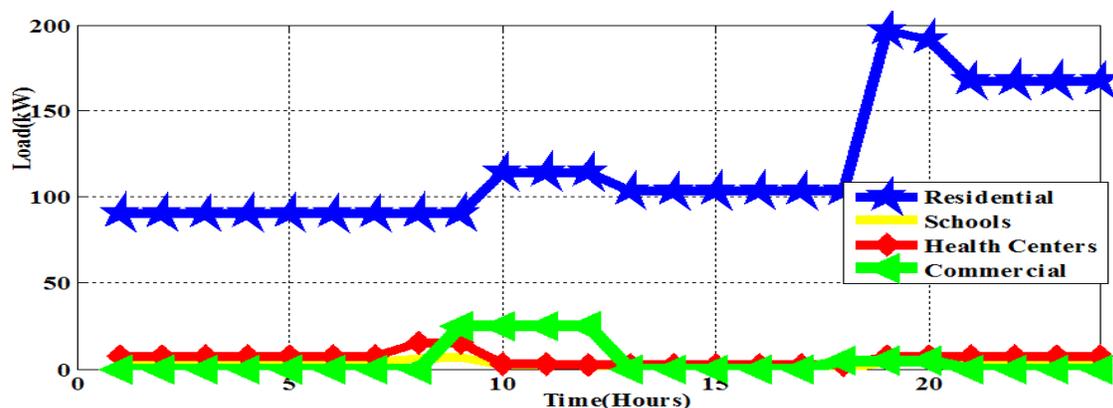


Figure 3.27. Profil de charge journalière sans DSM

Chapitre 3: Résultats des simulations et discussions

Tableau 3.30: Différents secteurs de charge et les appareils électriques

Secteurs de charge	Composants	Appareil	Puissance (W)		Nombre
			LIHR	HILR	
Residentiel	Maison d'habitation	Salon et Eclairage Externe	75	30	2*300=600
		(chambres (4) +cuisine+Toilette)	16	4	6*300=1800
		Eclairage			
		Radio	45	20	300
		Stereo speaker	80	40	300
		TV	100	32	300
		chargeur telephone	4	4	3*300=900
		Refrigerateur	300	100	300
Education (Maternelle, Primaire et Secondaire)	Salle de classe	Eclairage	16	4	2*157=314
	Bureaux	Eclairage Interne	16	4	59
		Eclairage Externe	75	30	59
		Desktops	120	60	15
		Imprimantes	60	60	5
		chargeur Radio	5	5	44
		Photocopieuse	150	60	5
		Sante	Pavillons	Eclairage	16
Bureaux	Eclairage		16	4	26
	Microscope		30	15	26
	Frigidaire		160	80	13
	Bouilloire		1000	1000	13
	chargeur Radio		5	5	26
	Machines a ecraser		5000	1000	05
Commercial	Petits commerces (50 boutiques)	Eclairage Interne	16	4	50
		Eclairage Externe	75	30	50

Tableau 3.31: Consommation d'énergie horaire sans et avec DSM

Interval de temps	Energie consommee (kWh)		Energie economisee (kWh)
	Without DSM (LIHR)	With DSM (HILR)	
00:00-01:00	101.913	34.162	67.751
01:00-02:00	101.913	34.162	67.751
02:00-03:00	101.913	34.162	67.751
03:00-04:00	101.913	34.162	67.751
04:00-05:00	101.913	34.162	67.751
05:00-06:00	101.913	34.162	67.751
06:00-07:00	101.913	34.162	67.751
07:00-08:00	111.248	45.762	65.486
08:00-09:00	136.568	51.052	85.516
09:00-10:00	144.47	50.02	94.45
10:00-11:00	144.76	49.98	94.78
11:00-12:00	143.23	49.29	93.94
12:00-13:00	105.93	37.39	68.54
13:00-14:00	105.92	37.38	68.54
14:00-15:00	105.71	37.17	68.54
15:00-16:00	105.71	37.17	68.54
16:00-17:00	105.71	37.17	68.54
17:00-18:00	105.58	37.04	68.54
18:00-19:00	212.663	76.662	136.001
19:00-20:00	207.863	74.862	133.001
20:00-21:00	183.863	65.862	118.001
21:00-22:00	179.313	64.162	115.151
22:00-23:00	179.313	64.162	115.151
23:00-00:00	179.313	64.162	115.151
Total	3170.555	1118.43	2052.125

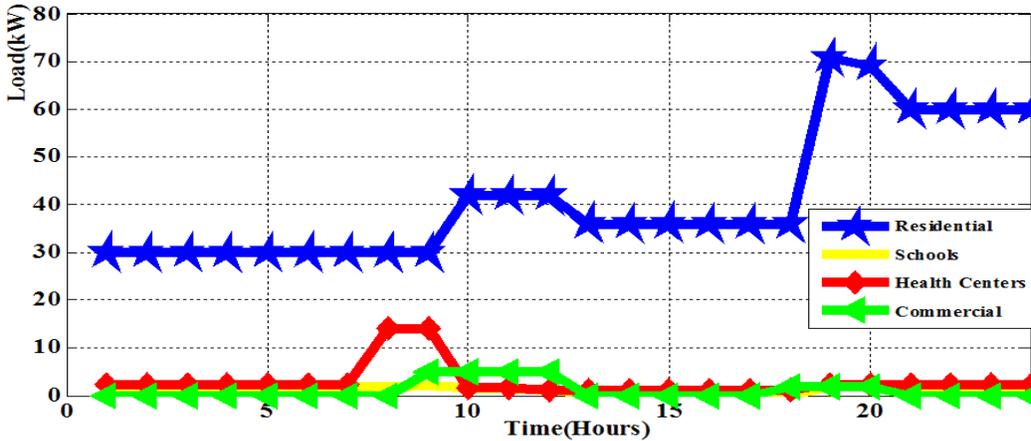


Figure 3.28. Profil de charge journalière avec DSM

b. Caractéristiques techniques et économiques des composants du système

Le Tableau 3.32 présente les différentes configurations étudiées dans ce cas.

Tableau 3.32: Configurations considérées

Configuration	Composants
Configuration 1	PV, WT, Battery, DG & MHG(PV/WT/MHG/BSS/DG)
Configuration 2	PV, WT, Battery & MHG (PV/WT/BSS/MHG)
Configuration 3	PV, WT, Battery & DG (PV/WT/BSS/DG)
Configuration 4	DG only (DG)

Le Tableau 3.33 présente les caractéristiques techniques et économiques des différents composants des systèmes hybrides étudiés.

Les données météorologiques (vitesse du vent, rayonnement solaire et température ambiante) des différents villages en étude sont données par les Figures 2.13, 2.19 et 2.20 respectivement.

c. Résultats

Les résultats d'optimisation pour les quatre configurations considérées dans cette étude ont été obtenus à l'aide de la technique d'optimisation MOPSO codée dans l'environnement MATLAB R2013a. Les données horaires d'insolation solaire, de vitesse du vent et de température pour une année (8760 heures) et pour chaque communauté ont été utilisées dans cette étude. Les différents paramètres de l'algorithme MOPSO sont les suivants :

taille de la population=100, taille du référentiel=20, coefficient cognitif ou d'apprentissage personnel (C_1) =1.8, coefficient social ou d'apprentissage global (C_2) =2, poids d'inertie=0.5, taux d'amortissement du poids d'inertie=0.99, nombre de grilles par dimension=7, pression de sélection du leader=2, taux d'inflation=0.1, pression de sélection de suppression=2, taux de mutation=0.1, nombre maximal d'itérations=100.

Tableau 3.33 : Paramètres techniques et économiques [204]

Composant	Paramètre	Spécification	Nom
PV	Puissance Nominale (kW)	1	Aeolos-H
	Coût initial (\$/kW)	1600	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Durée de vie	20 ans	
WT	Puissance Nominale (kW)	2.1	Enercon E-75 [2.1kW]
	Coût initial (\$/kW)	3000	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Vitesse de démarrage (m/s)	3	
	Vitesse de coupure (m/s)	20	
	Vitesse nominale (m/s)	11	
	Durée de vie	20 ans	
DG	Puissance Nominale (kW)	4	JLT5000S
	Coût initial (\$/kW)	800	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Coût du carburant (\$/L)	1	
	Durée de vie	30000 heures	
BSS	Capacité nominale (kWh)	1	OPZS-Hawker TLS3
	Coût initial (\$/kWh)	300	
	O&M (% du Coût initial)	2	
	DOD (%)	80	
	Durée de vie	10 ans	
MHG	Coût initial (\$/kW)	1700	
	Puissance Nominale (kW)	100	
	Coût O&M (\$/an)	100	
	Debit Maximal (m^3/s)	15	
	Debit Minimum (m^3/s)	2	
	Rendement (%)	75	
Inverseur	Coût initial (\$/kW)	700	Generic 1200CH
	O&M (% du Coût initial)	2	
	Durée de vie	10 ans	
	Rendement (%)	95	
Paramètres économiques du projet	Durée de vie du projet	20 ans	

i. Etude comparative de charge sans et avec DSM

Le Tableau 3.31 présente la charge énergétique horaire pour le cas sans DSM (LIHR) et pour le cas avec DSM (HILR) pour une journée. Cette charge est de 3170,555 kWh/jour sans DSM et de 1118,43 kWh/jour avec DSM, soit 2052,125 kWh/jour (64,72 %) d'énergie économisée lors de l'application de la stratégie DSM d'économie d'énergie. Le pic de charge dans les deux cas se situe entre 18h et 19h de la journée car à cette heure la plupart des habitants des maisons ont déjà regagné leurs différents domiciles. L'effet de cette économie d'énergie de plus de 64 % sur les critères d'évaluation et les variables de décision est clairement illustré dans les Tableaux 3.34 et 3.35.

Tableau 3.34: Résultats optimaux pour le cas sans DSM

Communauté	Configurations	LPSP (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	DCF (%)	N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.076	0.157	2E+06	27463.136	0.0003	361	16	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.022	0.139	1.4E+06	39900.73	0	435	15	2	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.147	2.1E+06	57750.495	0.005	664	12	//	1.8	1
	DG only	0	3.559	4.8E+08	1174653.761	100	//	//	//	//	3
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.044	0.167	1.5E+06	27435.677	0.0002	349	26	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.114	8.1E+05	41609.651	0	548	26	2	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.137	1.5E+06	61538.769	0.003	714	24	//	2	1
	DG only	0	3.37	4.2E+08	1236732.19	100	//	//	//	//	3
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.108	9.1E+05	32345.625	0.0005	420	22	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.104	1.4E+06	23672.495	0	388	18	2	2.4	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.0917	1.8E+06	59030.866	0.004	573	23	//	2	1
	DG only	0	1.756	2.6E+08	1190193.036	100	//	//	//	//	3
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.096	8.1E+05	18042.306	0.0008	232	18	2	2	2
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.148	7.2E+05	17344.928	0	222	19	2	1.3	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.134	2.1E+06	53905.666	0.008	705	21	//	2.1	1
	DG only	0	3.079	6.3E+08	1157280.022	100	//	//	//	//	3
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0001	0.108	6.4E+05	25628.92	0.0008	266	22	2	2.6	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.009	0.107	7.3E+05	23244.767	0	361	20	2	1.4	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.02	0.176	2.7E+06	57666.668	0.0009	897	19	//	2.3	1
	DG only	0	3.401	5.8E+08	1145669.753	100	//	//	//	//	3

Tableau 3.35: Résultats optimaux pour le cas avec DSM

Communauté	Configurations	LPSP (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	DCF (%)	N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.096	9.2E+05	15080.47	0.0002	196	10	1	1.5	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.100	5.3E+05	16007.532	0	208	14	1	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.007	0.138	1E+06	15653.58	0.001	181	14	//	1.8	1
	DG only	0	3.007	1.7E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.128	8.3E+05	11219.269	0.0007	145	18	1	1.7	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.109	4.1E+05	11947.786	0	154	20	1	1.6	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.008	0.132	6.8E+05	19941.0661	0.001	261	18	//	2	1
	DG only	0	1.735	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.091	4.8E+05	28484.8034	0.0001	270	13	1	1.2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.088	8.6E+05	10524.474	0	174	9	1	1.3	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.0008	0.077	9E+05	19484.322	0.001	189	11	//	2	1
	DG only	0	0.972	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.089	2.1E+05	9542.169	0.0001	154	12	1	1.8	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.133	5.9E+05	7316.699	0	152	19	1	1.6	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.008	0.121	8.7E+05	19183.465	0.0004	245	22	//	2.1	1
	DG only	0	1.798	1.9E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0009	0.088	2.1E+05	10814.97	0.0003	118	10	1	1.5	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.009	0.068	2.3E+05	11334.194	0	159	16	1	1.5	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.002	0.128	1.2E+06	20224.72	0.0005	306	12	//	1.5	1
	DG only	0	2.025	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1

ii. Sélection de la meilleure configuration

Le Tableau 3.36 montre comment la meilleure configuration HRES est choisie en fonction de la méthodologie décrite à la Section 2.6 et des résultats optimaux obtenus en tenant compte de la stratégie DSM. La configuration 1 (PV/WT/MHG/BSS/DG) est la meilleure pour les communautés de BOGO (Cameroun), GARA-ALI (Niger) et KASSOUALA (Bénin). La

configuration 2 (PV/WT/MHG/BSS) est la meilleure pour la communauté de DANTIKA (Nigeria). Pour le cas de BOGOMORO (Tchad), les Configurations 1 et 2 ont la même valeur minimale de somme de rang (R_{sum}) mais la préférence est donnée à la Configuration 2 car elle a une valeur de COE inférieure à celle de la Configuration 1. La priorité est donnée à la valeur de COE afin de rendre l'énergie accessible à la population qui est généralement très pauvre. Ces meilleures configurations HRES sont surlignées en vert dans les Tableaux 3.35 et 3.36. Ces tableaux montrent également que le système constitué uniquement de générateur diesel est la pire des configurations ; le seul avantage avec cette configuration est le fait que la charge soit entièrement satisfaite. La production d'électricité horaire moyenne pour une journée de la meilleure configuration HRES, lorsque l'on considère le DSM pour chaque communauté, est illustrée dans les Figures 3.28, 3.29, 3.30, 3.31 et 3.32. La valeur maximale de la production d'énergie PV se produit entre la 10e et la 16e heure de la journée dans chaque communauté indiquant que ces communautés ont le même climat.

La configuration 1 pour BOGO a les valeurs suivantes pour les critères d'évaluation : 0,0008 % pour LPSP, 0,096 \$/kWh pour COE, 9,2E+05 \$ pour NPC, 15080,47 kg pour TE et 0,0002 % pour DCF correspondant à 196 panneaux solaires, 10 éoliennes turbines, 1 micro générateur hydroélectrique, 1,5 jours d'autonomie de la batterie et 1 générateur diesel. Par contre, pour la commune de DANTIKA, les critères d'évaluation ont les valeurs suivantes 0.008% pour LPSP, 0.088 \$/kWh pour COE, 8.6E+05 \$ pour NPC, 10524.474 kg pour TE et 0% pour DCF correspondant à 174 panneaux solaires, 9 éoliennes, 1 micro hydro turbine et 1,3 jours d'autonomie de la batterie. La configuration 2 pour la communauté de DANTIKA présente mieux à la fois pour les critères d'évaluation et les composantes HRES que la configuration 1 pour la communauté de BOGO.

iii. Comparaison entre le cas sans DSM et le cas avec DSM

La comparaison des résultats sans et avec stratégie DSM est présentée dans les Tableaux 3.37 et 3.38. Le Tableau 3.37 donne la comparaison et les économies réalisées avec la mise en œuvre de la stratégie DSM pour les critères (COE, NPC et TE). Ceci est fait uniquement pour la meilleure configuration dans chaque communauté. Les économies les plus élevées pour COE et NPC sont obtenues pour le cas de BOGO avec des valeurs de 0,061 \$/kWh et 1100 000 \$ respectivement; l'économie la plus élevée pour TE est obtenue pour le cas de BOGOMORO avec 29661,865 kg.

Ce tableau présente également l'indice d'appréciation de la gestion de la demande (DSMAI) qui met en évidence le gain économique obtenu lors de la mise en œuvre de la stratégie DSM. Cet indice est calculé à l'aide de l'équation 3.1 [205] :

$$DSMAI_{kWh} = \frac{CkWh_{WODSM}}{CkWh_{WDSM}} \quad 3.1$$

$CkWh_{WODSM}$ et $CkWh_{WDSM}$ représentent le COE sans et avec DSM pour un HRES donné.

Toutes les valeurs de $DSMAI_{kWh}$ obtenues dans le Tableau 3.37 sont supérieures à 1 montrant que pour les meilleures configurations, la mise en œuvre de la stratégie DSM est bénéfique.

Le Tableau 3.38 donne les économies possibles dans les aspects techniques de la meilleure configuration HRES dans chaque communauté choisie, c'est-à-dire le nombre de panneaux PV, le nombre d'éoliennes, le nombre de micro-turbine hydroélectriques, le nombre de jours d'autonomie et le nombre de générateurs diesel. On observe que des économies considérables sont enregistrées pour le nombre de panneaux PV.

Tableau 3.36: Meilleure configuration pour chaque communauté

Communauté	Configurations	R_{LPSP}	R_{COE}	R_{NPC}	R_{TE}	R_{DCF}	R_{sum}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	1	2	1	2	8
	PV/WT/MHG/BSS	4	2	1	3	1	11
	PV/WT/ BSS/DG	3	3	3	2	3	14
	DG only	1	4	4	4	4	17
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	2	3	1	2	10
	PV/WT/MHG/BSS	3	3	1	2	1	10
	PV/WT/ BSS/DG	3	1	2	3	3	12
	DG only	1	4	4	4	4	17
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	3	1	3	2	11
	PV/WT/MHG/BSS	3	2	2	1	1	9
	PV/WT/ BSS/DG	2	1	3	2	3	11
	DG only	1	4	4	4	4	17
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	1	1	1	2	7
	PV/WT/MHG/BSS	3	3	2	2	1	11
	PV/WT/ BSS/DG	3	2	3	3	3	14
	DG only	1	4	4	4	4	17
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	2	1	1	2	8
	PV/WT/MHG/BSS	4	1	2	2	1	10
	PV/WT/ BSS/DG	3	3	3	3	3	15
	DG only	1	4	4	4	4	17

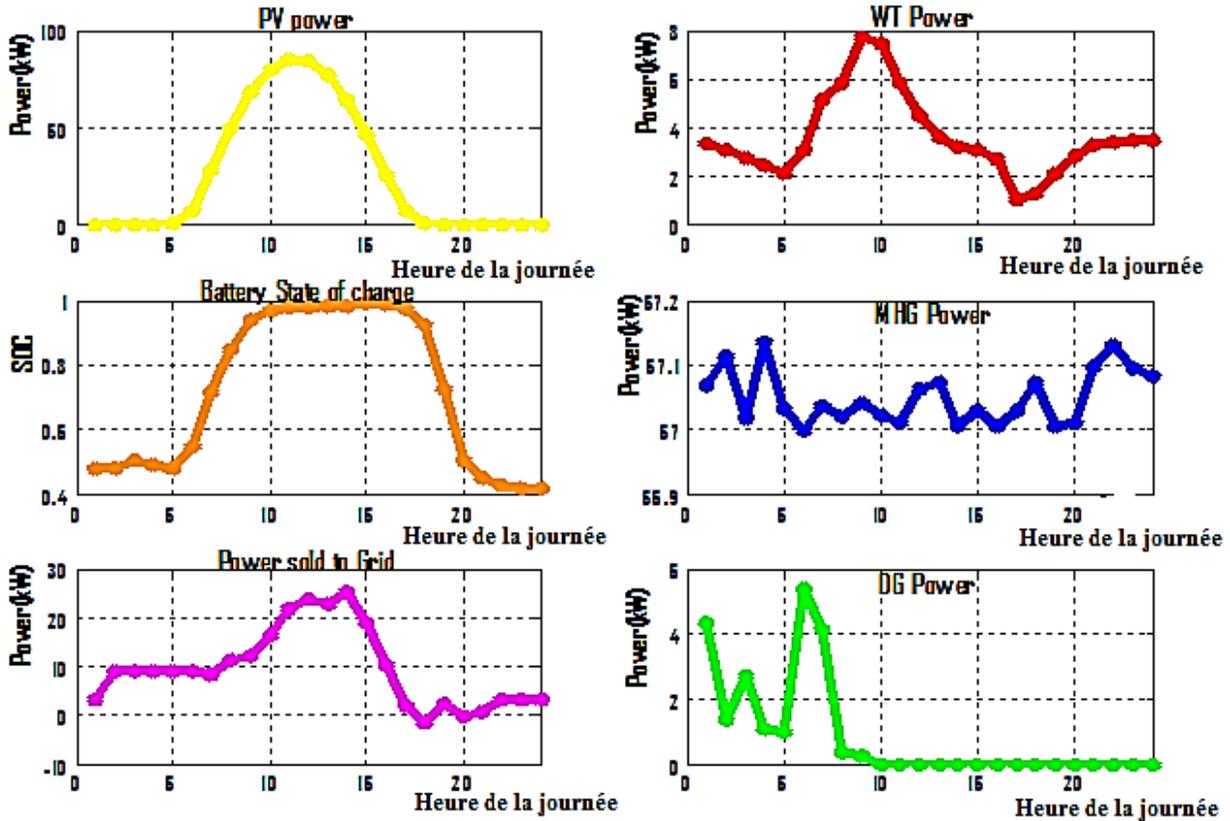


Figure 3.29. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à BOGO

iv. Comparaison des meilleures configurations avec la littérature

Le Tableau 3.39 présente la comparaison entre les COE des meilleures configurations HRES obtenues dans cette étude avec celles obtenues dans certaines études similaires trouvées dans la littérature. D'un point de vue général, les résultats de COE obtenus dans cette étude sont meilleurs que ceux existant dans la littérature, bien que ces valeurs de COE dépendent de certains facteurs comme la charge électrique à satisfaire, les paramètres économiques du pays et même le potentiel d'énergie renouvelable du site étudié.

v. Bénéfice économique des meilleures configurations HRES

Pour le secteur résidentiel, le coût actuel de l'énergie (COE) dans les pays dont sont issues les collectivités considérées dans cette étude, est le suivant : 0,158 \$/kWh au Cameroun [69], 0,227 \$/kWh au Tchad [206], 0,094 \$/kWh au Nigéria [207], 0,163 \$/kWh au Niger [208], 0,198 \$/kWh au Bénin [209].

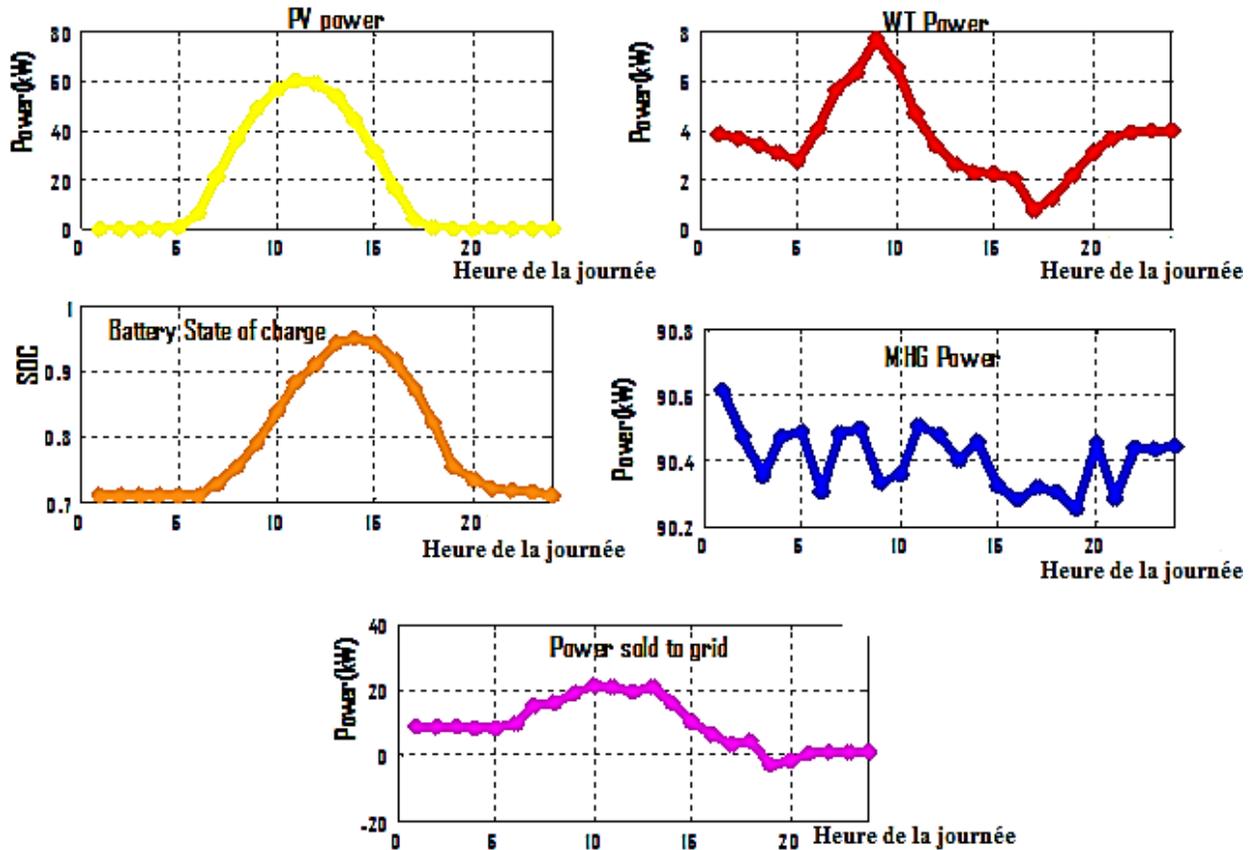


Figure 3.30. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS à BOGOMORO

La Figure 3.33 est un graphique donnant la comparaison entre le COE actuel et le COE proposé avec et sans DSM pour les meilleures configurations HRES obtenues dans cette étude. Une économie considérable sur la valeur du COE est obtenue pour le cas du Tchad, du Bénin et du Niger. Pour le cas du Tchad, des économies de 50% pour le cas sans DSM et de 52% pour le cas avec sont obtenues. Les économies les moins importantes sont obtenues pour le cas du Nigeria avec des économies de 6,4% pour le cas avec DSM et une augmentation de 10,6% du COE pour le cas sans DSM. De plus, ces meilleures configurations HRES ont des valeurs de COE inférieures à celles de la configuration composée uniquement de DG. Pour le cas de BOGO, la valeur COE pour la meilleure configuration HRES est de 0,096 \$/kWh alors que cette valeur est de 3,007 \$/kWh pour la configuration DG soit une différence de 2,911 \$/kWh est faite dans ce cas. Cela est dû au fait que la configuration DG a un coût d'exploitation et de maintenance plus élevé et un coût de remplacement pendant la durée de vie du projet.

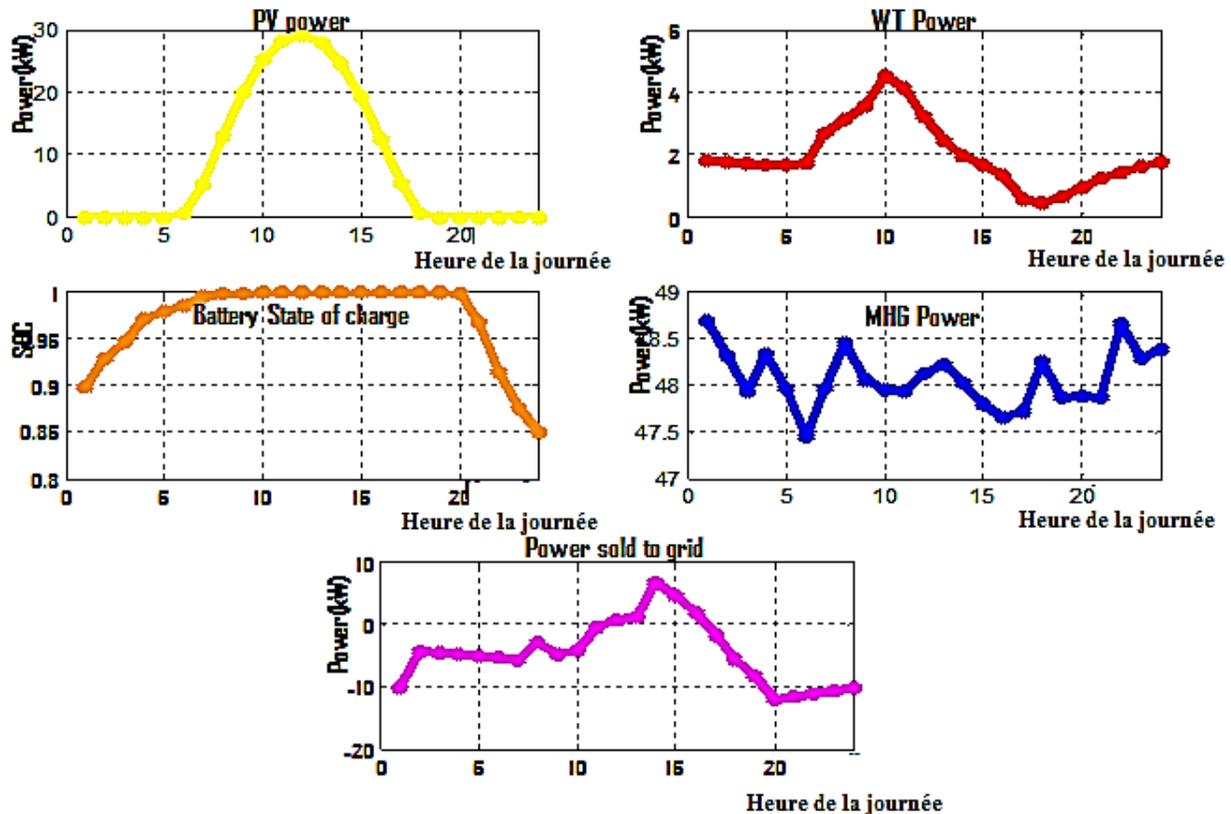


Figure 3.31. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS à DANTIKA

vi. Avantages environnementaux de la meilleure configuration HRES

Dans la plupart des communautés rurales reculées des pays en développement, les générateurs diesel sont utilisés comme principale source d'électricité. Le principal problème de ces générateurs diesel est la grande quantité de GES émise lors de leur fonctionnement, ce qui cause beaucoup de dommages à l'environnement. D'après le tableau 3.35, la meilleure configuration HRES dans chaque communauté émet de plus petites quantités de GES par rapport à la configuration faite de générateurs diesel uniquement.

Pour le cas de DANTIKA, la meilleure configuration HRES c'est-à-dire la configuration 2 produit 10524,474 kg de GES contre 489838,176 kg de GES de la configuration DG, ce qui représente plus de 46,5 fois la quantité émise par le meilleur HRES. Cela peut contribuer grandement à maintenir et à protéger l'environnement en toute sécurité pour les générations futures. Pour le cas de BOGO, la configuration 1 qui est le meilleur HRES, produit 15080,47 kg de GES contre 489838,176 kg de GES de la configuration DG soit environ 32,5 fois la quantité émise par le meilleur HRES. La différence entre les deux cas provient du fait que le meilleur

HRES de BOGO a de nombreuses composantes par rapport à celui de DANTIKA. La mise en place des meilleures configurations HRES réduira considérablement la quantité de GES émise dans l'environnement.

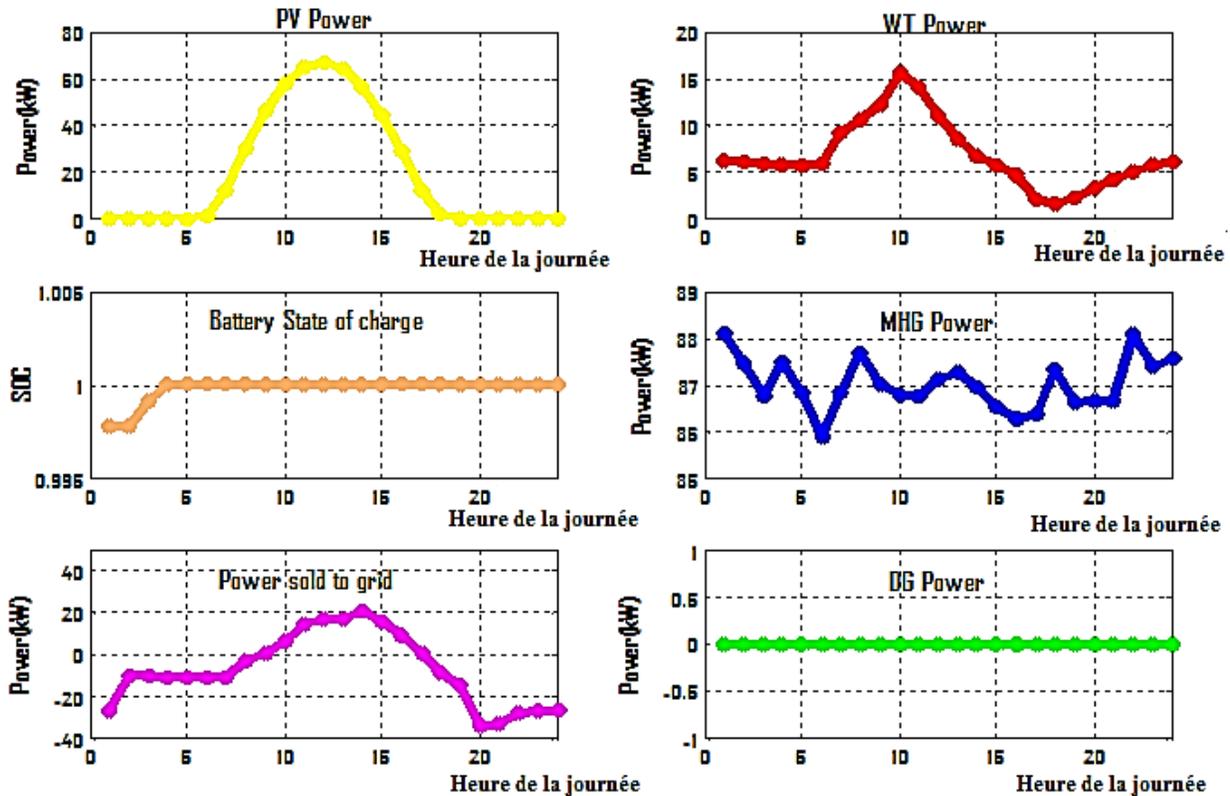


Figure 3.32. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à GARA-ALI

vii. Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité des différentes meilleures configurations HRES dans chaque communauté est faite pour étudier l'effet du nombre de ménages sur les valeurs de COE et TE. En effet, le secteur résidentiel est plus énergivore que tout autre secteur. À partir des Figures 3.34, 3.35, 3.36, 3.37 et 3.38, on voit clairement qu'une augmentation du nombre de ménages, va augmenter le coût de l'énergie (COE) et l'émission totale (TE) de gaz à effet de serre. La raison de cette observation est simplement que l'augmentation du nombre de maisons augmentera la charge électrique, augmentera le nombre de composants HRES (PV, WT, MHG, BSS et DG) et par conséquent les valeurs de COE et TE augmenteront également.

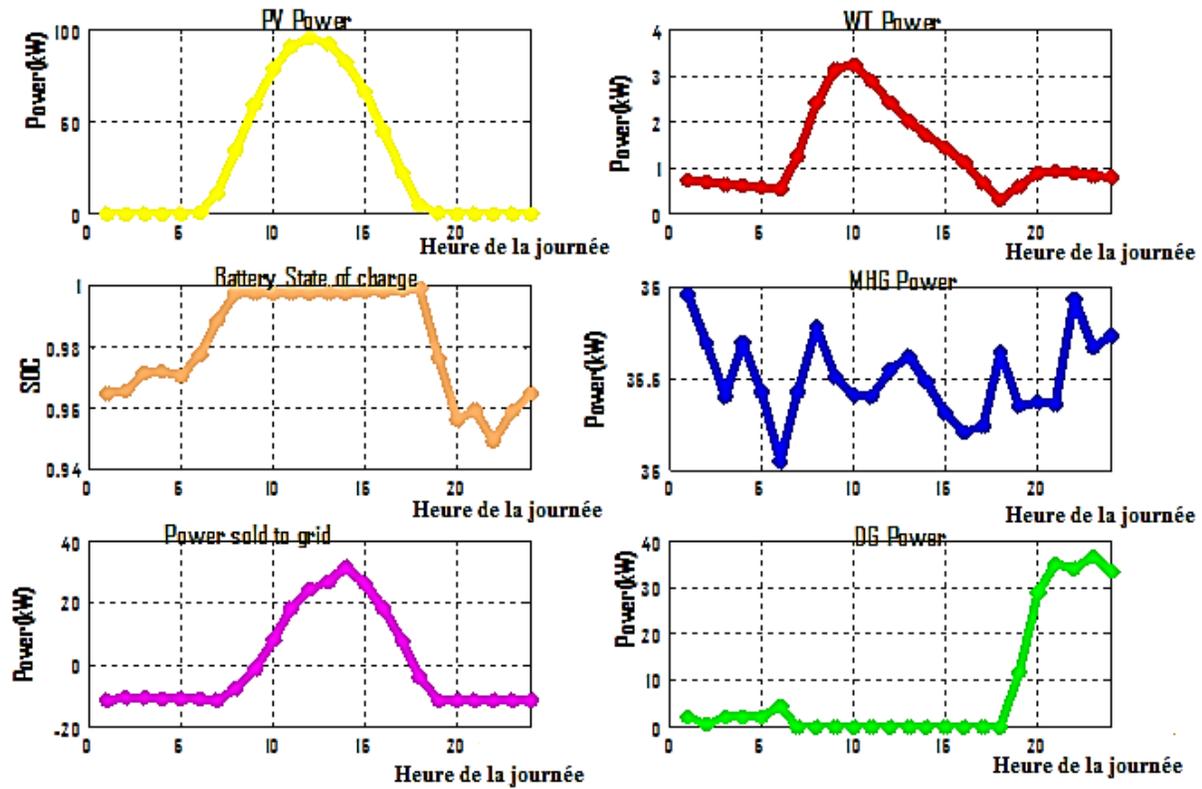


Figure 3.33. Puissance horaire journalière générée par PV/WT/MHG/BSS/DG à KASSOUALA

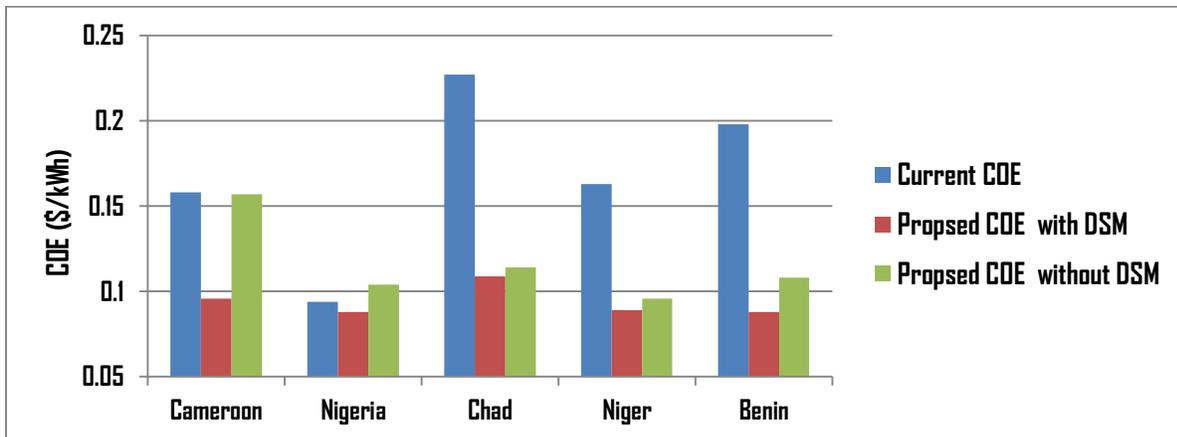


Figure 3.34. Comparaison entre les valeurs de COE existantes et celles obtenues

Chapitre 3: Résultats des simulations et discussions

Tableau 3.37: Économies réalisées sur les critères d'évaluation

Communauté	Meilleure Configuration	Sans DSM			Avec DSM			Economie			$DSMAI_{kWh}$
		COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.157	2E+6	27463.136	0.096	9.2E+5	15080.47	0.061	1.1E+06	12382.67	1.64
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS	0.114	8.1E+5	41609.651	0.109	4.1E+5	11947.786	0.005	4E+05	29661.865	1.05
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS	0.104	1.4E+6	23672.495	0.088	8.6E+5	10524.474	0.016	5.4E+05	13148.021	1.18
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.096	8.1E+5	18042.306	0.089	2.1E+5	9542.169	0.007	6E+05	8500.137	1.08
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.108	6.4E+5	25628.92	0.088	2.1E+5	10814.97	0.02	4.3E+05	14813.95	1.23

Tableau 3.38: Économies réalisées sur les paramètres techniques

Communauté	Meilleure Configuration	Sans DSM					Avec DSM					Economie				
		N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}	N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}	N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	361	16	2	2	1	196	10	1	1.5	1	165	6	1	0.5	0
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS	548	26	2	2	//	154	20	1	1.6	//	394	6	1	0.4	//
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS	388	18	2	2.4	//	174	9	1	1.3	//	214	9	1	1.1	//
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	232	18	2	2	2	154	12	1	1.8	1	78	6	1	0.2	1
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	266	22	2	2.6	1	118	10	1	1.5	1	148	12	1	1.1	0

Tableau 3.39: Comparison of best HRES configurations with literature

Configuration	Country	Methods/Software	COE (\$/kWh)	Reference
PV/WT/MHG/BSS/DG	India	HOMER Pro	0.137	[15]
PV/WT/MHG/BSS/DG	India	HOMER Pro	0.162	[15]
PV/WT/MHG/BSS/DG	India	MOPSO	0.103	[19]
PV/WT/MHG/BSS/DG	India	HOMER Pro	0.298	[17]
PV/WT/MHG/BSS/DG	Cameroon	HOMER	0.443	[32]
PV/WT/MHG/BSS	China	MOPSO	0.091	[33]
PV/DG/battery	Benin	HOMER	0.207	[34]
PV/WT/MHG/BSS/DG	Nigeria	HOMER Pro	0.112	[27]
PV/WT/MHG/BSS/DG	Cameroun	MOPSO	0.096	Present work
PV/WT/MHG/BSS/DG	Niger	MOPSO	0.089	Present work
PV/WT/MHG/BSS/DG	Benin	MOPSO	0.088	Present work
PV/WT/MHG/BSS	Chad	MOPSO	0.109	Present work
PV/WT/MHG/BSS	Nigeria	MOPSO	0.088	Present work

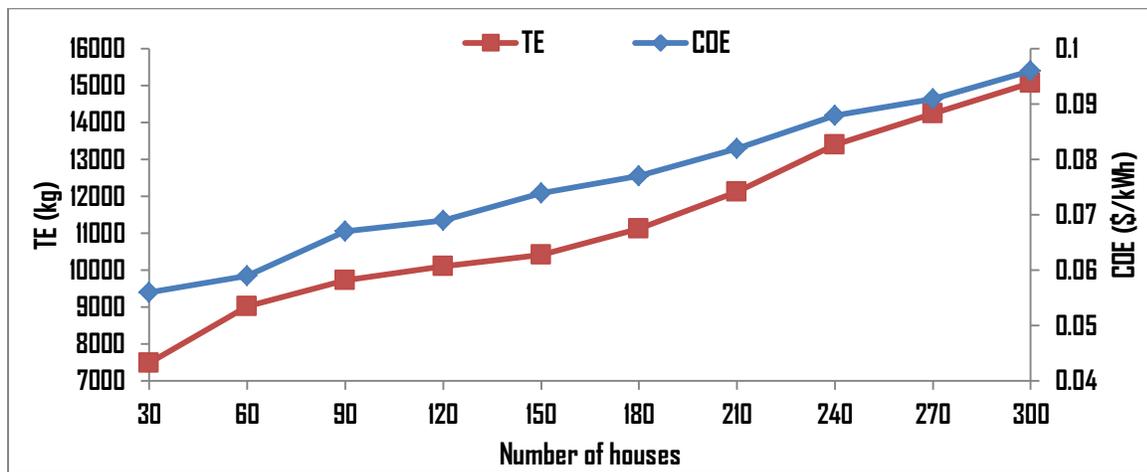


Figure 3.35. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à BOGO

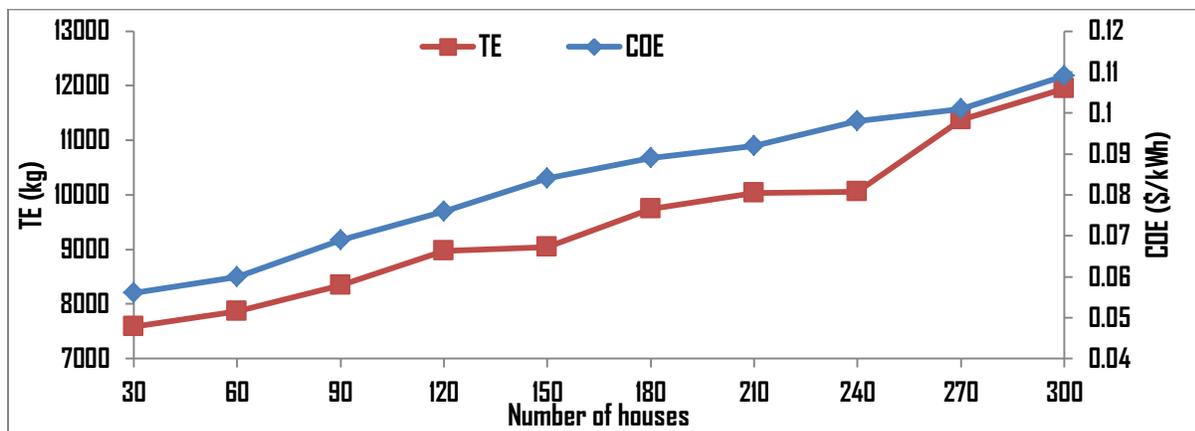


Figure 3.36. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à BOGOMORO

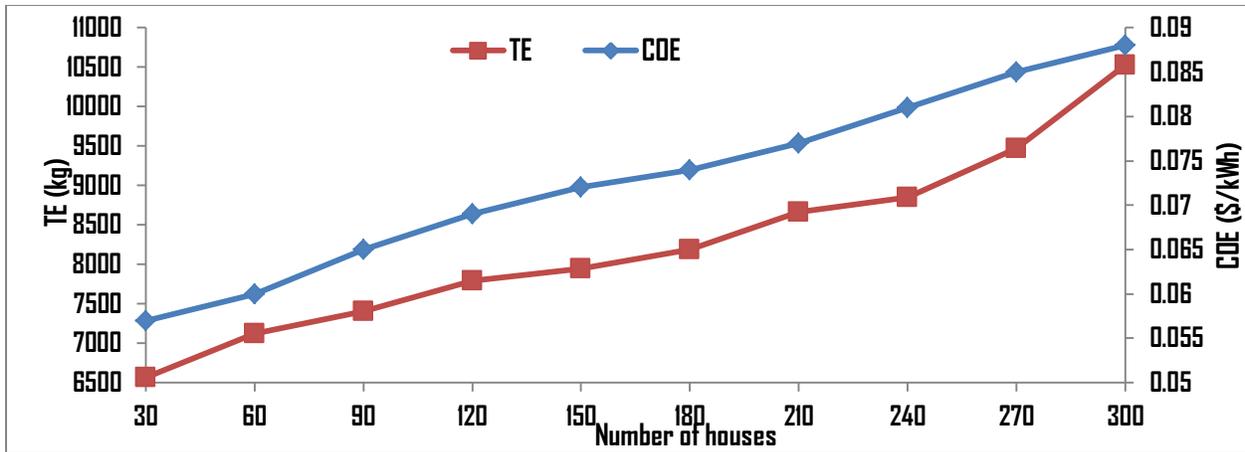


Figure 3.37. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à DANTIKA

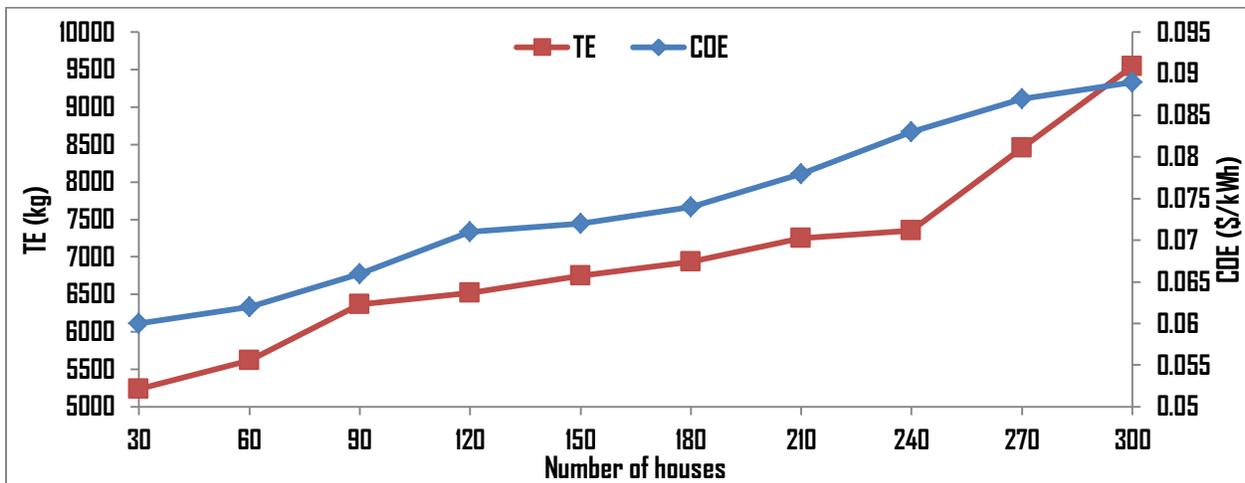


Figure 3.38. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à GARA-ALI

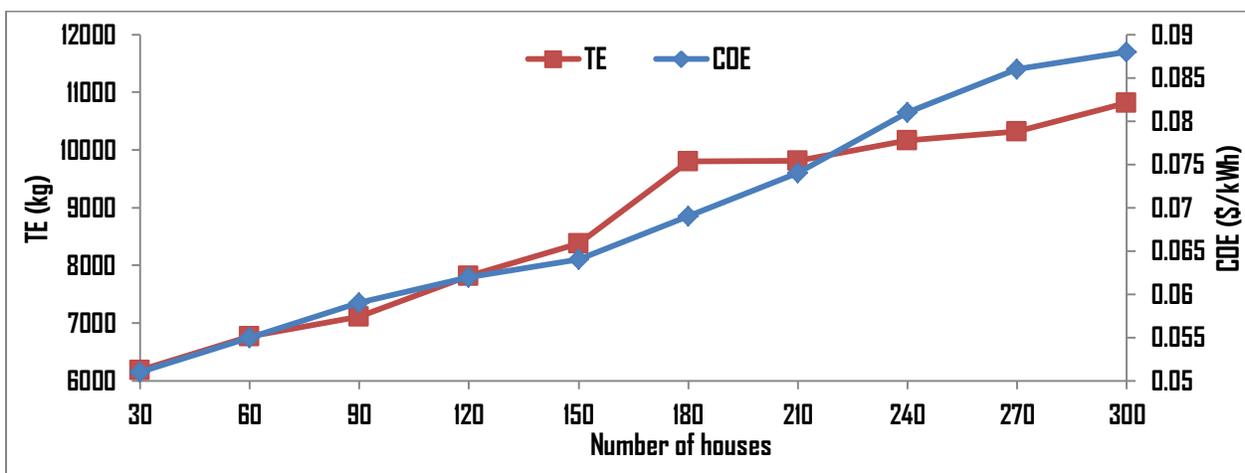


Figure 3.39. Effet du nombre d'habitations sur le COE et TE à KASSOULA

3.5-Synthese et conclusion du chapitre

Le développement très rapide des énergies renouvelables, plus particulièrement des systèmes hybrides, accompagnés par leur maturité technologique et leurs coûts de plus en plus faibles, les identifie comme solution idéale pour l'électrification des pays en précarité énergétique (majoritairement des pays en voie développement) d'une part. D'autre part, leur caractère d'énergie de proximité, les identifie comme solution à court et à moyen terme pour l'électrification de ces pays, facteur principal de l'épanouissement social et économique.

C'est fort de ce constat que nous avons effectué des études de cas sont présentées comme suit :

- ❖ Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun;
- ❖ Analyse de faisabilité et étude d'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun;
- ❖ Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne.

Ces études ont été effectuées en utilisant plusieurs techniques d'optimisations métaheuristiques telles que PSO, PSOGWO, GWO, SCA, SCAPSO et MOPSO ; ceci nous a permis de voir que ces méthodes sont plus performantes que le logiciel HOMER Pro qui est très utilisé par les chercheurs du domaine des systèmes énergétiques hybrides. Ces études nous ont également permis de constater que le développement des systèmes énergétiques hybrides est bénéfique pour des localités rurales sur le plan économique, technologique et environnemental comme nous l'avons annoncé au début de section.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion générale

L'objectif du travail effectué dans le cadre de cette thèse était de dimensionner et d'optimiser une centrale (système) électrique hybride Hydro-PV-Eolien-Diesel-Stockage pour résoudre le déficit énergétique en zone tropicale en générale et au Cameroun en particulier. Pour ce faire, nous avons essentiellement étudié trois cas, où des aspects techniques, économiques et environnementaux ont été utilisés pour analyser et comparer plusieurs configurations ou systèmes énergétiques hybrides, ceci à l'aide des techniques d'optimisation métaheuristiques telles que PSO, PSOGWO, GWO, SCA, SCAPSO et MOPSO.

Dans la première étude intitulée « *Considération de quelques techniques d'optimisation pour concevoir un système énergétique hybride pour un bâtiment au Cameroun* », le dimensionnement optimal d'un système d'énergie renouvelable hybride autonome pour un centre multimédia communautaire à MAKENENE, en tenant compte des aspects techniques, économiques et environnementaux à l'aide des techniques d'optimisation PSO, PSOGWO, GWOCS, SCA, a été fait. Sept configurations énergétiques ont été considérées pour cette étude et quatre valeurs de facteurs d'ombrage du panneau solaire, soit 0,6, 0,7, 0,8 et 0,9 ont été utilisées. À partir de là, on a remarqué que les meilleurs résultats ont été obtenus pour une valeur de facteur d'ombrage de 0,9. La meilleure configuration énergétique était le Scenario 3 (PV/DG/Batterie). De plus, une analyse comparative des performances des quatre techniques d'optimisation PSO, PSOGWO, GWOCS et SCA montre que la configuration optimale du meilleur système hybride est atteinte en utilisant GWOCS. Les résultats de cette étude peuvent servir de guide pour des décisions politiques et d'investissements pour l'investissement dans les systèmes d'énergie renouvelable hybrides dans le centre multimédia communautaire au Cameroun.

Dans la deuxième étude intitulée « *Analyse de faisabilité et étude d'optimisation d'un système PV/Eolien/Batterie/Diesel/réseau pour les habitations résidentielles sous divers climats au Cameroun* », la conception et le classement optimal de quatre configurations ou systèmes énergétiques connectés au réseau pour répondre à la demande énergétique de trois types

d'habitations (T4, T5, T6) dans quatre zones climatiques du Cameroun ont été effectués. Dans cette étude, cinq villes sont considérées ; il s'agit notamment de: Bamenda dans la zone de mousson équatoriale, Kribi également dans la zone de mousson équatoriale, Abong-Mbang dans la zone équato-guinéenne, Garoua dans la zone tropicale soudanienne et Maroua dans la zone tropicale soudano-sahélienne. Un échantillon de 20 maisons a été considéré pour chaque type d'habitation et la conception et le classement optimaux sont faits en utilisant respectivement les techniques d'optimisation SCA et SCAPSO et la méthode hybride d'aide à la décision multicritère AHP-EDAS. Les résultats de cette étude ont montré que la configuration 1(PV/WT/BSS/DG/EG) est la meilleure en zone de mousson équatoriale, zone tropicale soudanienne et zone tropicale soudano-sahélienne et que la configuration 4 (PV/BSS/EG) est la meilleure de la zone équato-guinéenne. Les résultats ont également indiqué que les meilleures configurations énergétiques sont toutes rentables avec des valeurs de coût de l'électricité (COE) inférieures à 0,158 \$/kWh, le prix habituellement payé par les consommateurs dans le pays. De plus, le réseau interconnecté contribue moins à satisfaire la demande énergétique et moins de GES sont émis. Une analyse statistique des techniques d'optimisation SCA et du SCAPSO proposé a été effectuée et a montré que SCAPSO est plus efficace dans la recherche de la solution optimale et est également très rapide par rapport au SCA.

Dans la troisième étude intitulée « *Optimisation technico-économique et environnementale avec gestion de la demande d'un système de type photovoltaïque/éolien/hydraulique/batterie/diesel: une étude de cas en Afrique subsaharienne* », la conception optimale de quatre configurations ou systèmes énergétiques pour satisfaire la charge électrique de cinq communautés rurales de la région de l'Afrique subsaharienne a été réalisée. Les cinq communautés sont: BOGO (Cameroun), BOGOMORO (Tchad), DANTIKA (Nigéria), GARA-ALI (Niger) et KASSOUALA (Bénin). Ces communautés étant dans l'une des régions les plus pauvres du monde, les appareils sont de la catégorie à faible investissement avec une consommation élevée (*low investment with high rating appliances ou LIHR*); pour cette raison, un investissement élevé basé sur l'efficacité énergétique avec des appareils à faible consommation (*high investment with low rating appliances ou HILR*) a été pris en compte dans cette étude. Une technique d'optimisation d'essaim de particules multi-objective a été utilisée et quatre fonctions objectives, notamment LPSP, COE, TE et DCF, sont prises en compte dans cette étude pour optimiser les différentes configurations. De cette étude, nous avons fait des remarques suivantes :

- A partir des résultats de la simulation, les meilleures configurations HRES ont été sélectionnées pour chaque communauté et données comme suit: Configuration 1 (PV/WT/MHG/BSS/DG) pour les communautés de BOGO (Cameroun), GARA-ALI (Niger) et KASSOUALA (Bénin). Configuration 2 (PV/WT/MHG/BSS) pour les communautés de DANTIKA (Nigeria) et BOGOMORO (Tchad). Le fait que toutes ces communautés étudiées aient le même climat tropical ne signifie pas qu'elles devraient avoir les mêmes meilleures configurations d'un système énergétique hybride (HRES). De plus, ces communautés appartiennent à des pays différents où existent des paramètres économiques différents.
- Des économies considérables ont été réalisées sur les aspects économiques, techniques et environnementaux lors de la mise en œuvre de la stratégie de gestion de la demande énergétique (DSM). Pour le cas de BOGOMORO, les économies obtenues pour la meilleure configuration HRES étaient de 0,005 \$/kWh pour COE, 400000 \$ pour NPC et 29661,865 kg de GES. Cela montre que dans le dimensionnement et la mise en œuvre d'un système énergétique hybride (HRES), il convient de prêter attention au type d'appareils électriques utilisés.
- La comparaison faite entre les meilleures configurations HRES et les générateurs diesel couramment utilisés, sur l'aspect environnemental indique que le meilleur HRES peut économiser 46,5 fois la quantité de GES émise par le générateur diesel dans la communauté de BOGO.
- Les résultats indiquent également que les meilleures configurations sont toutes rentables avec des valeurs de coût de l'énergie (COE) inférieures aux valeurs actuelles de COE dans chaque pays payées par les ménages.

De ce qui précède, nous remarquons que la question de recherche « Peut-on trouver des combinaisons de technologies répondant à la consommation électrique d'un territoire en assurant un approvisionnement fiable, soutenable économiquement et respectueux de l'environnement ? » trouve des éléments de réponse, car les résultats des différentes études montrent bien qu'il est possible pour un site donné d'avoir un système énergétique hybride qui puisse satisfaire la demande électrique tout en étant fiable sur les plans économiques et environnementaux. De plus, Les résultats de cette étude peuvent servir de guide au Gouvernement du Cameroun dans la mise en œuvre de sa politique des énergies renouvelables. Cette étude peut également aider le

Gouvernement du Cameroun à déployer la technologie du réseau intelligent, car cela contribuera grandement à promouvoir les économies d'énergie dans le système électrique et à augmenter le taux de pénétration des énergies propres dans le réseau.

Limites et perspectives

Bien que les exigences définies au début de ce travail aient été satisfaites, certaines limites de cette étude restent à lever afin d'améliorer les résultats trouvés. La réflexion ci-après met en lumière les perspectives de ce travail.

- Dans ce travail, il n'a pas été possible d'obtenir des données météorologiques réelles mesurées au sol recommandées pour obtenir des résultats plus réalistes sur la viabilité des différentes configurations énergétiques. De plus, nous n'avons pas pris en compte la variation des données météorologiques au fil des ans, étant donné que la durée de vie du projet est de 20 ans. Nous prévoyons donc à l'aide des méthodes de prédiction pallier à cette limite.
- Dans toutes nos études, nous n'avons pas considéré les variations de la charge électrique variable selon les saisons de l'année et selon les années étant donné que la population d'un site est appelée à croître. Pour les prochains travaux, nous comptons pallier à cette limite en étudiant l'effet que cela peut avoir sur le dimensionnement d'un système énergétique hybride pour un site donné.
- Dans ce travail, nous n'avons pas pu étudier les mêmes configurations énergétiques hybrides afin de trouver pour chaque site étudié la meilleure configuration énergétique hybride, notamment dû à l'absence de certaines données d'entrée pour certains sites. Pour les prochains travaux, nous allons mener une étude qui prend en compte les mêmes configurations énergétiques hybrides.
- Nous avons pris en compte juste une forme de stockage c'est-à-dire les batteries, ce qui ne nous a pas permis de voir s'il est possible d'utiliser une autre forme. Dans les travaux futurs, une étude de faisabilité sur la possibilité d'inclure d'autres formes de stockage telles que les piles à combustible dans un système d'énergie renouvelable hybride pour le cas des pays comme le Cameroun.
- Nous comptons également mener une étude sur l'impact social qu'un système énergétique hybride pourrait avoir sur différentes populations selon leurs cultures.

BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES

- [1] Dhaker Abbes. *Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome* [En ligne]. Thèse Génie électrique. Poitiers : Université de Poitiers, 2012.
- [2] Bencherif Mohammed. *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*. Thèse de Doctorat, UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID TLEMCEM, Algérie, 2014
- [3] M. DALI, «Commande et Gestion Énergétique des Systèmes Hybrides Photovoltaïque - Eolien,» Thèse de Doctorat, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis, Tunis, Tunisie, 2009.
- [4] M. Meinhardt and D. Wimmer, “ Multistring-converter: The next step in evolution of string converter technology,” Proceedings of the EPE'01 Conference, Graz, Austria, 2001.
- [5] M.ashari, C. V. Nayar; an optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV- diesel-battery hybrid power system; *Renewable energy* Vol 66, N.1 , pp 1-9, Elsevier science 1999
- [6] Y. Azoumah n, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, P. Girard, “Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The “flexy-energy” concept” *Energy Policy*, Vol 39 (2011), pp 133-134
- [7] B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance, ‘Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification’, *International Journal of Renewable Energy Engineering*, Vol. 1, N°1, pp. 7-17, 1999.
- [8] DJEUDJO TEMENE Hermann, NJOMO Donatien, TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA René. A Feasibility Study Of An On-Grid PV/Wind/Battery/Diesel For Residential Buildings Under Various Climates In Cameroon. *Energy Technology*, **2021**, 9, 2100615.
- [9] DJEUDJO TEMENE Hermann, TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA Rene, NJOMO Donatien , Consideration of some Optimization Techniques to Design a Hybrid Energy System for a building in Cameroon, *Energy and Built Environment* (2021), doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.01.007>
- [10] Mokhtara C, Belkhir N, Abdessalem B, Yufeng Y, Noureddine S, Mohamad R. Integrated supply–demand energy management for optimal design of offgrid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates. *Energy Convers Manage*, **2020**, 221, 113192.
- [11] Muh E, Tabet F, Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroons. *Renewable Energy*, **2018**, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.105>.

- [12] Talla Konchou, F.A., Djeudjo Temene, H., Tchinda, R., Njomo, D., Techno-economic and environment design of an optimal hybrid energy system for a community multimedia center in Cameroon. *SN Appl. Sci.* 3, 127 (2021). <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04151-0>
- [13] DJEUDJO TEMENE Hermann, NJOMO Donatien, TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA René. Techno-economic and environmental feasibility study with demand-side management of photovoltaic/wind/hydroelectricity/battery/diesel: a case study in Sub-Saharan Africa. *Energy Conversion and Management*, 2022, 258, 115494
- [14] S. Rajanna, R.P. Saini. Employing demand side management for selection of suitable scenario-wise isolated integrated renewal energy models in an Indian remote rural area. *Renewable Energy* 2016; 99: 1161-1180
- [15] Mala Ramesh & Rajeshwer Prasad Saini (2021): Demand Side Management based techno-economic performance analysis for a stand-alone hybrid renewable energy system of India, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, DOI: 10.1080/15567036.2020.1851820
- [16] J. P. Hennessey, Jr. Some, "Aspects of Wind Power Statistics", *Journal of Applied Meteorology*, vol.16, pp. 119–128, 1977.
- [17] FRADJ Mohammed et MECHERI Khair eddine. *Etude et gestion d'un système hybride*. Master, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2019
- [18] A. Borni « *Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique* » Thèse Doctorat en sciences en électrotechnique, 2015.
- [19] Yoshikawa K, Kawasaki H, Yoshida W, Irie T, Konishi K, Nakano K, et al. Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%. *Nature Energy* (2017) 2(5):17032. doi:10.1038/nenergy.2017.32
- [20] Kayes MK, Nie H, Twist R, Spruytte SG, Reinhardt F, Kizilyalli IC, et al. 27.6% conversion efficiency, a new record for single-junction solar cells under 1 sun illumination. In: 37th IEEE photovoltaic specialists conference; 2011 June 19–24. Seattle, WA, USA: IEEE (2011). p. 4–8.
- [21] Friedman DJ, Kurtz SR. Breakeven criteria for the GaInNAs junction in GaInP/GaAs/GaInNAs/Ge four-junction solar cells. *Prog Photovoltaics Res Appl* (2002) 10(5):331–44. doi:10.1002/pip.430
- [22] Chen Z, Zheng X, Li Z, Wang P, Rong X, Wang T, et al. Positive temperature coefficient of photovoltaic efficiency in solar cells based on InGaN/GaN MQWs. *Appl Phys Lett* (2016) 109(6):062104. doi:10.1063/1.4960765
- [23] Guter W, Dunzer F, Ebel L, Hillerich K, Koestler W, Kubera T, et al. Space solar cells-3G30 and next generation radiation hard products. 11th Eur Space Power Conf (2017) 16:03005. doi:10.1051/e3sconf/20171603005

- [24] Yamaguchi M. Multi-junction solar cells and novel structures for solar cell applications. *Phys E Low Dimens Syst Nanostruct* (2002) 14(1–2):84–90. doi:10.1016/S1386-9477(02)003624
- [25] Patel P, Aiken D, Chumney D, Cornfeld A, Lin Y, Mackos C, et al. Initial results of the monolithically grown six-junction inverted metamorphic multi-junction solar cell. In: *IEEE 38th photovoltaic specialist conference part 2; 2012 June 3–8. Austin, TX, USA: IEEE (2012).* p. 1–4.
- [26] David Blaise TSUANYO. *Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés: cas des systèmes hybrides PV/Diesel*. Thèse de Doctorat, UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA, 2015
- [27] H. Hassini, « Modélisation, Simulation et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque, » Mémoire de Magister, Université ABOU-BAKR BELKAID DE Tlemcen, Unité de recherches Matériaux et Energies Renouvelables, Tlemcen, Algérie, 2010.
- [28] ZIGHA ALI. *Etude et simulation d'un système hybride photovoltaïque-éolien*. Mémoire de Master, Université CONSTANTINE I, Faculté Des Sciences De La Technologie, 2014.
- [29] «Turbine Photos,» [En ligne]. Available: <http://turbinesint.com/generators-nordex-and-windturbine/> [Accès le 22 04 2022].
- [30] Loumi Maya & Hamitouche Salma. *Étude et simulation d'un jumelage éolien-diesel sous HOMER*. Mémoire de Master, Université Akli Mouhand Oulhadj Bouira, 2018.
- [31] MOHAMED MLADJAO Mouhammad Al anfaf. *Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges*. Thèse de Doctorat, Université de LORRAINE, 2017.
- [32] K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas et L. J. Fingersh, « Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture, » *Control Systems, IEEE* , vol. 26, n° 13, pp. 70-81., 2006.
- [33] Radia REDJEM. *Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne. Mémoire de Magistère*, Université de Constantine, Algérie 2009.
- [34] ADEME, Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité, 2003.
- [35] MAHAMMEDI Abdellatif. *Etude et optimisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque*, Université FERHAT ABBAS –SETIF1, 2014.
- [36] B. Multon, H. Ben Ahmed, “Le stockage stationnaire d'énergie électrique : pourquoi et comment ?,” *Revue 3E.I*, n°48, pp. 18-29, mars, 2007.
- [37] ALTER AFRICA, «Les différents types de batteries plomb Acide,» ALTER AFRICA, 2004. [En ligne]. Available: <http://www.batterie-solaire.com/types-batteries-plomb.htm> [Accès le 12 04 2022].
- [38] Electropaedia, «Battery and Energy Technologies, History of Batteries,» Woodbank Communications Ltd, [En ligne]. Available: <http://www.mpoweruk.com/about.htm> [Accès le 20

11 2011].

[39] S. BELAKEHAL, « *Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédié aux Energies Renouvelables* » Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.

[40] F. BAGHDADI, « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables », Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.

[41] K.Riad « intégration d'une éolienne sur un réseau électrique isolé » Mémoire de master académique université Kasdi Merbah Ouargla

[42] REN21, Renewables 2016 Global Status Report, Renewables 2016 Glob. Status Rep. (2016) 272. doi: ISBN 978-3-9818107-0-7.

[43] M. Nurunnabi, N.K. Roy, E. Hossain, H.R. Pota, Size Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Wind/PV Micro-Grids- A Case Study for Bangladesh, IEEE Access 7 (2019) 150120–150140, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2945937.

[44] M. Kharrich, O. Mohammed, M. Akherraz, Design of hybrid microgrid pv/wind/diesel/battery system: case study for rabat and Baghdad, EAI Endorsed Trans. Energy Web (2020) 1–10, doi: 10.4108/eai.13-7-2018.162692.

[45] O.H. Mohamed, Y.A. Benbouzid, Particle swarm optimization of a hybrid wind/tidal/pv/battery energy system. application to a remote area in Bretagne, France, Energy Procedia 162 (2019) 87–96, doi: 10.1016/j.egypro.2019.04.010.

[48] A. Maleki, M.A. Pourfayaz, R. Fathollah, Optimal operation of a grid-connected hybrid renewable energy system for residential applications, Sustainability (2017) 1–20, doi: 10.3390/su9081314.

[49] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V.G. Ganapathy, M. Mirtheri, A. Modiri-Delshad, Optimization of micro-grid system using MOPSO, Renew. Energy (117) (2014) 295–306, doi: 10.1016/j.renene.2014.05.006.

[50] S. Yusra, S.Z. Hermaga, Y. Erwin, Optimal cost valuation for renewable power plant using PSO in rural area, Int. J. Electr. Eng. Inform. 7 (14) (2015) 1–17, doi: 10.15676/ijeei.2015.7.4.6.

[51] A.A. Mostafa, Y.A. Almoataz, S.F.M, S.H.A. A, Considerations on optimal design of hybrid power generation systems using whale and sine cosine optimization algorithms, J. Electr. Syst. Inform. Technol. (2018) 1–16, doi: 10.1016/j.jesit.2018.03.004.

[52] S. Sudhir , M. Shivani , N. Chopra , Economic load dispatch using grey wolf optimization, Int. J. Eng. Res. Appl. 5 (4) (2015) 2248–9622.

- [53] MB. Eteiba, Shima. Barakat, MM. Samy, Wahba Wael Ismael, Optimization of an off- grid PV/biomass hybrid system with different battery technologies, *Sustain. Cities Soc.* (2020), doi: 10.1016/j.scs.2018.01.012.
- [54] MM Samy, HI Elkhoully, S. Barakat, Multi-objective optimization of hybrid renewable energy system based on biomass and fuel cells, *Int. J. Energy Res.* (2020) 1–17, doi: 10.1002/er.5815.
- [55] Mohamed Mahmoud Samy , Shima. Barakat , Hybrid invasive weed optimization –particle swarm optimization algorithm for biomass/PV micro-grid power system, in: *Proceedings of the 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Egypt, Tanta University, 2019 978-1-7281-5289-9/19.
- [56] MM Samy, Mohamed I. Mosaad, S. Barakat, Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique, *Int. J. Hydrogen Energy* (2020), doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.258.
- [57] Ahmad F. Tazay, M.M. Samy, Shima. Barakat, A Techno -economic feasibility analysis of an autonomous hybrid renewable energy sources for university building at Saudi Arabia, *J. Electr. Eng. Technol.* 15 (2020) 2519–2527, doi: 10.1007/s42835-020-00539-x.
- [58] Stavrakas V, Flamos A. A modular high-resolution demand-side management model to quantify benefits of demand-flexibility in the residential sector. *Energy Convers Manag* 2020; 205:112339. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112339>.
- [59] Tolulope O. Akinbulire, Peter Olabisi Oluseyi, Olubayo Moses Babatunde. Techno-economic and environmental evaluation of demand-side management techniques for rural electrification in Ibadan, Nigeria. *Int J Energy Environ Eng* 2014; 5: 375–385. DOI 10.1007/s40095-014-0132-2
- [60] M. M. Samy, M. I. Mosaad, M. F. El-Naggar and S. Barakat, Reliability Support of Undependable Grid Using Green Energy Systems: Economic Study. *IEEE Access* 2021;9: 14528-14539. [10.1109/ACCESS.2020.3048487](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3048487)
- [61] Sobhan Dorahaki, Rahman Dashti, Hamid Reza Shaker. Optimal energy management in the smart microgrid considering the electrical energy storage system and the demand-side energy efficiency program. *Journal of Energy Storage* 2020; 28: 101229.
- [62] Xiaonan Ding, Qun Guo, Tian Qiannan, Kittisak Jermsittiparsert. Economic and environmental assessment of multi-energy microgrids under a hybrid optimization technique. *Sustainable Cities and Society* 2021; 65: 102630.
- [63] Mala Ramesh & Rajeshwer Prasad Saini (2021): Demand Side Management based techno-economic performance analysis for a stand-alone hybrid renewable energy system of India, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, DOI: 10.1080/15567036.2020.1851820

- [64] Jitendra Kumar, B.V. Suryakiran, Ashu Verma, T.S. Bhatti. Analysis of techno-economic viability with demand response strategy of a grid-connected microgrid model for enhanced rural electrification in Uttar Pradesh state, India. *Energy* 2019; 178: 176-185
- [65] Mokhtara C, Negrou B, Settou N, Settou B, Samy MM, Design Optimization of Off-grid Hybrid Renewable Energy Systems Considering the Effects of Building Energy Performance and Climate Change: Case Study of Algeria, *Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119605>.
- [66] Mark Kipnetich Kiptoo, Oludamilare Bode Adewuyi, Mohammed Elsayed Lotfy, Tomonobu Senjyu, Paras Mandal and Mamdouh Abdel-Akher. Multi-Objective Optimal Capacity Planning for 100% Renewable Energy-Based Microgrid Incorporating Cost of Demand-Side Flexibility Management, *Appl. Sci.* 2019; 9:3855
- [67] Tazay Ahmad F., M. M. Samy, Shima Barakat. A Techno-Economic Feasibility Analysis of an Autonomous Hybrid Renewable Energy Sources for University Building at Saudi Arabia. *Journal of Electrical Engineering & Technology* 2020, 15:2519–2527. <https://doi.org/10.1007/s42835-020-00539-x>
- [68] S. Rajanna, R.P. Saini. Employing demand side management for selection of suitable scenario-wise isolated integrated renewal energy models in an Indian remote rural area. *Renewable Energy* 2016; 99: 1161-1180
- [69] USAID, Off-grid Solar Market Assessment-Cameroon, Power Africa Off-grid Project, 2019.
- [70] Muh, E., Amarab S., Tabet F., Sustainable energy policies in Cameroon: A holistic overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.049>
- [71] E. L. Molua and C. M Lambi, Climate, Hydrology and Water Resources in Cameroon, (2006). <https://www.researchgate.net/publication/266448446> (accessed May 31, 2021).
- [72] D. M. Pouillot, R. Grandadam, M. Boisier, P. Kamgang, B. Hervé, J.P. Rogier, C. Rousset, D. Paupy, Christophe, Evidence of Dengue Virus Transmission and Factors Associated with the Presence of Anti-Dengue Virus Antibodies in Humans in Three Major Towns in Cameroon. *PLoS neglected tropical diseases*, 2014, 8, e2950.
- [73] AEEP-Cameroun, «Aperçu du marché électrique au Cameroun,» 2013.
- [74] F.H. Abanda, M.B. Manjia, K.E. Enongene, J.H.M. Tah, C. Pettang, A feasibility study of a residential photovoltaic system in Cameroon. *Sustain. Energy Technol. Assessments*. 2016, 17 38–49.
- [75] Nsafon BEK, Butu HM, Owolabi AB, Roh JW, Suh D, Huh J. Integrating multi-criteria analysis with PDCA cycle for sustainable energy planning in Africa: Application to hybrid mini-grid system in Cameroon. *Sustain Energy Technol Assessments*, 2020, 37, 100628.
- [76] Eustace Mbaka Nfah. Evaluation of optimal photovoltaic hybrid systems for remote villages in Far North Cameroon. *Renewable Energy*, 2013, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.035>.

- [77] Nfah Eustace Mbaka, Ngundam John Mucho, Kenne Godpromesse. Economic evaluation of small-scale photovoltaic hybrid systems for mini-grid applications in far north Cameroon. *Renewable Energy*, 2010, <http://dx.doi:10.1016/j.renene.2010.03.005>.
- [78] E.M. Nfah, J.M. Ngundam, M. Vandenberg, J. Schmid. Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon. *Renewable Energy*, 2008, <http://dx.doi:10.1016/j.renene.2007.05.045>
- [79] Alphonse, S., Jacques, B., Kitmo, Djidimbele, R., Andre, P. and Cesar, K. (2021) Optimization PV/Batteries System: Application in Wouro Kessoum Village Ngaoundere Cameroon. *Journal of Power and Energy Engineering*, 9, 50-59. <https://doi.org/10.4236/jpee.2021.911003>
- [80] Falama, R.Z.; Welaji, F.N.; Dadjé, A.; Dumbrava, V.; Djongyang, N.; Salah, C.B.; Doka, S.Y. A Solution to the Problem of Electrical Load Shedding Using Hybrid PV/Battery/Grid-Connected System: The Case of Households' Energy Supply of the Northern Part of Cameroon. *Energies* **2021**, *14*, 2836. <https://doi.org/10.3390/en14102836>
- [81] Nasser Yimen, Oumarou Hamandjoda, Lucien Meva'a, Benoit Ndzana and Jean Nganhou. Analyzing of a Photovoltaic/Wind/Biogas/Pumped-Hydro Off-Grid Hybrid System for Rural Electrification in Sub-Saharan Africa—Case Study of Djoundé in Northern Cameroon. *Energies* **2018**, *11*, 2644; doi:10.3390/en11102644
- [82] Ruben Zieba Falama, Maxime Dawoua Kaoutoing, Fabrice Kwefeu Mbakop, Virgil Dumbrava, Saida Makloufi, Noel Djongyang, Chokri Ben Salah, Serge Yamigno Doka. A comparative study based on a techno-environmental-economic analysis of some hybrid grid-connected systems operating under electricity blackouts: A case study in Cameroon. *Energy Conversion and Management* **2022**, *251*, 114935; <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114935>.
- [83] Tamanjong Fru Fofang and Emmanuel Tanyi. Design and Simulation of Off-Grid Solar/Mini-Hydro Renewable Energy System using Homer Pro Software: Case of Muyuka Rural Community. *International Journal of Engineering Research & Technology*, 2020, *9*, 2278-0181.
- [84] Yaouba, Ruben Zieba Falama, Felix Ngangoum Welaji, Marcel Hamda Soulouknga, Fabrice Kwefeu Mbakop, and Abdouramani Dadjé. Optimal Decision-Making on Hybrid Off-Grid Energy Systems for Rural and Remote Areas Electrification in the Northern Cameroon. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, **2022**, *14*. <https://doi.org/10.1155/2022/5316520>.
- [85] Raphael Hermann Tonsie Djiela, Pascaline Tiam Kapen, Ghislain Tchuen. Techno-economic design and performance evaluation of Photovoltaic/Diesel/Batteries system through simulation of the energy flow using generated solar radiation data. *Energy Conversion and Management*, **2021**, *248*, 114772; <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114772>
- [86] Benyoh Emmanuel Kigha Nsafon, Abdulhameed Babatunde Owolabi, Hemen Mark Butu, Jong Wook Roh, Dongjun Suh, Jeung-Soo Huh. Optimization and sustainability analysis of PV/wind/diesel

- hybrid energy system for decentralized energy generation. *Energy Strategy Reviews*, 2020, 32 100570; <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100570>
- [87] B. Ai, H. Yang, H. Shen et X. Liao, «Computer-aided design of PV/wind hybrid system» *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1491-1512, 2003.
- [88] S. Diaf, B. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi et A. Louche, «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system» *Energy Policy*, vol. 35, pp. 5708-5718, 2007.
- [89] S. W. D. Turner , J. Y. Ng et S. Galelli , « Examining global electricity supply vulnerability to climate change using a high-fidelity hydropower dam model », *Science of The Total Environment*, t. 590-591, p. 663-675, 15 juil. 2017. doi :[10.1016/j.scitotenv.2017.03.022](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.03.022).
- [90] Muh Erasmus. A comparative assessment of hybrid renewable energy systems for sustainable rural electrification in cameroon. Master in Energy. TLEMCEN: Université de TLEMCEN, 2017.
- [91] Nathanael Dougier. Modélisation systémique pour l'optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques– Application aux micro-réseaux électriques isolés.. Génie des procédés. HESAM Université, 2022. Français. NNT : 2022HESAE002. tel-03635891
- [92] Oladeji, A.S., Akorede, M.F., Aliyu, S., Mohammed, A.A., and Salami, A.W. (2021) Simulation – Based Optimization of Hybrid Renewable Energy System for Off-Grid Rural Electrification. *Int. Journal of Renewable Energy Development*, 10(4), 667-686 <https://doi.org/10.14710/ijred.2021.31316>
- [93] Moghaddam, M.J.H., Kalam, A., Nowdeh, S.A., Ahmadi, A., Babanezhad, M., Saha, S. Optimal sizing and energy management of stand-alone hybrid photovoltaic/wind system based on hydrogen storage considering LOEE and LOLE reliability indices using flower pollination algorithm. *Renew. Energy* 135, 2019, 1412-1434.
- [94] Saber A. N, Shohreh N., Parvin B. S., Amirreza N., Zulkurnain A. M., Hesam K., Ali J.N. Multi-criteria optimal design of hybrid clean energy system with battery storage considering off- and on-grid application. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 290, 125808
- [95] Mohamed Mladjao Mouhammad Al Anfaf. Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges. Génie des procédés. Université de Lorraine, 2016. Français. NNT : 2016LORR0127. tel-01632282
- [96] S. Ashok, «Optimised model for community-based hybrid energy systems.,» *Renew Energy*, vol. 32, pp. 1155-1164, 2007.
- [97] D. Nelson, M. Nehrir et C. Wang, «Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel power generation systems,» *Renew Energy*, vol. 31, pp. 1641-1656, 2006.
- [98] M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin et T. Bose, «Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with wind turbine in a standalone renewable energy system based on hydrogen,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 727-742, 2003.

- [99] DGO4, «Energie+Efficacité énergétique des bâtiments tertiaires,» [En ligne]. Available: <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657>. [Accès le 05 05 2016].
- [100] H. Yang, L. Lu et J. Byrnett, «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong,» *Renew Energy*, vol. 28, pp. 1813-1824, 2003.
- [101] H. Yang, L. Lu et W. Zhou, «A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation systems,» *Solar Energy*, vol. 81, pp. 76-84, 2007.
- [102] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi et A. Louche, «Technical and economical assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica Island,» *Energy Policy*, vol. 36, pp. 743-754, 2008.
- [103] M. Deshmukh et S. Deshmukh, «Modelling of hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n°11, pp. 235-249, 2008.
- [104] Juan M. R., I. Jimenez-Vargas, P. P. Vergara, G. Osma-Pinto, J. Solano. Sizing of an autonomous microgrid considering droop control. *Electrical Power and Energy Systems*, 2022, 136, 107634.
- [105] W. Powell, «An analytical expression for the average output power of a wind machine,» *Solar Energy*, vol. 26, n°11, pp. 77-80, 1981.
- [106] S. Karaki, R. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n°13, pp. 766-772, 1999.
- [107] L. Lu, H. Yang et J. Burnett, «Investigation on wind power potential on Hong Kong Islands e an analysis of wind power and wind turbine characteristics,» *Renewable Energy*, vol. 27, pp. 1-12, 2002.
- [108] B. Borowy et Z. Salameh, «Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, n°13, pp. 482-488, 1994.
- [109] B. Borowy et Z. Salameh, «Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n°12, pp. 367-375, 1996.
- [110] F. Kanellos, A. I. Tsouchnikas et N. Hatziargyriou, «Micro-grid Simulation during Grid-Connected and Islanded Modes of Operation,» chez *International Conference on Power Systems Transients*, Montreal, Canada, 2005.
- [111] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui et L. Rahmani, «Modeling and Simulation of a Grid Connected PV System based on the Evaluation of Main PV Module Parameters,» *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 20 , n° 11, pp. 46-58 , 2012.
- [112] Z. Salam, K. Ishaque et H. Taheri, «An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System,» chez *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India* , New Delhi, 2010.

- [113] S. Astier, "Conversion photovoltaïque du rayonnement solaire à la cellule," Techniques de l'ingénieur, D 3 936 2008.
- [114] Lamine Chahal. Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique Renouvelable. Automatique / Robotique. Université Lille1, Sciences et Technologies, 2013. Français. tel-01731591
- [115] Eric Schiller le pompage photovoltaïque .Manuel de cours, Université d'Ottawa, Canada.
- [116] Zighed LILIA Etude de l'influence de nouveaux films antiréfléchissants sur la conversion photovoltaïque .Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie 2007.
- [117] Maleki A, Ameri M, Farshid K. Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV/wind/battery hybrid system. *Renew Energy* 2015; 80: 552-563. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.045>
- [118] Park J, Liang W, Choi J, El-Keib A, Shahidehpour M, Billinton R. A probabilistic reliability evaluation of a power system including solar/photovoltaic cell generator. In: *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE;2009.* p. 1-6.
- [119] Geem ZW. Size optimization for a hybrid photovoltaic & wind energy system. *Int J Electr Power Energy Syst* 2012;42:44851.
- [120] B. M.M.H. et A. M.A., «Sizing of a stand-alone photovoltaic power system at Dhaka,» *Renewable Energy*, vol. 28, n° 16, p. 929–938, 2003.
- [121] Kharrich M, Mohammed OH, Alshammari N, Akherraz M, Multi-objective optimization and the effect of the economic factors on the design of the Microgrid hybrid system, *Sustainable Cities and Society* (2020), doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102646>
- [122] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V. G. Ganapathy, M. Mirtheri et A. Modiri-Delshad, «Optimization of micro-grid system using MOPSO,» *Renewable Energy*, no. 117, pp. 295-306, 2014. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.006>
- [123] Rajvikram Madurai Elavarasan , Aritra Ghosh, Tapas K. Mallick, Apoorva Krishnamurthy and Meenal Saravanan. Investigations on Performance Enhancement Measures of the Bidirectional Converter in PV–Wind Interconnected Microgrid System. *Energies*, **2019**, 12, 2672.
- [124] Barakata S, Ibrahim H, Elbaset A. Multi-objective optimization of grid-connected PV-wind hybrid system considering reliability, cost, and environmental aspects. *Sustainable Cities and Society*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102178>
- [125] J. Peng, L. Lu, H. Yang. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **2013**, 19, 255–274.

Bibliographie et références

- [126] B. Ai, H. Yang, H. Shen et X. Liao, «Computer-aided design of PV/wind hybrid system,» *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1491-1512, 2003.
- [127] Masih, E., Furukakoi, s., Lotfy, M. ,, Yona, A., & Senjyu, T. (2017). Optimal Economical Sizing of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy System. *Journal of Energy and Power Engineering*, 11, 244-253. doi: 10.17265/1934-8975/ 2017.04.005.
- [128] R. Dufo-Loopez et J. Bernal-Agustin, «Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems,» *Renewable Energy*, vol. 33, p. 2559–2572, 2008.
- [129] M. Ashari et C. Nayar, «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic-diesel-battery hybrid power system,» *Solar Energy*, vol. 66, n° 11, p. 1–9, 1999.
- [130] V. Ganesan, *Internal combustion engines*, Tata McGraw Hill Education, 2012.
- [131] R. A. Messenger et J. Ventre, *Photovoltaic systems engineering*, Chapitre 7 : Stand-alone PV systems, 2nd edition., CRC Press, 2005.
- [132] «Consommation de certains produits électroménagers,» [En ligne]. Available: <http://eco-sapiens.com>
- [133] Anurag C., Mohd T. K., Ashish S., Tripathi, S.M. A., Suhail H., Taha S. U. Techno-economic assessment and environmental analysis of an optimal hybrid system under novel demand response scheme for a remote region of India. *Energy Reports*, 2022, 8, 284–291. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.05.200>
- [134] Engo J. Barriers related to the deployment of renewable energies in Cameroon and ways to strengthen policies. *Resour Environ Econ* 2019;1: 29–38. <https://doi.org/10.25082/ree.2019.01.004>.
- [135] Edouard Mboumboue, Donatien Njomo. Potential contribution of renewables to the improvement of living conditions of poor rural households in developing countries: Cameroon's case study. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;61: 266–279. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.003>
- [136] F.H. Abanda. Renewable energy sources in Cameroon: Potentials, benefits and enabling environment. *Renew Sustain Energy Rev* 2012; 16: 4557–4562. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.011>
- [137] Joseph Kenfack, Urbain Nzotcha, Joseph Voufo, Paul Salomon Ngohe-Ekam, Jean Calvin Nsangou, Blaise Bignom. Cameroon's hydropower potential and development under the vision of Central Africa power pool (CAPP): A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2021; 151: 111596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111596>
- [138] Tchouate, HPM. Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur d'électricité : Le cas du Cameroun. Thèse de Doctorat. Belgique: Université Catholique de Louvain; 2003.
- [139] Republic of Cameroon. Requiring funding projects document (RFPD). 2017. Yaoundé, Cameroon.

- [140] Olivry JC. Fleuves et rivières du Cameroun. Paris MESRES ORSTOM 9 no. 9; 1986.p. 780.
- [141] Omotayo O. J., Makbul A. M. Ramli, Yusuf A. Al-Turki. Optimal Design of a Hybrid PV Solar/Micro-Hydro/Diesel/Battery Energy System for a Remote Rural Village under Tropical Climate Conditions. *Electronics*, 2020, 9, 1491; doi: 10.3390/electronics9091491
- [142] Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Énergie, Plan Énergétique National, Janvier; 1990.
- [143] SIE-Cameroun. Système d'Information Énergétique du Cameroun. Rapport; 2010.
- [144] Tonsie Djiela, R.H., Tiam Kapen, P. & Tchuen, G. Wind energy of Cameroon by determining Weibull parameters: potential of an environmentally friendly energy. *Int. J. Environ. Sci. Technol.* **18**, 2251–2270 (2021). <https://doi.org/10.1007/s13762-020-02962-z>
- [145] Ngnikam Emmanuel. Renewable Energies in west Africa: Cameroon country chapter. gtz regional report; 2009.
- [146] Africa-EU Energy Partnership. Country Power Market Brief: Cameroon. Workshop Report, Yaounde; December 2014.
- [147] Anon, 2014. Vestas Wind Systems A/S, derived from International Energy Agency (IEA), the World Bank and Vestas data <https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cameroon/renewable-energy-potential>.
- [148] Nkongho Ayuketang Arreyndip, Ebobenow Joseph. Small 500 kW onshore wind farm project in Kribi, Cameroon: Sizing and checkers layout optimization model. *Energy Reports*, 2018, 4, 528–535. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.08.003>
- [149] Flora, F.M.I., Donatien, N., Tchinda, R. and Hamandjoda, O. (2021) Selection Wind Farm Sites Based on GIS Using a Boolean Method: Evaluation of the Case of Cameroon. *Journal of Power and Energy Engineering*, 9, 1-24. <https://doi.org/10.4236/jpee.2021.91001>
- [150] Wirba, A., Abubakar, A., Muhammad-sukki, F., and Karim, E. (2015). Renewable energy potentials in Cameroon : Prospects and challenges. *Renewable Energy*, 76, 560–565. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.083>
- [151] Tansi, BN. An assessment of Cameroon's renewable energy resource and prospect for a sustainable economic development. MSc thesis. Germany: Brandenburg Technical University; 2011.
- [152] NJOMO D. (1988) : Les solutions solaires aux besoins énergétiques prioritaires des populations rurales des pays en développement. *Revue de l'énergie*, vol.404, pp. 498-503
- [153] Mas'ud, A. A., Wirba, A. V., Firdaus, M.-S., Mas'ud, I. A., Munir, A. B., and Yunus, N. M. (2015). An assessment of renewable energy readiness in Africa : Case study of Nigeria and Cameroon. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 775–784. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.045>
- [154] (<http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>).

- [155] JEAN DIPAMA. Optimisation multi-objectif des systèmes énergétiques. Thèse Génie nucléaire, Université de Montréal, 2010.
- [156] S. Charfi, A. Atieh, M. Chaabenea, Optimal sizing of a hybrid solar energy system using particle swarm optimization algorithm based on cost and pollution Criteria, *Environ. Progr. Sustain. Energy* (2018), doi: 10.1002/ep.13055.
- [157] Mohammad Amin Vaziri Rad, Roghaye Ghasempour, Parisa Rahdan, Soroush Moosavi, Mehrdad Arastounia, Techno-economic analysis of a hybrid power system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, A case study in Iran, *Energy* (2019), <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116421>
- [158] Vendoti Suresh, Muralidhar M., R. Kiranmayi. Modelling and optimization of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification in a rural areas. *Energy Reports*, 2020, 6, 594–604. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.01.013>
- [159] Sanwar Hossain, Abu Jahid, Khondoker Ziaul Islam, Mohammed H. Alsharif and Fayzur Rahman. Multi-Objective Optimum Design of Hybrid Renewable Energy System for Sustainable Energy Supply to a Green Cellular Networks. *Sustainability*, 2020, 12, 3536.
- [160] Singh S et al., Capacity optimization of grid connected solar/fuel cell energy system using hybrid ABC-PSO algorithm, *International Journal of Hydrogen Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.018>
- [161] N. Razali et A. Hashim, «Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming,» chez 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), Shah Alam, 2010.
- [162] T. Givler et P. Lilienthal, «Using HOMER Software, NREL’s Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems, Case Study: Sri Lanka,» National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2005.
- [163] E. Zoulias et N. Lymberopoulos, «Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems,» *Renewable Energy*, vol. 32, n° 14, p. 680–696, 2007.
- [164] S. Rehman, I. El-Amin, F. Ahmad, S. Shaahid, A. Al-Shehri, J. Bakhshwain et A. Shash, «Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, n° 14, p. 635–653, 2007.
- [165] W. Isherwood, J. Smith, S. Aceves, G. Berry, W. Clark, R. Johnson, D. Deben, D. Goering et R. Seifert, «Remote power systems with advanced storage technologies for Alaskan villages,» *Energy*, vol. 25, n° 110, p. 1005–1020, 2000.

- [166] K. Mousa, H. AlZu'bi et A. Diabat, «Design of a hybrid solar–wind power plant using optimization,» chez Second International Conference on Engineering Systems Management and Its Applications (ICESMA), Sharjah, 2010.
- [167] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier et G. Fontès, «Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model,» International Journal of Hydrogen Energy, vol. 35, n° 18, p. 3322–3332, 2010.
- [168] E. Mazhari, J. Zhao, N. Celik, S. Lee, Y.-J. Son et L. Head, «Hybrid simulation and optimization-based design and operation of integrated photovoltaic generation, storage units, and grid,» Simulation Modelling Practice and Theory, vol. 19, n° 11, p. 463–481, 2011.
- [169] A. Akella, M. Sharma et R. Saini, «Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 11, n° 15, p. 894–908, 2007.
- [170] W. He, «A simulation module for wind-diesel systems with multiple units,» chez International Conference on Renewable Energy - Clean Power 2001, London, 1993.
- [171] R. Belfkira, G. Barakat, T. Nicolas et C. Nichita, «Design study and optimization of a grid independent wind/PV/Diesel system,» chez 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09, Barcelona, 2009.
- [172] P. Berberri, S. Thodhorjani et R. Aleti, «Integration and optimization of alternative sources of energy in a remote region,» chez Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium. 8th International Symposium on ELECTROMOTION., Lille, 2009.
- [173] W. Schmitt, «Modeling and simulation of photovoltaic hybrid energy systems-optimization of sizing and control,» chez Photovoltaic Specialists Conference. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002.
- [174] S. Malinchik, A. Roberts et S. Fierro, «Geo-Spatial resource analysis and optimization of investment strategies for renewable energy,» chez IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES), Waltham, 2010.
- [175] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín et F. Mendoza, «Design and economical analysis of hybrid PV–wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen,» Energy Policy, vol. 37, n° 18, p. 3082–3095, 2009.
- [176] G. Krajacic, N. Duic et M. Carvalho, «H2RES, Energy planning tool for island energysystems – the case of the Island of Mljet,» International Journal of Hydrogen Energy, vol. 34, n° 116, p. 7015–7026, 2009.
- [177] T. Markvart, «Sizing of hybrid PV–wind energy systems,» Solar Energy, vol. 59, n° 14, p. 277–281, 1996.

- [178] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° %13, pp. 766 - 772, 1999.
- [179] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic production costing of diesel-wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, n° %13, pp. 284 - 289, 2000.
- [180] G. M. Tina et S. Gagliano, «Probabilistic modelling of hybrid solar/wind power system with solar tracking system,» *Renewable Energy*, vol. 36, n° %16, p. 1719–1727, 2011.
- [181] A. Gupta, R. Saini et M. Sharma, «Steady-state modeling of hybrid energy system for off grid electrification of cluster of villages,» *Renewable Energy*, vol. 35, n° %11, p. 520–535, 2010.
- [182] Y. Makarov, P. Du, M. Meyer, C. Jin et H. Illian, «Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, n° %11, pp. 34-40, 2012.
- [183] J. Kaldellis, D. Zafirakis et K. Kavadias, «Minimum cost solution of wind–photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers,» *Energy Policy*, vol. 42, p. 105–117, 2012.
- [184] P. G. Nikhil et D. Subhakar, «Sizing and Parametric Analysis of a Stand-Alone Photovoltaic Power Plant,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, n° %12, pp. 776 - 784, 2013.
- [185] L. Xu, X. Ruan, C. Mao et B. Zhang, «An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n° %13, pp. 774 - 785, 2013.
- [186] Seyedali Mirjalili , SCA: A Sine Cosine Algorithm for Solving Optimization Problems, *Knowledge-Based Systems* (2016), doi: [10.1016/j.knosys.2015.12.022](https://doi.org/10.1016/j.knosys.2015.12.022)
- [187] O.H. Mohamed, Y.A. Benbouzid, Particle swarm optimization of a hybrid wind/tidal/pv/battery energy system. application to a remote area in Bretagne, France, *Energy Procedia* 162 (2019) 87–96, doi: [10.1016/j.egypro.2019.04.010](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.010)
- [188] Fariborz Mansouri Kouhestani, James Byrne, Daniel Johnson, Locke Spencer, Bryson Brown, Paul Hazendonk, Jeremy Scott, Multi-criteria PSO-based optimal design of grid-connected hybrid renewable energy systems, *Int. J. Green Energy* (2020), doi: [10.1080/15435075.2020.1779072](https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1779072).
- [189] A. Maleki, H. Hafeznia, M. Rosen, F. Pourfayaz, Optimization of a grid-connected hybrid solar-wind-hydrogen CHP system for residential applications by efficient metaheuristic approaches, *Appl. Therm. Eng.* (1123) (2017) 1263–1277 <http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.100>.
- [190] S. Mirjalili, M.M. Seyed, A. Lewis, Grey wolf optimization, *Adv. Eng. Softw.* (69) (2014) 46–61 <http://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2013.12.007>.

- [191] O. Nadjemia, T. Nacera, A. Hamidatb and H. Salhia, "Optimal hybrid PV/wind energy system sizing: Application of cuckoo search algorithm for Algerian dairy farms," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1-14, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.038>.
- [192] Ramezanzade M., Saebi J., Karimi H., Mostafaeipour A. A new hybrid decision-making framework to rank power supply systems for government organizations: A real case study. *Sustain Energy Technol Assessments*, 2020, 41, 100779
- [193] Jitendra Kumar, B.V. Suryakiran, Ashu Verma, T.S. Bhatti. Analysis of techno-economic viability with demand response strategy of a grid-connected microgrid model for enhanced rural electrification in Uttar Pradesh state, India. *Energy* 2019; 178: 176-185
- [194] Renesola 260-Watt Virtus II Monocrystalline solar panel at <http://www.windsoleil.com>. . (Accessed on 22 January 2021)
- [195] Aeolos-H 1kW wind turbine available at <http://www.windturbinestar.com>. Accessed on 22 January 2021)
- [196] OPZS-Hawker: TLS3 lead-acid battery available at <http://www.hawker-batteries.com>. (Accessed on 22 January 2021)
- [197] Generic: 1200CH inverters available at <http://www.generic.com>. . (Accessed on 22 January 2021)
- [198] JLT 5000S available at <https://pgtbd.com/4kW-5kVA-single-phase-generator> Accessed on 22 January 2021)
- [199] H. BORHANAZAD, "TECHNO ECONOMIC ANALYSIS OF STAND-ALONE HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEM," KUALA LUMPUR, 2013
- [200] D. Coppitters, W. De Paepe, and F. Contino, "Surrogate-assisted robust design optimization and global sensitivity analysis of a directly coupled photovoltaic-electrolyzer system under techno-economic uncertainty," *Applied Energy*, vol. 248, pp. 310-320, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.101>
- [201] S. R. Santosh and A. Rajesh, "Economic and Reliability Evaluation of Hybrid Photovoltaic Energy Systems for Rural Electrification," *INTERNATIONAL JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY RESEARCH*, vol. 9, no. 1, pp. 516-525, 2019.
- [202] S. Yashwant, S. Gupta and K. B. Aashish, "Socio-techno-economic design of hybrid renewable energy system using optimization techniques," *Renewable Energy*, no. 119, pp. 459-472, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.058>.
- [203] F. Flora, N. Donatien, R. Tchinda et O. Hamandjoda, «Impact of Sustainable Electricity for Cameroonian Population through Energy Efficiency and Renewable Energies.». *Journal of Power and Energy Engineering*, 2019, 7, pp. 11-51.

Bibliographie et références

- [204] Aziz, A.S.; Tajuddin, M.F.N.; Adzman, M.R.; Azmi, A.; Ramli, M.A.M. Optimization and sensitivity analysis of standalone hybrid energy systems for rural electrification: A case study of Iraq. *Renew. Energy* **2019**, *138*, 775–792.
- [205] Anjali Dharme, Ashok Ghatol. Demand Side Management Quality Index for Assessment of DSM Programs. *PSCE 2006*, 1718-1721.
- [206] Programme National Développement (PND), Rapport National Du Tchad, 2015.
- [207] African Development Bank, Nigeria Electrification Project(Appraisal Report), 2018.
- [208] Presidential decret N° 2017-796/PRN/ME of 6th October 2017 on the establishment of a price list for electricity in Niger.
- [209] Note de service N° 0729/10/SBEE/DG/DCC sur les nouveaux tarifs d'Électricité de 2010.

ANNEXE

Annexe A : Quelques images de la descente sur le terrain

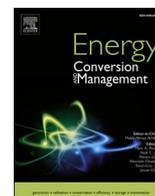


Images de la descente sur le terrain [Source : DJEUDJO TEMENE H.]

Annexe B

Liste des Publications issues de la thèse

- 1) DJEUDJO TEMENE Hermann, NJOMO Donatien, TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA René. Techno-economic and environmental feasibility study with demand-side management of photovoltaic/wind/hydroelectricity/battery/diesel: a case study in Sub-Saharan Africa. *Energy Conversion and Management*, 2022, 258, 115494
- 2) DJEUDJO TEMENE Hermann , TALLA KONCHOU Franck Armel ,TCHINDA Rene , NJOMO Donatien , Consideration of some Optimization Techniques to Design a Hybrid Energy System for a building in Cameroon, *Energy and Built Environment* (2022), doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.01.007>
- 3) DJEUDJO TEMENE Hermann, NJOMO Donatien, TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA René. A Feasibility Study Of An On-Grid PV/Wind/Battery/Diesel For Residential Buildings Under Various Climates In Cameroon. *Energy Technology*, 2021, 9, 2100615.



Techno-economic and environmental feasibility study with demand-side management of photovoltaic/wind/hydroelectricity/battery/diesel: A case study in Sub-Saharan Africa

Djeudjo Temene Hermann^{a,*}, Njomo Donatien^a, Talla Konchou Franck Armel^{a,b,*}, Tchinda René^b

^a Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, University of Yaounde I, P.O Box 812, Yaounde, Cameroon

^b Department of Energetic, Environment and Thermal Engineering, UR-ISIE, University Institute of Technology Fotso Victor, University of Dschang, P.O Box 134, Bandjoun, Cameroon

ARTICLE INFO

Keywords:

Multi-objective particle swarm optimization
Demand-side management
Loss of power supply probability
Cost of energy
Diesel contribution factor
Total emission

ABSTRACT

This paper presents an optimal design and selection made on four energy systems or configurations with criteria Loss of Power Supply Probability, Cost of Energy, Total Emission and the Diesel Contribution Factor using a Multi-objective Particle Swarm Optimization technique; for some rural communities selected from five different countries in the Sub-Saharan Africa region. These communities include BOGO, BOGOMORO, DANTIKA, GARALI and KASSOUALA. Energy conservation demand-side management strategy is also applied in this study. The results obtained reveal that considerable savings are made with the demand-side management strategy and that Configuration 1 with demand-side management is the best energy system for the communities of BOGO, GARALI and KASSOUALA; Configuration 2 with demand-side management is the best energy system for the communities of DANTIKA and BOGOMORO. For the case of BOGO, the best configuration consists of 196 solar panels, 10 wind turbines, 1 micro hydro generator, 1.5 days of storage system autonomy and 1 diesel generator with Cost of Energy 0.096 \$/kWh, 15080.47 kg of Total Emission and 0.0002% of Diesel Contribution Factor. In DANTIKA, the best configuration 174 solar panels, 9 wind turbines, 1 micro hydro generator, 1.3 days of storage system autonomy with Cost of Energy 0.088 \$/kWh and 10524.474 kg of Total Emission. Moreover, the results of this study can provide a good framework in the development of Hybrid renewable energy systems to solve the problem of energy deficit in poor rural communities.

1. Introduction

Rural electrification is nowadays one of major concern in many countries, especially in the Sub-Saharan region of Africa where forecasts by the World Bank show that by 2030, nine out of ten people will still not have access to electricity [1]. This is because access to electricity in rural areas in this region of Africa is still below 50%: 14% in Cameroon [2], 8% in Niger [3], 39% in Nigeria [4], less than 10% in Chad and Benin [5]. Even though, these countries have been blessed with renewable energy resources notably solar energy resource, rural communities usually make use diesel generator for their basic electricity needs such as medical facilities, schools, grinding mills and so on. It has been proven by many researchers that the prolong use of diesel generator has a

negative effects on the environment (emission of greenhouse gases) and very expensive especially for the rural populations [6].

1.1. Motivation

The development of renewable energy resources remains the best option to help rural populations to have access to clean and reliable electricity. The best way to develop these sources is by combining them in a Hybrid renewable energy system (HRES); this mainly due to the intermittent nature of most renewable resources as they all depend on weather conditions [7]. The main features on which the establishment of a HRES is based include reliability, low cost of energy and regulations of different distributed generator units output voltage and current [8].

* Corresponding authors at: Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, University of Yaounde I, P.O Box 812, Yaounde, Cameroon.

E-mail addresses: djeudjotemenehermann@gmail.com (D. Temene Hermann), tkfarmel@yahoo.fr (T. Konchou Franck Armel).

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115494>

Received 1 January 2022; Received in revised form 8 March 2022; Accepted 11 March 2022

0196-8904/© 2022 Elsevier Ltd. All rights reserved.

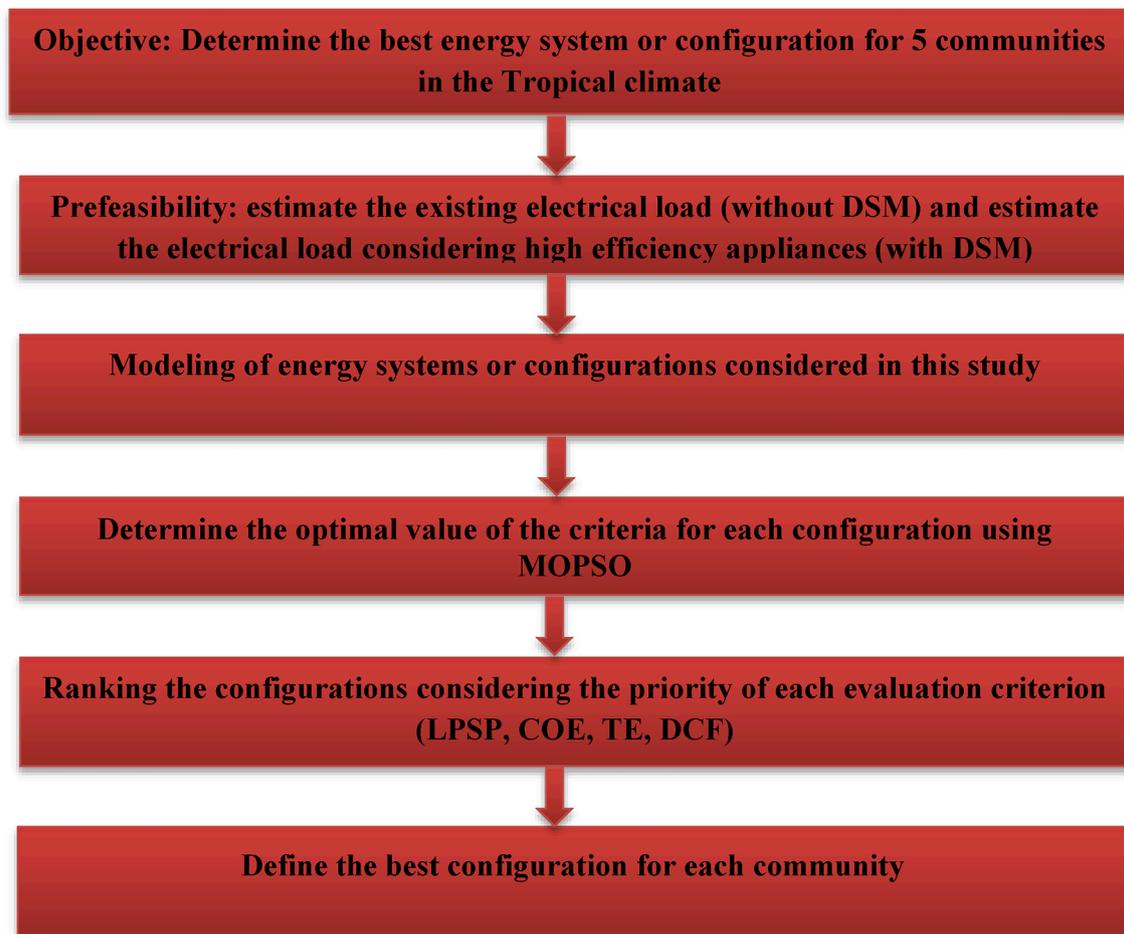


Fig. 1. Flowchart of the proposed methodology.

Table 1
Geographical coordinates of studied sites.

Village	Country	Altitude (m)	Latitude	Longitude	Interest rate (%)	Inflation rate (%)
BOGO	Cameroon	302	11.3° N	15.017° E	3.25	2.39
BOGOMORO	Chad	330	10.809° N	15.994° E	3.25	3.5
DANTIKA	Nigeria	372	13.361° N	6.67° E	11.24	17.38
GARA-ALI	Niger	372	13.308° N	6.682° E	4	3.9
KASSOUALA	Benin	305	8.915° N	2.72° E	4	2.7

Furthermore, this HRES can also be designed taking different demand side management (DSM) schemes into consideration.

1.2. Literature survey and research gaps

Demand side management (DSM) schemes are such activities carried out to influence either the quantity or time pattern of energy consumption in ways to increase customer satisfaction and modify or reduce end-users' energy demand [8]. The various DSM schemes include [9]: Energy Efficiency DSM (reducing demand through more efficient processes, building or appliances), Load Control DSM (through changing of load pattern and less demand encouragement during peak periods), Price Responsive DSM and Educational DSM. In this regard, many researchers have worked on the implementation of DSM schemes in the design of HRES. Samy et al. designed a cost effective grid-tied green energy system using multi-objective Particle Swarm Optimization (MOPSO) technique in Qesm Remanah in Egypt considering Loss of Power Supply Probability (LPSP), the Cost of Energy (COE), and the System Surplus Energy Rates (SSER) as objective functions for various

percentages of grid availability (GA). Results showed that for a value of SSER of 0.33%, the system design for solving the grid unavailability consists of 12 solar panels, one wind turbines, and 1420 batteries with COE of 0.145\$/kWh and Total net present cost (TNPC) of 3,699,800 \$ [10]. Samy et al. also used MOPSO to size a green energy system based on biomass and fuel cells from an economical perspective; the optimum system was made of two biomass gensets, 31 fuel cells, 65 electrolyzers, and 186 hydrogen (H₂) tanks with a Net present cost (NPC) of \$ 2 314 842, COE of 0.335\$/kWh at an LPSP of 1.929% [11]. Sobhan et al. proposed an optimal energy management program (EMP) model associated with Electrical Energy Storage Systems (EESSs) and Energy Efficiency Programs (EEPs) taking into consideration the investment rate of EEPs while solving optimal energy management problem. The results of different scenarios confirm that the EEPs and EESSs are effective programs for the smart MGs energy management [12]. Xiaonan et al. proposed a hybrid robust optimization strategy modeled as the mixed-integer linear programming (MILP) for optimal scheduling of a multi-carrier microgrids (MCMGs) with the main objective to minimize the total energy cost of the MCMG and decrease CO₂ emission rates; the role

Table 2
Various load sectors with their respective power ratings.

Load Sectors	Components	Appliances	Power rating (W)		Number in use		
			LIHR	HILR			
Residential	Household	Palor and external lighting (Rooms (4) + kitchen + Toilet) lighting	75	30	2*300 = 600		
		Radio	16	4	6*300 = 1800		
		Stereo speaker	45	20	300		
		TV	80	40	300		
		Phone charger	100	32	300		
		Refrigerator	4	4	3*300 = 900		
		Lighting	300	100	300		
		Lighting	16	4	2*157 = 314		
		Education (Nusery, Primary and Secondary Schools)	Classrooms	Internal Lighting	16	4	59
				External lighting	75	30	59
Desktops	120			60	15		
Printers	60			60	5		
Offices	Radio charger		5	5	44		
	Photocopying machine		150	60	5		
	Health		Wards	Lighting	16	4	312
				Offices	Lighting	16	4
Commercial	Small businesses (50 shops)	Microscope	30	15	26		
		Fridge	160	80	13		
		Electric heater	1000	1000	13		
		Radio charger	5	5	26		
		Flour mills	5000	1000	05		
		Internal lighting	16	4	50		
		External lighting	75	30	50		

Table 3
Hourly load demand with and without demand-side management.

Time interval (Hours)	Electrical energy consumed (kWh)		Energy savings (kWh)
	Without DSM (LIHR)	With DSM (HILR)	
00:00–01:00	101.913	34.162	67.751
01:00–02:00	101.913	34.162	67.751
02:00–03:00	101.913	34.162	67.751
03:00–04:00	101.913	34.162	67.751
04:00–05:00	101.913	34.162	67.751
05:00–06:00	101.913	34.162	67.751
06:00–07:00	101.913	34.162	67.751
07:00–08:00	111.248	45.762	65.486
08:00–09:00	136.568	51.052	85.516
09:00–10:00	144.47	50.02	94.45
10:00–11:00	144.76	49.98	94.78
11:00–12:00	143.23	49.29	93.94
12:00–13:00	105.93	37.39	68.54
13:00–14:00	105.92	37.38	68.54
14:00–15:00	105.71	37.17	68.54
15:00–16:00	105.71	37.17	68.54
16:00–17:00	105.71	37.17	68.54
17:00–18:00	105.58	37.04	68.54
18:00–19:00	212.663	76.662	136.001
19:00–20:00	207.863	74.862	133.001
20:00–21:00	183.863	65.862	118.001
21:00–22:00	179.313	64.162	115.151
22:00–23:00	179.313	64.162	115.151
23:00–00:00	179.313	64.162	115.151
Total	3170.555	1118.43	2052.125

of the electric vehicle parking lots and a day-ahead load shifting program demand response (DR) is considered in improving the economic performance of the MCMG in energy markets. The results obtained showed that the total energy cost of the MCMG and the emission cost are

decreased by up to 3.51 %, and 2.36 %, in the presence of the electric vehicle, multi-carrier energy storage, and DR programs [13]. Samy et al. applied a Hybrid Firefly and Harmony Search optimization technique (HFA/HS) to design a hybrid energy system to feed the load of a tourist resort in Hurghada, Egypt; results showed that the optimal system for solving the grid unavailability consisted of 8 solar panels, 2 wind turbines, 20 fuel cells, 41 electrolyzers, and 118 hydrogen tanks. Moreover, the volume of exchange with the grid reached 4 GW of purchase and 3 GW of sale [14]. Ramesh and Saini proposed DSM-based techno-economic analysis under Load Following (LF), Cycle Charging (CC), and Combined Dispatch (CD) strategies with Lead Acid (LA) and Lithium-Ion (Li-Ion) batteries for the optimal design of a HRES in Karnataka, India using Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER). From the results obtained, it is observed that the Li-Ion battery-based Photovoltaic (PV)/Micro Hydro Power (MHP)/battery (BT) HRES under CD strategy gives the optimal solution. The corresponding NPC and COE are found to be as \$3,14,079 and 0.103 \$/kWh, respectively and the implementation of DSM saves 33% in NPC and 0.003 \$/kWh in COE, respectively [15]. Kumar et al. worked on the optimal sizing of a grid-connected integrated renewable energy system (IRES) for an Indian village Jalalabad using HOMER, considering a demand response strategy for load shifting and four different cases obtained by varying the fraction (β_{NELS}) of non-essential load shifting. The results showed that the Levelized Cost of Electricity (LCOE) with the strategy of demand response and optimal resource management under which $\beta_{NELS} = 0.25$ is reduced Rs. 11.23/kWh and Rs. 8.36/kWh with the grid tariff Rs.10/kWh and Rs.6/kWh respectively and the and TNPC of $Rs.1.99 \times 10^7$ and $Rs.1.48 \times 10^7$ respectively [16]. Mokhtara et al. optimally designed a HRES consisting of diesel/Photovoltaic (PV)/wind(WT)/battery using Particle Swarm Optimization (PSO) and considering high-performance and low-performance buildings for seven villages in Algeria. The best HRES in Biskra and Tamenrast, included PV-Battery (100 % renewable energy) and a COE of 0.21 \$/kWh for high-performance buildings [17]. Kiptoo et al. investigated the prospects of interlinking short-term flexibility value into long-term capacity planning towards achieving a microgrid with a high renewable energy fraction. A critical peak and time-ahead dynamic pricing demand response programs (DRP) were compared for effective demand-side flexibility management considering the simultaneous minimization of the LPSP index and total life-cycle costs using MOPSO. The results showed that the inclusion of forecast-based DRP resulted in significant investment cost savings due to reduced system component sizing [18]. Samy et al. studied three HRES configurations consisting of solar PV/WT/Fuel Cell (FC), using Firefly Algorithm. Results showed that solar Photovoltaic/Wind/Fuel Cell configuration was the best with a LCOE of 0.47 \$/kWh [19]. Tazay et al. designed a HRES for an autonomous college's building University in the Kingdom of Saudi Arabia using three optimization techniques including the cultural algorithm, the Jaya algorithm and PSO. Results showed that the hydrogen energy system reduced the support of the economic and the ecological factors for the HRES comparing with other resources and that PV system considerably influenced on the economic aspects of the HRES [20]. Rajanna and Saini worked on the optimal sizing of an integrated renewable energy system for four zones in Karnataka state of India. Three scenarios are considered: high investment with low (HILR) rating appliances, medium investment with moderate (MIMR) rating appliances, and low investment with high (LIHR) rating appliances. Simulations was done using genetic algorithm (GA) and PSO considering scenarios with and without DSM and results showed that the scenario of HILR with DSM strategy is found to have minimum TNPC and COE for zone 1 and zone 2, while scenario of MIMR with DSM for zone 3 and LIHR with DSM for zone 4 are found to have least TNPC and COE [21].

From the literature review, it is observed that:

- Diesel generator remains the main electricity source in developing countries especially in the rural zones in times of power shortages.

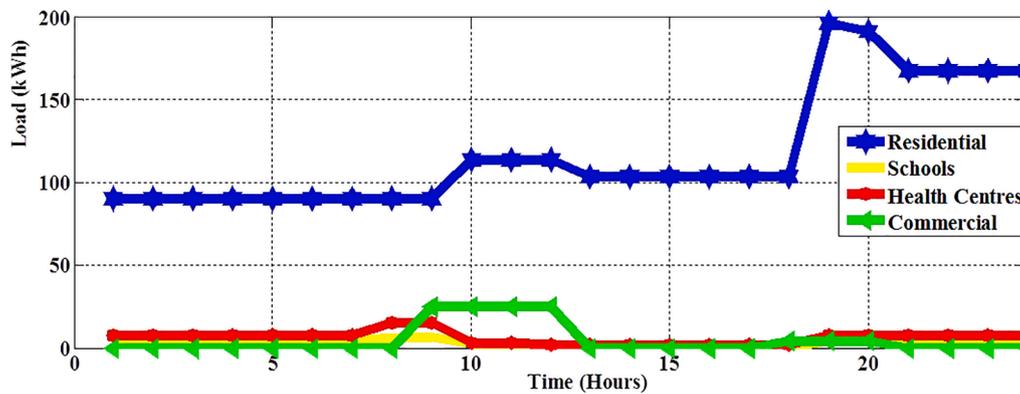


Fig. 2. Daily load profile for every sector without demand-side management.

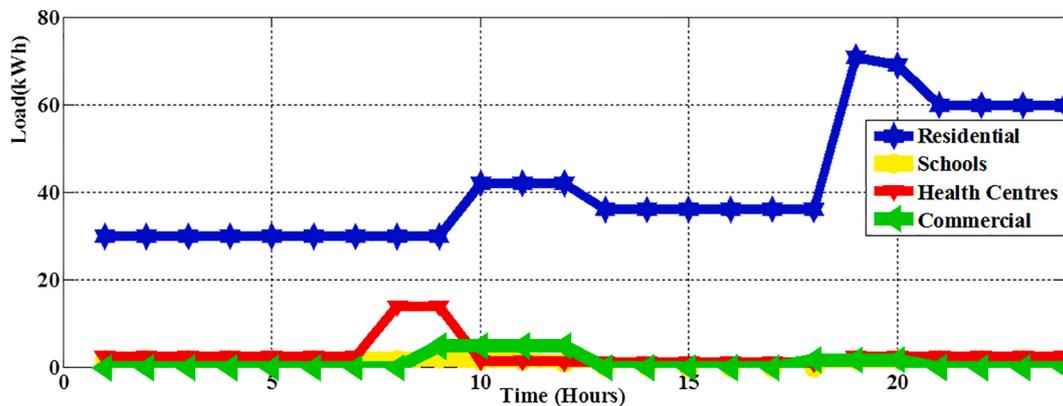


Fig. 3. Daily load profile for every sector with demand-side management.

Table 4
Configurations considered.

System configuration	System components
Configuration 1	PV/WT/MHG/BSS/DG
Configuration 2	PV/WT/BSS/MHG
Configuration 3	PV/WT/BSS/DG
Configuration 4	DG

This is very costly in the long-term and very harmful to the environment. With the availability of more than one renewable energy source, it is possible to have a better alternative than DG.

- Most researches opted for HOMER as optimization tool and in this HOMER, it is difficult to have constraints other than those already present in the software. This limits the users from working on new constraints.
- Very few researches have used *meta*-heuristic optimization techniques Particle Swarm Optimization of which they consider a single objective only, generally the NPC of the system.
- Most researchers who worked on DSM strategies based their study on load shifting and peak clipping strategies; very few worked on energy efficiency or conservation strategy.
- Most studies were carried out in the other parts of the world especially in the Asia (India) but few in the Sub-Saharan Africa. Moreover, these studies were done in a single country implying that the results obtained could not be generalized to other countries.
- Most studies only considered greenhouse gas emissions during the system operation not taking into account the polluting nature of some components during their manufacturing process.

1.3. Objective and contributions

From the aforementioned shortcomings in the literature, the main contributions of this work are as follows:

- (1) Modeling and optimizing of three HRES including Photovoltaic panel, Wind Turbine, Micro hydro generator, Battery Storage System (BSS) and Diesel generator (DG). This is done for five (05) rural communities in Tropical climate chosen in five Sub-Saharan African countries: BOGO in Cameroon, BOGOMORO in Chad, DANTIKA in Nigeria, GARA-ALI in Niger and KASSOUALA in Benin.
- (2) The DSM strategy considered in this study is the energy efficiency or conservation based on the HILR rating appliances and LIHR rating appliances. A comparison will be done between the two cases for the best configurations.
- (3) Four objective functions including LPSP, COE, Total Emission (TE) and Diesel contribution Factor (DCF) are considered in this study in optimizing the various configurations. The optimization problem is solved in using the Multi-objective Particle Swarm Optimization (MOPSO) technique.
- (4) Show the economic and environmental benefits of the best systems by comparing the values of the COE and TE obtained to the current values of COE and TE in the countries where this study is made. A sensitivity analysis of the best configurations in each community to study the effect of the increase in the number of households on the COE and the TE.

The present work could be generalized to other rural villages in any location to facilitate the decision-making on the most cost-effective, reliable and environmental hybrid system. Moreover, the results of

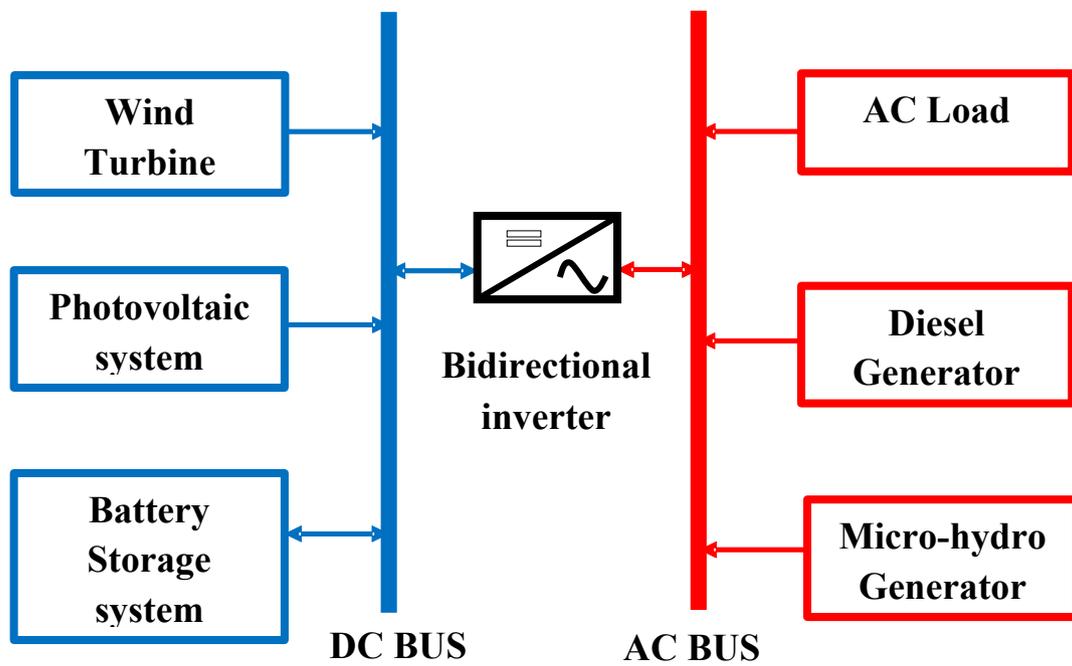


Fig. 4. Schematic representation of proposed configurations.

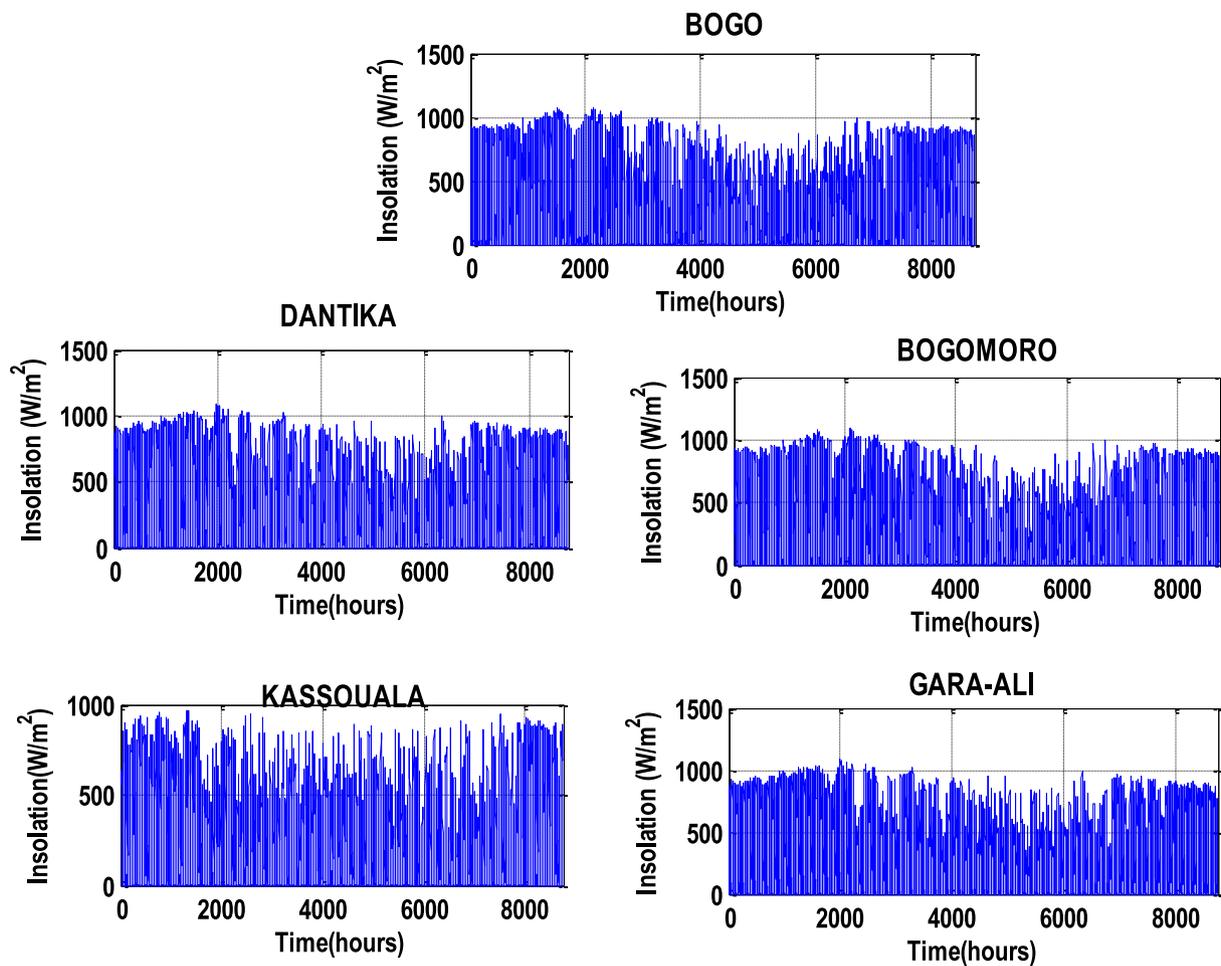


Fig. 5. Hourly insolation of the chosen sites.

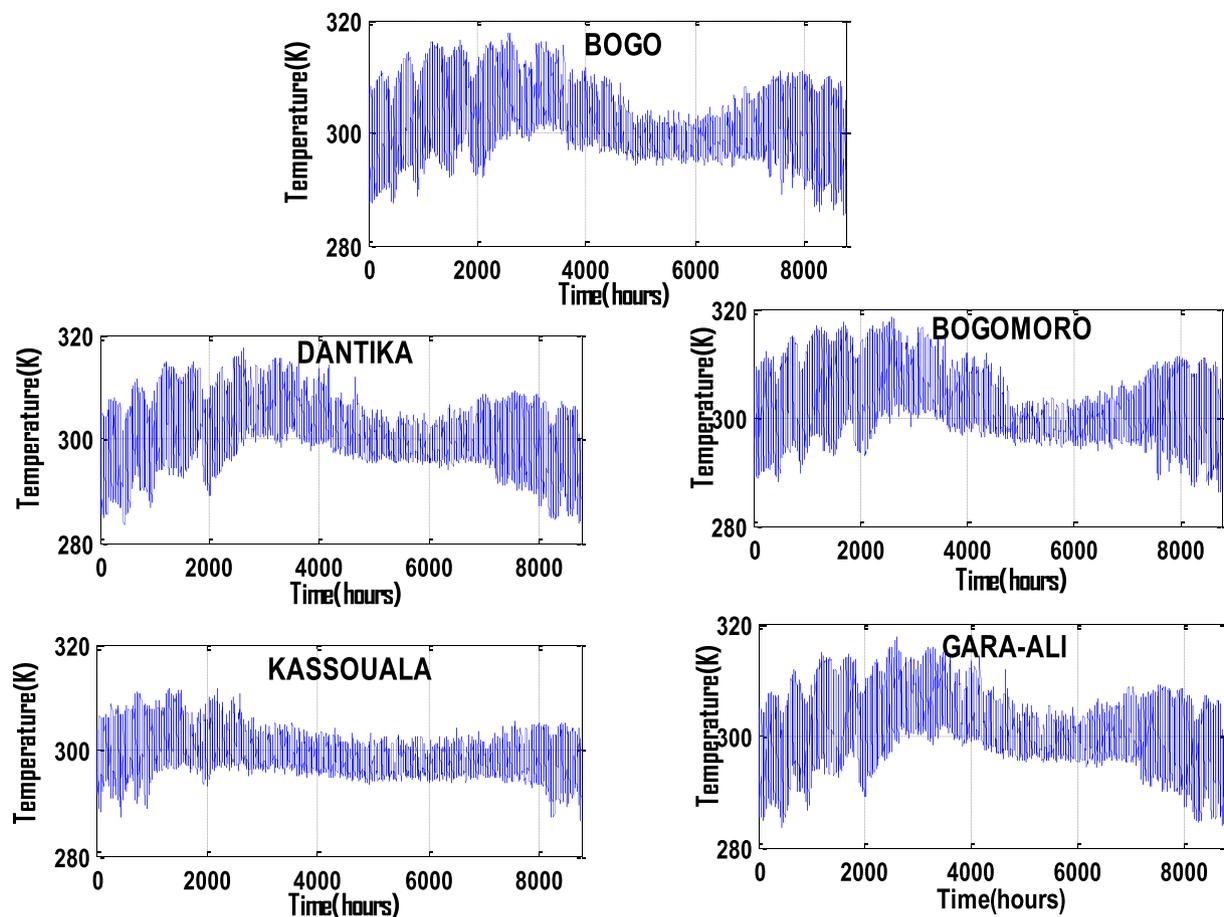


Fig. 6. Hourly ambient temperature of the chosen sites.

this study can provide a good framework in the development of Hybrid renewable energy systems to solve the problem of energy deficit in poor rural communities.

2. Methods

In this research, a multi-objective optimization of HRES to meet the energy needs of five rural communities chosen in five countries of the Sub-Saharan Africa region is carried out. Four energy systems are in this study with three of them being HRES and the fourth one is made of diesel generator only. The hourly energy demand of every activity sector (education, residential, health, commercial) is defined based on the current electrical appliances existing in these communities i.e low investment with high (LIHR) rating appliances; then a new hourly energy demand profile which considers low energy consuming appliances i.e high investment with low (HILR) rating appliances is defined. A detail analysis of the two cases of energy demand profile is made and the best system selected based on a ranking scheme. The multi-objective problem is solved using MOPSO and four objective functions or evaluation criteria including LPSP, COE, TE and DCF are considered. Fig. 1 shows the various steps applied in this research.

2.1. Background of the study area

In this study, five (05) rural communities are chosen from five (05) countries in the Sub-Saharan Africa region. These include: BOGO in Cameroon, BOGOMORO in Chad, DANTIKA in Nigeria, GARA-ALI in Niger and KASSOUALA in Benin. The geographical coordinates and some economic parameters (interest rate and inflation rate) of these chosen sites are given in the Table 1. The feature common to all these

communities is the climate since they all have the Tropical climate. Another thing common to these chosen communities is the fact that they do not have access to reliable and sustainable electricity even with the great renewable energy potential they possess.

2.2. Load assessment

The present electrical load in these studied areas are made of appliances such as incandescent lamps (IL), compact fluorescent lamps (CFL), inefficient refrigerator, inefficient radio and cathode ray tube television (TV) set i.e low investment with high (LIHR) rating appliances [21]. The main reason for the present appliances is the low life standard of the various populations which does not permit them to afford highly efficient appliances. Unfortunately, any new HRES project in such communities does not consider the replacement of these inefficient appliances with more efficient ones. In this study, a scenario where all these inefficient appliances are replaced by the high investment with low (HILR) rating appliances such as light emitting diode (LED), liquid crystal diode (LCD) TV, highly efficient radio and refrigerator, to increase the performance of the HRES. This means that the DSM applied in this study is the energy efficiency or conservation strategy. The load is divided into residential (300 households), education, health and commercial. Table 2 depicts the various load sectors and the electrical appliances with their number in use. Table 3 depicts the hourly energy consumption without and with DSM and the energy savings made from the adopted strategy. Figs. 2 and 3 depict the hourly load for various sectors.

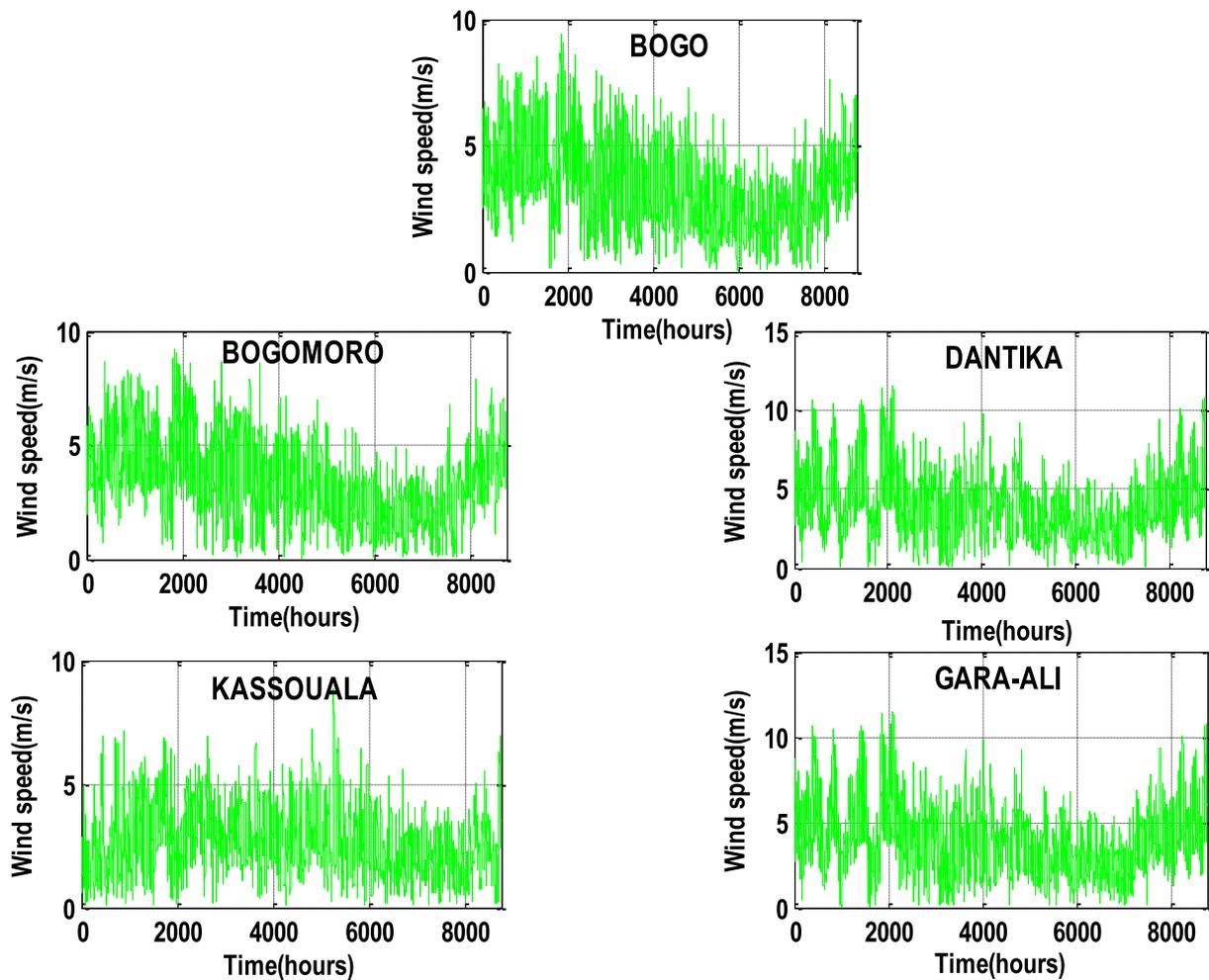


Fig. 7. Hourly wind speed of the chosen sites.

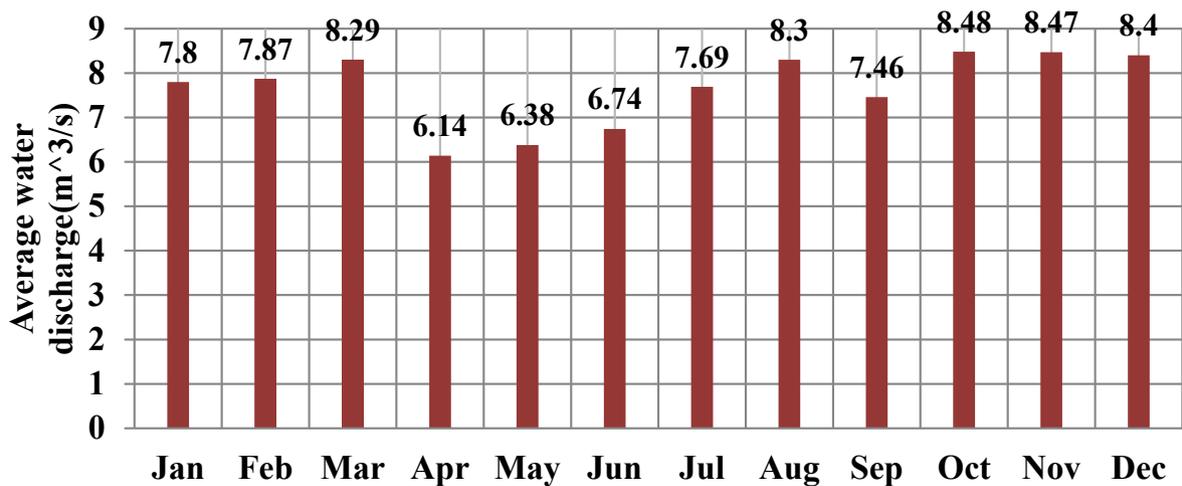


Fig. 8. Monthly hydrological data of River OTAMIRI.

2.3. Hybrid renewable energy system components modeling

In this study, the energy components considered include Photovoltaic panel (PV), Wind Turbine (WT), Micro hydro generator (MHG), Battery Storage System (BSS) and Diesel generator (DG). Four configurations or systems are considered in this study and these are described in Table 4. Fig. 4 depicts how the various components of the HRES can be

connected depending on the various configurations given in Table 4. Configuration 4 made of DG only is considered in this study because it is the main source of electricity in these rural communities in the absence of a reliable grid network.

2.3.1. Solar Photovoltaic panel

The hourly power output from the photovoltaic system (P_{pv}) can be

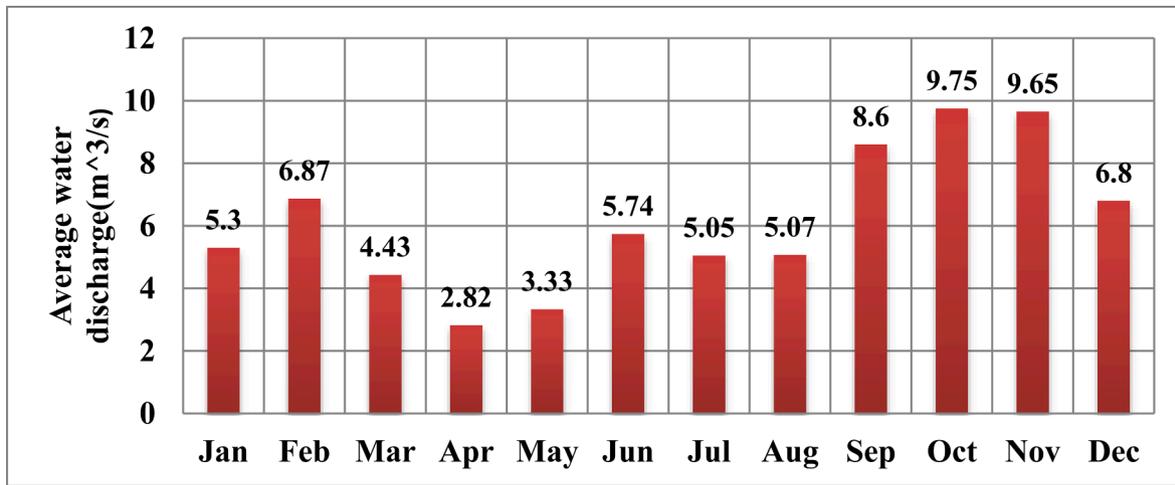


Fig. 9. Monthly hydrological data of River BOGO.

Table 5
Technical and economic parameters of the system's components [23,31,32].

Component	Parameter	Specification	Name
PV	Nominal Power (kW)	1	Aeolos-H
	Capital cost (\$/kW)	1600	
	O&M (% of Capital cost)	2	
	Lifetime (Years)	20	
	Nominal Power (kW)	2.1	Enercon E-75 [2.1 kW]
WT	Capital cost (\$/kW)	3000	
	O&M (% of Capital cost)	2	
	Cut-in speed (m/s)	3	
	Cut-out speed (m/s)	20	
	Rated speed (m/s)	11	
DG	Lifetime (Years)	20	
	Rated Power (kW)	4	JLT5000S
	Capital cost (\$/kW)	800	
	O&M (% of Capital cost)	2	
	Fuel price (\$/L)	1	
BSS	Lifetime (hours)	30,000	
	Nominal capacity (kWh)	1	OPZS-Hawker TLS3
	Capital cost (\$/kWh)	300	
	O&M (% of Capital cost)	2	
	DOD (%)	80	
MHG	Lifetime (years)	10	
	Capital cost (\$/kW)	1700	
	Rated power (kW)	100	
	O&M cost (\$/year)	100	
	Maximum discharge (m ³ /s)	15	
Converter	Minimum discharge (m ³ /s)	2	
	Efficiency (%)	75	
	Capital cost (\$/kW)	700	Generic 1200CH
	O&M (% of Capital cost)	2	
	Lifetime (Years)	10	
Project's Economic parameters	Efficiency (%)	95	
	Project lifetime (years)	20	

estimated using the mathematical model in Eq. (1) [22,23].

$$P_{pv} = f_v \times P_r \times \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \times [1 + K_T(T_c - T_{ref})] \quad (1)$$

P_r is the rated power (kW), G_{ref} is the reference solar radiation (W/m^2) whose value is $1000W/m^2$, G is the solar radiation (W/m^2), f_v is the derating factor taken as 0.9, T_{ref} is the cell temperature at reference conditions ($^{\circ}C$) with value $25^{\circ}C$, K_T is the temperature coefficient with value $-4.1 \times 10^{-3}/^{\circ}C$ and T_c is evaluated by the Eq. (2) [23]

$$T_c = T_{amb} + (0.0256 \times G) \quad (2)$$

T_c Cell temperature ($^{\circ}C$).

T_{amb} Ambient temperature ($^{\circ}C$).

Figs. 5 and 6 respectively depict the hourly insolation and hourly ambient temperature for the year 2020 of the chosen sites in this study. These data were obtained from National Aeronautics and Space Administration (NASA) database.

2.3.1.1. *Wind turbine.* The hourly power output of wind turbine (P_w) can be calculated using Eq. (3) [22,23,24,25].

$$P_w = N_w \begin{cases} 0, v \leq v_{ci}; v \geq v_{co} \\ v^3 \left(\frac{P_r}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) - P_r \left(\frac{v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right), v_{ci} < v < v_r \\ P_r, v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (3)$$

v is the hourly wind speed (m/s), v_{ci} is the cut-in wind speed (m/s), v_r is the rated wind speed (m/s), v_{co} is the cut-out wind speed (m/s) and P_r is the rated power of the WT system.

Fig. 7 depicts the hourly wind speed for the year 2020 of the chosen sites in this study. These data were obtained from NASA database.

2.3.1.2. *Battery storage system.* The hourly power of the battery storage system (P_{BSS}) is given by Eq. (4) [26].

$$P_{BSS} = \frac{(E_L \times AD)}{\eta_{inv} \times \eta_{bat} \times DOD} \quad (4)$$

η_{inv} is the inverter's efficiency, η_{bat} is the efficiency battery system, E_L is the daily average energy load, DOD is the depth of discharge (%) of the battery and AD is the number of days of autonomy.

The following constraints (Eqs. (5)-(6)) regulate BSS [22,23,24,25]:

$$P_{Batmin} \leq P_{BSS}(t) \leq P_{Batmax} \quad (5)$$

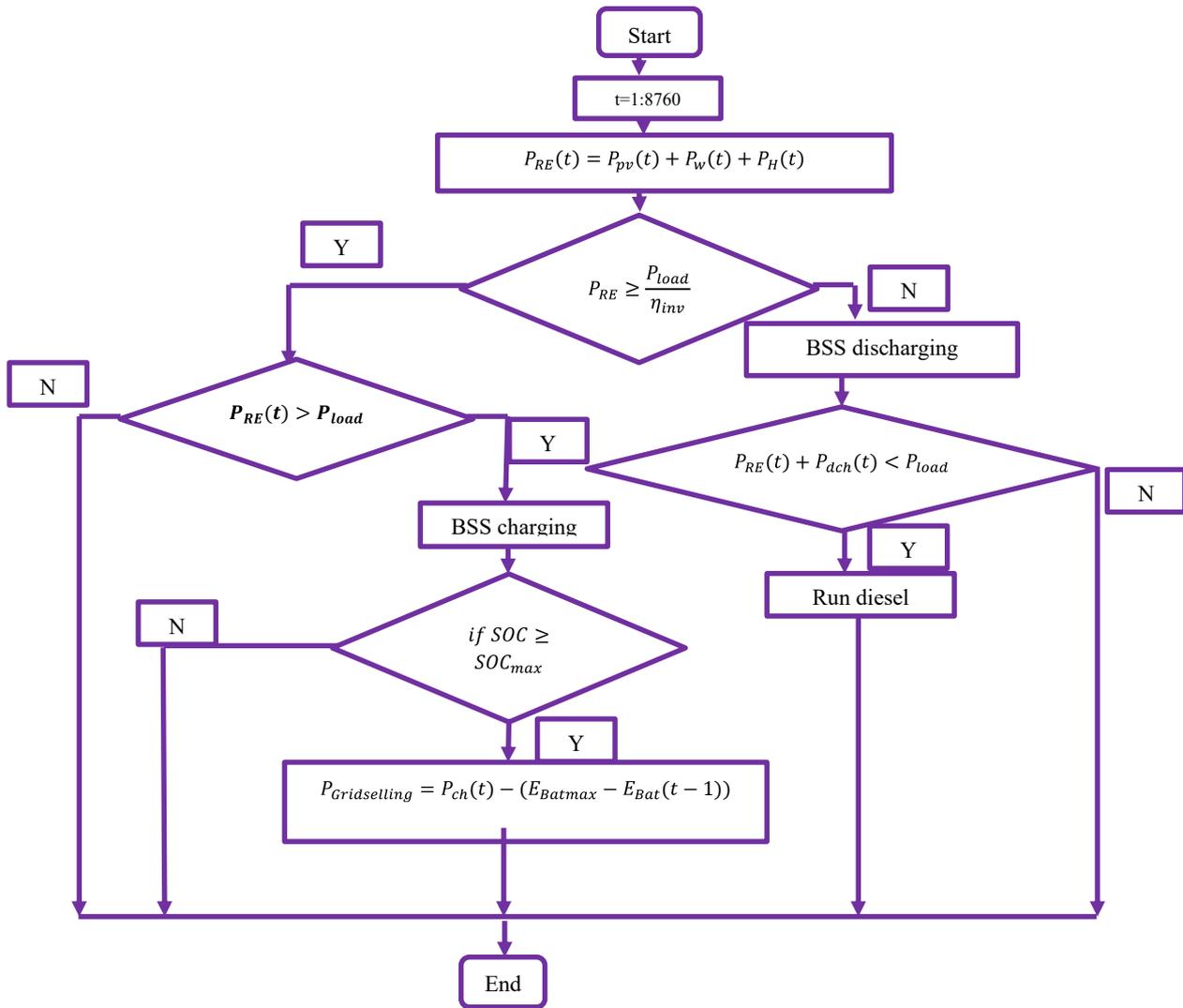


Fig. 10. Flowchart of the energy management strategy for Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery/Diesel.

$$P_{Batmin} = P_{Batmax}(1 - DOD) \quad (6)$$

P_{Batmin} is the minimum allowable battery power and P_{Batmax} is the maximum allowable battery power.

2.3.1.3. *Micro hydro generator.* The hourly power output from the micro hydro generator (P_H) can be evaluated using Eq. (7) [27,28]:

$$P_H = N_H \begin{cases} \rho \times Q \times H_{net} \times \eta_{tu} \times \eta_g \times 9.81, Q_{min} \leq Q < Q_{max} \\ \rho \times Q_{max} \times H_{net} \times \eta_{tu} \times \eta_g \times 9.81, Q \geq Q_{max} \\ 0, Q < Q_{min} \end{cases} \quad (7)$$

N_H is the number of hydro generators, H_{net} is the net head which takes into account the losses (friction, track rash, bent and outlet), ρ is the density of water in kg/m^3 , η_{tu} and η_g are the efficiencies of the turbine and generator respectively, Q_{min} and Q_{max} are the minimum and maximum discharge of the selected hydro turbine respectively. The hydrological data of River OTAMIRI in Nigeria are obtained from [29]. This hydrological data is considered for the communities of DANTIKA, GARA-ALI and KASSOUALA because of their proximity to each other. For the communities of BOGO and BOGOMORO, the hydrological data are obtained from [30]. Figs. 8 and 9 give the monthly hydrological data of River OTAMIRI and River BOGO respectively.

2.3.1.4. *Diesel generator.* The total power output from diesel

generator, $P_{DG-total}$, can be evaluated by Eq. (8) [23]:

$$P_{DG-total} = N_{dg} \times P_{dg} \quad (8)$$

N_{dg} is the number of diesel generators and P_{dg} is the rated power of a single diesel generator. The fuel consumption, F_{DG} , of the diesel generator is given by Eq. (9).

$$F_{DG} = \eta \times P_{DG-total} \quad (9)$$

η is the rate of fuel consumption in l/kW.

Table 5 gives the technical and economic parameters of each energy component considered in this study.

2.4. Problem formulation

In this work, the main objective is the implementation of an energy conservation DSM strategy to optimally design and choose the best HRES configuration having the lowest value for LPSP, COE, TE and DCF which are the objective functions or evaluation criteria considered in this work. The optimal results will be obtained using MOPSO optimization technique.

The optimization part of this work will be to Minimize (Min) the chosen Objective (Obj) functions given in Eqs. (10)-(13).

$$Obj1 = MinLPSP \quad (10)$$

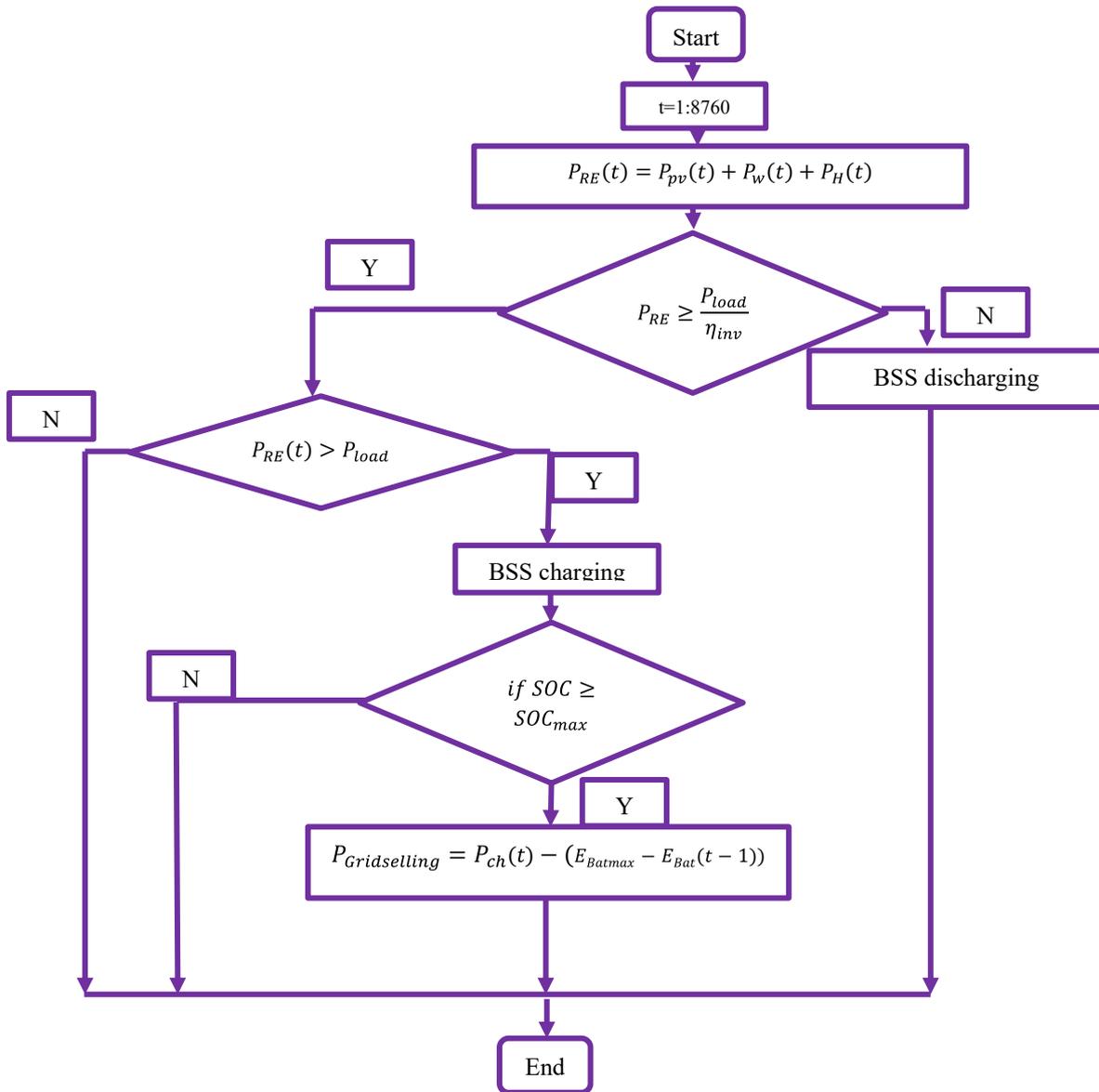


Fig. 11. Flowchart of the energy management strategy Photovoltaic/wind/Micro-hydro generator/Battery.

Obj2 = MinCOE

Obj3 = MinTE

Obj4 = MinDCF

Subject to.

$$N_{pv}^{min} \leq N_{pv} \leq N_{pv}^{max}$$

$$N_W^{min} \leq N_W \leq N_W^{max}$$

$$AD^{min} \leq AD \leq AD^{max}$$

$$N_H^{min} \leq N_H \leq N_H^{max}$$

$$N_{dg}^{min} \leq N_{dg} \leq N_{dg}^{max}$$

2.4.1. Loss of power supply probability

The Loss of power supply probability (LPSP) of a HRES can be evaluated by Eq. (14) [23]:

(11)

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{deficit}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} P_{demand}(t) \times \Delta t}, \Delta t = 1hour \tag{14}$$

(12)

(13)

$$P_{deficit}(t) = P_{load}(t) - (P_{pv}(t) + P_w(t) + P_H(t) + P_{BSS}(t) - P_{Batmin} + P_{DG-total}(t))$$

$P_{deficit}$ represents the hourly power deficit of the system

2.4.2. Cost of energy

The Cost of energy (COE) in this work is evaluated using Eq. (15) [23,24,25,26].

$$COE = \frac{(CRF \times \sum_x NPC_x) - R_{grid}}{E_{served} + E_{sold-Grid}} \tag{15}$$

NPC_x is the net present cost of the x^{th} component (PV, WT, MHG, BSS, DG). The net present cost of a given component is obtained by summing up the initial capital cost, operation and maintenance cost and the replacement cost of that component.

CRF represents the capital recovery factor which is given by Eq. (16)

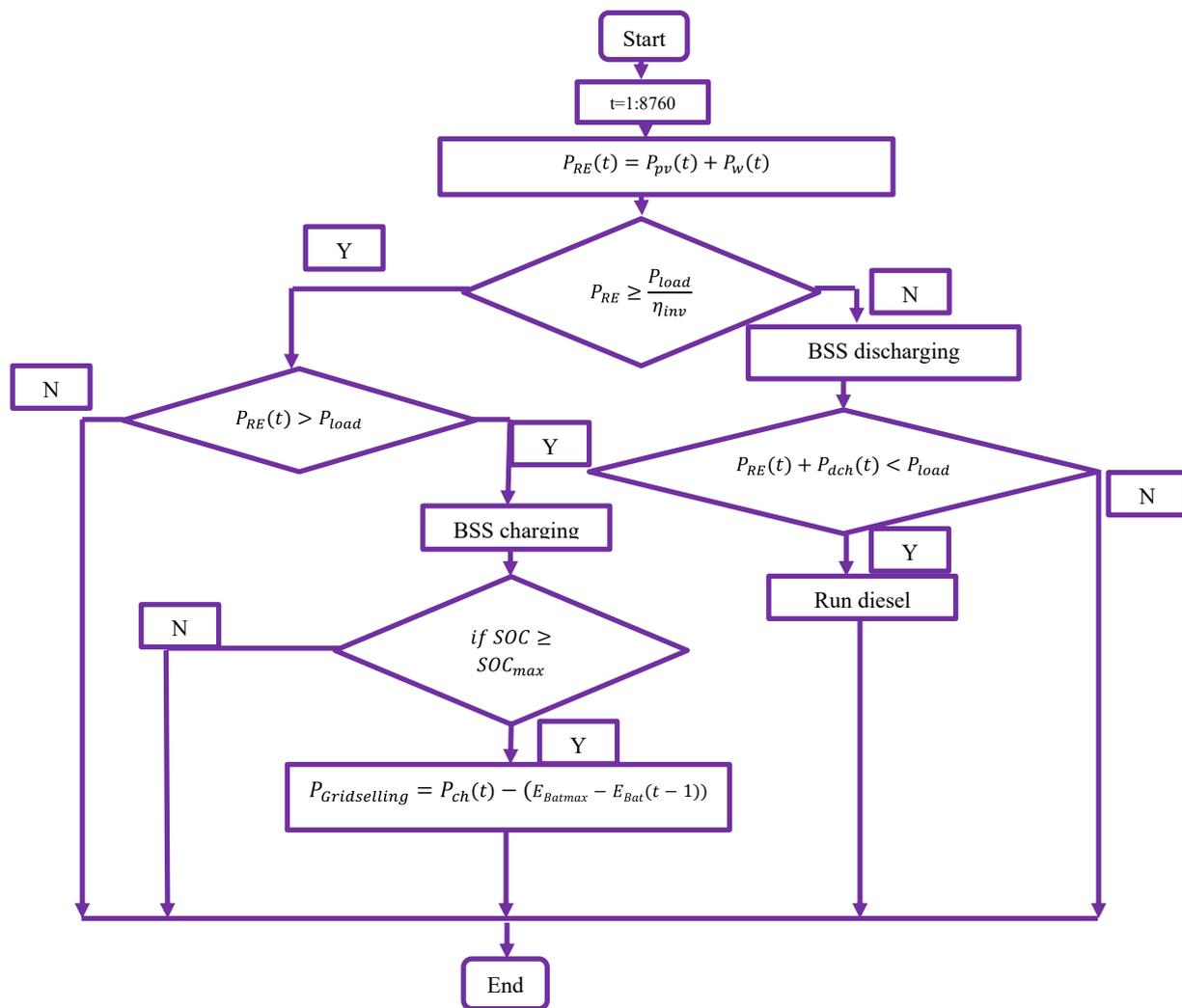


Fig. 12. Flowchart of the energy management strategy Photovoltaic/Wind/Battery/Diesel.

Table 6
Optimal results for the case without demand-side management.

Community	Configurations	LPSP (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	DCF (%)	N_{pv}	N_w	N_H	AD (days)	N_{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.076	0.157	2E + 06	27463.136	0.0003	361	16	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.022	0.139	1.4E + 06	39900.73	0	435	15	2	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.147	2.1E + 06	57750.495	0.005	664	12	//	1.8	1
	DG only	0	3.559	4.8E + 08	1174653.761	100	//	//	//	//	3
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.044	0.167	1.5E + 06	27435.677	0.0002	349	26	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.114	8.1E + 05	41609.651	0	548	26	2	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.137	1.5E + 06	61538.769	0.003	714	24	//	2	1
	DG only	0	3.37	4.2E + 08	1236732.19	100	//	//	//	//	3
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.108	9.1E + 05	32345.625	0.0005	420	22	2	2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.104	1.4E + 06	23672.495	0	388	18	2	2.4	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.0917	1.8E + 06	59030.866	0.004	573	23	//	2	1
	DG only	0	1.756	2.6E + 08	1190193.036	100	//	//	//	//	3
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.096	8.1E + 05	18042.306	0.0008	232	18	2	2	2
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.148	7.2E + 05	17344.928	0	222	19	2	1.3	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.009	0.134	2.1E + 06	53905.666	0.008	705	21	//	2.1	1
	DG only	0	3.079	6.3E + 08	1157280.022	100	//	//	//	//	3
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0001	0.108	6.4E + 05	25628.92	0.0008	266	22	2	2.6	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.009	0.107	7.3E + 05	23244.767	0	361	20	2	1.4	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.02	0.176	2.7E + 06	57666.668	0.0009	897	19	//	2.3	1
	DG only	0	3.401	5.8E + 08	1145669.753	100	//	//	//	//	3

Table 7
Optimal results for the case with demand-side management.

Community	Configurations	LPSP (%)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	DCF (%)	N_{pv}	N_W	N_H	AD (days)	N_{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.096	9.2E+05	15080.47	0.0002	196	10	1	1.5	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.100	5.3E+05	16007.532	0	208	14	1	2	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.007	0.138	1E+06	15653.58	0.001	181	14	//	1.8	1
	DG only	0	3.007	1.7E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.128	8.3E+05	11219.269	0.0007	145	18	1	1.7	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.109	4.1E+05	11947.786	0	154	20	1	1.6	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.008	0.132	6.8E+05	19941.0661	0.001	261	18	//	2	1
	DG only	0	1.735	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.091	4.8E+05	28484.8034	0.0001	270	13	1	1.2	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.088	8.6E+05	10524.474	0	174	9	1	1.3	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.0008	0.077	9E+05	19484.322	0.001	189	11	//	2	1
	DG only	0	0.972	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0008	0.089	2.1E+05	9542.169	0.0001	154	12	1	1.8	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.008	0.133	5.9E+05	7316.699	0	152	19	1	1.6	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.008	0.121	8.7E+05	19183.465	0.0004	245	22	//	2.1	1
	DG only	0	1.798	1.9E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.0009	0.088	2.1E+05	10814.97	0.0003	118	10	1	1.5	1
	PV/WT/MHG/BSS	0.009	0.068	2.3E+05	11334.194	0	159	16	1	1.5	//
	PV/WT/ BSS/DG	0.002	0.128	1.2E+06	20224.72	0.0005	306	12	//	1.5	1
	DG only	0	2.025	1.5E+08	489838.176	100	//	//	//	//	1

Table 8
Best hybrid renewable energy system configuration for each community.

Community	Configurations	R_{LPSP}	R_{COE}	R_{NPC}	R_{TE}	R_{DCF}	R_{sum}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	1	2	1	2	8
	PV/WT/MHG/BSS	4	2	1	3	1	11
	PV/WT/ BSS/DG	3	3	3	2	3	14
	DG only	1	4	4	4	4	17
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	2	3	1	2	10
	PV/WT/MHG/BSS	3	3	1	2	1	10
	PV/WT/ BSS/DG	3	1	2	3	3	12
	DG only	1	4	4	4	4	17
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	3	1	3	2	11
	PV/WT/MHG/BSS	3	2	2	1	1	9
	PV/WT/ BSS/DG	2	1	3	2	3	11
	DG only	1	4	4	4	4	17
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	1	1	1	2	7
	PV/WT/MHG/BSS	3	3	2	2	1	11
	PV/WT/ BSS/DG	3	2	3	3	3	14
	DG only	1	4	4	4	4	17
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	2	2	1	1	2	8
	PV/WT/MHG/BSS	4	1	2	2	1	10
	PV/WT/ BSS/DG	3	3	3	3	3	15
	DG only	1	4	4	4	4	17

[23]:

$$CRF = \frac{\left(\frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right) \left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^N}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^N - 1} \quad (16)$$

I_f is the inflation rate (%), I_r is the interest rate (%) and N is the project's lifetime.

R_{grid} represents the revenue that could be obtained from selling excess energy to main grid. In this study, the cost of a 1 kWh of electrical energy is set at 0.3 \$.

$E_{sold-Grid}$ is the excess electrical energy sold to the grid and E_{served} is the energy effectively consumed by the load.

2.4.3. Total emission

This objective function helps to evaluate the impact of greenhouse gas emission (GHG) on the environment.

For a given HRES, the overall emission is estimated using Eq. (17) [23]:

$$TE = PV_{GHG-emission} + WT_{GHG-emission} + DG_{GHG-emission} \quad (17)$$

$PV_{GHG-emission}$ is the quantity of GHG emitted by PV component and it is evaluated using Eq. (18)

$$PV_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_{pv}(t) \times e_{pv} \quad (18)$$

e_{pv} is the emission factor of PV (0.045 kg of Carbon dioxide (CO₂)/kWh for mono-Silicon PV) [23,24].

The WT system emission is estimated by Eq. (19):

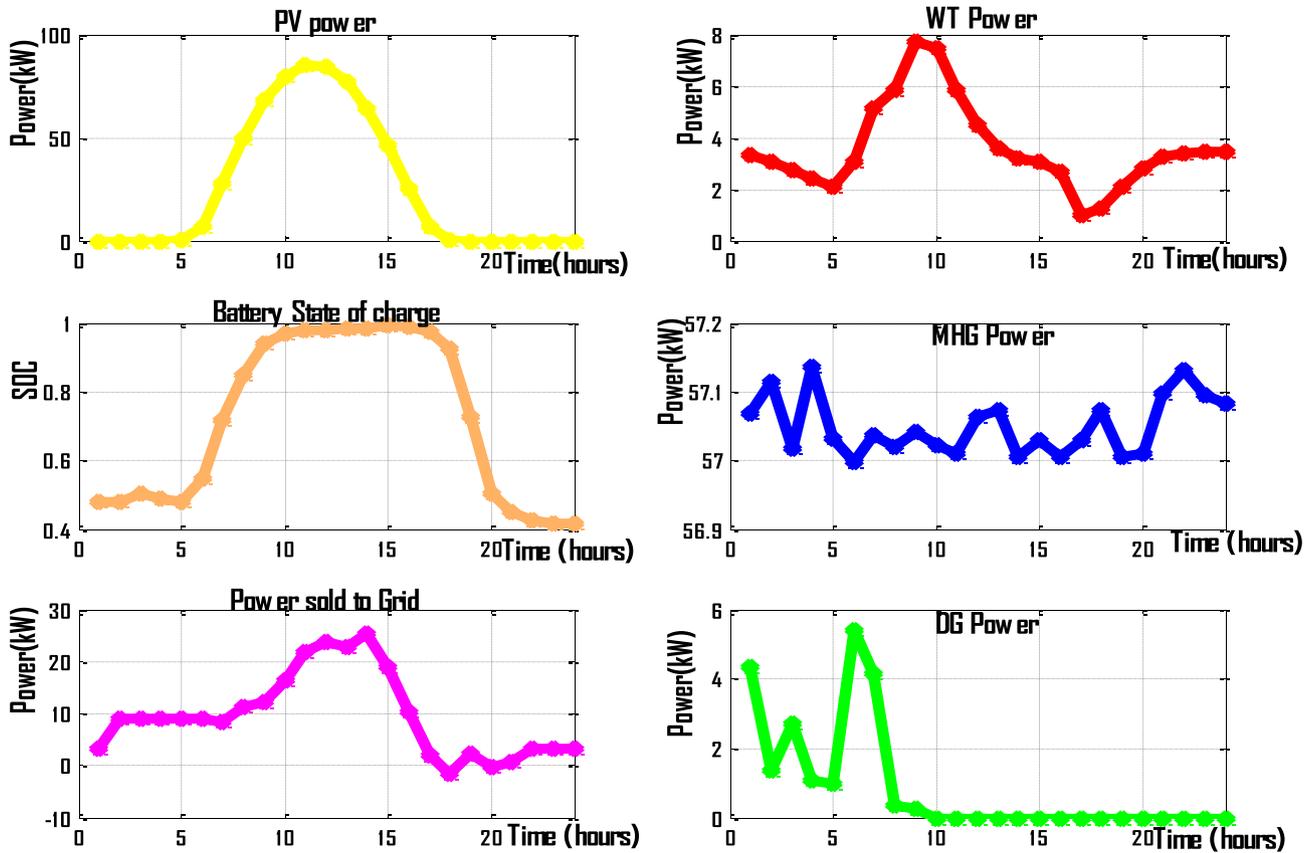


Fig. 13. Average hourly power generation of Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery/Diesel in BOGO.

$$WT_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_w(t) \times e_{WT} \quad (19)$$

e_{WT} is the emission factor of WT (0.011 kg of Carbon dioxide (CO₂)/kWh) [23,24].

$$DG_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} ((e_{dg} \times P_{DG-total}) \quad (20)$$

e_{dg} is the emission factor of the DG component (0.6078 kg/kWh) [27].

2.4.4. Diesel contribution factor

Diesel Contribution Factor (DCF) is defined as the fraction of the energy provided by the diesel generator to satisfy the energy load. Minimizing this objective function will help in the reduction of emission of GHG by the DG component. The DCF is evaluated using Eq. (21).

$$DCF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{DG-total}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} (P_{RE}(t) + P_{DG}(t)) \times \Delta t} \quad (21)$$

$P_{RE}(t)$ is the total power output from the renewable energy resources.

2.5. Optimization technique

The optimization technique used in this study is multi-objective particle swarm optimization (MOPSO). It was proposed by COELLO [26]. The decision variables considered for this optimization process include the number of solar photovoltaic panels (N_{PV}), the number of wind turbines (N_W), the number of micro hydro generators (N_H), the number of diesel generators (N_{dg}) and the number of days of autonomy of the battery storage system (AD). In MOPSO, all particles share information and move in the direction of the global best particles and their

own best memory [24]. Non-dominated solutions of the population are stored in an external repository at the end of each iteration. The various parameters of MOPSO algorithm are as follows:

population size = 100, repository size = 20, personal learning coefficient (C1) = 1.8, global learning coefficient (C2) = 2, inertia weight = 0.5, inertia weight damping rate = 0.99, number of grids per dimension = 7, leader selection pressure = 2, inflation rate = 0.1, deletion selection pressure = 2, mutation rate = 0.1, maximum number of iterations = 100.

2.6. Power management

The management power flow in the various configurations considered in this work is presented in the following:

- ° Case 1: energy provided by renewable sources is sufficient for the load and the extra energy is stored in the BSS.
- ° Case 2: Same as case 1 but the excess energy generated by renewable resources is even more than energy storage capacity of the BSS. Therefore, in this case, the surplus of power can be sold to the grid if it is the vicinity of the HRES.
- ° Case 3: The renewable resources cannot provide sufficient energy to meet the load. In this case, the shortage of power generation is supplied from the BSS.
- ° Case 4: The energy from the renewable sources is not sufficient to satisfy the load and the BSS is also depleted. In this case, the diesel generator is switched on to supply the load for configurations comprising diesel generator.

The energy flowchart of these energy management strategies for configurations 1, 2 and 3 is given in Figs. 10, 11 and 12 respectively.

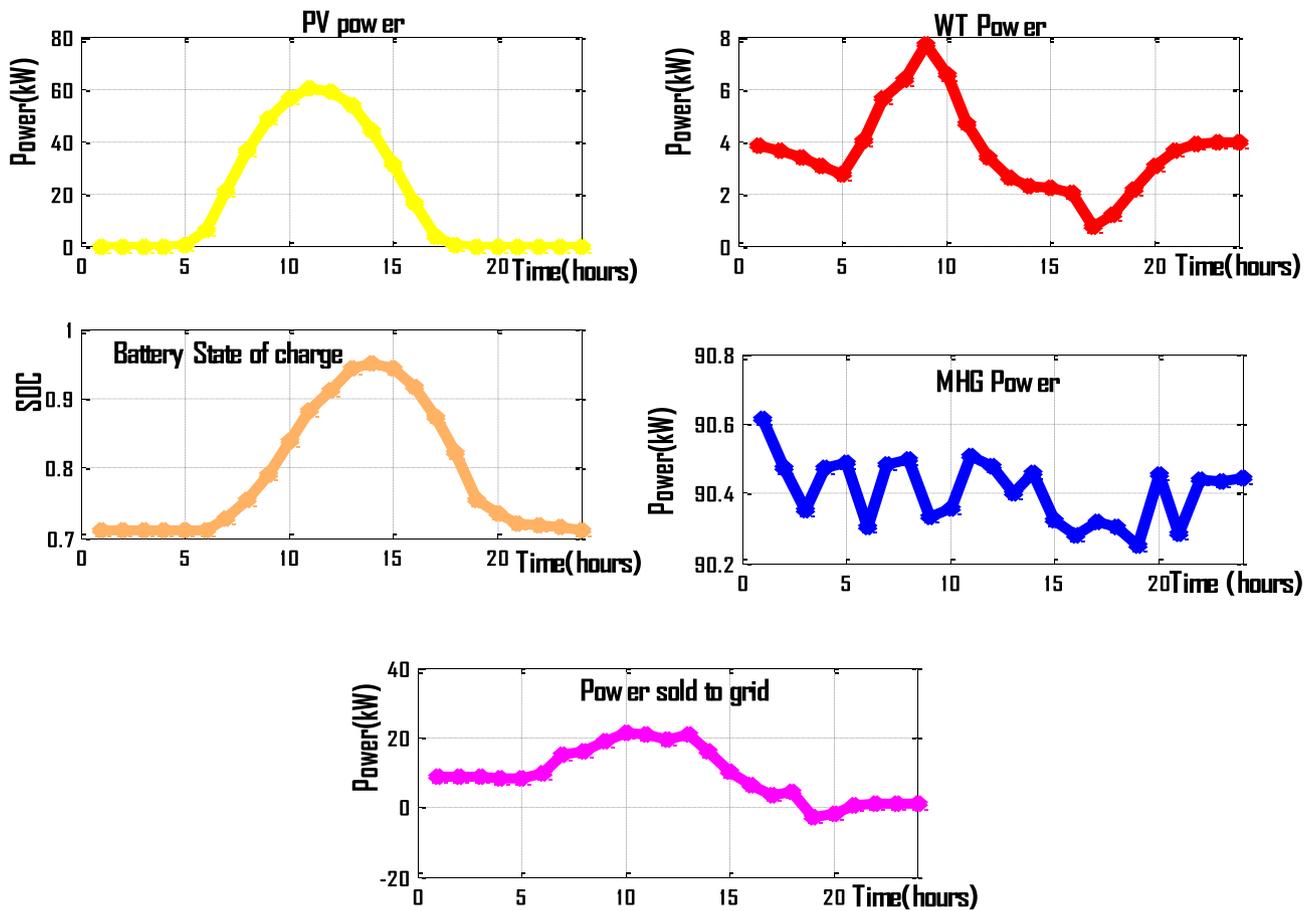


Fig. 14. Average hourly power generation of Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery in BOGOMORO.

3. Results and discussion

The optimization results for the four configurations considered in this study were obtained using MOPSO optimization technique coded in MATLAB R2013a environment. The input parameters of the problem are given in Tables 1 and 5, and the parameters of MOPSO are given in Section 3.2. The hourly solar insolation, wind speed and temperature data for a year (8760 h) and for each community were used in this study.

The results depicted in Tables 6 and 7, clearly illustrate that there are considerable savings in the evaluation criteria (LPSP, COE, TE and DCF) when energy conservation DSM strategy is implemented.

3.1. Comparative study of load without and with demand side management

Table 4 presents the hourly energy load for the case without DSM i.e LIHR and for the case with DSM i.e HILR for a day. This load is 3170.555 kWh/day without DSM and 1118.43 kWh/day with DSM i.e 2052.125 kWh/day (64.72 %) of energy is saved when applying the energy conservation DSM strategy. The peak load in both cases occurs between the 18th and 19th hour of the day because at this time most of inhabitants of houses have already return back to their various homes. The effect of this more than 64% energy saving on the evaluation criteria and decision variables is clearly depicted in Tables 6 and 7.

3.2. Selection of the best configuration

Choosing the best HRES configuration has always been a major concern in most studies of this kind. In this study the choice is based on the ranking scheme from the optimal results obtained. The evaluation

criteria are considered for this ranking scheme [17]. In this study, all the evaluation criteria are minimized; so the lowest value of each criterion is ranked 1. The rank ranges from 1 to 4 (number of configurations). The best configuration will be the one with the minimum sum of rank (R_{sum}) which can be calculated using Eq. (22) [17]:

$$R_{sum} = \sum_{n=1}^5 (R_{LPSP} + R_{COE} + R_{NPC} + R_{TE} + R_{DCF}) \quad (22)$$

In case there is more than one HRES configuration with the same minimum sum of rank, preference is given based on:

Priority 1: low COE.

Priority 2: low TE.

Priority 3: low LPSP.

Table 8 shows how the best HRES configuration is chosen based on the methodology described above and on the optimal results obtained considering DSM strategy. Configuration 1 (PV/WT/MHG/BSS/DG) is the best for the communities of BOGO in Cameroon, GARA-ALI in Niger and KASSOUALA in Benin. Configuration 2 (PV/WT/MHG/BSS) is the best for the community of DANTIKA (Nigeria). For the case of BOGOMORO in Chad, Configurations 1 and 2 have the same minimum value of sum of rank (R_{sum}) but preference is given to Configuration 2 because it has a lower value of COE compared to that of Configuration 1. Priority is given to the value of COE so as to make the energy affordable for the population which is usually very poor. These best HRES configurations are highlighted in green in Tables 7 and 8. The table also shows that the system made DG only is the worst configuration; the only advantage with this configuration is the fact that the load is completely satisfied. The average hourly power generation for a day of the best HRES configuration, when considering DSM for each community is depicted in Figs. 13 to 17. The peak value of the PV power generation occurs

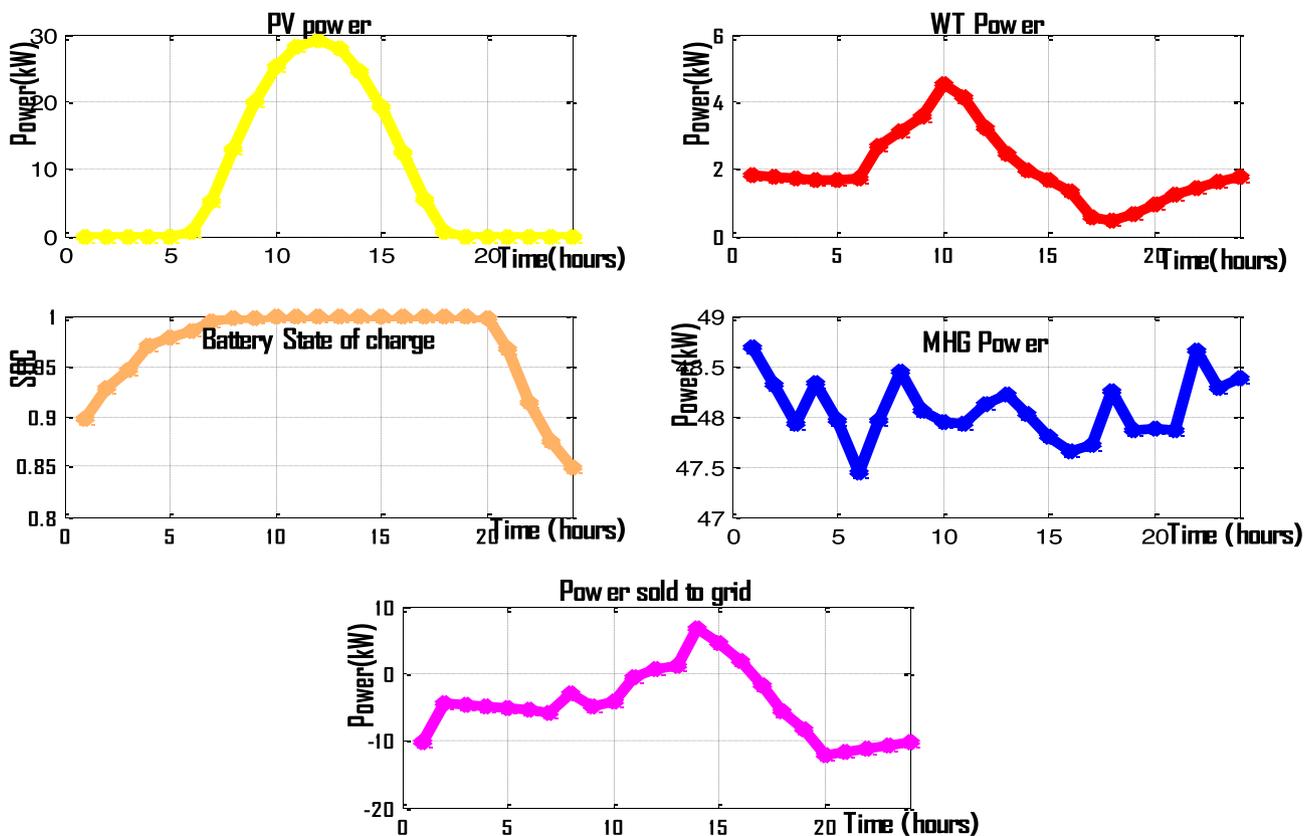


Fig. 15. Average hourly power generation of Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery in DANTIKA.

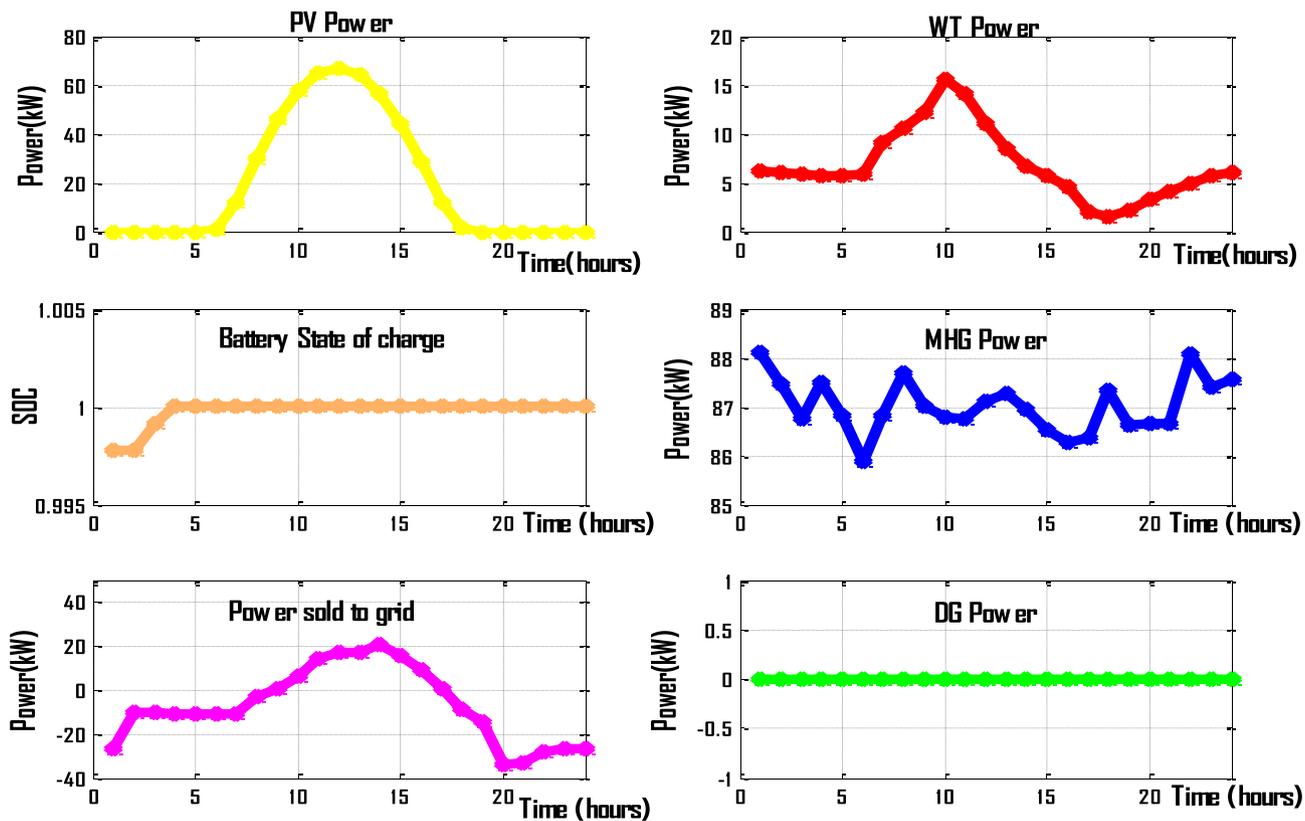


Fig. 16. Average hourly power generation of Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery/Diesel in GARA-ALI.

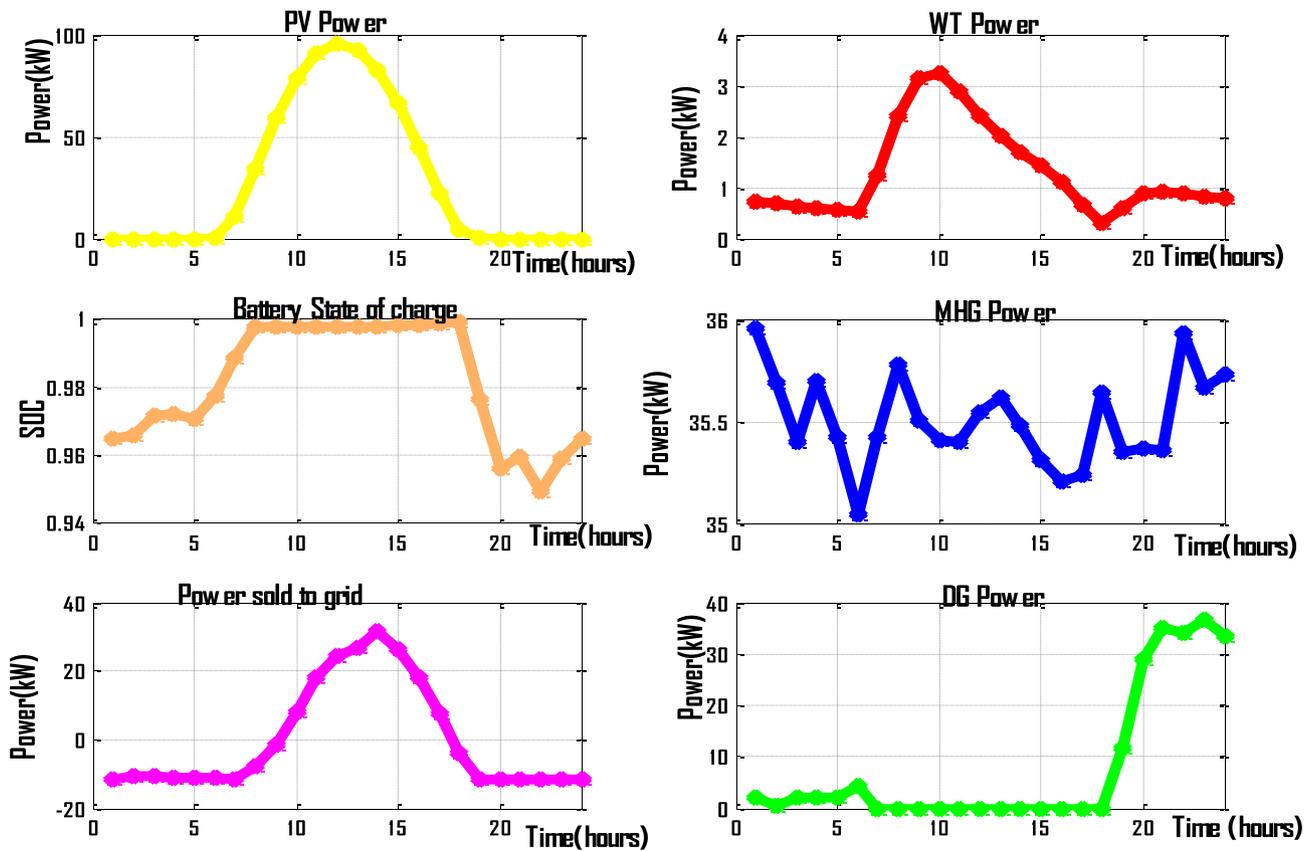


Fig. 17. Average hourly power generation of Photovoltaic/Wind/Micro-hydro generator/Battery/Diesel in KASSOUALA.

Table 10 Savings considering evaluation criteria.

Community	Best HRES Configuration	Without DSM			With DSM			Savings			DSMA _{kWh}
		COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	TE (kg)	
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.157	2E + 6	27463.136	0.096	9.2E + 5	15080.47	0.061	1.1E + 06	12382.67	1.64
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS	0.114	8.1E + 5	41609.651	0.109	4.1E + 5	11947.786	0.005	4E + 05	29661.865	1.05
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS	0.104	1.4E + 6	23672.495	0.088	8.6E + 5	10524.474	0.016	5.4E + 05	13148.021	1.18
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.096	8.1E + 5	18042.306	0.089	2.1E + 5	9542.169	0.007	6E + 05	8500.137	1.08
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	0.108	6.4E + 5	25628.92	0.088	2.1E + 5	10814.97	0.02	4.3E + 05	14813.95	1.23

Table 11 Savings considering technical aspects.

Community	Best HRES Configuration	Without DSM					With DSM					Savings				
		N _{pv}	N _w	N _H	AD (days)	N _{dg}	N _{pv}	N _w	N _H	AD (days)	N _{dg}	N _{pv}	N _w	N _H	AD (days)	N _{dg}
BOGO	PV/WT/MHG/BSS/DG	361	16	2	2	1	196	10	1	1.5	1	165	6	1	0.5	0
BOGOMORO	PV/WT/MHG/BSS	548	26	2	2	//	154	20	1	1.6	//	394	6	1	0.4	//
DANTIKA	PV/WT/MHG/BSS	388	18	2	2.4	//	174	9	1	1.3	//	214	9	1	1.1	//
GARA-ALI	PV/WT/MHG/BSS/DG	232	18	2	2	2	154	12	1	1.8	1	78	6	1	0.2	1
KASSOUALA	PV/WT/MHG/BSS/DG	266	22	2	2.6	1	118	10	1	1.5	1	148	12	1	1.1	0

between 10th and 16th hour of the day in every community indicating that these communities have the same climate.

Configuration 1 for BOGO has the following values for the evaluation criteria: 0.0008% for LPSP, 0.096 \$/kWh for COE, 9.2E + 05 \$ for NPC, 15080.47 kg for TE and 0.0002% for DCF corresponding to 196 solar panels, 10 wind turbines, 1 micro hydro generator, 1.5 days of battery

autonomy and 1 diesel generator. On the other hand, for the community of DANTIKA, the evaluation criteria have the following values 0.008% for LPSP, 0.088 \$/kWh for COE, 8.6E + 05 \$ for NPC, 10524.474 kg for TE and 0% for DCF corresponding to 174 solar panels, 9 wind turbines, 1 micro hydro generator and 1.3 days of battery autonomy. Configuration 2 for the community of DANTIKA presents better both for the evaluation

Table 12
Comparison of best hybrid renewable energy system configurations with literature.

Configuration	Country	Methods/ Software	COE (\$/kWh)	Reference
PV/WT/MHG/ BSS/DG	India	HOMER Pro	0.137	[15]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	India	HOMER Pro	0.162	[15]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	India	MOPSO	0.103	[19]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	India	HOMER Pro	0.298	[17]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	Cameroon	HOMER	0.443	[34]
PV/WT/MHG/BSS	China	MOPSO	0.091	[35]
PV/DG/battery	Benin	HOMER	0.207	[36]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	Nigeria	HOMER Pro	0.112	[27]
PV/WT/MHG/ BSS/DG	Cameroon	MOPSO	0.096	Present work
PV/WT/MHG/ BSS/DG	Niger	MOPSO	0.089	Present work
PV/WT/MHG/ BSS/DG	Benin	MOPSO	0.088	Present work
PV/WT/MHG/BSS	Chad	MOPSO	0.109	Present work
PV/WT/MHG/BSS	Nigeria	MOPSO	0.088	Present work

criteria and the HRES components than Configuration 1 for the community of BOGO.

3.3. Comparison between the case without and with demand-side management

The comparison of the results without and with DSM strategy is depicted in Tables 10 and 11. Table 10 gives the comparison and the savings made with the implementation of the DSM strategy for the parameters (COE, NPC and TE). This is done only for the best configuration in each community. The highest savings for COE and NPC are obtained for the case of BOGO with values 0.061 \$/kWh and 1,100,000 \$ respectively; the highest saving for TE is obtained for the case of BOGOMORO with 29661.865 kg.

This table also presents the Demand side management appreciation index (DSMAI) which highlights the economic gain obtained when implementing the DSM strategy. This index is calculated using Eq. (23) [10,33,34]:

$$DSMAI_{kWh} = \frac{CkWh_{WODSM}}{CkWh_{WDSM}} \tag{23}$$

$CkWh_{WODSM}$ and $CkWh_{WDSM}$ represent the COE without and with DSM for a given HRES.

All the values of $DSMAI_{kWh}$ obtained in Table 10 are greater than 1 showing that for the best configurations, the implementation of the DSM strategy is beneficial.

Table 11 gives the possible savings in the technical aspects of the best HRES configuration in each chosen community i.e the number of PV

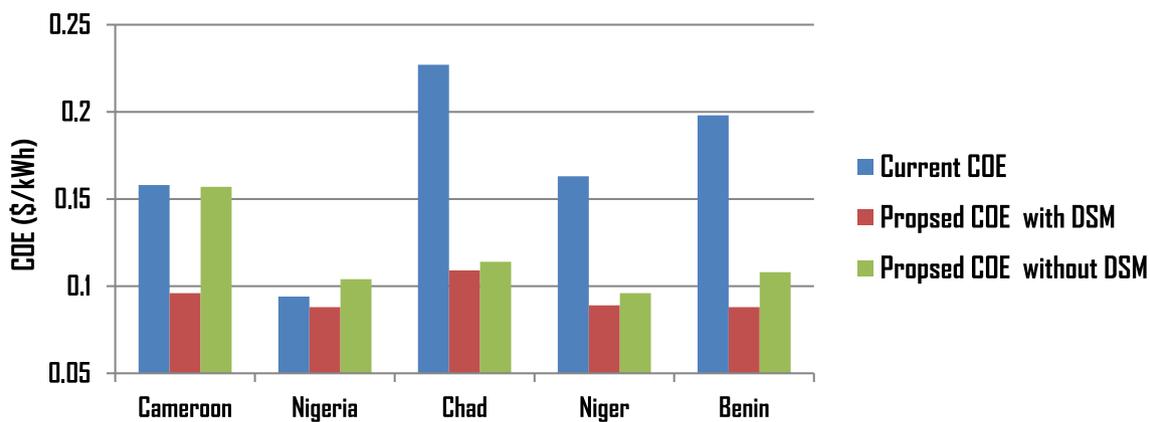


Fig. 18. Comparing current and proposed Cost of energy.

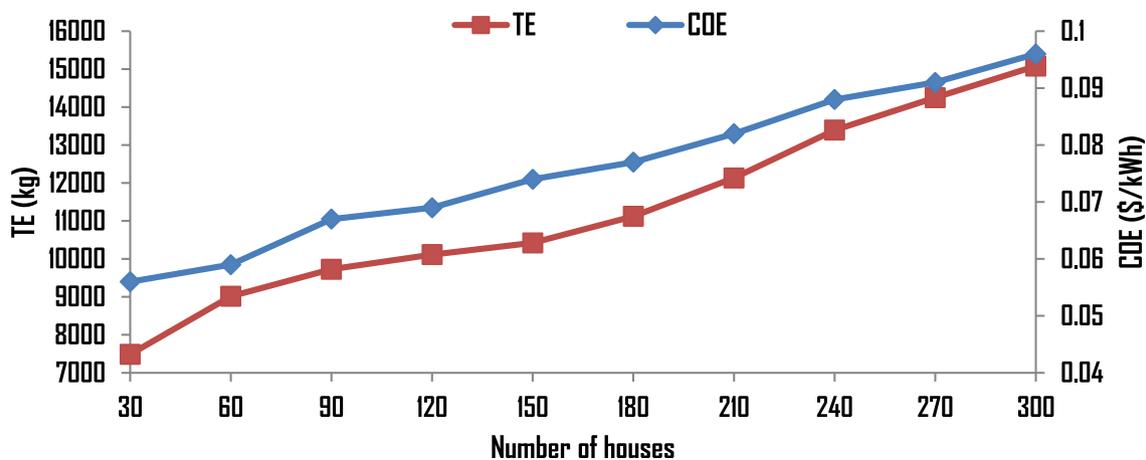


Fig. 19. Effect of the number of households on Cost of energy and Total emission in Bogo.

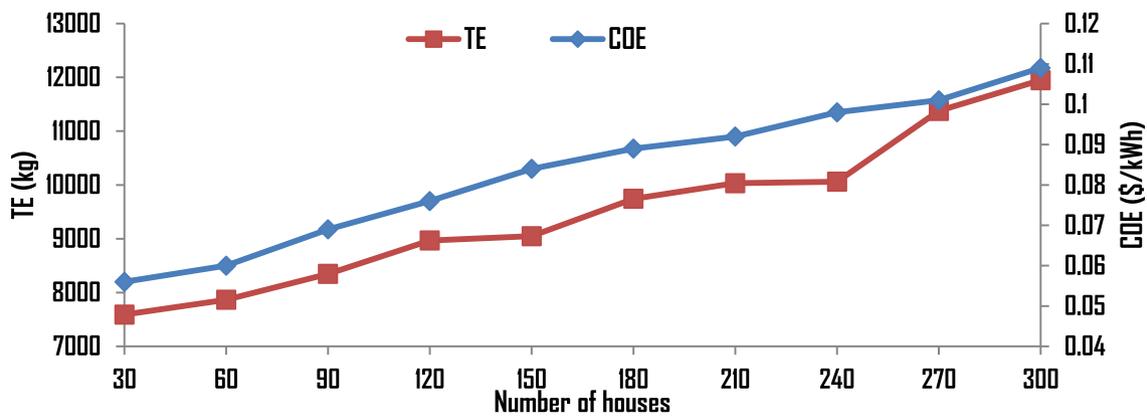


Fig. 20. Effect of the number of households on Cost of energy and Total emission in Bogomoro.

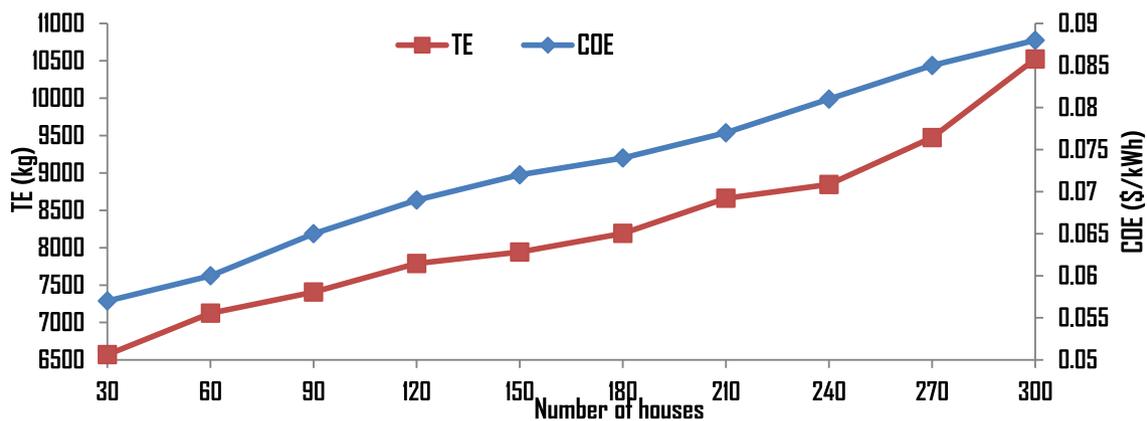


Fig. 21. Effect of the number of households on Cost of energy and Total emission in Dantika.

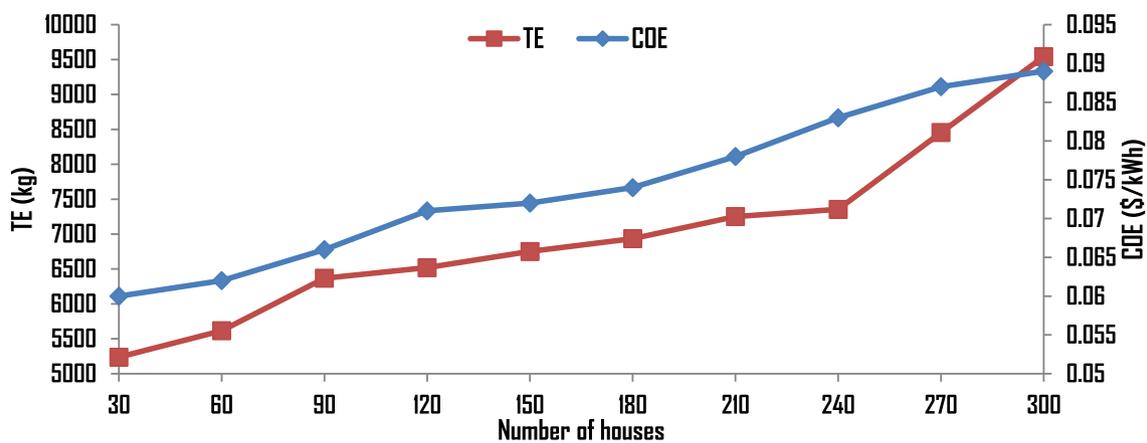


Fig. 22. Effect of the number of households on Cost of energy and Total emission in Gara-ali.

panels, number of wind turbines, number of micro-hydro generators, number of days of autonomy and number diesel generators. It is observed that considerable savings are recorded for the number of PV panels.

3.4. Comparison of the best configurations with literature

Table 12 presents the comparison between the COE of the best HRES configurations obtained in this study with those obtained in some similar studies in the literature. From a general point of view, the results for COE obtained in this study are better than the existing ones in the

literature, though these values of COE depends on some factors like the electrical load to be satisfied, the economic parameters of the country and even the renewable energy potential of the studied location.

3.5. Economic benefit of the best hybrid renewable energy system configurations

For the residential sector, the current cost of energy (COE) in the countries from which the communities considered in this study are, is as follows: 0.158 \$/kWh in Cameroon [37], 0.227 \$/kWh in Chad [38], 0.094 \$/kWh in Nigeria [4], 0.163 \$/kWh in Niger [39], 0.198 \$/kWh in

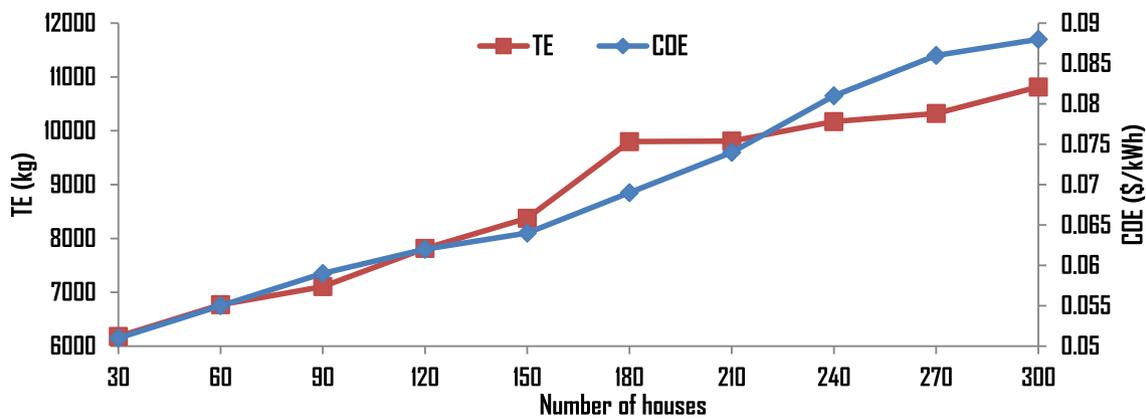


Fig. 23. Effect of the number of households on Cost of energy and Total emission in Kassouala.

Benin [40].

Fig. 18 is a chart giving the comparison between the current COE and the proposed COE with and without DSM for the best HRES configurations obtained in this study. Considerable saving on the value of COE is obtained for the case of Chad, Benin and Niger. For the case of Chad, savings of 50% for the case without DSM and 52% for the case with are obtained. The least savings are obtained for the case of Nigeria with savings of 6.4% for the case with DSM and a 10.6% increase in the COE for the case without DSM. Moreover, these best HRES configurations have smaller values of COE compared to those of the configuration made of DG only. For the case of BOGO, the COE value for the best HRES configuration is 0.096 \$/kWh while this value is 3.007 \$/kWh for the DG configuration i.e a difference of 2.911 \$/kWh is made in this case. This is due to the fact that the configuration having DG only have a higher operational and maintenance costs, replacement cost during the project's lifetime.

3.6. Environmental benefits of the best hybrid renewable energy system configuration

In most remote rural communities in developing countries, diesel generators are used as the main source of electricity. The main problem with these diesel generators is the large quantities of GHG emitted when operating them and this causes much harm to the environment. From Table 7, the best HRES configuration in each community emits smaller quantities of GHG compared to the configuration made of DG only.

For the case of DANTIKA, the best HRES configuration i.e configuration 2 produces 10524.474 kg of GHG as compared to 489838.176 kg of GHG from the DG configuration, representing more than 46.5 times the quantity emitted from the best HRES. This can go a long way to keep and to protect the environment safe for future generation. For the case of BOGO, configuration 1 which the best HRES, produces 15080.47 kg of GHG as compared to 489838.176 kg of GHG from the DG configuration i.e about 32.5 times the quantity emitted from the best HRES. The difference between the two cases arises from the fact the best HRES in BOGO has many components compared to that in DANTIKA. The implementation of the best HRES configurations will considerably reduce the quantity of GHG emitted to the environment.

3.7. Sensitivity analysis

The sensitivity analysis of the various best HRES configurations in each community is done to study the effect of the number of households on the values of COE and TE. This is because the residential sector is energy demanding than any other sector. From Figs. 19 to 23, it is clearly seen that an increase in the number of households, will increase the cost of energy (COE) and the total emission (TE) of greenhouse gases. The reason for this observation is simply that the increase in the number of

houses will increase the electrical load, increase the number of the HRES components (PV, WT, MHG, BSS and DG) and consequently the values of COE and TE will also increase.

4. Conclusion

In this study, the optimal design of four energy configurations or systems to satisfy the electrical load of five rural communities in the Sub-Saharan Africa region has been done. The five communities include: BOGO in Cameroon, BOGOMORO in Chad, DANTIKA in Nigeria, GARA-ALI in Niger and KASSOUALA in Benin. These communities being in one of the poorest region in the world, the appliances are of the category low investment with high (LIHR) rating; for this reason, an energy efficiency or conservation DSM based high investment with low (HILR) rating appliances and low investment with high (LIHR) rating appliances was considered in this study. A multi-objective particle swarm optimization technique was coded in a MATLAB environment for this purpose and four objective functions including LPSP, COE, TE and DCF are considered in this study in optimizing the various configurations. The main findings of this study are as follows:

- Considerable savings were made in the economic, technical and environmental aspects when implementing the DSM strategy. For the case of BOGOMORO, the savings obtained for the best HRES configuration were 0.005 \$/kWh for COE, 400,000 \$ for NPC and 29661.865 kg of GHG. This shows that in the sizing and implementation of HRES care should be taken on the type of electrical appliances used. Furthermore, 64.72% of energy is saved when implementing the DSM program.
- From the simulation results the best HRES configurations were selected for each community and given as follows: Configuration 1 (PV/WT/MHG/BSS/DG) for the communities of BOGO (Cameroon), GARA-ALI (Niger) and KASSOUALA (Benin). Configuration 2 (PV/WT/MHG/BSS) for the communities of DANTIKA (Nigeria) and BOGOMORO (Chad). The fact that all the studied communities have the same tropical climate does not mean they should have the same best HRES configurations. Moreover, these communities belong to different countries where there exist different economic parameters.
- The evaluation of these best HRES configurations using the Demand side management appreciation index (DSMAI) shows that all the best HRES configurations are economically beneficial since the values of DSMAI for all the best configurations are greater than 1.
- The comparison made between the best HRES configurations and the commonly used diesel generators, on the environmental aspect indicates that the best HRES can save 46.5 times the quantity of GHG emitted from the diesel generator in the community of BOGO.
- The results also indicate that the best configurations are all cost-efficient with a cost of energy (COE) values being less than the

current values of COE in each country paid by households' owners. Moreover, less amount of GHG is emitted compared to the case where the commonest backup solution (DG only) is used.

- The sensitivity analysis of the best HRES configurations for the case with DSM strategy revealed that an increase in the number of households led to an increase in the COE and TE of the configurations.

The results of this study can serve as a guide for the Government of the various countries in which this study was carried out in the implementation of their renewable energy policy. The methodology applied here can be used in any location of the world depending on the climatic conditions and the economic parameters of the chosen location.

Future work will include actual ground resource data to achieve more realistic results. A varying electric load will be considered, to study the effect that this may have in sizing a HRES for a given location.

CRedit authorship contribution statement

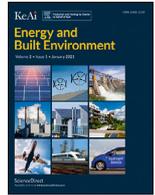
Djeudjo Temene Hermann: Conceptualization, Methodology, Software, Validation, Formal analysis, Investigation, Resources, Data curation, Writing – original draft. **Njomo Donatien:** Conceptualization, Visualization, Validation, Supervision. **Talla Konchou Franck Armel:** Methodology, Validation, Formal analysis, Writing – review & editing. **Tchinda René:** Investigation, Resources, Visualization, Writing – review & editing.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

- [1] Falama RZ, Welaji FN, Dadji A, Dumbrava V, Djongyang N, Salah CB, et al. A Solution to the Problem of Electrical Load Shedding Using Hybrid PV/Battery/ Grid-Connected System: The Case of Households' Energy Supply of the Northern Part of Cameroon. *Energies* 2021;14:2836. <https://doi.org/10.3390/en14102836>.
- [2] Djiela RHT, Kapen PT, Tchuen G. Techno-economic design and performance evaluation of Photovoltaic/ Diesel/Batteries system through simulation of the energy flow using generated solar radiation data. *Energy Convers Manage* 2021; 248:114772.
- [3] Bhandari R, Sessa V, Adamou R. Rural electrification in Africa-A willingness to pay assessment in Niger. *Renewable Energy* 2020;161:20–9.
- [4] Nigeria Electrification Project(Appraisal Report) 2018.
- [5] International Energy Agency. International Renewable Energy Agency, World Bank Group. *World Energy Outlook Special Report: Africa Energy Outlook*; 2019.
- [6] Hermann DT, Franck Armel TK, René TCHINDA, Donatien NJOMO. TALLA KONCHOU Franck Armel, TCHINDA Rene, NJOMO Donatien, Consideration of some Optimization Techniques to Design a Hybrid Energy System for a building in Cameroon. *Energy and Built Environment* 2022;3(2):233–49.
- [7] Talla Konchou FA, Djeudjo Temene H, Tchinda R, Njomo D. Techno-economic and environment design of an optimal hybrid energy system for a community multimedia center in Cameroon. *SN Appl Sci* 2021;3:127. <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04151-0>.
- [8] Stavrakas V, Flamos A. A modular high-resolution demand-side management model to quantify benefits of demand-flexibility in the residential sector. *Energy Convers Manage* 2020;205:112339. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112339>.
- [9] Akinbulire TO, Oluseyi PO, Babatunde OM. Techno-economic and environmental evaluation of demand-side management techniques for rural electrification in Ibadan, Nigeria. *Int J Energy Environ Eng* 2014;5:375–85. <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0132-2>.
- [10] Samy MM, Mosaad MI, El-Naggar MF, Barakat S. Reliability Support of Undependable Grid Using Green Energy Systems: Economic Study. *IEEE Access* 2021;9:14528–39. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3048487>.
- [11] M.M. Samy H.I. Elkhouly S. Barakat Multi-objective optimization of hybrid renewable energy system based on biomass and fuel cells *Int J Energy Res. org/* 10.1002/er.5815 1–17 2020 <https://doi.org/10.1002/er.5815>
- [12] Dorahaki S, Dashti R, Shaker HR. Optimal energy management in the smart microgrid considering the electrical energy storage system and the demand-side energy efficiency program. *J Storage Mater* 2020;28:101229.
- [13] Ding X, Guo Q, Qiannan T, Jermsittiparsert K. Economic and environmental assessment of multi-energy microgrids under a hybrid optimization technique. *Sustainable Cities and Society* 2021;65:102630.
- [14] Samy MM, Mosaad MI, Barakat S. Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46(20):11217–31.
- [15] M. Ramesh R.P. Saini Demand Side Management based techno-economic performance analysis for a stand-alone hybrid renewable energy system of India 1 29.
- [16] Kumar J, Suryakiran BV, Verma A, Bhatti TS. Analysis of techno-economic viability with demand response strategy of a grid-connected microgrid model for enhanced rural electrification in Uttar Pradesh state, India. *Energy* 2019;178:176–85.
- [17] Mokhtara C, Negrou B, Setrou N, Setrou B, Samy MM. Design optimization of off-grid Hybrid Renewable Energy Systems considering the effects of building energy performance and climate change: Case study of Algeria. *Energy* 2021;219:119605.
- [18] Kiptoo MK, Adewuyi OB, Lotfy ME, Tomonobu Senjyu, Paras Mandal and Mamdouh Abdel-Akher. Multi-Objective Optimal Capacity Planning for 100% Renewable Energy-Based Microgrid Incorporating Cost of Demand-Side Flexibility Management. *Appl Sci* 2019;9:3855.
- [19] Samy MM, Barakat S, Ramadan HS. Techno-economic analysis for rustic electrification in Egypt using multi-source renewable energy based on PV/ wind/ FC. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45(20):11471–83.
- [20] Tazay AF, Samy MM, Barakat S. A Techno-Economic Feasibility Analysis of an Autonomous Hybrid Renewable Energy Sources for University Building at Saudi Arabia. *Journal of Electrical. Eng Technol* 2020;15(6):2519–27.
- [21] Rajanna S, Saini RP. Employing demand side management for selection of suitable scenario-wise isolated integrated renewable energy models in an Indian remote rural area. *Renewable Energy* 2016;99:1161–80.
- [22] Kotb KM, Elkadeema MR, Elmorshedy MF, Dan A. Coordinated power management and optimized techno-enviro-economic design of an autonomous hybrid renewable microgrid: A case study in Egypt. *Energy Convers Manage* 2020;221(113185). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113185>.
- [23] Hermann DT, Donatien N, Armel TKF, René T. A Feasibility Study Of An On-Grid PV/Wind/Battery/Diesel For Residential Buildings Under Various Climates In Cameroon. *Energy Technology* 2021;9(12):2100615.
- [24] Barakat S, Ibrahim H, Elbaset AA. Multi-objective optimization of grid-connected PV-wind hybrid system considering reliability, cost, and environmental aspects. *Sustainable Cities and Society* 2020;60:102178.
- [25] M.M. Samy S. Barakat Hybrid Invasive Weed Optimization – Particle Swarm Optimization Algorithm for Biomass/PV Micro-grid Power System 2019 Tanta University Egypt 1 6.
- [26] Kharrich M, Mohammed OH, Alshammari N, Akherraz M. Multi-objective optimization and the effect of the economic factors on the design of the Microgrid hybrid system. *Sustainable Cities and Society* 2021;65:102646.
- [27] A.S. Oladeji M.F. Akorede S. Aliyu A.A. Mohammed A.W. Salami Simulation –Based Optimization of Hybrid Renewable Energy System for Off-Grid Rural Electrification *Int. Journal of Renewable Energy Development* 10 4 2021 667 686 <https://doi.org/10.14710/ijred.2021.31316>.
- [28] Zhao G, Cao T, Wang Y, Zhou H, Zhang C, Wan C, et al. Optimal Sizing of Isolated Microgrid Containing Photovoltaic/Photothermal/Wind/Diesel/Battery. *International Journal of Photoenergy* 2021;2021:1–19.
- [29] Omotayo OJ, Makbul AM, Ramli YA, Al-Turki.. Optimal Design of a Hybrid PV Solar/Micro-Hydro/Diesel/Battery Energy System for a Remote Rural Village under Tropical Climate Conditions. *Electronics* 2020;9:1491. <https://doi.org/10.3390/electronics9091491>.
- [30] Olivry JC. Fleuves et rivieres du Cameroun. Paris MESRES ORSTOM 1986;9(9): 780.
- [31] Mokhtara C, Negrou B, Bouferrouk A, Yao Y, Setrou N, Ramadan M. Integrated supply–demand energy management for optimal design of offgrid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates. *Energy Convers Manage* 2020;221:113192.
- [32] Aziz AS, Tajuddin MFN, Adzman MR, Azmi A, Ramli MAM. Optimization and sensitivity analysis of standalone hybrid energy systems for rural electrification: A case study of Iraq. *Renew Energy* 2019;138:775–92.
- [33] Dharme A, Ghatol A. Demand Side Management Quality Index for Assessment of DSM Programs. *PSCE* 2006:1718–21.
- [34] Muh E, Tabet F. Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroons. *Renewable Energy* 2019;135:41–54.
- [35] Xu X, Hu W, Cao Di, Huang Qi, Chen C, Chen Z. Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system. *Renewable Energy* 2020;147:1418–31.
- [36] Odou ODT, Bhandari R, Adamou R. Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin. *Renewable Energy* 2020;145:1266–79.
- [37] Usaid. Off-grid Solar Market Assessment-Cameroon. Power Africa Off-grid Project 2019.
- [38] *Rapport National Du Tchad* 2015.
- [39] Presidential decret N° of 6th October 2017 on the establishment of a price list for electricity in Niger 2017–796/PRN/ME.
- [40] Note de service N° 0729/10/SBEE/DG/DCC sur les nouveaux tarifs d'Electricite de 2010.



Consideration of some optimization techniques to design a hybrid energy system for a building in Cameroon [☆]

Djeudjo Temene Hermann ^a, Talla Konchou Franck Armel ^{a,b,*}, TCHINDA René ^b, NJOMO Donatien ^b

^a Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, University of Yaounde I, P.O Box 812, Yaounde, Cameroon

^b URISIE, University Institute of Technology Fotsio Victor, University of Dschang, P.O Box 134, Bandjoun, Cameroon

ARTICLE INFO

Keywords:

Hybrid renewable energy system
Optimization
Loss of power Supply probability
Cost of electricity
Net present cost
Emission of greenhouse gases

ABSTRACT

To solve the problem energy deficit encountered in developing countries, Hybrid Renewable Energy System (HRES) appears to be a very good solution. The paper presents the optimal design of a hybrid renewable energy system considering the technical i.e Loss of Power Supply Probability (LPSP), economic i.e Cost of Electricity (COE) and Net Present Cost (NPC) and environmental i.e Total Greenhouse gases emission (TGE) aspects using Particle Swarm Optimization (PSO), hybrid Particle Swarm Optimization-Grey Wolf Optimization (PSOGWO), hybrid Grey-Wolf Optimization-Cuckoo Search (GWOCS) and Sine-Cosine Algorithm (SCA) for a Community multimedia center in MAKENENE, Cameroon; where inhabitants have to spend at times 3 to 4 days of blackout. Seven configurations (Scenarios) of hybrid energy systems including PV, WT, Battery and Diesel generator are analyzed considering an average daily energy load of 50.22 kWh with a peak load of 5.6 kW. Four values of the derating factor i.e 0.6, 0.7, 0.8 and 0.9 are used in this analysis and the best value is 0.9. Scenario 3 with LPSP, COE, NPC, TGE and RF of 0.003%, 0.15913 \$/kWh, 46953.0485 \$, 2.3406 kg/year and 99.8 % respectively when using GWOCS is found to be the most appropriate for the Community multimedia center. The optimal Scenario is obtained for a system comprising of 18 kW of $P_{pv-rated}$ corresponding to 69 solar panels, 3 days of AD corresponding to a total battery capacity of 241 kWh and 1 of N_{dg} .

1. Introduction

The access to a cheap, clean and reliable electricity is a major concern worldwide. Therefore, then it is necessary to integrate renewable energy sources in the production of such electricity [1]. Solar and wind energy are intermittent in nature because they both depend on weather conditions. Hence it is indispensable to design of a Hybrid Renewable Energy System (HRES). For the past decades, many researchers have worked on this system using a Diesel generator as a back-up especially for the case of an off-grid HRES; trying to look for an optimal configuration that will simultaneously be economical, reliable and environmentally less harmful. This is why many benchmarked and commercial software packages such as HOMER, RETScreen, Hybrid2, TRNSYS, RAPSIM, and INSEL have been developed and are successfully used in the optimal sizing of HRES. The Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) developed by the National Renewable Energy Laboratory has proven to be one of the most important among the software [2].

Shezan et al. [3] analyze the performance of an off-grid pv-wind-diesel-battery hybrid energy system for a remote area named “KLIA Sepang station” located in the state of Selangor, Malaysia [3]. The system was designed and simulated to support a small community considering an average load demand of 33 kWh/day with a peak load of 3.9 kW. The simulation and optimization of operations of the system was done by HOMER software using the real time field data of solar radiation and wind speed of that area. The result showed that NPC and CO₂ emission can be reduced about 29.65% and 16 tons per year respectively compared to the conventional power plants. The NPC of the optimized system has been found about USD 288,194.00 having a per unit Cost of Energy (COE) about USD 1.877 27 /kWh.

Shezan investigated for a comprehensive off-grid photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid alternative energy system using HOMER and PVSYS [4]. From the simulation and optimization results, it was observed that 38 kW hr/day load demand combined with 5-kW peak load for 37 family units for an ecotourism areas of Malaysia can be fulfilled. It was also observed from the optimization outcomes that the proposed hybrid renewable energy system (HRES) was the most economically fea-

[☆] The authors declare that they have no conflict of interest.

* Corresponding author at: Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of Physics, University of Yaounde I, P.O Box 812 Yaounde, Cameroon.

E-mail address: tkfarmel@yahoo.fr (T.K. Franck Armel).

<https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.01.007>

Received 10 October 2020; Received in revised form 25 January 2021; Accepted 26 January 2021

Available online 23 February 2021

2666-1233/Copyright © 2021 Southwest Jiatong University. Publishing services by Elsevier B.V. on behalf of KeAi Communication Co. Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

Nomenclature

α_{CO_2}	emission factor of Carbon dioxide (g/kWh)
α_{SO_2}	emission factor of Sulphur dioxide (g/kWh)
α_{NO_x}	emission factor of Oxide of Nitrogen (g/kWh)
A_g and B_g	coefficient of fuel consumption (l/kWh)
AD	number of days of autonomy
C	capital cost (\$)
C_{PV}	PV price per kW (\$/kW)
C_{WT}	WT price per kW (\$/kW)
C_B	battery capacity (kWh)
C_{BAT}	battery bank price per kWh (\$/kWh)
C_{inv}	inverter price per kW (\$/kW)
C_{DG}	diesel generator price per kW (\$/kW)
CRF	Cost Recovery Factor
C_{RC}	capacity of the replacement units
C_U	cost of replacement units
CO_2	carbon dioxide
COE	Cost of Electricity (\$/kWh)
DG_h	total operation hours of the DG
DOD	battery's depth of discharge (%)
E_L	daily average load energy
f_v	derating factor
FC_{dg}	fuel cost for the diesel
G_{ref}	solar radiation at reference conditions (W/m^2)
G	solar radiation (W/m^2)
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewable
HRES	Hybrid Renewable Energy System
HMGs	Hybrid Micro-Grid System
h_2	hub height (m)
h_1	reference height (m)
i	inflation rate (%)
INSEL	Integrated Simulation Environment Language
K_T	temperature coefficient of the maximum power
LPSP	Loss of Power Supply Probability (%)
η_{inv}	inverter's efficiency
η_{bat}	battery's efficiency
N_w	number of wind turbines
N_{dg}	number of Diesel generator
NPC	Net Present Cost (\$)
N_{rep}	number of units replacements
NO_x	Oxide of Nitrogen
OM	operation & Maintenance cost (\$)
P_{dg-out}	diesel generator output power (kW)
P_{dg}	diesel generator rated power (kW)
P_{pv-out}	output power from the PV system (kW)
$P_{pv-rated}$	rated power (kW)
P_r	rated power of the turbine (kW)
P_f	fuel price per liter (\$/L)
P_{load}	hourly power consumption (kW)
P_{RE}	sum of PV and wind powers (kW)
PV	photovoltaic
PVSYST	Photovoltaic System
R	replacement costs (\$)
RF	renewable fraction (%)
r	interest rate
RAPSIM	Renewable Alternative Powersystems Simulation
SOC	State Of Charge (%)
SO_2	sulphur dioxide
T_{ref}	cell temperature at reference conditions ($^{\circ}C$)
T_c	cell temperature ($^{\circ}C$)
T_{amb}	ambient temperature ($^{\circ}C$)
T	project lifetime
TGE	Total Greenhouse gases emission (kg)

TRNSYS	Transient System Simulation
v_2	wind speed at hub height (m/s)
v_1	wind speed at the reference height (m/s)
v	hourly wind speed (m/s)
v_{ci}	cut-in wind speed (m/s)
v_r	rated wind speed (m/s)
v_{co}	cut-out wind speed (m/s)
WT	wind turbine
$X_{i,SCA}^{t+1}$	current positions in SCA
$X_{i,SCA}^t$	previous positions in SCA
\bar{X}_p	prey's position vector in PSO-GWO
\bar{X}	grey wolf's position vector in PSO-GWO

sible energy system and the COE neared USD 0.895/kWh and NPC was USD 158,206. The authors equally noticed that HOMER gave good results as compared to PVSYS.

DiOrio et al. developed an open-source model to optimize energy storage operation for photovoltaic- (PV-) plus-battery systems with AC-coupled and DC-coupled configurations [5]. The model allowed for exploration of different configurations, including capital costs, inverter performance, dispatch flexibility, and capturing otherwise clipped energy for the DC-coupled system. The results showed that at current estimated prices for lithium-ion battery systems, large-scale PV-plus-battery plants are economically viable under the right conditions, with the configuration playing a role in system flexibility and performance. The model provides the ability for project developers, industry professionals, and researchers to use readily available software to quickly evaluate and design these systems.

Nurunnabi et al. used a specialized neural network algorithm and HOMER to study the feasibility and make a sensitivity analysis on four different types of models including PV-Grid, Wind-Grid, Wind-PV-Grid, and off-grid hybrid renewables to provide low-cost electricity in five rural areas of Bangladesh [6]. The authors considered factors like net present cost, cost of energy, renewable fraction, local load demand, availability of renewable energy resources, system economics and greenhouse gas emissions, the optimal hybrid renewable energy system (HRES) configurations (Wind/PV/Grid/Battery) for the mentioned areas are determined. The results showed that output results were more sensitive on the variations in long-term average wind speed and solar irradiance, nominal discount rate, and the lifetime of wind turbines than the other inputs.

Jeong et al. [7] evaluated the economic and global-warming potential for a 100% biomass direct fire biopower plant in Indiana using short-rotation coppice poplar (*Populus* spp.) as a feedstock. They applied Monte-Carlo simulation to account for uncertainty in three parameters (poplar yield, moisture content, and planting costs). They found that the biopower plant is economically infeasible in Indiana, as the estimated system break-even price (21.5 cents/kWh) is six times higher than the current wholesale electricity price in Indiana. Based on the LCA analysis, they found that this pathway has negative net emissions (-1.14 kg CO₂ eq/kWh), due to carbon sequestration. As a coal-intensive power generating state, Indiana would require a carbon tax above \$93.5/ton CO₂-equivalent to make the biopower plant competitive with other types of power plants (coal and natural gas). This analysis was based on average-quality land. They then conducted a sensitivity analysis using poor- and high-quality land. There are small, statistically significant differences between land types, but likely they are not economically significant because the data they have for the three land rents are subject to high uncertainty, which could not be quantified.

Nsafon et al. [8] presented a hybrid Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) method consisting of Analytic Hierarchy Process (AHP) and Višekriterijumsko Kompromisno Rangiranje (VIKOR) with the Plan-Do-Check-Act (PDCA) cycle to compare six Hybrid Renewable Energy System (HRES) with each other and off-grid DG for selecting the best alter-

native in the rural region of Cameroon. The results revealed that hybrid hydro/wind/PV was the best.

Another approach to solve a HRES optimization problem consist of using heuristic algorithms based on artificial intelligence and this has proven to be a powerful optimization tools in resolving complex optimization problems. Some of these algorithm include Genetic Algorithm (GA), Firefly Algorithm (FFA), Whale Optimization Algorithm (WOA), Particle Swarm Optimization (PSO), Cuckoo Search (CS), Sine-Cosine Algorithm (SCA), Imperialistic Comparative Algorithm (ICA), Biogeography Based Optimization (BBO), Teaching Learning Based Optimization (TLBO), and Grey Wolf Optimization (GWO). We also have hybrid methods such as Genetic Algorithm- Particle Swarm Optimization (GAPSO), Particle Swarm Optimization-Grey Wolf Optimization (PSOGWO), Grey Wolf Optimization-Cuckoo Search (GWOCs), Particle Swarm Optimization-Gravitational Search Algorithm (PSOGSA). Among these, PSO, GWO and TLBO are recognized as very promising algorithms because they are simple to implement, have high efficiency and fast convergence [9]. Kharrich et al. [10] used PSO to minimize and compare the NPC of a micro-grid system which was composed of PV, wind turbine, diesel generator and battery in two towns of two different countries (Iraq and Morocco) using LPSP and Renewable Fraction as constraints. To optimize the COE of a standalone HRES composed of wind turbines, PV, tidal turbines and battery bank, Mohamed et al. used PSO on various scenarios considering the State Of Charge (SOC) of the energy storage system, high reliability, and planning expansion for the future development as constraints and noticed an optimal solution at a time rate better than 80% of conventional technology and in less than 20 iterations [11]. Similarly, Maleki et al. [12] minimized the cost of a grid-connected hybrid system for residential application, incorporating a solar-wind-fuel cell combined heat and power system using PSO which was compared to GA in terms of accuracy and speed; PSO was the more performant than GA. Charfi et al. equally used PSO by to investigate for minimum system cost and minimum pollution for a PV/Battery bank/DG system for a typical house in Tunisia considering assumptions on the parameters of the PSO [15]. Borhanazad et al. [14] used PSO to optimize a Hybrid Micro-Grid System (HMGS) in three stations in Iran based on reliability and cost for a number of households. Yusra et al. optimized a hybrid renewable energy system consisting of wind turbines, solar cells, micro-hydro generator, diesel generator, battery bank, electrolyzer, hydrogen tanks and fuel cell using PSO considering net present cost (NPC), cost of energy (COE) as objective functions in order to meet equivalent loss factor (ELF) index [15]. Mostafa et al. [16] applied four meta-heuristic optimization algorithms (WOA, SCA, FFA and CS) to introduce an optimal multi-criteria design of a grid-connected hybrid power generation systems taking into consideration the involvement of a natural gas distribution network and they obtained reliable results with SCA. Sudhir et al. [17] applied the hybrid PSOGWO to solve the economic load dispatch problem. The PSOGWO was compared with other methods (CS, GWO, PSO, Lambda iteration method and Quadratic Programming) and it proved to be the most effective for solving such a problem. Eteiba et al. [18] conducted a techno-economic study of an off-grid PV/Biomass hybrid system in Monshaet Taher village using various optimization techniques including the Flower Pollination Algorithm (FPA), the Harmony Search (HS) algorithm, the Artificial Bee Colony (ABC) Algorithm and the Firefly Algorithm (FA). The simulation results showed that the Firefly Algorithm has the minimum execution time and best performance among the other algorithms, it also showed that the optimal configuration is obtained for a system comprising of 24 PV panels, 4 biomass power systems, and 298 Ni-Fe batteries. Samy et al. [19] proposed a multi-objective particle swarm optimization (MOPSO) technique to solve the sizing problem for an introduced micro-grid via an economical perspective which is the cost of energy (COE). The MOPSO algorithm tries to mitigate the COE to the lower values by keeping the loss of power supply probability (LPSP) as minimal as possible. A statistical analysis was done to study the accuracy of the outcomes of the introduced technique. Three indicators were offered i.e process capability indices, the

normal probability, and the control chart. The optimum system from the economic perspective consists of two biomass gensets, 31 fuel cells, 65 electrolyzers, and 186 H2 tanks with an NPC of \$ 2 314 842, COE of 0.335 \$/kWh at an LPSP of 1.929%. Samy and Barakat [20] carried out a model analysis for a hybrid biomass-PV micro-grid to show the ability to meet the power demand requirements of a joined irrigation and a household demand of a farm fruits in Egypt. This was done using PSO, a hybrid Invasive Weed Optimization – Particle Swarm Optimization Algorithm (HIWO/PSO), HS and FPA. The total net present cost (TNPC), the loss of power supply probability (LPSP) and the excess energy fraction (EEF) have been applied as an exponent to estimate the competence of the introduced micro-grid. HIWO/PSO was found to be the best among the four optimization techniques. Samy et al. [21] took advantage of the available renewable energy resources to address the problem of power outages in Hurgada, Egypt. This was done by proposing connecting the utility to a hybrid system constituting from photovoltaic (PV), wind turbine (WT), and fuel cell (FC) systems where this hybrid system is considered as a backup system that works when the grid is unavailable. Component scaling was implemented to improve the net present cost of the proposed system using two grouped meta-heuristic techniques, which are the Hybrid Firefly and Harmony Search optimization technique (HFA/HS) and compared to the particle swarm optimization (PSO) technique. Simulation results showed that the optimal system for solving the grid unavailability consists of eighty PVs, two WTs, twenty FCs, forty-one electrolyzers, and one hundred eighteen hydrogen tanks. The results also showed that the volume of exchange with the grid has reached 4 GW of purchase and 3 GW of sale and that the suggested system is economically viable with an LCOE of 0.0628 \$/kWh, which was less than the purchase of electricity from the grid for commercial users in Egypt, which is 0.1 \$/kWh. Ahmad et al. [22] made a detailed feasibility analysis of a HRES to satisfy the energy demand of a building in the University of the Kingdom of Saudi Arabia (KSA) using cultural algorithm (CA), JAYA algorithm and PSO. The feasibility analysis presents technical and economic guises for the HRES which includes integrated sources of photovoltaic (PV), wind turbine, fuel cell, and batteries. It was found that changing the initial cost of the solar PV system followed by fuel cells has the greatest effect on both the total NPC of the system and the COE while the change in the price of battery banks had the least effect.

Cameroon is a country whose aim is to become an emerging country by 2035 and so has to emphasize on the development of its telecommunication and energy sectors which are indispensable for the development of a country. The current electricity grid of Cameroon is made up of three main grids which are [23]: the South Interconnected Grid (SIG) serving six regions (Centre, Littoral, West, North-West, South-West and South), the North Interconnected Grid (NIG) serving the northern part of the country (Adamawa, North and Far North) and the East Interconnected Grid (EIG) for the East region only. Cameroon has a renewable energy potential which is as follows [24]: hydroelectricity which is estimated at about 115 GWh/year (of which just 4% is exploited), solar potential of 4.5 kWh/m²/day in the South and 5.74 kWh/m²/day in the North, biomass electric potential of about 1072 GWh and wind potential of about 2-4 m/s of wind speed in the Far North region (KAELE end Lake Chad) and up to 6.6 m/s on Mount BAMBOUTOS in the West region. With all this renewable energy potential, renewable energies occupy a very small portion in the energy mix of the country with barely 0.1% [25]. Consequently, researches in the optimization of renewable and hybrid energy systems in Cameroon is very limited. Added to this, the very few research works in this domain were done by the used of HOMER, no researcher has tried to use heuristic algorithms.

MAKENENE is a town located in the Centre region of Cameroon that is on the SIG whose percentage of connected households gradually decreased from 66.1% in 1976 to 61.9 % in 2012 [23]; the present status of MAKENENE town shows that its resident have to spend at times 3 to 4 days of blackout. This impacts negatively on the development of the town notably in the sector of telecommunication given that the town

hosts one the first Community Multimedia Centre constructed in 2006 to give access to telecommunication facilities to the local population.

Fig. 8

The objective of this study is to design and optimize a standalone HRES in order to have a reliable, cost effective and less polluting system to meet the power demand of the Community Multimedia Centre in MAKENENE. To achieve this, a multi-objective PSO, SCA, PSOGWO and GWOCS methods are applied in order to find the minimum LPSP, the minimum NPC, the minimum COE and the minimum TGE.

The use of these four optimization methods is mainly for validation purposes and also because these algorithms have shown their best in dealing with large-scale search as reaching the global optimum steadily and quickly. Also a study of the influence of the derating factor of the PV on the cost of electricity is carried out.

The main contributions are as follows:

- i To the best of the authors' knowledge, studies on the effect of derating factors on the COE have not been carried out yet. This work tries to look into this.
- ii Also, to the best of authors' knowledge, the hybrid GWOCS optimization techniques has not yet been implemented in the study of HRES in Cameroon.
- iii In Cameroon, most studies carried out on HRES were done using HOMER software, the use of meta-heuristic techniques are yet to be implemented, thus the use of meta-heuristic techniques (PSO, SCA, PSOGWO and GWOCS) in this study.

The paper is organized in seven sections as follows: Section 1 on "Introduction", Section 2 on "Hybrid energy system modeling", Section 3 on "Power Management Strategy", Section 4 on "Optimization", Section 5 on "Particle Swarm Optimization algorithm", Section 6 on "Results and Discussion" and lastly Section 7 on "Conclusion".

Tables 4 and 6

2. Modeling of the hybrid energy system components

2.1. Modeling of PV

The power output of the PV system is given by the Eq. (1) [14, 26]:

$$P_{pv-out} = f_v \times P_{pv-rated} \times \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \times [1 + K_T (T_c - T_{ref})] \quad (1)$$

Where f_v is the derating factor (%) which is a scaling factor applied to account for reduced output in real-world operating conditions. Derating factor accounts for factors such as wiring losses, dust or snow cover, shading and so on. The value of derating factor is generally in the range $0.6 \leq f_v \leq 0.9$ [27]. In this study, four values of derating factor (0.6, 0.7, 0.8 and 0.9) are used in the calculations. The main purpose of doing this is to study the effect that various derating factor values can have on the cost of electricity.

P_{pv-out} is the output power from the PV system, $P_{pv-rated}$ is the rated power at the reference conditions, G is the solar radiation (W/m^2), G_{ref} is the solar radiation at reference conditions ($G_{ref}=1000 W/m^2$), T_{ref} is the cell temperature at reference conditions ($T_{ref}=25^\circ C$), K_T is the temperature coefficient of the maximum power ($K_T = -3.7 \times 10^{-3} / ^\circ C$) and T_c is the cell temperature which is determined by the Eq. (2):

$$T_c = T_{amb} + (0.0256 \times G) \quad (2)$$

Where T_{amb} is the ambient temperature. Table 1 shows the cost and technical specifications of PV.

2.2. Modeling of wind turbine

Wind speed is known to vary with height, the measured wind speed can be converted to desired hub heights. The power equation is calcu-

Table 1

PV cost and technical specifications [28].

Type	Renesola 260W Virtus II
Temperature coefficient of power	-0.04%/°C
PV initial cost	1800 \$/kW
Annual operation & maintenance cost	0.01 *initial cost \$/ year
Rated power	260 W
PV nominal temperature	45°C
Maximum Power Current	8.55 A
Maximum Power Voltage	30.4 V
Cell Type	156mm × 156 mm
efficiency	16.5 %
PV system lifetime	20 years

Table 2

Wind turbine cost and technical specifications [31].

Type	Aeolos-H
Wind initial cost	2000 \$/unit
Annual operation & maintenance cost	0.01 *initial cost \$/ year
Rated power	1 kW
Cut-in wind speed	2.5 m/s
Rated wind speed, Cut-out wind speed	10 m/s, 25 m/s
Wind system lifetime	20 years
Efficiency	96 % at 10 m
Weight	60 kg

Table 3

Battery cost and technical specifications [32].

Type	OPZS-Hawker TLS3
Size	360 Ah
Battery initial cost	280 \$/kWh
Annual operation & maintenance cost	0.03 *initial cost \$/kWh/year
Depth of discharge	80 %
Battery efficiency	85 %
Minimum charge of the battery	20 %
Battery system lifetime	10 years

lated by the following correlation [14]:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (3)$$

Where v_2 is the wind speed at the hub height h_2 (70 m in this work), v_1 is the wind speed at the reference height h_1 (10 m in this work) and α is the coefficient of friction (Hellman exponent, wind gradient or power-law exponent) with value equal to 0.25 for this work [29]. Table 2 shows the cost and technical specifications of the WT.

The power output of wind turbine can be calculated using Eq. (4) [14, 26, 30]:

$$P_{wind} = N_w \begin{cases} 0, & |v \leq v_{ci}, v \geq v_{co} \\ v^3 \left(\frac{P_r}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) - P_r \left(\frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right), & v_{ci} < v < v_r \\ P_r, & v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (4)$$

2.3. Modeling of battery

When the load cannot be satisfied by the solar and the wind, the battery bank used as a storage system may be needed to avoid a prolong use of the diesel generator. The storage capacity depends on the state of charge (SOC) of the battery. Battery's cost and technical specifications are shown in Table 3. The battery storage capacity is given by Eq. (5) [11, 26]:

$$C_B = \frac{(E_L \times \Delta D)}{\eta_{inv} \times \eta_{bat} \times DOD} \quad (5)$$

Table 4
Inverter cost and technical specifications [33].

Type	Generic 1200CH
Size	1200 VA
Cost (\$)	2000
Replacement cost (\$)	2000
Maintenance cost (\$)	200/year
Efficiency (%)	92

Table 5
DG parameters [24, 34].

Type	JLT 5000S
Diesel generator initial cost	1000 \$/kW
Annual operation & maintenance cost	0.008 \$/kWh
Rated power	4 kW
Replacement cost	1000 \$/kW
Fuel cost	1 \$/liter
Voltage	220 V
Diesel generator lifetime	25000 hours

Table 6
Emission factors.

	CO ₂	SO ₂	NO _x
Emission rate (g/kWh)	697	0.5	0.22

2.4. Modeling of inverter

The main function of the inverter is to convert DC power from PV and the battery bank into AC power to meet the load demand. The inverter is sized based on peak load demand. The inverter input power (P_{inv}) is given by Eq. (6) [18]:

$$P_{inv} = \frac{P_{load}}{\eta_{inv}} \quad (6)$$

2.5. Modeling of diesel generator

The diesel generator’s performance is usually characterized by its efficiency, the fuel consumption and the type of fuel used. The fuel consumption is evaluated using Eq. (7) which is the linear model of a DG set hourly fuel consumption [10]:

$$F_{dg} = B_g P_{dg} + A_g P_{dg-out} \quad (7)$$

Where P_{dg-out} is the output power, P_{dg} is the rated power, A_g and B_g are constants representing the coefficient of fuel consumption which approximately the values 0.246179 l/kWh and 0.08415 l/kWh respectively. Table 5 presents the parameters of DG.

2.6. Load profile

MAKENENE is a town in the MBAM & INOUBOU division in the Center region of Cameroon. With a yearly population growth rate of 2.8%, the population of MAKENENE was estimated to be 20201 inhabitants in 2015 [35]. Though more than 90% of the households are connected to the main grid, the inhabitants of MAKENENE suffer blackout which can last for 3 to 4 days at times. The community multimedia center is an opportunity for farmers to sell their crops online, given that agriculture is the main economic activity in the town. Therefore it is indispensable to have a multimedia center with a permanent power supply; thus the option of an off-grid HRES. The choice of the optimal HRES is done randomly; where the necessity of carrying out a comparative study between the various configurations and the various optimization methods.

The Community Multimedia center of MAKENENE is located on Latitude: 4°52’36,3”N, Longitude:10°48’49,6”E and at an altitude of 700

m. It is some 198 km away from YAOUNDE on the National Road Number 4. The multimedia center consists of electrical appliances such as desktop computers, printers, scanners, fixed phones, TV and light bulbs. Fig. 1 shows how these electric load can be connected to power source. The daily energy load is approximately 50.22 kWh. The load profile for the multimedia center is worked on hourly basis. Fig. 2 shows this load profile; the average load is 2.32 kW and the peak load of the day is 5.6 kW.

3. Power management strategy

The intermittent nature of renewable resources usually makes the power management strategy very complex. This strategy includes many scenarios which are briefly described below:

- **Case 1:** The battery will charge when the load is satisfied by all renewable energies.
- **Case 2:** The load will be satisfied by the battery when renewable energies are not able to meet the load.
- **Case 3:** The diesel generator will be used to supply the load when renewable energies and battery bank are not able to satisfy the load.

4. Optimization

In this study we are going to minimize the Loss of Power Supply Probability (LPSP), the Net Present Cost (NPC), the Cost of Electricity (COE) and the total greenhouse gases emitted (TGE) and these are all known as the objectives functions. We are also going to consider four decision variables; which are: the rated power of the PV system ($P_{pv-rated}$), the number of wind turbines (N_w), the days of autonomy of the battery bank (AD) and the number of DG (N_{dg}).

4.1. Economic optimization model

The NPC of the system is a very important element in the system design and it is taken over the project’s lifetime. It includes the sum of the capital (C), operation & maintenance (OM), replacement (R) costs for each component, plus the fuel cost for the diesel (FC_{dg}) [11]. To improve the accuracy of the economic calculations there are important parameters since the rate of interest, the inflation rate and escalation rate. The NPC is calculated as follows [10]:

$$\min_x NPC = \min_x (C + OM + R + FC_{dg}) \quad (8)$$

where, x is a four-dimensional vector consisting of the decision variables)the rated power of the PV system ($P_{pv-rated}$), the number of wind turbines (N_w), the days of autonomy of the battery bank (AD) and the number of DG (N_{dg}).

$$C = PV_p \times C_{PV} + WT_p \times C_{WT} \times N_{WT} + C_B \times C_{BAT} + C_{inv} + DG_P \times C_{DG} \quad (9)$$

where, is C_{PV} the PV price per kW (\$/kW), PV_p is the rated power of the PV system (kW), C_{WT} is the WT price per kW (\$/kW), C_B is the battery capacity (kWh), C_{BAT} is the battery bank price per kWh (\$/kWh), C_{inv} is the inverter price per kW (\$/kW), and C_{DG} is the DG price per kW (\$/kW). OM is the operation and maintenance cost of the HRES segments and can be resolved using the accompanying Eq. (10):

$$OM = OM_0 \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^T \right) \quad r \neq i$$

$$OM = OM_0 \times T \quad r = i \quad (10)$$

Where T is the project lifetime, r and i are the interest rate and inflation rate respectively. In this work we considered r and i to be equal.

$$R = \sum_{j=1}^{N_{rep}} \left(C_{RC} \times C_U \times \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{T \times j} / (N_{rep} + 1) \right) \quad (11)$$

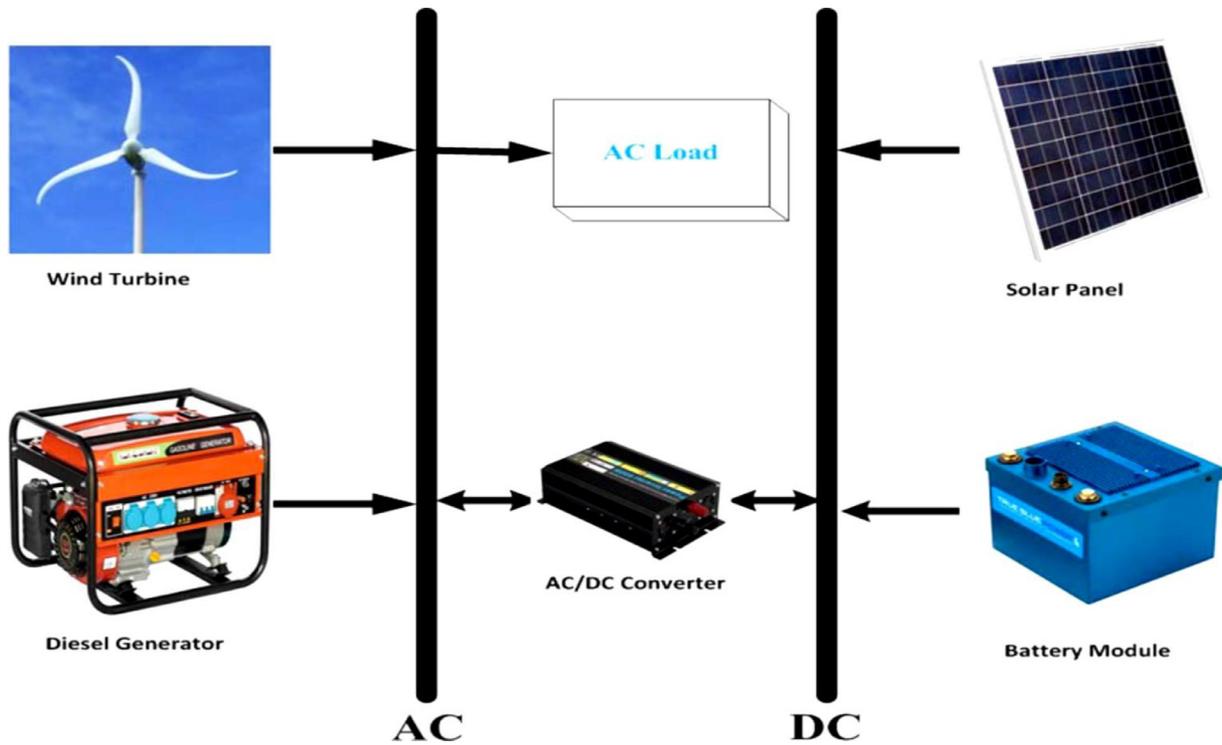


Fig. 1. Standalone hybrid renewable energy system [3].

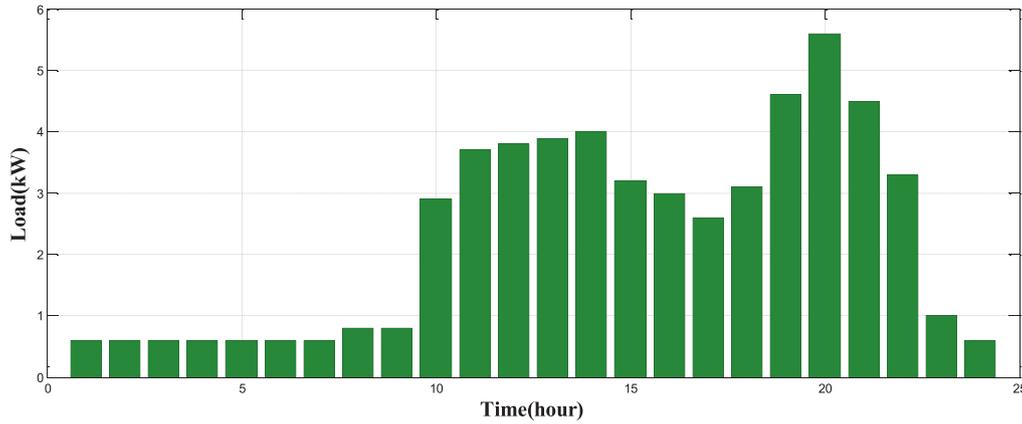


Fig. 2. Load Profile.

C_{RC} is the capacity of the replacement units, C_U is the cost of replacement units, and N_{rep} is the number of units replacements over the project lifetime.

$$FC_{dg} = DG_h \times P_f \times F_{dg} \tag{12}$$

Where, DG_h is the total operation hours of the DG during T and P_f is the fuel price per liter (\$/L), (fuel price has been considered in this paper as 1 \$/L).

The COE is another very important element in the system design and it is used as an indicator of economic profitability of the system. It is calculated using Eq. (13) [13]:

$$\min_x COE = \min_x \left(\frac{NPC}{\sum_{t=1}^{8760} P_{load}} \times CRF \right) \tag{13}$$

P_{load} is the hourly power consumption. CRF is a ratio to calculate the present value of the system components for a given time period taking

into consideration the interest rate [14]. It is calculated by:

$$CRF = \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \tag{14}$$

Where i is the interest rate and T is the system lifetime, usually equal to the life of the PV system.

4.2. Technical optimization model

LPSP is defined as the reliability of the system and it represents the fraction of the load that is not met. If LPSP is 1, then the load is never met while LPSP of zero implies that the load is fully met [14, 36]. It is calculated using the Eq. (15):

$$\min_x LPSP = \min_x \left(\frac{\sum (P_{load} - P_{pv-out} - P_{wind} + P_{bat-min} + P_{dg-out})}{\sum P_{load}} \right) \tag{15}$$

In literature, electricity suppliers aim at LPSP<0.01% in developed countries, however, in rural areas and stand-alone applications, LPSP<1% is acceptable [37].

The renewable fraction (RF) is the fraction of the energy received by the load that is supplied by the renewable resources, it is the calculated using Eq. (16) [14]:

$$RF = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{dg-out}}{\sum_{t=1}^{8760} P_{RE}} \quad (16)$$

Where P_{RE} indicates the sum of PV and wind powers.

4.3. GHG emission optimization model

The emission of GHG by a hybrid renewable energy system is another important aspect to be considered when designing the system. The more GHG emitted from the system, the more harmful it will be to the environment and vice versa. In this study, the only component of the system responsible for this emission is the DG which mainly emits three gases [38]: CO_2 , SO_2 and NO_x .

To calculate the Total GHG emission (TGE) of the system, we use Eq. (17):

$$\min_x TGE = \min_x \left(\sum_{i=1}^{8760} ((\alpha_{CO_2} + \alpha_{SO_2} + \alpha_{NO_x}) \times P_{dg-out}) \right) \quad (17)$$

Where α_{CO_2} , α_{SO_2} and α_{NO_x} are the emission factor of CO_2 , SO_2 and NO_x respectively.

4.4. Particle swarm optimization algorithm

PSO is one of the famous optimization techniques. It was first developed by Kennedy and Eberhart in 1995 [11]. It was founded based on the movement and behavior of birds and fish Invalid source specified.. Generally, there are three main steps in the PSO algorithm stated as follows [14, 36]:

- Evaluating the fitness of each particle using the objective functions.
- Update individual and global best fitness and position.
- Update velocity and position of each particle.

The best fitness value achieved by each particle is remembered by the particle during the algorithm operation. The particle having the best fitness value compared to other particles is equally calculated and updated during iterations Invalid source specified.. This procedure is repeated till the stopping criteria are reached.

The velocity and the position of the particles are continuously updated as follows:

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1r_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2r_2(G_{besti} - x_i(t)) \quad (18)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (19)$$

$$w = w_{min} + (w_{max} - w_{min}) \times \frac{t}{max_{iter}} \quad (20)$$

Where r_1 and r_2 are random real numbers drawn from [0,1], c_1 and c_2 are the cognitive and social parameters respectively; pulling the particles towards P_{besti} and G_{besti} which are the personal or individual best and global best of each particle respectively. w is the inertia weight w_{max} and w_{min} are the initial and final inertia weights and max_{iter} is the maximum number of iterations.

This technique has evolved over time and in this study we are going to use the improved or constricted particle swarm optimization technique [38]. The constriction coefficient χ helps to ameliorate the convergence of the system [13]. With the introduction of the constriction coefficient, the velocity equation becomes:

$$v_i(t+1) = \chi v_i(t) + c_1r_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2r_2(G_{besti} - x_i(t)) \quad (21)$$

$$\begin{aligned} c_1 &= \chi \cdot \varphi_1 \\ c_2 &= \chi \cdot \varphi_2 \\ \chi &= \frac{2}{|\varphi - 2 + \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|} \end{aligned} \quad (22)$$

Where φ is the contraction coefficient and it is given by:

$$\varphi = \varphi_1 + \varphi_2$$

With $\varphi_1 = \varphi_2 = 2.05$

4.5. The sine cosine algorithm (SCA)

This method was developed by Mirjalili in 2016. It is a mathematical population-based algorithm depending on the sine and cosine functions only [16]. The equations used in updating the position are given below:

$$X_{i,SCA}^{t+1} = \begin{cases} X_{i,SCA}^t + r_1 \times \sin(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - X_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \leq 0.5 \\ X_{i,SCA}^t + r_1 \times \cos(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - X_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \geq 0.5 \end{cases} \quad (23)$$

where r_4 is a random number in [0,1].

SCA is controlled by four main parameters which are r_1 , r_2 , r_3 and r_4 . r_1 indicates the area of the next position between the target and the current solution. r_2 represents the random motion of the solution and its direction. r_3 helps to adapt the target solution, so that if its value is greater than 1, the solution is emphasized and it is deemphasized if its value is less than 1. r_4 helps to the sine and cosine functions to be switched among the algorithm based on its value as shown in Eq. (23) above. The cyclic pattern of sine and cosine function allows the solution to be re-positioned efficiently to ensure exploitation of the search space. In the exploration phase, the solutions should be able to search outside the space, and this is made possible by changing the range of the sine and cosine functions. Fig. 3 below shows the main steps involved in the SCA [16].

4.6. Hybrid particle swarm optimization-grey wolf optimization (PSOGWO)

GWO is an optimization method that was developed in 2014 by Mirjalili et al., [39]. Grey wolves follow a very firm social leadership hierarchy in a pack. The leaders of the pack are called alpha (α). They are followed by the beta (β), deltas (δ) and the omega (ω) respectively. The main steps involved here are given below:

4.6.1. Social hierarchy

In modeling the social hierarchy of the grey wolves, alpha (α) is considered as the fittest solution. Accordingly, the second best solution is named beta (β) and third best solution is named delta (δ) respectively [39]. The candidate solutions which are left over are taken as omega (ω). In the GWO, the optimization (hunting) is guided by alpha, beta, and delta [17].

4.6.2. Encircling prey

The encircling behavior can be mathematically modeled as follows [40]:

$$\vec{D} = \left| \vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t) \right| \quad (24)$$

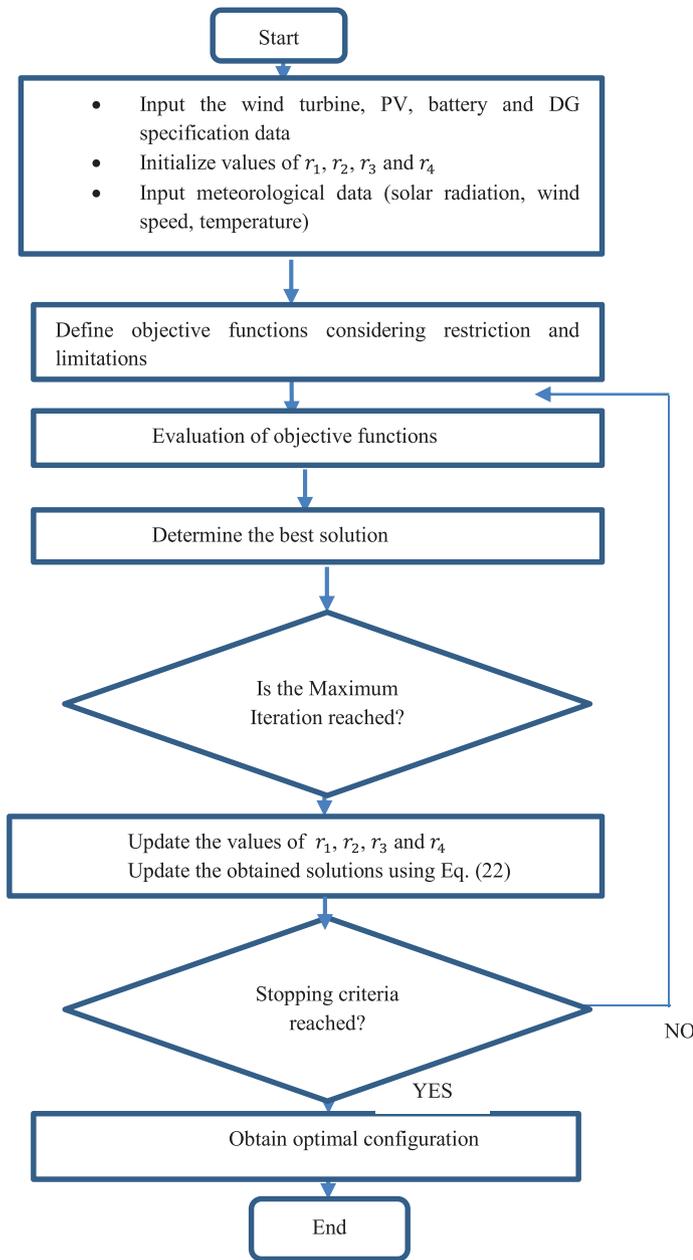
$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (25)$$

Where \vec{A} and \vec{C} are coefficient vectors. The calculation of vectors \vec{A} and \vec{C} is done as follows:

$$\begin{aligned} \vec{A} &= 2 \cdot \vec{a} \cdot \vec{r}_1 - \vec{a} \\ \vec{C} &= 2 \cdot \vec{r}_2 \end{aligned} \quad (26)$$

Where values of \vec{a} are linearly reduced from 2 to 0 during the course of iterations and r_1, r_2 are random vectors in gap [0, 1].

Fig. 3. The flowchart of SCA.



4.6.3. Hunting

The hunt is usually led by the alpha, beta and delta, since they have better knowledge about the potential location of prey. The other search agents must update their positions according to best search agent's position. The update of their agent position can be formulated as follows [17, 40]:

$$\begin{cases} \vec{D}_\alpha = \vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X} \\ \vec{D}_\beta = \vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X} \\ \vec{D}_\delta = \vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X} \end{cases} \quad (27)$$

$$\begin{cases} \vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha - A_1 \cdot \vec{D}_\alpha \\ \vec{X}_2 = \vec{X}_\beta - A_2 \cdot \vec{D}_\beta \\ \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta - A_3 \cdot \vec{D}_\delta \end{cases} \quad (28)$$

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (29)$$

4.6.4. Search for prey and attacking prey

A is a random value in the gap [-2a, 2a]. When |A| < 1, the wolves are forced to attack the prey; when |A| > 1, the wolves are forced to move away from the prey.

The main steps of the hybrid PSOGWO are given by Fig. 4 below [17]:

4.7. Hybrid grey wolf optimization-cuckoo search (GWOCS)

CS algorithm was developed by Yang and Deb in 2009 Invalid source specified..

In the GWOCS hybrid method, the positions of the wolves are updated using the Cuckoo Search's position update formula as given below [41]:

$$\begin{aligned} stepsize &= rand_{(0,1)} \times \alpha \times S \times (Nest - bestNest) \\ newNest &= Nest + stepsize \end{aligned} \quad (30)$$

Where Nest is the current solution, bestNest is the best solution from the GWO algorithm, α whose value is greater than 0 is the step size

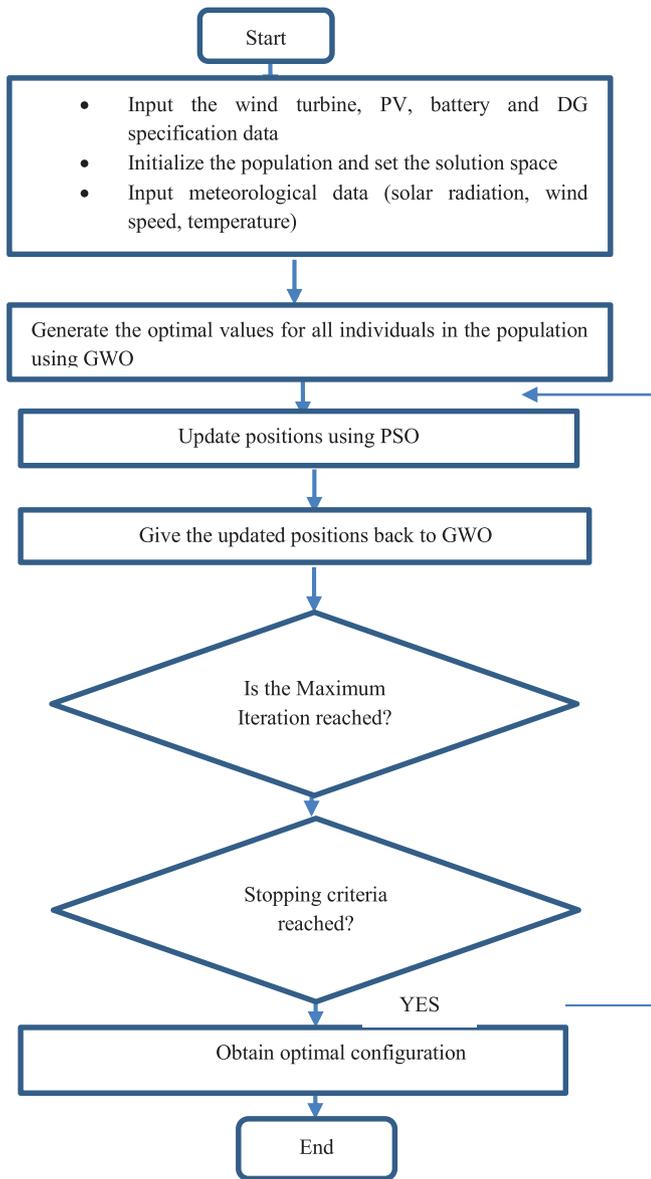


Fig. 4. The flowchart of PSOGWO algorithm.

parameter, $rand_{(i)(j)}$ is a random number in the interval [-1,1] and S is the step length.

The main steps involved in the hybrid GWOCS are given in Fig. 5 below:

5. Results and discussion

In this section, the optimal results of a standalone HRES for the Community Multimedia center in MAKENENE, Cameroon using PSO, PSOGWO, SCA and GWOCS techniques for various derating factor values is presented. The meteorological data for the site used in this study were obtained National Aeronautics and Space Administration (NASA) (2010). MATLAB (2012b) was used to implement this work. For all the optimization techniques, the population size and the maximum number of iteration were taken as 50 and 100 respectively. We assume the inflation and interest rate used are equal to 3.25%. Table 7 presents the constraint parameters used in this study:

In this study, various scenarios were considered and are presented as follows:

- Scenario 1: Hybrid system with PV, WT, Battery & DG
- Scenario 2: Hybrid system with PV, Battery & WT

Table 7 Constraints parameters.

	Minimum value	Maximum value
$P_{pv-rated}$	10 kW	25 kW
N_w	5	10 turbines
AD	1	3 days
N_{dg}	0	4 generators
LPSP	0 %	5%

- Scenario 3: Hybrid system with PV, Battery & DG
- Scenario 4: Hybrid system with PV & DG
- Scenario 5: Hybrid system with Battery & PV
- Scenario 6: Hybrid system with Battery & DG
- Scenario 7: System with DG only

The optimal results for the PSO, PSOGWO, SCA and GWOCS algorithm for various values of derating factor and for the various scenarios are presented in Tables 8, 9, 10 and 11.

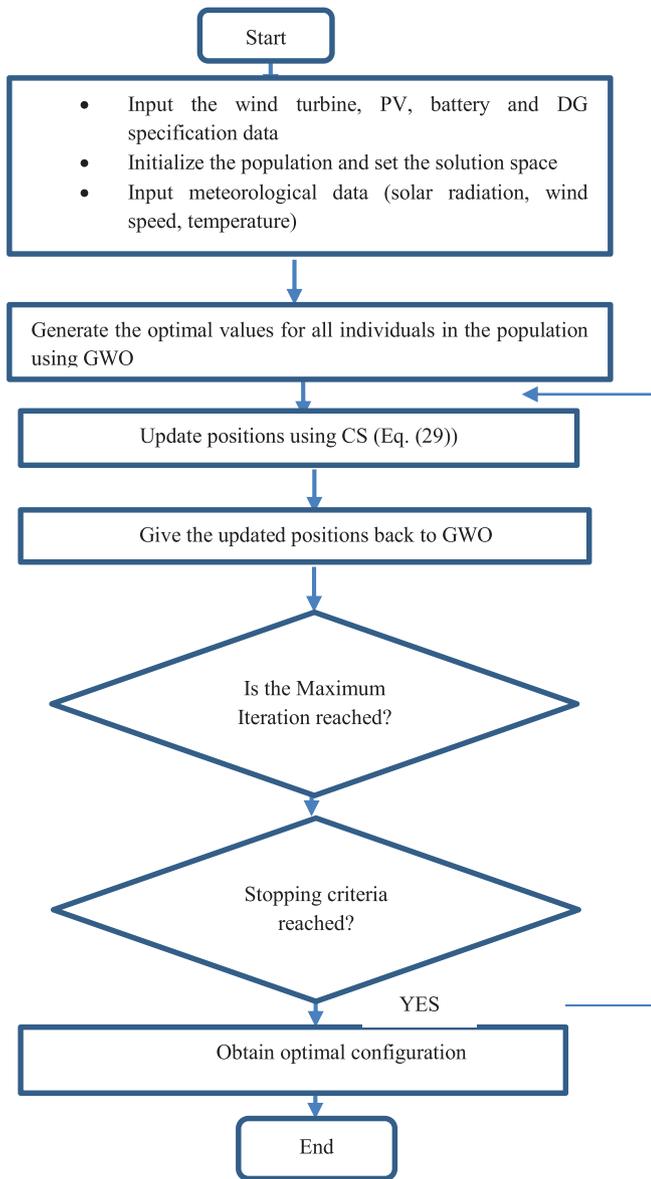


Fig. 5. The flowchart of GWOCS algorithm.

5.1. Effect of the derating factor values on the cost of electricity (COE)

From Tables 8-11 above, it can generally be seen that the COE of the seven scenarios decreases as the value of the derating factor is increasing, for all the four optimization techniques, which are PSO, SCA, PSOGWO and GWOCS. In what follows, a thorough analysis of scenario 3 is done.

When f_v is 0.6, the optimal solution of the COE is 0.19335 \$/kWh, 0.19332 \$/kWh, 0.19310 \$/kWh and 0.19891 \$/kWh for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively as shown in Table 8. When f_v is 0.7 as shown in Table 9, the optimal solution of the COE is 0.18201 \$/kWh, 0.17770 \$/kWh, 0.17101 \$/kWh and 0.17916 \$/kWh for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively. The difference in the value of the COE when the value of the derating factor increases from 0.6 to 0.7 is 0.01134 \$/kWh, 0.01562 \$/kWh, 0.02209 \$/kWh and 0.01975 \$/kWh for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively.

When f_v is 0.8, the optimal solution of the COE is 0.16717 \$/kWh, 0.16037 \$/kWh, 0.15921 \$/kWh and 0.17718 \$/kWh for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively as shown in Table 10. When f_v is 0.9 as shown in Table 11, the optimal solution of the COE is 0.16133 \$/kWh, 0.15921 \$/kWh, 0.15913 \$/kWh and 0.15921 \$/kWh for PSO,

PSOGWO, GWOCS and SCA respectively. The difference in the value of the COE when the value of the derating factor increases from 0.8 to 0.9 is 0.00584 \$/kWh, 0.00116 \$/kWh, 0.00008 \$/kWh and 0.01797 \$/kWh for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively. The difference in the value of COE when the derating factor increases from 0.6 to 0.7 is less compared to the difference when the derating factor increases from 0.8 to 0.9. This shows that COE is better for greater values of derating factor.

From the above, it is clear that a better optimal system is achieved when the derating factor value is 0.9, showing the necessity of choosing a site with less dust, respecting the optimal tilt angle of the PV, installing the system in a naturally ventilated area and also to take into account meteorological uncertainty.

The next subsection presents details of the optimal solutions obtained for the derating factor is 0.9.

5.2. Optimal results for derating factor value 0.9

The optimal results for the seven scenarios obtained using the four optimization techniques for derating factor value 0.9, are presented in Table 11 above.

Table 8
Optimal results for the various Scenarios for fv=0.6.

Scenarios	Optimization techniques	LPSP (%)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	Emissions (kg/year)	Renewable Fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_{io}	AD	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	74673.8145	0.25308	2.71788	0.996	25	7	1	1
	PSOGWO	0.003	72706.9150	0.24641	2.69561	0.996	23	6	1	1
	GWOCs	0.003	59404.0161	0.20133	2.30770	0.996	22	5	3	1
	SCA	0.003	61510.1398	0.20847	2.66135	0.996	23	6	3	1
Scenario 2	PSO	0.045	61032.2886	0.20685	-	1	24	5	2	-
	PSOGWO	0.045	62839.6096	0.21297	-	1	24	5	2	-
	GWOCs	0.045	62849.5930	0.21301	-	1	24	5	2	-
	SCA	0.046	64805.0351	0.21963	-	1	24	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	57051.8344	0.19335	2.89377	0.998	24.5	-	2	1
	PSOGWO	0.003	57040.4217	0.19332	2.61409	0.998	24	-	2	2
	GWOCs	0.003	56976.0706	0.19310	2.60749	0.998	24	-	3	1
	SCA	0.003	58691.3182	0.19891	2.56761	0.998	24	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	750666.8783	2.54410	41117.54357	0.45	24	-	-	2
	PSOGWO	0	571193.342	1.93585	34909.11575	0.45	24	-	-	2
	GWOCs	0	554448.2832	1.87909	34538.81113	0.45	23	-	-	2
	SCA	0	642513.9395	2.17756	37538.74681	0.45	25	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.045	51907.6351	0.17592	-	1	24	-	2	-
	PSOGWO	0.047	51747.9005	0.17538	-	1	24.5	-	2	-
	GWOCs	0.045	51733.9493	0.17533	-	1	24.5	-	2	-
	SCA	0.045	51750.3112	0.17539	-	1	24.5	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCs	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCs	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

Table 9
Optimal results for the various Scenarios for fv=0.7.

Scenarios	Optimization techniques	LPSP (%)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	Emissions (kg/year)	Renewable Fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_{io}	AD	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	67306.5759	0.22811	4.48255	0.996	20	7	2	1
	PSOGWO	0.003	58284.5701	0.19753	2.44140	0.996	19	7	2	1
	GWOCs	0.003	57204.921	0.19387	2.36209	0.996	20	-	3	1
	SCA	0.003	58913.613	0.19967	3.24895	0.996	19	8	2	1
Scenario 2	PSO	0.045	57443.4107	0.19468	-	1	24	5	2	-
	PSOGWO	0.045	57390.2378	0.19450	-	1	24	5	2	-
	GWOCs	0.045	57377.38	0.19446	-	1	24	5	2	-
	SCA	0.046	57404.1468	0.19455	-	1	24	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	53705.4617	0.18201	3.81461	0.998	21	-	2	1
	PSOGWO	0.003	52431.7599	0.17770	3.37710	0.998	21	-	2	1
	GWOCs	0.003	50459.9141	0.17101	3.27317	0.998	21	-	2	1
	SCA	0.003	52862.3182	0.17916	3.51970	0.998	21	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	571193.342	1.93585	34817.83308	0.45	23	-	-	2
	PSOGWO	0	565739.342	1.91736	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	GWOCs	0	549919.843	1.86375	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	SCA	0	568438.7746	1.92651	34349.58938	0.45	23	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.045	46296.8517	0.15691	-	1	21	-	2	-
	PSOGWO	0.045	46295.9726	0.15690	-	1	21	-	2	-
	GWOCs	0.045	46286.4747	0.15687	-	1	21	-	2	-
	SCA	0.046	46370.0774	0.15715	-	1	21	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCs	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCs	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

5.2.1. Scenario 1 (PV, WT, Battery & DG)

For this scenario, the hybrid system consists of PV, Wind, Battery and DG. From Table 11, it is observed that the LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA is 0.003%. The COE and the NPC are 0.19660 \$/kWh and 58007.8597 \$ for PSO, 0.18314 \$/kWh and 54038.3313 \$ for PSOGWO, 0.17534 \$/kWh and 51735.3795 \$ for GWOCs, 0.19888 \$/kWh and 58681.3455 \$ for SCA respectively.

A comparative analysis of the COE and the NPC obtained using PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA shows that the performance of GWOCs is

better than PSOGWO, SCA and PSO. It is also observed that less GHG are emitted when using GWOCs.

5.2.2. Scenario 2 (PV, Battery & WT)

For this scenario, the system is made up of PV, Wind & Battery. Table 11 shows that the LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA is 0.046%. The COE and the NPC are 0.17674 \$/kWh and 52148.671 \$ for PSO, 0.17605 \$/kWh and 51946.2741 \$ for PSOGWO, 0.17600 \$/kWh and 51931.7733 \$ for GWOCs, 0.17685 \$/kWh and 52182.2881 \$ for

Table 10
Optimal results for the various Scenarios for fv=0.8.

Scenarios	Optimization techniques	LPSP (%)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	Emissions (kg/year)	Renewable Fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_{io}	AD	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	61288.8922	0.20772	5.76049	0.996	18	9	3	1
	PSOGWO	0.003	55019.2722	0.18647	3.30686	0.996	18	5	3	1
	GWOCs	0.003	54645.5999	0.18520	2.87566	0.996	18	9	3	1
	SCA	0.003	58913.6131	0.19967	2.44140	0.996	19	6	2	1
Scenario 2	PSO	0.046	54167.6059	0.18358	-	1	18	6	2	-
	PSOGWO	0.046	53812.3719	0.18238	-	1	19	5	2	-
	GWOCs	0.046	52155.0194	0.17676	-	1	18	5	2	-
	SCA	0.046	53827.6052	0.18243	-	1	18	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	49325.9014	0.16717	3.23065	0.998	18	-	2	1
	PSOGWO	0.003	47319.4188	0.16037	3.00488	0.998	19	-	2	1
	GWOCs	0.003	46977.7599	0.15921	2.56761	0.998	20	-	3	1
	SCA	0.003	52278.0759	0.17718	3.82950	0.998	18	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	568438.7746	1.92651	34817.83308	0.45	22	-	-	2
	PSOGWO	0	566845.3102	1.92111	34909.11575	0.45	21	-	-	2
	GWOCs	0	550715.7795	1.86644	34382.9158	0.45	22	-	-	2
	SCA	0	565739.3420	1.91736	35401.93711	0.45	22	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.045	41042.8789	0.13910	-	1	18	-	2	-
	PSOGWO	0.046	41042.8569	0.13910	-	1	18	-	2	-
	GWOCs	0.045	40831.9512	0.13838	-	1	18	-	2	-
	SCA	0.046	41044.6526	0.13911	-	1	18	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCs	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCs	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

Table 11
Optimal results for the various Scenarios for fv=0.9.

Scenarios	Optimization techniques	LPSP (%)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	Emissions (kg/year)	Renewable Fraction	$P_{pv-rated}$ (kW)	N_{io}	AD	N_{dg}
Scenario 1	PSO	0.003	58007.8597	0.19660	5.45366	0.996	16	8	3	1
	PSOGWO	0.003	54038.3313	0.18314	4.76404	0.996	16	8	2	1
	GWOCs	0.003	51735.3795	0.17534	2.34065	0.996	16	7	2	1
	SCA	0.003	58681.3455	0.19888	6.40548	0.996	16	8	3	1
Scenario 2	PSO	0.046	52148.671	0.17674	-	1	18	6	2	-
	PSOGWO	0.046	51946.2745	0.17605	-	1	19	5	2	-
	GWOCs	0.046	51931.7733	0.17600	-	1	18	5	2	-
	SCA	0.046	52182.2881	0.17685	-	1	18	5	2	-
Scenario 3	PSO	0.003	47602.7611	0.16133	3.52217	0.998	18	-	3	1
	PSOGWO	0.003	46977.7599	0.15921	2.96433	0.998	18	-	3	1
	GWOCs	0.003	46953.0485	0.15913	2.56761	0.998	18	-	3	1
	SCA	0.003	46977.7599	0.15921	2.96433	0.998	18	-	3	1
Scenario 4	PSO	0	565739.342	1.91736	34817.83308	0.45	22	-	-	2
	PSOGWO	0	549919.843	1.86375	34377.16782	0.45	21	-	-	2
	GWOCs	0	543306.4506	1.84133	34349.58938	0.45	21	-	-	2
	SCA	0	568438.7746	1.92651	34909.11575	0.45	22	-	-	2
Scenario 5	PSO	0.046	40878.1321	0.13854	-	1	18	-	2	-
	PSOGWO	0.046	40823.5853	0.13836	-	1	18	-	2	-
	GWOCs	0.046	37203.9635	0.12609	-	1	18	-	2	-
	SCA	0.046	40842.5629	0.13842	-	1	18	-	2	-
Scenario 6	PSO	0.003	255657.1168	0.86645	23312.95122	0	-	-	2	1
	PSOGWO	0.003	242221.7257	0.82092	22489.69249	0	-	-	2	1
	GWOCs	0.003	240369.1947	0.81464	22489.69249	0	-	-	2	1
	SCA	0.003	243824.3625	0.82635	22489.69249	0	-	-	2	1
Scenario 7	PSO	0	555420.9508	1.88239	37164.27006	0	-	-	-	2
	PSOGWO	0	512759.0116	1.73780	35615.69913	0	-	-	-	2
	GWOCs	0	508904.3031	1.72474	35449.33372	0	-	-	-	2
	SCA	0	563035.1023	1.90819	37478.60844	0	-	-	-	2

SCA respectively. The Emission here is 0 because we assumed that the system which is mainly made of renewable resources does not emit when it is operating.

A comparative analysis of the COE and the NPC obtained using PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA shows that the efficient optimal configuration of the hybrid system is attained using GWOCs, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO.

5.2.3. Scenario 3 (PV, Battery & DG)

Here the system is made of PV, Battery and DG. The LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA is 0.003%. The COE and the NPC are 0.16133 \$/kWh and 47602.7611 \$ for PSO, 0.15921 \$/kWh and 46977.7599 \$ for PSOGWO, 0.15913 \$/kWh and 46953.0485 \$ for GWOCs, 0.15921 \$/kWh and 46977.7599 \$ for SCA respectively.

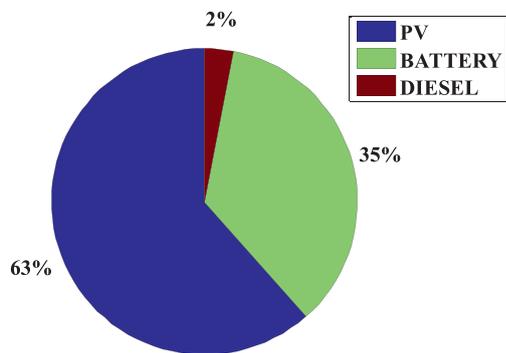


Fig. 6. Percentage of energy supplied by PV, Battery & DG in Scenario 3.

A comparative analysis of the COE and the NPC obtained using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA shows that the efficient optimal configuration of the hybrid system is attained using GWOCS, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO. It is also observed that less GHG are emitted when using GWOCS.

5.2.4. Scenario 4 (PV & DG)

For this configuration, the LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA is 0% implying that the load is entirely satisfied. The COE and the NPC are 1.91736 \$/kWh and 565739.342 \$ for PSO, 1.86375 \$/kWh and 549919.843 \$ for PSOGWO, 1.84133 \$/kWh and 543306.4506 \$ for GWOCS, 1.92651 \$/kWh and 568438.7746 \$ for SCA respectively. Also, the optimal Emissions are 34817.83308 kg/year, 34377.16782 kg/year, 34349.58938 kg/year and 34909.11575 kg/year when using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively.

A comparative analysis of the COE, the NPC and the Emission obtained using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA shows that the efficient optimal configuration of the hybrid system is attained using GWOCS, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO. It is also observed that less GHG are emitted when using GWOCS.

5.2.5. Scenario 5 (PV & Battery)

For this configuration, the LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA is 0.046% just as in scenario 2. The COE and the NPC are 0.13854 \$/kWh and 40878.1321 \$ for PSO, 0.13836 \$/kWh and 40823.5853 \$ for PSOGWO, 0.12609 \$/kWh and 37203.9635 \$ for GWOCS, 0.13842 \$/kWh and 40842.5629 \$ for SCA respectively. Just as in scenario 2, the Emission here is 0 because we assumed that the system which is mainly made of renewable resources does not emit when it is operating.

A comparative analysis of the COE and the NPC obtained using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA shows that the efficient optimal configura-

tion of the hybrid system is attained using GWOCS, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO.

5.2.6. Scenario 6 (DG & Battery)

Here the system is made of Battery and DG. The LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA is 0.003%. The COE and the NPC are 0.86646 \$/kWh and 255657.1168 \$ for PSO, 0.82092 \$/kWh and 242221.7257 \$ for PSOGWO, 0.81464 \$/kWh and 240369.1947 \$ for GWOCS, 0.82635 \$/kWh and 243824.3625 \$ for SCA respectively. Also, the optimal Emissions are 23312.95122 kg/year, 22489.69249 kg/year, 22489.69249 kg/year and 22489.69249 kg/year when using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively.

Also a comparative analysis of the COE, the NPC and the Emission obtained using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA shows that the efficient optimal configuration of the hybrid system is attained using GWOCS, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO.

5.2.7. Scenario 7 (DG only)

Here the system is mainly made of diesel generators. The LPSP for PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA is 0% implying that the load is entirely satisfied. The COE and the NPC are 1.88239 \$/kWh and 555420.9508 \$ for PSO, 1.73780 \$/kWh and 512759.3031 \$ for PSOGWO, 1.72474 \$/kWh and 508904.3031 \$ for GWOCS, 1.90819 \$/kWh and 563035.1023 \$ for SCA respectively. Also, the optimal Emissions are 37164.27006 kg/year, 35615.69913 kg/year, 37449.33372 kg/year and 37478.60844 kg/year when using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA respectively.

Once more, a comparative analysis of the COE, the NPC and the Emission obtained using PSO, PSOGWO, GWOCS and SCA shows that the efficient optimal configuration of the hybrid system is attained using GWOCS, that is it is better than PSOGWO, SCA and PSO. It is also observed that less GHG are emitted when using GWOCS.

Scenarios 4 and 7 are the only scenarios in which the load is entirely satisfied. Also these two have the highest cost of electricity (COE) and the highest Emission value implying that they are too costly and very harmful to the environment.

Looking at Tables 8, 9, 10 and 11, the values of LPSP obtained are 0%, 0.003% and 0.045% which are all acceptable in developing countries like Cameroon [37].

After the analysis made on the seven scenarios for derating factor value 0.9, Scenario 3 appears to be the most appropriate for the Community Multimedia Centre because a small fraction of the load is unmet, the NPC and COE are relatively low and less quantity of GHG emitted compared to the other scenarios.

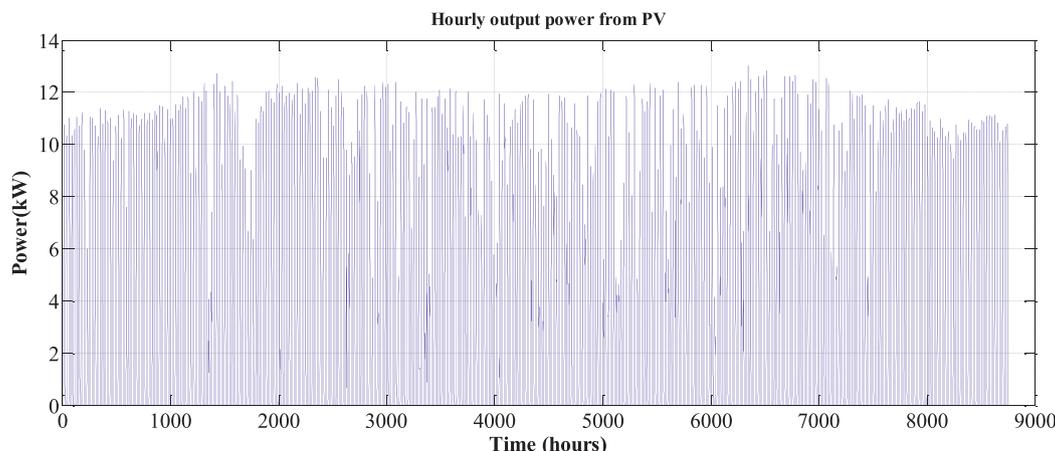


Fig. 7. PV hourly output power for Scenario 3.

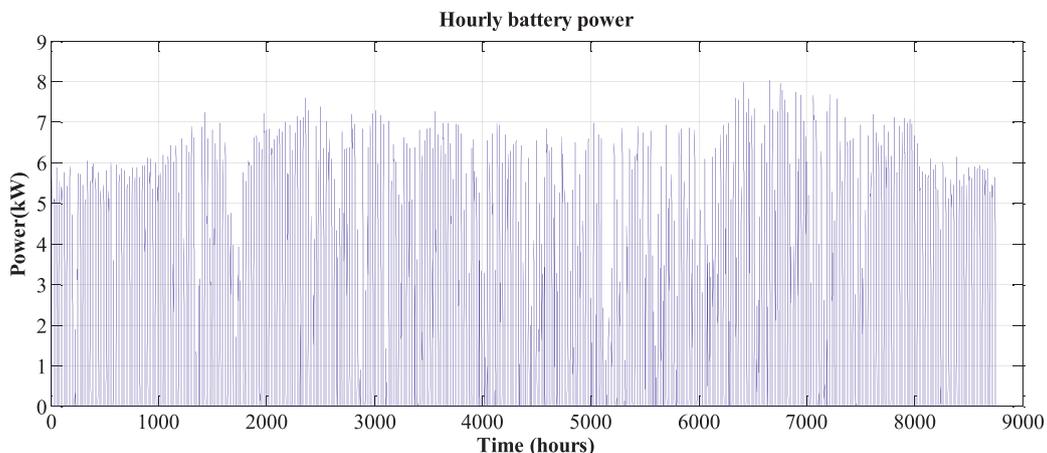


Fig. 8. Battery hourly power for Scenario 3.

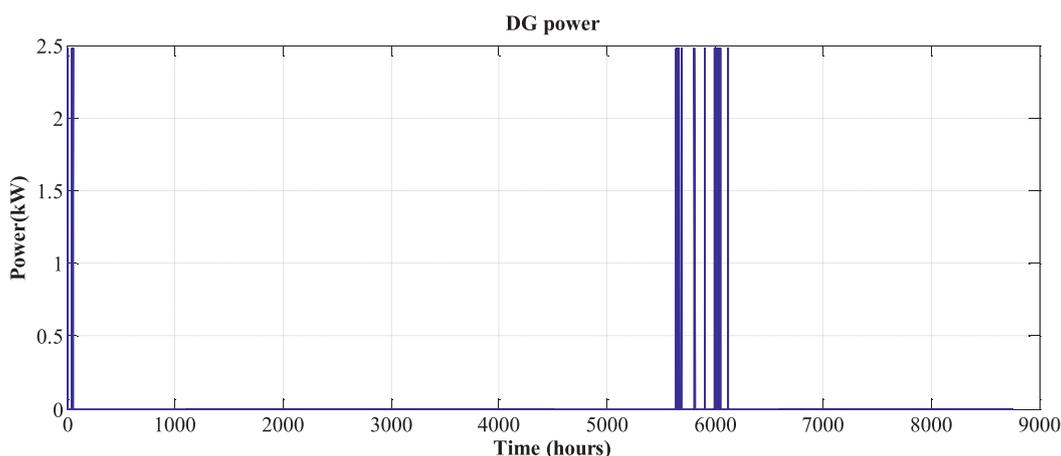


Fig. 9. Hourly DG power output for Scenario 3.

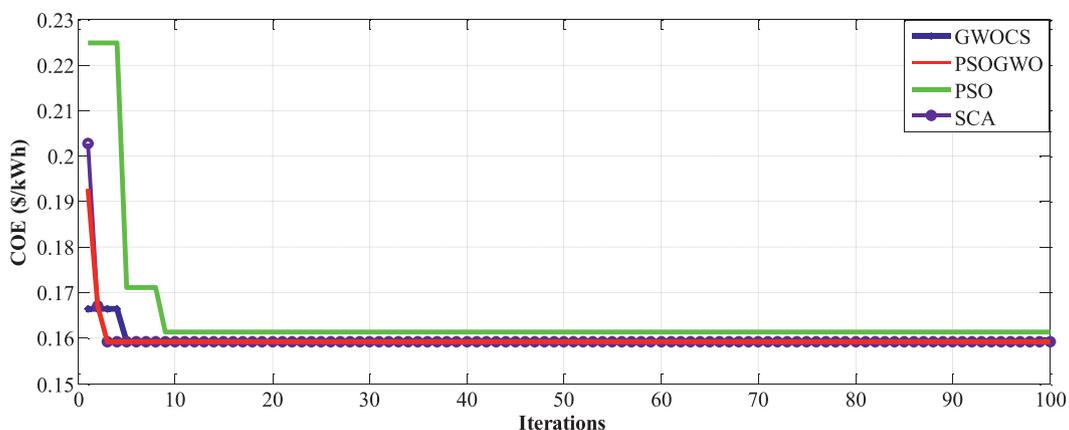


Fig. 10. COE convergence for Scenario 3 with derating factor 0.9.

The hourly power output from the PV, Battery and DG for Scenario 3 when derating factor is 0.9 for GWOCS optimization technique are presented in Fig. 7 to 9 respectively. Fig. 6 presents a pie chart showing the percentages of power contribution of each component of the system in Scenario 3 and it is clear that is most of the power comes from PV and Battery.

Fig. 10 and Fig. 11 present the convergence curves of COE and NPC respectively. It is noticed that convergence is achieved in less than 10

iterations. This shows the good performance of the optimization techniques used in this study.

5.3. Statistical analysis

In this part, the worst and best values for each optimization technique is shown in Table 12 and Table 13. The other statistical parameters include the Mean value, the Standard Deviation (SD) value and the

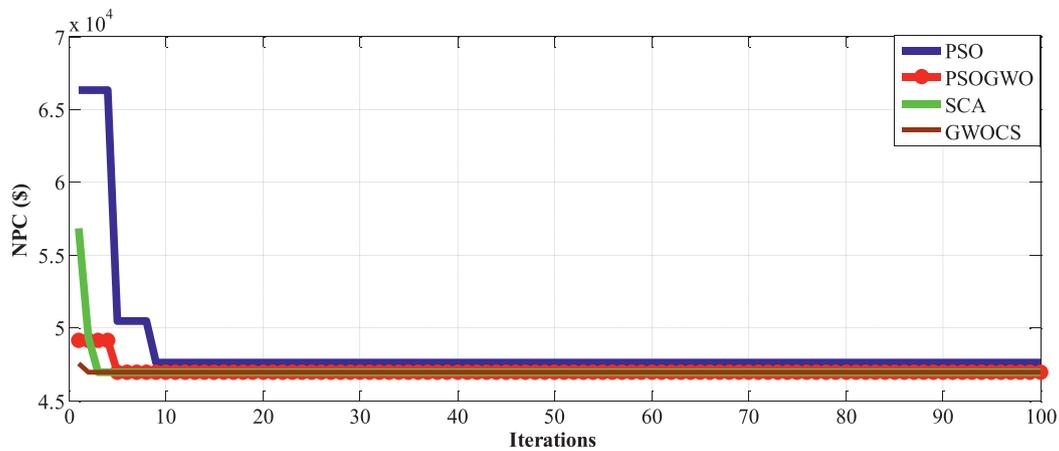


Fig. 11. NPC convergence for Scenario 3 with derating factor 0.9.

Table 12
Statistical performance of the optimization techniques on NPC (\$).

Optimization technique	Worst	Best	Mean	SD	Median
GWOCS	49141.4494	46953.0485	46983.7799	3702.53331	46953.0485
PSOGWO	56864.9756	46977.7599	47041.4687	60.2	46977.7599
SCA	47579.7599	46977.7599	47100.0347	1013.7377	46977.7599
PSO	66299.3455	47602.7611	48466.3871	433.099865	47602.7611

Table 13
Statistical performance of the optimization techniques on COE (\$/kWh).

Optimization technique	Worst	Best	Mean	SD	Median
GWOCS	0.16654647	0.15912971	0.15942638	0.01254834	0.15912971
PSOGWO	0.19272246	0.15921346	0.15962786	0.0014607	0.15921346
SCA	0.16741346	0.15921346	0.15929546	0.00343568	0.15921346
PSO	0.22469671	0.16133166	0.1642586	0.00082	0.16133166

Table 14
Comparative results obtained for Scenario 3 (PV-DG-Battery).

Country	Daily energy demand (kWh/day)	Application	COE obtained (\$/kWh)	Optimization method	Reference
India(Indore)	7	Farmhouse	0.284	HOMER	[42]
India(Barwani)	110.6	Rural electrification	0.239472	GA	[43]
India(Barwani)	110.6	Rural electrification	0.237113	PSO	[43]
			0.236427	BFPPO	
			0.236098	TLBO	
Cameroon (Wum)	100	Rural electrification	0.564	HOMER	[44]
Cameroon(Makenene)	50.22	Community Multimedia Center	0.16133	PSO	
Cameroon(Makenene)	50.22	Community Multimedia Center	0.15921	PSOGWO	
			0.15913	GWOCS	
			0.15921	SCA	

Median. This analysis is done for 10 executions of each optimization technique.

The statistical performance of GWOCS, PSOGWO, SCA and PSO on NPC and COE is summarized in Table 12 and Table 13 respectively. This concerns Scenario 3 only. The standard deviation (SD) values obtained for GWOCS shows that it is more stable compared to other optimization techniques applied in this study.

Table 14 presents some optimal results of the cost of electricity (COE) of Scenario 3 (PV-DG-Battery) using various optimization techniques. From this table, it can be seen that the COE of this configuration varies with the daily energy demand and the optimization technique used. It is clearly seen that COE results are better when using heuristic algorithms than when a software like HOMER is used. Other factors which could influence this COE are the economic indicators like inflation rate and

discount rate of the country and the meteorological conditions notably the solar radiation prevailing in the region under study [45-46].

6. Conclusion

In this paper, the optimal sizing of a standalone hybrid renewable energy system for a Community Multimedia center in MAKENENE, considering the technical, economic and environmental aspects using PSO, PSOGWO, GWOCS, SCA optimization techniques is presented. Four values of derating factors were used, that is 0.6, 0.7, 0.8 and 0.9; from this it was noticed that best results were achieved for derating factor value 0.9. Seven Scenarios were considered for this study. In Scenarios 4 & 7, the load is completely satisfied but the systems have the highest COE, NPC and Emission thus being less economic and more harmful to the

environment. Scenario 5 has the lowest COE and NPC but the load is not completely satisfied with 0.046% of LPSP which is with Scenario 2 the highest of all the Scenarios. For Scenarios 1 & 3, the LPSP is 0.003% so a very negligible fraction of the load is not satisfied but the system in Scenario 1 is more expensive and emits much GHG than that in Scenario 3. For Scenario 3, the COE and the NPC for derating factor value 0.9 are 0.16133 \$/kWh and 47602.7611 \$ for PSO, 0.15921 \$/kWh and 46977.7599 \$ for PSOGWO, 0.15913 \$/kWh and 46953.0485 \$ for GWOCs, 0.15921 \$/kWh and 46977.7599 \$ for SCA respectively. This shows that Scenario 3 is the only scenario where the load is almost completely satisfied, the cost is relatively low and the environment is less hurt. It can therefore be concluded that, the system in Scenario 3 is the best for the Community Multimedia center. Also a comparative analysis of the performance of the four optimization techniques PSO, PSOGWO, GWOCs and SCA shows that the efficient optimal configuration of hybrid system is attained using GWOCs.

The outcomes of this study can serve as a guide for policy makers and investor for investment in renewable energy systems in Community Multimedia center in Cameroon as a whole. The best Scenario of this study is recommended because it is environmentally friendly due to the less TGE. In this work, only one town is used and it was not possible to get actual measured ground resource data recommended to achieve more realistic results of the viabilities of the various Scenarios. Equally, more government implication through the establishment of conducive policies, regulations, incentives and funding mechanisms necessary for the promotion of the country's renewable energy sector is recommended.

Future work would include actual ground resource data to achieve more realistic results. Also, we are going to include other towns in different climatic zones of the country. This will help us to define for each climatic zone, the best configuration. We are equally going to include other renewable energy resources like small hydroelectricity, biomass and increase the number of Scenarios. A feasibility study on the possibility to include fuel cells in a hybrid renewable energy system in the country will be carried out in future works. Future works shall equally include multi-objective optimizations approach and new techniques shall also be experimented.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Credit author statement

None.

References

- [1] I.I. Livshitz, P.A. Lontsikh, E.P. Kunakov, Application of a Hybrid Method for Key Energy Facilities Safety Assessment., *EAI Endorsed Trans. Energy Web* 6 (22) (2019), doi:10.4108/eai.13-7-2018.156386.
- [2] V. Khare, S. Nema, P. Baredar, Solar wind hybrid renewable energy system: a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 58 (2016) 23–33, doi:10.1016/j.rser.2015.12.223.
- [3] S.A. Shezan, S. Julai, M. Kibria, K. Ullah, R. Saidur, W. Chong, R. Akikur, Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas, *J. Clean. Prod.* 125 (2016) 121–132, doi:10.1016/j.jclepro.2016.03.014.
- [4] S.A. Shezan, Optimization and assessment of an off-grid photovoltaic-diesel-battery hybrid sustainable energy system for remote residential applications, *Environ. Progr. Sustain. Energy* 38 (6) (2019), doi:10.1002/ep.13340.
- [5] N. DiOrio, P. Denholm, W.B. Hobbs, A model for evaluating the configuration and dispatch of PV plus battery power plants, *Appl. Energy* 262 (2020) 114465/03/15/2020https://doi.org/, doi:10.1016/j.apenergy.2019.114465.
- [6] M. Nurunnabi, N.K. Roy, E. Hossain, H.R. Pota, Size Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Wind/PV Micro-Grids—A Case Study for Bangladesh, *IEEE Access* 7 (2019) 150120–150140, doi:10.1109/ACCESS.2019.2945937.
- [7] D. Jeong, W.E. Tyner, R. Meilan, T.R. Brown, O.C. Doering, Stochastic techno-economic analysis of electricity produced from poplar plantations in Indiana, *Renew. Energy* 149 (2020) 189–197, doi:10.1016/j.renene.2019.11.061.
- [8] BEK Nsafon, HM Butu, AB Owolabi, JW Roh, D Suh, J. Huh, Integrating multi-criteria analysis with PDCA cycle for sustainable energy planning in Africa: Application to hybrid mini-grid system in Cameroon, *Sustain Energy Technol. Assess.* 37 (2020) 100628, doi:10.1016/j.seta.2020.100628.
- [9] V.B. Reza, G.N. Mazhar, A. Iraj, Optimally sized design of a wind/photovoltaic/fuel cell off-grid hybrid energy system by modified-grey wolf optimization algorithm, *Energy Environ.* (2018) 1–18, doi:10.1063/1.4950945.
- [10] M. Kharrich, O. Mohammed, M. Akherraz, Design of hybrid microgrid pv/wind/diesel/battery system: case study for rabat and Baghdad, *EAI Endorsed Trans. Energy Web* (2020) 1–10, doi:10.4108/eai.13-7-2018.162692.
- [11] O.H. Mohamed, Y.A. Benbouzid, Particle swarm optimization of a hybrid wind/tidal/pv/battery energy system. application to a remote area in Bretagne, France, *Energy Procedia* 162 (2019) 87–96, doi:10.1016/j.egypro.2019.04.010.
- [12] A. Maleki, M.A. Pourfayaz, R. Fathollah, Optimal operation of a grid-connected hybrid renewable energy system for residential applications, *Sustainability* (2017) 1–20, doi:10.3390/su9081314.
- [13] S. Charfi, A. Atieh, M. Chaabene, Optimal sizing of a hybrid solar energy system using particle swarm optimization algorithm based on cost and pollution Criteria, *Environ. Progr. Sustain. Energy* (2018), doi:10.1002/ep.13055.
- [14] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V.G. Ganapathy, M. Mirtheri, A. Modiri-Delshad, Optimization of micro-grid system using MOPSO, *Renew. Energy* (117) (2014) 295–306, doi:10.1016/j.renene.2014.05.006.
- [15] S. Yusra, S.Z. Hermaga, Y. Erwin, Optimal cost valuation for renewable power plant using PSO in rural area, *Int. J. Electr. Eng. Inform.* 7 (14) (2015) 1–17, doi:10.15676/ijeel.2015.7.4.6.
- [16] A.A. Mostafa, Y.A. Almoataz, S.F.M, S.H.A. A, Considerations on optimal design of hybrid power generation systems using whale and sine cosine optimization algorithms, *J. Electr. Syst. Inform. Technol.* (2018) 1–16, doi:10.1016/j.jesit.2018.03.004.
- [17] S. Sudhir, M. Shivani, N. Chopra, Economic load dispatch using grey wolf optimization, *Int. J. Energy. Res. Appl.* 5 (4) (2015) 2248–9622.
- [18] MB. Eteiba, Shima. Barakat, MM. Samy, Wahba Wael Ismael, Optimization of an off-grid PV/biomass hybrid system with different battery technologies, *Sustain. Cities Soc.* (2020), doi:10.1016/j.scs.2018.01.012.
- [19] MM Samy, HI Elkhoully, S. Barakat, Multi-objective optimization of hybrid renewable energy system based on biomass and fuel cells, *Int. J. Energy Res.* (2020) 1–17, doi:10.1002/er.5815.
- [20] Mohamed Mahmoud Samy, Shima Barakat, Hybrid invasive weed optimization – particle swarm optimization algorithm for biomass/PV micro-grid power system, in: *Proceedings of the 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Egypt, Tanta University, 2019 978-1-7281-5289-9/19.
- [21] MM Samy, Mohamed I. Mosaad, S. Barakat, Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique, *Int. J. Hydrogen Energy* (2020), doi:10.1016/j.ijhydene.2020.07.258.
- [22] Ahmad F. Tazay, M.M. Samy, Shima Barakat, A Techno-economic feasibility analysis of an autonomous hybrid renewable energy sources for university building at Saudi Arabia, *J. Electr. Eng. Technol.* 15 (2020) 2519–2527, doi:10.1007/s42835-020-00539-x.
- [23] F. Flora, N. Donatien, R. Tchinda, O. Hamandjoda, Impact of sustainable electricity for cameroonian population through energy efficiency and renewable energies, *J. Power Energy Eng.* 7 (2019) 11–51, doi:10.4236/jpee.2019.79002.
- [24] AEEP-Cameroun, *Aperçu du marché électrique au Cameroun*, » 2013.
- [25] USAID, *Off-grid Solar Market Assessment – Cameroon, Power Africa Off-grid Project* (2019).
- [26] Kotb M. Kotb, M.R. Elkadeem, Mahmoud F. Elmorshedy, Andras Dan, Coordinated power management and optimized techno-enviro-economic design of an autonomous hybrid renewable microgrid: a case study in Egypt, *Energy Convers. Manag.* 221 (2020) 113185, doi:10.1016/j.enconman.2020.113185.
- [27] TSUANYO David Blaise, *Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés: cas des systèmes hybrides PV/Diesel*, *PERPIGNAN* (2015).
- [28] Renesola 260-Watt Virtus II Monocrystalline solar panel at <http://www.windssoleil.com>. (Accessed on 22 January 2021).
- [29] D. Abdel-Karim et, S.I. Mahmoud, Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions, *Renew. Energy* (144) (2012) 215–224, doi:10.1016/j.renene.2012.01.011.
- [30] Y. Nasser, T. Tchotang, A. Kanmogne, I. Abdelkhalikh, B. Musa, A. Aliyu, C.O Eric, I.A. Sani, D. Tata, L. Meva'a, H. Oumarou, D. Mustafa, Optimal sizing and techno-economic analysis of hybrid renewable energy systems—a case study of a photovoltaic/wind/battery/diesel system in Fanisau, Northern Nigeria, *Processes* 8 (2020) 1381, doi:10.3390/pr811381.
- [31] Aeolos-H 1kW wind turbine available at <http://www.windturbinestar.com>. Accessed on 22 January 2021).
- [32] OPZS-Hawker: TLS3 lead-acid battery available at <http://www.hawker-batteries.com>. (Accessed on 22 January 2021).
- [33] Generic: 1200CH inverters available at <http://www.generic.com>. (Accessed on 22 January 2021).
- [34] JLT 5000S available at <https://pgtbd.com/4kW-5kVA-single-phase-generator> Accessed on 22 January 2021).
- [35] PNPD-Cameroun, *PLAN COMMUNAL DE DEVELOPPEMENT DE MAKENENE*, 2011.
- [36] Fariborz Mansouri Kouhestani, James Byrne, Daniel Johnson, Locke Spencer, Bryson Brown, Paul Hazendonk, Jeremy Scott, Multi-criteria PSO-based optimal design of grid-connected hybrid renewable energy systems, *Int. J. Green Energy* (2020), doi:10.1080/15435075.2020.1779072.

- [37] H. BORHANAZAD, "Techno economic analysis of stand-alone hybrid renewable energy system," Kuala Lumpur, 2013.
- [38] A. Maleki, H. Hafeznia, M. Rosen, F. Pourfayaz, Optimization of a grid-connected hybrid solar-wind-hydrogen CHP system for residential applications by efficient metaheuristic approaches, *Appl. Therm. Eng.* (1123) (2017) 1263–1277 <http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.100>.
- [39] C. Nitish, K. Gourav, S. Mehta, Hybrid GWO-PSO algorithm for solving convex economic load dispatch problem, *Int. J. Res. Advent Technol.* 4 (6) (2016) 37–41.
- [40] S. Mirjalili, M.M. Seyed, A. Lewis, Grey wolf optimization, *Adv. Eng. Softw.* (69) (2014) 46–61 <http://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2013.12.007>.
- [41] O. Nadjemia, T. Nacera, A. Hamidatb, H. Salhia, Optimal hybrid PV/wind energy system sizing: Application of cuckoo search algorithm for Algerian dairy farms, *Renew. Sustain. Energy Rev.* (2016) 1–14, doi:10.1016/j.rser.2016.12.038.
- [42] S.R. Santosh, A. Rajesh, Economic and reliability evaluation of hybrid photovoltaic energy systems for rural electrification, *Int. J. Renew. Energy Res.* 9 (1) (2019) 516–525.
- [43] S. Yashwant, S. Gupta, K.B. Aashish, Socio-techno-economic design of hybrid renewable energy system using optimization techniques, *Renew. Energy* (119) (2018) 459–472, doi:10.1016/j.renene.2017.11.058.
- [44] M. Erasmus, T. Fouzi, Comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroons, *Renew. Energy* (2018) 1–30, doi:10.1016/j.renene.2018.11.105.
- [45] Talla Konchou Franck Armel, Hermann Djeudjo Temene, René Tchinda, Donatien Njomo, Techno-economic and environmental design of an optimal hybrid energy system for a community multimedia centre in Cameroon, *SN Appl. Sci.* 3 (2021) 127.
- [46] D. Coppitters, W. De Paepe, F. Contino, Surrogate-assisted robust design optimization and global sensitivity analysis of a directly coupled photovoltaic-electrolyzer system under techno-economic uncertainty, *Appl. Energy* 248 (2019) 310–320, doi:10.1016/j.apenergy.2019.04.101.

A Feasibility Study of an on-Grid PV/Wind/Battery/Diesel for Residential Buildings Under Various Climates in Cameroon

Djeudjo Temene Hermann,* Njomo Donatien, Talla Konchou Franck Armel, and Tchinda René

Hybrid renewable energy system (HRES) appears to be a very good solution to solve the problem energy deficit encountered in developing countries such as Cameroon. This article presents an optimal design and selection made on four grid-connected hybrid renewable energy systems or configurations with criteria loss of power supply probability (LPSP), cost of energy (COE), net present cost (NPC), total emission (TE), and the grid contribution factor (GCF) using Sine–Cosine Algorithm (SCA) and a proposed hybrid Sine–Cosine Algorithm–Particle Swarm Optimization (SCAPSO); for three residential building types in four climatic zones of Cameroon. The five cities that are chosen from the four climatic zones of the country include Maroua, Garoua, Bamenda, Kribi, and Abong-Mbang. The selection of the energy configurations is done using hybrid Multi-Criteria Decision-Making known as Analytic Hierarchy Process-Evaluation Based on Distance from Average Solution methods (AHP-EDAS). Configuration 1 (photovoltaic/wind/battery/diesel generator/grid) appears to be the best configuration in the cities of Maroua, Garoua, Bamenda, and Kribi. Configuration 4 (photovoltaic/battery/grid) is the best for the city of Abong-Mbang. All the best configurations appear to have lesser values of COE compared with what is usually paid to the main grid; the GCF values are also very low.

1. Introduction

Addressing the rapid growth in global energy demand and electricity access deficits requires that energy be produced and used in a sustainable way so as to achieve sustainable energy for all. In 2016, studies showed that about 17% of the world population (1.2 billion people) mostly in Asia-Pacific and sub-Saharan Africa still do not have access to electricity; even with an increase in power

generation using renewable energy sources.^[1,2] This is mainly due to the fact that most of this people live in remote areas where it is very difficult to access the regional grid.

In Cameroon, the global access to electricity was 62% with a 94% in urban areas and 35% in rural areas.^[3] This is mainly due to the fact that most electricity produced is used to satisfy electricity demand of urban areas. Even with this high access rate to electricity in urban areas, many households in these areas do not have access to electricity. Table 1 shows the number of households without electricity and their respective percentages in the ten regions of the country. Figure 1 shows the sectorial electricity consumption in 2014 in Cameroon; it is clearly seen that the residential sector occupies a non-negligible percentage (20.7%) in electricity.

Cameroon has two main climatic types, the equatorial and the tropical, which are divided into the following subtypes^[4]

(Figure 2): 1) Equatorial Guinea: it covers about one-third of Cameroon and is found in the southern part of the country. It limits to the southern part of the Adamawa region. It is characterized by rainfall all year round and the annual rainfall ranges from 1500 to 2000 mm. The average annual temperatures are about 25 °C. 2) Equatorial monsoon (Equatorial Cameroon): it extends from the coast around Kribi and covers part of the western high plateau. The annual rainfall ranges from 2000 to 10 000 mm. The average annual temperatures range from 21 to 25 °C. 3) Tropical humid (Tropical Sudan): it covers the North and Adamawa regions. Rainfall is spread over about 4 or 5 months only, while the other months are dry. 4) Sudano-Sahelian (Tropical Sudano-Sahelian): it extends from Maroua to the Lake Chad basin. It is characterized by a short rainy season and a marked dry season. Here, the rainfall amounts range from 900 mm around Maroua to 500 mm around Kousseri, and 400 mm around the shores of Lake Chad. The mean annual temperatures are similar to those of the Sudan type (28 °C).

In Cameroon, residential buildings are classified into six different categories based on the minimal area and the components of the building called T1, T2, T3, T4, T5, and T6.^[5] Of these six

D. T. Hermann, N. Donatien, T. K. F. Armel
Environmental Energy Technologies Laboratory (EETL), Department of
Physics
University of Yaounde I, 812 Yaounde, Cameroon
E-mail: djeudjotemenehermann@gmail.com

T. K. F. Armel, T. René
URISIE, University Institute of Technology Fotso Victor
University of Dschang
134 Bandjoun, Cameroon

 The ORCID identification number(s) for the author(s) of this article can be found under <https://doi.org/10.1002/ente.202100615>.

DOI: 10.1002/ente.202100615

Table 1. Households access to electricity in Cameroon in 2019.^[3]

Regions	Total households	Households without electricity	Percentages of households without electricity
Adamawa	273 000	190 000	70
Center	1 131 000	209 000	18
East	177 000	110 000	62
Far North	801 000	620 000	77
Littoral	930 000	64 000	7
North	524 000	379 000	72
Northwest	530 000	270 000	51
West	540 000	210 000	39
South	205 000	88 000	43
Southwest	430 000	153 000	36

categories, T4, T5, and T6 will be considered for this work; reason being that they contain significant information about households appliances than T1, T2, and T3.^[5]

In this study, all the four climatic zones of Cameroon are considered and five cities are chosen from all these four zones. These cities include: Bamenda in the Equatorial Monsoon zone, Kribi also in the Equatorial Monsoon zone, Abong-Mbang in the Equatorial Guinean zone, Garoua in the Tropical Sudanian zone, and Maroua in the Tropical Sudano-Sahelian zone. The fact that we choose Kribi and Bamenda from the zone is simply because Kribi has different climate because it is at the coast. The choice of these cities is based on the fact most of them are served by South Interconnected Grid (SIG) which is highly congested,^[6–10] thus low voltages and blackouts are very frequent in these cities. And for the two cities served by the North Interconnected Grid (NIG), i.e., Maroua and Garoua, the power produced by this grid is small to satisfy the whole northern part of the country.

Cameroon has been blessed by renewable energy potential which is evaluated as follows^[11]: hydroelectric which is estimated at about 115 GWh year⁻¹ (of which just 4% is exploited), solar potential of 4.5 kWh m⁻² day⁻¹ in the South and 5.74 kWh m⁻² day⁻¹ in the North, biomass electric potential of about 1072 GWh, and wind potential of about 2–4 m s⁻¹ of wind speed in the Far North region (KAELE end Lake Chad) and up to 6.6 m s⁻¹ on Mount BAMBOUTOS in the West region. **Figure 3**

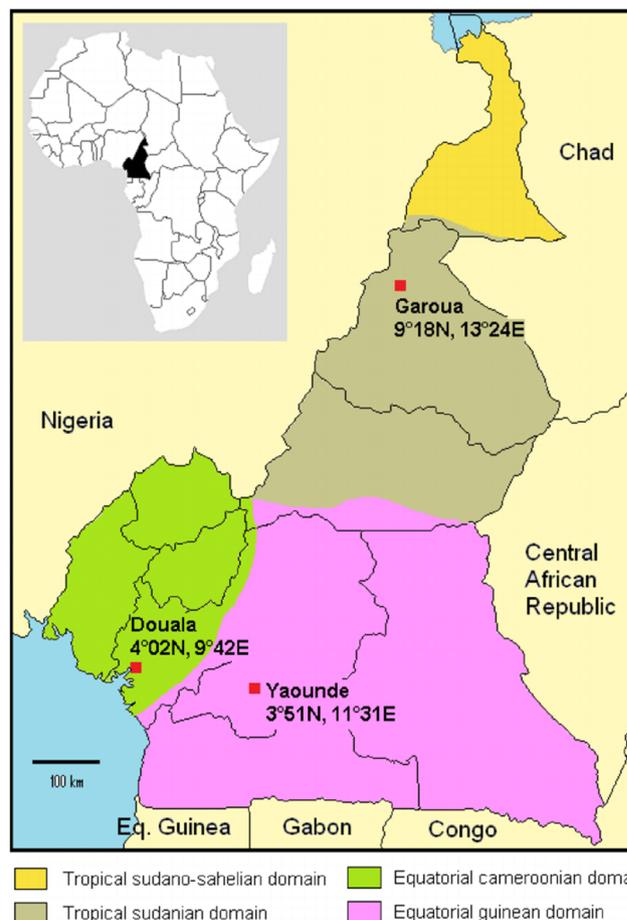


Figure 2. Main climatic zones of Cameroon. Reproduced with permission under the terms of the Creative Commons CC BY license.^[6] Copyright 2014, the Authors. Published by PLOS.

shows the main resources from which electricity is generated with their respective percentages. It is clearly seen from this figure that renewable energy occupies a very small portion. **Table 2** shows a summary of some of these recent research works.

For the past decades, very few research works in renewable and hybrid energy systems have been conducted in Cameroon

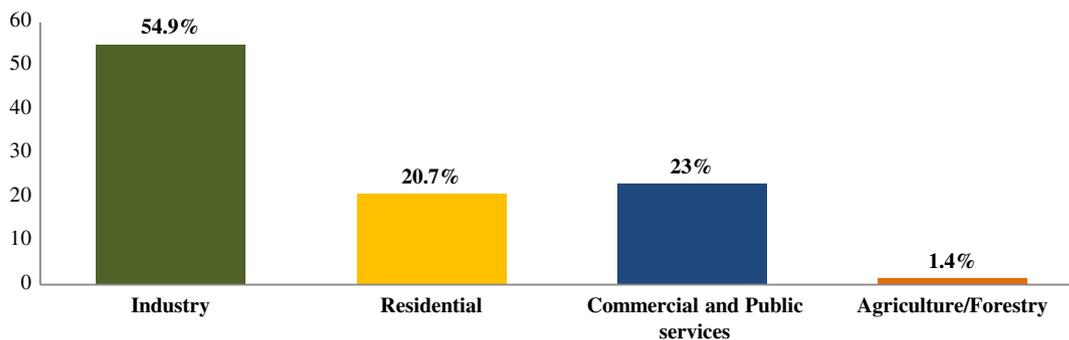


Figure 1. Cameroon sectorial electricity consumption in 2014.^[32]

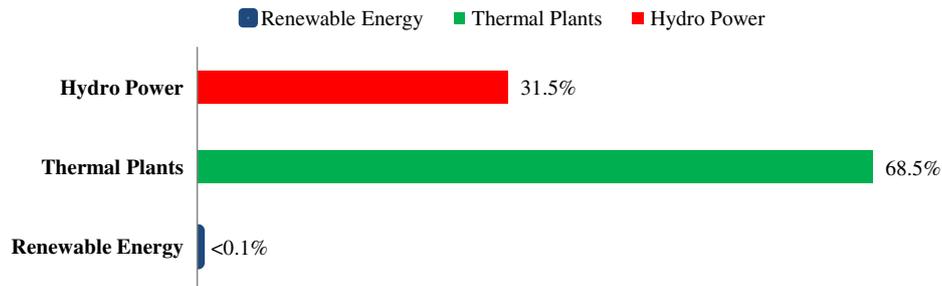


Figure 3. Share of installed energy capacity in Cameroon.^[32]

Table 2. Brief review of recent research works in renewable energy systems for buildings.

Renewable system	Application site	Optimization method	Simulation software	Optimization objective	Reference
Off-grid hybrid PV–wind–diesel–battery	Residential buildings in arid environments, Algeria	HOMER and PSO	HOMER and MATLAB	Total net present cost	Charafeddine et al. 2020 ^[13]
Off-grid hybrid diesel/PV/wind/battery	Residential buildings in rural areas	PSO and ϵ -constraint method	ArcGIS, EnergyPlus, MATLAB, Design Builder	Cost of energy, reliability and renewable fraction	Charafeddine et al. 2020 ^[14]
On-grid PV/battery	Urban residential building, China	Experimental approach	TRNSYS, jEPlus + EA	Maximizing self-consumption and time-of-use strategies	Liu et al. 2020 ^[15]
Microgrid PV–wind–battery–FC–diesel	Urban community, Egypt	Systematic and integrative decision-making method	HOMER Pro	Total net present cost	Elkadeem et al. 2020 ^[16]
Off-grid PV–diesel–FC	A remote building in Kerman, Iran	Crow search algorithm	MATLAB	Total net present cost	Chaffari, Askarzadeh. 2020 ^[17]

in general; especially in the residential buildings. Abanda et al. made feasibility study on standalone photovoltaic (PV) systems in Cameroon for electrification of T4, T5, and T6 residential buildings in Yaoundé and concluded that the average unit energy cost was more expensive than in Onitsha and Sokoto.^[12] Muh and Tabet used HOMER software and climate data of Wum to make a comparative analysis of hybrid renewable energy systems for off-grid applications in Southern Cameroon.^[2] They considered nine hybrid energy systems based on PV module, wind turbine (WT), microhydro turbine, diesel generator (DG), battery, charge controllers, and inverters; the PV/diesel/small hydro/battery with a 0.443 \$ kWh⁻¹ energy cost was found to be the most viable economic system for this region. The optimum system proved to be very resilient to variations in stream-flow, interest rate, fuel price, and PV cost. Nsafon et al.^[13] presented a hybrid Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) method consisting of Analytic Hierarchy Process (AHP) and VIšekriterijumsko KOmpromisno Rangiranje (VIKOR) with the Plan-Do-Check-Act (PDCA) cycle to compare six hybrid renewable energy system (HRES) with each other and off-grid DG for selecting the best alternative in the rural region of Cameroon. A brief literature review of the recent research works related to the study is presented in the next paragraph.

A novel approach by integrating demand–supply management (DSM) with Particle Swarm Optimization was applied to optimally design an off-grid PV/wind/diesel/battery system, for the electrification of residential buildings in arid environments

with Adrar, Algeria being a case study. This was done by minimizing the total net present cost (TNPC), subject to reliability level and renewable energy penetration. By integrating the proposed DSM, the results have shown the following improvements: with renewable fraction (RF) = 100%, the energy demand and TNPC are reduced by 7% and 18%, respectively, compared with the case of using solely supply-side management.^[14] An optimal design of a diesel/PV/wind/battery system for residential high and low efficient buildings was conducted in seven zones in Algeria using Particle Swarm Optimization and ϵ -constraint method. This helped to solve the multiobjective problem which was minimization of cost of energy (COE) and maximization of system reliability and RF. The outcomes show that PV/wind/diesel/battery is the best configuration in low efficient buildings for Adrar and Tindouf while in high-performance buildings the best configuration is PV/battery in Biskra and Tamenrast.^[15] An exploration of the techno-economic feasibility of renewable energy systems for power supply to high-rise residential buildings in urban areas was conducted in Hong Kong. This was done through the combined modeling and optimizations with Transient System Simulation (TRNSYS) and jEPlus + EA considering four renewable application scenarios. Experimental results show that root mean square deviations between the tested and simulated battery state of charge (SOC) for the two strategies are 1.49% and 0.94%, respectively. It is indicated that the PV system covers 16.02% of the annual load at a COE of 0.5252 \$ kWh⁻¹ and the PV–wind system covers 53.65% of

the annual load at the lowest levelized cost of energy (LCOE) of $0.1251 \text{ \$ kWh}^{-1}$.^[16] A systematic and integrative decision-making method is also presented to find the cost-optimal solution for a microgrid PV–wind–battery–fuel cell (FC)–diesel system installed in an urban community of Egypt.^[17] An improved crow search algorithm (CSA) is proposed to size an off-grid PV–diesel–FC system to achieve the minimum TNPC with the LPSP and renewable energy portion as constraints. It indicates that the hybrid system is reliable and economic to meet the electrical load of a remote building in Kerman.^[18] A user-centric cell zooming policy of solar-powered cellular base stations, taking into account the optimal technical criteria using HOMER software tool, was proposed.^[19] The results showed that the proposed system can provide operational expenditure (OPEX) savings of up to 47% and the efficient allocation of resource blocks (RBs) under the cell zooming technique attain remarkable energy-saving performance yielding up to 27%.^[19] An optimized COE management by using hybrid microgrid has been determined based on the load demand power shared by multiple energy sources, the grid tariff profile throughout the day, and the maintenance cost of the energy sources and storage system. The financial analysis showed that the percentage profit per day significantly increased by 11.69% under a fixed grid tariff profile and 15.82% under a variable tariff profile scenario.^[20] The feasibility of macro 2/2/2, macro omni, and micro BS provisioned to be powered by the grid-connected solar PV system with sufficient storage devices was examined based on the technical and economic performance. The numerical results showed that the grid-tied solar PV system with macro 2/2/2 configuration significantly saved 8.8% of the overall NPC, achieved a substantial improvement in CO₂ savings yielding up to 88.64%, and the battery bank could supply the macro 2/2/2 BS for 166 h autonomously.^[21] Optimization of AC powered switchable suspended particle device (SPD) glazing using PV device was evaluated using loss of power supply probability (LPSP). Electrically switchable direct current (DC) powered electrochromic glazing was also considered in this investigation as it does not need any inverter to couple with PV. It was concluded that behavior of these glazings was the dominant factor in performance optimization outweighing than azimuthal orientation and inclination of PV.^[22]

Table 2 summarizes this brief review.

From this brief literature review, the following observations are made: 1) The majority of the works on the optimization of HRESs for a building are off-grid. They are mostly focused on techno-economic parameters and the environmental aspect has not really been taken care of. 2) Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, and HOMER software are the most used optimization techniques. Very few works used the MCDM method in choosing the best configuration. 3) No study has been conducted in the sub-Saharan context in general and the Cameroonian context in particular. 4) In Cameroon, several works on the optimization of energy systems have been done using the HOMER software but very few with Matlab.

To overcome the aforementioned limitations, the authors will propose a novel approach; i.e., an on-grid hybrid renewable energy system (PV/wind/battery/diesel) which is optimally design with a novel hybrid Sine–Cosine Algorithm–Particle Swarm Optimization (SCAPSO) and Sine–Cosine Algorithm

(SCA). The MCDM method, i.e., Analytic Hierarchy Process–Evaluation Based on Distance from Average Solution methods (AHP-EDAS) will then be used to select the best configuration among four hybrid renewable energy system. This will be done for three types of building commonly found in Cameroon (T4, T5, and T6). The four climatic zones of Cameroon are also considered in this study.

The developed optimization model is fully implemented using MATLAB software. Thus, the simulation of the proposed HRES is conducted based on hourly data over a 1 year period (January 1, 2020 to December 31, 2020).

In Section 2, a description of the used materials and methods in this study is presented. In Sections 3, the problem formulation is done, and Section 4 contains the results obtained and their explanations. Section 5 summarizes the findings and provides prospects of proposed approach.

2. Experimental Section

Within the framework of this research, a multiobjective optimization of a grid-connected HRES to supply the most common residential building types (T4, T5, T6) in Cameroon under various climates is conducted. The hourly energy demand for these buildings is estimated based on the various electrical appliances that each building can possess. The multiobjective problem is then solved using SCAPSO and SCA. The best configuration for each studied location is selected using AHP-EDAS. **Figure 4** shows the chronological steps followed in this study.

2.1. Buildings Description

It is assumed that the walls of the T4, T5, and T6 building composed of sandcrete blocks and their roof cover is composed of corrugated zinc sheets. The information about buildings T4, T5, and T6 is depicted in **Table 3**. The floor plans of these building types are presented in **Figure 5–7**. These were drawn using Autodesk 2018 software.

2.2. Modeling of the on-Grid HRES Components

In this study, we are to design and select the best grid-connected HRES for the main residential buildings in Cameroon with respect to the various climatic zones found in the country. Although for this study even off-grid HRES could be applied, we decided to choose on-grid due to the fact that it is going to permit the selling of excess energy to the main grid, thus reducing the amount of energy wasted when the system is operating. Moreover, in Cameroon many household owners in the cities are interested by HRES and with the enormous renewable energy potential of the country, it would rather be wise to opt for grid-connected HRES that will go a long way to reduce the amount of greenhouse gases emitted from thermal plants put in place by the government. The various energy components considered are solar PV, WTs, battery storage system (BSS), DG, and the electricity grid (EG). Four configurations are considered in this study and these are shown in **Table 4**.

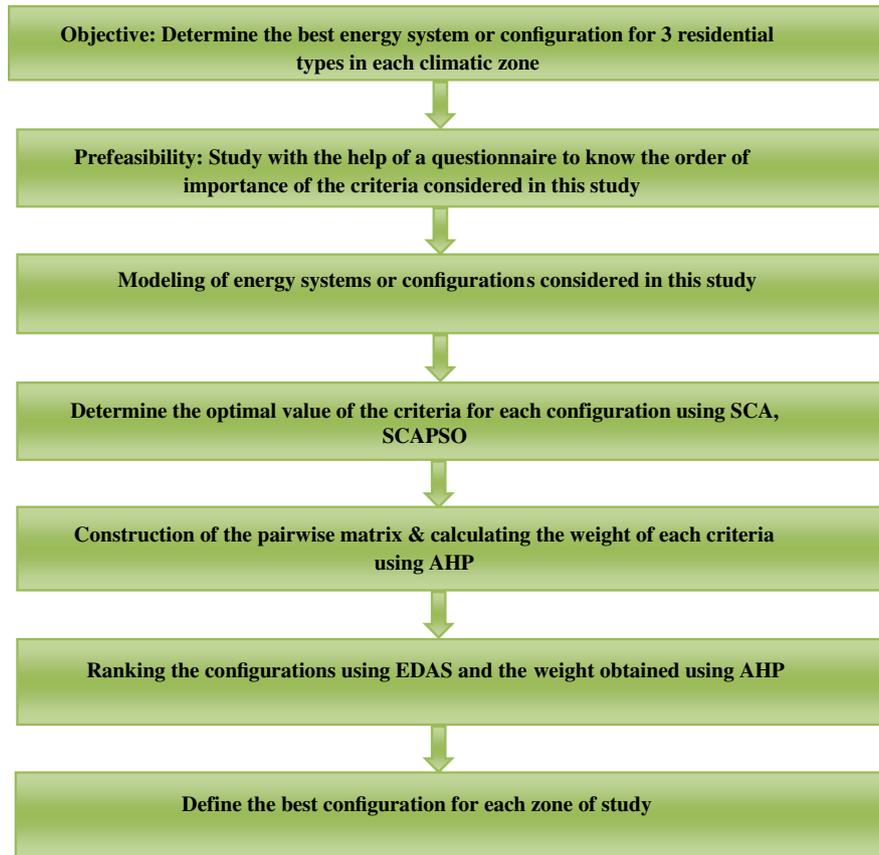


Figure 4. Flowchart of the proposed methodology.

Table 3. Characteristics of the main residential buildings in Cameroon.

Building type	Component	Quantity	Minimal area [m ²]	Total minimal area [m ²]
T4	Living room + dining room	1	32.2	105.84
	Bedroom	3	41.6	
	Kitchen	1	10	
	Toilet	2	10.4	
	Corridor	1	11.64	
T5	Living room + dining room	1	28	116.05
	Bedroom	4	54.44	
	Kitchen	1	12.8	
	Toilet	2	10.69	
	Corridor	1	10.12	
T6	Living room + dining room	1	40.22	157.47
	Bedroom	5	68	
	Kitchen	1	16.75	
	Toilet	3	16.91	
	Corridor	1	15.59	

Figure 8 shows how the various components of the HRES can be connected depending on the various configurations, as shown in Table 4.

2.2.1. Modeling Solar PV

The power output of the PV system is given by the Equation (1)^[23,24]

$$P_{pv-out} = f_v \times P_{pv-rated} \times \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \times [1 + K_T(T_c - T_{ref})] \quad (1)$$

where P_{pv-out} is the output power from the PV system (kW), $P_{pv-rated}$ is the rated power (kW), G_{ref} is the solar radiation at reference conditions ($W m^{-2}$) whose value is $1000 W m^{-2}$, G is the solar radiation ($W m^{-2}$), f_v is the derating factor whose value here is 0.9, T_{ref} is the cell temperature at reference conditions ($^{\circ}C$) with value $25^{\circ}C$, K_T is the temperature coefficient with value $-4.1 \times 10^{-3}/^{\circ}C$, and T_c is determined by the Equation (2)

$$T_c = T_{amb} + (0.0256 \times G) \quad (2)$$

where T_c is the cell temperature ($^{\circ}C$) and T_{amb} is the ambient temperature ($^{\circ}C$).

The NPC of the PV system PV_{NPC} takes into account the initial cost PV_{IC} and the operation and maintenance cost $PV_{O\&M}$. Of course, the replacement cost of this PV system is not considered because the PV system's lifetime is equal to that of the project. Equation (3) gives the formula to determine this PV_{NPC} ^[25]

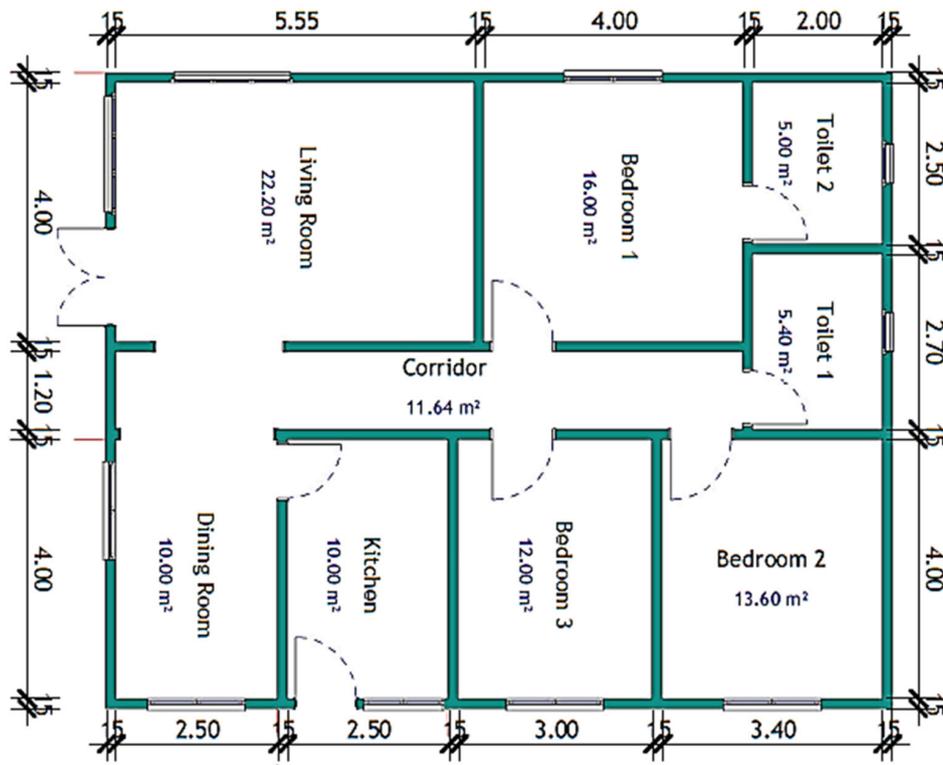


Figure 5. Distribution plan T4 building.

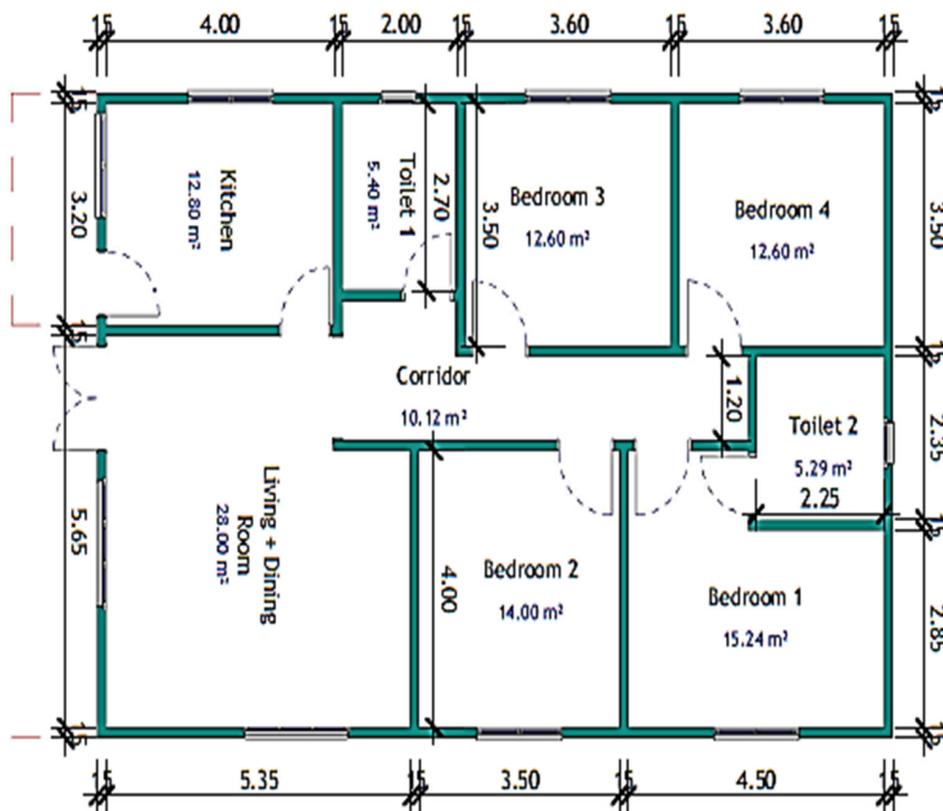


Figure 6. Distribution plan T5 building.

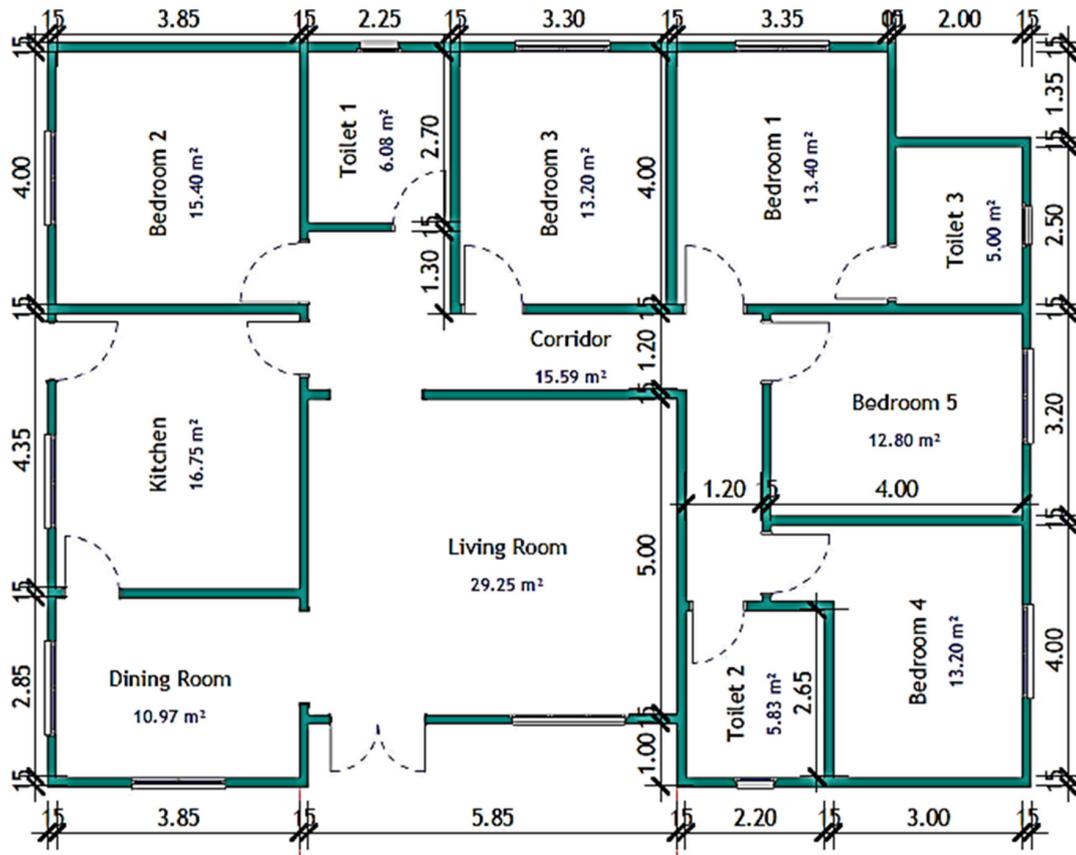


Figure 7. Distribution plan T6 building.

Table 4. Configurations considered.

System configuration	System components
Configuration 1	PV, WT, battery, DG, and grid (PV/WT/BSS/DG/EG)
Configuration 2	PV, WT, battery, and grid (PV/WT/BSS//EG)
Configuration 3	PV, battery, DG, and grid (PV/BSS//DG/EG)
Configuration 4	PV, battery, and grid (PV/BSS//EG)

$$PV_{NPC} = PV_{IC} + PV_{O\&M}$$

$$= N_{pv} \times \left[IPR_{PV} + \sum_{n=0}^{20} \frac{PV_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad (3)$$

where IPR_{PV} is the initial price of PV system ($\$ kW^{-1}$), PV_{NPC} is the NPC of the PV system, and N_{pv} is the number of PV modules.

2.2.2. Modeling WT

Wind speed is known to vary with height; so the wind speed at the reference height can be converted into wind speed at desired hub heights. The power equation is calculated by the following correlation^[23,26]

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (4)$$

where v_2 is the wind speed at hub height ($m s^{-1}$), v_1 is the wind speed at the reference height ($m s^{-1}$), h_2 is the hub height (30 m), h_1 is the reference height (10 m), and α is the coefficient of friction (Hellman exponent, wind gradient, or power-law exponent) with value equal to 0.25 for this work.^[23,24]

The power output of WT can be calculated using Equation (5)^[23,24,26]

$$P_{wind} = N_{WT} \begin{cases} 0, & v \leq v_{ci}, v \geq v_{co} \\ v^3 \left(\frac{P_r}{v_r^3 - v_{ci}^3}\right) - P_r \left(\frac{v^3}{v_r^3 - v_{ci}^3}\right), & v_{ci} < v < v_r \\ P_r, & v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (5)$$

where P_{wind} is the power output of the WT system (kW), v is the hourly wind speed ($m s^{-1}$), v_{ci} is the cut-in wind speed ($m s^{-1}$), v_r is the rated wind speed ($m s^{-1}$), v_{co} is the cut-out wind speed ($m s^{-1}$), and P_r is the rated power of the WT system (kW).

The NPC of the WT system WT_{NPC} takes into account the initial cost WT_{IC} and the operation and maintenance cost $WT_{O\&M}$. Of course, the replacement cost of this PV system is not considered because the WT system's lifetime is equal to that of the project. Equation (6) gives the formula to determine WT_{NPC} ^[25]

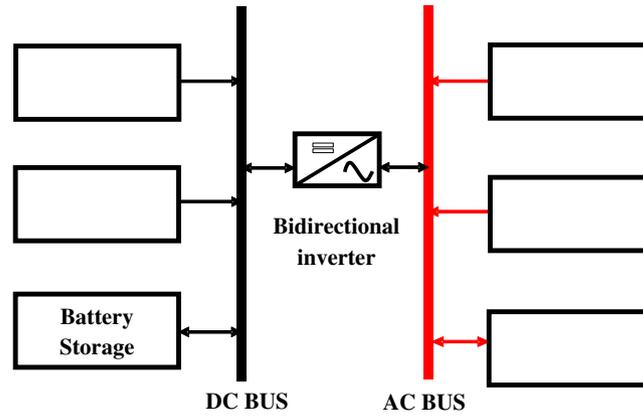


Figure 8. Schematic of the on-grid HRES.

$$WT_{NPC} = WT_{IC} + WT_{O\&M}$$

$$= N_{WT} \times \left[IPR_{WT} + \sum_{n=0}^{20} \frac{WT_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad (6)$$

where N_{WT} is the number of WTs and IPR_{WT} is the initial price of WTs ($\$ kW^{-1}$)

2.2.3. Modeling of the BSS

The storage capacity depends on the SOC of the battery. The battery storage capacity, C_B , is given by Equation (7)^[26]

$$C_B = \frac{(E_L \times AD)}{\eta_{inv} \times \eta_{bat} \times DOD} \quad (7)$$

where η_{inv} is the inverter's efficiency, η_{bat} is the efficiency battery system, E_L is the daily average energy load, DOD is the battery's depth of discharge (%), and AD is the number of days of autonomy.

The BSS is usually subjected to the following constraints^[25]

$$E_{Batmin} \leq E_{Bat}(t) \leq E_{Batmax} \quad (8)$$

$$E_{Batmax} = C_B \quad (9)$$

$$E_{Batmin} = E_{Batmax}(1 - DOD) \quad (10)$$

where E_{Batmin} is the minimum allowable storage battery capacity and E_{Batmax} is the maximum allowable storage battery capacity

$$DG_{NPC} = DG_{IC} + DG_{RC} + DG_{O\&M} = \left[P_{DG} \times IPR_{DG} + \sum_{k=a, 2a, \dots}^{20} \frac{P_{DG} \times IPR_{DG}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^k} + \sum_{n=0}^{20} \frac{DG_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad (13)$$

where IPR_{DG} is the initial price of DG ($\$ kW^{-1}$), DG_{NPC} is the NPC of the battery system, DG_{IC} is the initial cost, DG_{RC} is the replacement cost, and $DG_{O\&M}$ is the operational and maintenance cost.

As the lifetime of the BSS is 10 years, the NPC of the BSS can be calculated as^[25]

$$BSS_{NPC} = BSS_{IC} + BSS_{RC} + BSS_{O\&M}$$

$$= \left[C_B \times IPR_{BSS} + \sum_{k=10}^{20} \frac{C_B \times IPR_{BSS}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^k} + \sum_{n=0}^{20} \frac{BSS_{O\&M}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^{n-1}} \right] \quad (11)$$

where IPR_{BSS} is the initial price of battery ($\$ kWh^{-1}$), BSS_{NPC} is the NPC of the battery system, BSS_{IC} is the initial cost, BSS_{RC} is the replacement cost, and $BSS_{O\&M}$ is the operational and maintenance cost.

2.2.4. Modeling DG

The fuel consumption is evaluated using Equation (12) which is the linear model of a DG set hourly fuel consumption^[26]

$$F_{DG} = B_g P_{DG} + A_g P_{DG-out} \quad (12)$$

where P_{DG-out} is the output power, P_{DG} is the rated power, and A_g and B_g are constants representing the coefficients of fuel consumption which approximately the values 0.246179 and 0.08415 $L kW^{-1}$, respectively.

The NPC of the DG is evaluated as follows

The NPC of fuel, $Fuel_{NPC}$, is evaluated using Equation (14)

$$Fuel_{NPC} = F_{DG} \times C_{fuel} \times \sum_{k=1}^{20} \frac{1}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{I_r + I_f}\right)^k} \times CRF \quad (14)$$

$$CRF = \frac{\left(\frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right) \left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^{20}}{\left(1 + \frac{I_r - I_f}{1 + I_f}\right)^{20} - 1} \quad (15)$$

where CRF is the cost recovery factor, I_f is the inflation rate (%), and I_r is the interest rate (%).

2.2.5. Modeling Grid

The revenue from selling energy, R_{Grid} , to the main grid is evaluated using Equation (16)^[25]

$$R_{Grid} = \sum_{t=1}^{8760} C_{selling} \times E_{Sold-Grid} \quad (16)$$

where $C_{selling}$ is the cost of selling 1 kWh of electrical energy to the main grid and $E_{Sold-Grid}$ is the energy sold to the utility (kWh). The selling price of electricity in Cameroon varies from 0.1 to 0.2 \$ kWh⁻¹ with the government subsidy for this whether it is classified under the small or large consumer section. Our system does not receive any subsidy as the laws governing the renewable energy sector have not been promulgated; we set the cost of 0.3 \$ kWh⁻¹ to make the system profitable.

The purchasing price from the grid, C_{Grid} , is calculated as follows

$$C_{Grid} = \sum_{t=1}^{8760} C_{purchasing} \times E_{purchased-Grid} \quad (17)$$

where $E_{purchased-Grid}$ is the power purchased from the utility (kWh) and $C_{purchasing}$ is the cost of purchasing 1 kWh of electrical energy from the grid and in this study; we considered this to be equal to 0.158 \$ kWh⁻¹. This is because all the three building types considered in this study consume more 110 kWh of electrical energy per month.^[3]

2.2.6. Estimation of Greenhouse Gases Emission

In this study, we consider that each component of the system emits greenhouse gases (GHG) except the BSS. The purpose of this section is to compare the amount of GHG that is emitted when using the grid only which is considered as the base case with the amount of GHG emitted from the best configuration for a given location that will be determined in this study.^[25]

$$\text{Base Case GHG emissions} = \text{Total load} \times \text{Grid}_{ef} \times \text{GWP} \quad (18)$$

where Grid_{ef} is the grid electricity factor whose value is considered as 0.86 kgCO₂ kWh⁻¹ for the case of Cameroon. The global warming potential (GWP) of GHG which is simply 1 in this case since everything has been converted to carbon dioxide (CO₂).

The grid GHG emission is estimated as follows

$$\text{Grid GHG emission} = E_{purchase-grid} \times \text{Grid}_{ef} \times \text{GWP} \quad (19)$$

The PV system emission is estimated as follows

$$PV_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_{pv-out}(t) \times e_{pv} \quad (20)$$

where e_{pv} is the emission factor of PV (0.045 kgCO₂ kWh⁻¹ for mono-Si PV).^[25] The PV system consumes a large amount of energy and emits some GHG during some stages of its lifetime such as solar cells manufacturing processes, PV module assembly, balance of system (BOS) production, material transportation, PV system installation and retrofitting, and system disposal or recycling.^[26]

The WT system emission is estimated as follows

$$WT_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} P_{wind}(t) \times e_{WT} \quad (21)$$

where $e_{WT} = 0.011$ kgCO₂ kWh⁻¹.^[25] Just like the PV system, WT system also emits GHG during some stages of its lifetime such as the manufacturing of WTs, material transportation, WT system installation and retrofitting, and system disposal or recycling.^[27]

The DG emission is calculated as follows

$$DG_{GHG-emission} = \sum_{t=1}^{8760} (e_{CO_2} + e_{SO_2} + e_{NO_x}) \times P_{DG-out} \quad (22)$$

where e_{CO_2} is the emission factor of carbon dioxide (g kWh⁻¹), e_{SO_2} is the emission factor of sulfur dioxide (g kWh⁻¹), and e_{NO_x} is the emission factor of oxide of nitrogen (g kWh⁻¹)

$$e_{CO_2} = 0.697 \text{ kg kWh}^{-1}, \quad e_{SO_2} = 0.0005 \text{ kg kWh}^{-1}, \quad e_{NO_x} = 0.00022 \text{ kg kWh}^{-1}. \quad [27]$$

The overall emission of the system is estimated using Equation (23)

$$\begin{aligned} \text{Total emission} &= \text{Grid GHG emission} + PV_{GHG-emission} \\ &+ WT_{GHG-emission} + DG_{GHG-emission} \end{aligned} \quad (23)$$

$$\text{Emission}_{saving} = \text{Base Case GHG emissions} - \text{Total emission} \quad (24)$$

Table 5 shows the technical and economic parameters of each energy component considered in this study.^[14] **Figure 9a–c** shows the average hourly insolation, the average hourly wind speed, and the average hourly ambient temperature for day, respectively.

2.2.7. Load Profile

As mentioned earlier, three building types (T4, T5, and T6) are considered in this work. For each building type, we took a sample of 20 houses in a given neighborhood in every city considered in this study. The daily energy demand for each building is shown in **Table 6–8**. It is noted that building T4 demands much energy than the other buildings. This is simply because the occupants of building T4 prefer to buy very cheap electrical appliances which end up consuming much energy than expensive and more efficient appliances. These occupants of building T4 do not yet have the culture of purchasing first class electrical appliances simply because they are of the low income category thus cannot afford such appliances easily.

Figure 10 shows the hourly load profile of the 20 houses of each building type considered in this study. It is observed that

Table 5. Technical and economic parameters of the system's components.^[14]

Component	Parameter	Specification	Name
PV	Nominal power (kW)	1	Aeolos-H
	Capital cost (\$ kW ⁻¹)	1600	
	O&M (% of capital cost)	2	
	Lifetime (year)	20	
WT	Nominal power (kW)	2.1	Enercon E-75 [2.1 kW]
	Capital cost (\$ kW ⁻¹)	3000	
	O&M (% of capital cost)	2	
	Cut-in speed (m s ⁻¹)	3	
	Cut-out speed (m s ⁻¹)	20	
	Rated speed (m s ⁻¹)	11	
	Lifetime (year)	20	
DG	Rated power (kW)	4	JLT5000S
	Capital cost (\$ kW ⁻¹)	800	
	O&M (% of capital cost)	2	
	Fuel price (\$ L ⁻¹)	1	
BSS	Lifetime (h)	30 000	OPZS-Hawker TLS3
	Nominal capacity (kWh)	1	
	Capital cost (\$ kWh ⁻¹)	300	
	O&M (% of capital cost)	2	
Converter	DOD (%)	80	Generic 1200CH
	Lifetime (year)	10	
	Capital cost (\$ kW ⁻¹)	700	
	O&M (% of capital cost)	2	
Project's economic parameters	Lifetime (year)	10	Generic 1200CH
	Interest rate (%)	10	
	Inflation rate (%)	4	

the peak energy demand occurs between 19th hour of the day and the 22nd hour of the day. This can be explained by the fact that during the period everybody is home and so the energy demand is going to rise. The peak observed between the 6th hour and the 7th hour is due to the presence of the occupants in their homes just before they vacate to their various occupations.

2.3. Hybrid MCDM Method

After obtaining the optimal results of each configuration, we are going to rank these configurations using a hybrid MCDM method. In this work, the hybrid MCDM method applied is AHP-EDAS.

AHP is very popular MCDM tool that discovered by Thomas L. Saaty. It is based on the pairwise comparison of criteria and has been widely used by researchers in various domains.^[28] The following steps are involved when applying this method:^[13,28]

1) Step 1: constructing a hierarchical structure for the problem;

2) Step 2: constructing pairwise matrices and calculate the weighting of criteria; and 3) Step 3: calculating and checking the consistency ratio (CR).

To assess the judgments made in pairwise comparisons, it is important to check the consistency. The recommended CR should be less than 10%.^[28] Consistency index is assessed using the Equation (25)–(27). λ_{\max} is the largest eigenvalue of the reciprocal of matrix B, and n is the size of this matrix [25]. Also, the CR is the measure of consistency and is calculated by Equation (27)

$$B = \begin{bmatrix} 1 & b_{12} & b_{13} & \dots & b_{1n} \\ \frac{1}{b_{12}} & 1 & \frac{1}{b_{23}} & \dots & \frac{1}{b_{2n}} \\ \frac{1}{b_{13}} & \frac{1}{b_{23}} & 1 & \dots & \frac{1}{b_{3n}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{b_{1n}} & \frac{1}{b_{2n}} & \frac{1}{b_{3n}} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (26)$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (27)$$

In this study, five criteria are considered to rank the various energy systems. These include: LPSP, NPC, COE, total emission (TE), and grid contribution factor (GCF). A prefeasibility study was first conducted to help define the matrix of the various criteria. This prefeasibility consisted of a questionnaire containing key questions related to energy problems that was presented to the occupants of the various building types in each city considered in this study. This was done with the help of some agents recruited by the authors in these cities. The main objective of this prefeasibility study was to know the order of preference of each criterion and from the results obtained, most occupants gave the following order of preference starting from the most preferred to the least: LPSP > COE, NPC > TE > GCF. The following matrix was then constructed.

$$B = \begin{bmatrix} \text{LPSP} & \text{NPC} & \text{COE} & \text{TE} & \text{GCF} \\ \text{NPC} & 1 & 2 & 7 & 8 \\ \text{COE} & \frac{1}{2} & 1 & 5 & 4 \\ \text{TE} & \frac{1}{7} & \frac{1}{5} & 1 & 3 \\ \text{GCF} & \frac{1}{8} & \frac{1}{4} & \frac{1}{3} & 1 \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$W_{\text{AHP}} = \begin{bmatrix} \text{LPSP} & \text{NPC} & \text{COE} & \text{TE} & \text{GCF} \\ 0.4227 & 0.2313 & 0.2313 & 0.0691 & 0.0456 \end{bmatrix} \quad (29)$$

Matrix W_{AHP} gives the weight of each criterion calculated using AHP. NPC and COE have equal weights because they are closely related. The consistency ratio in this case is 4.128% which is less than 10% as recommended for good weighting values.

EDAS is used in ranking of the various energy configurations considered in this study. It should be noted that these configurations represent the various alternatives in the MCDM problem. This method is used in this study because of its simplicity and lower computational time.^[29] The main steps involved in this process are described as follows:^[28]

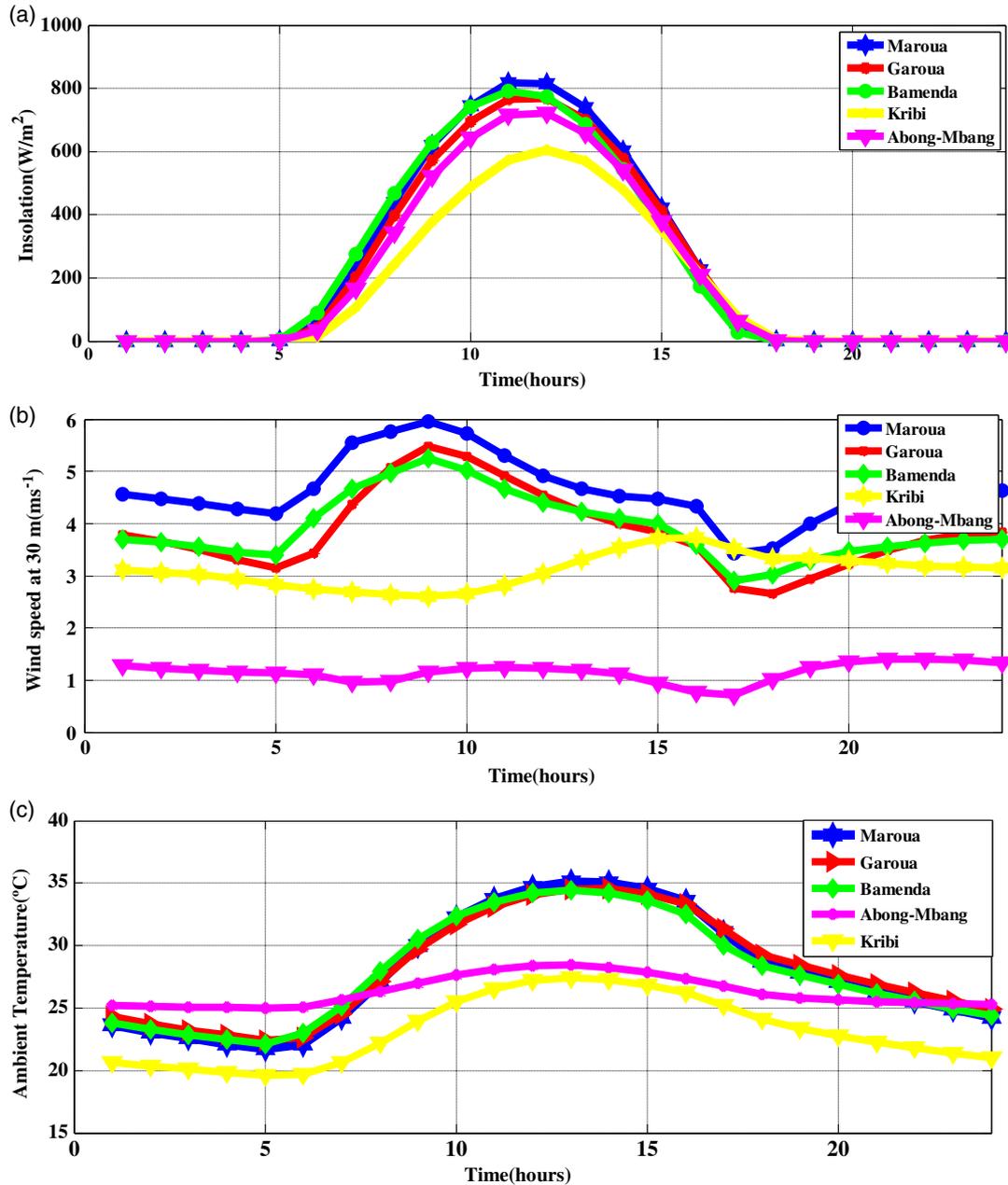


Figure 9. Average hourly a) insolation for a day; b) wind speed for a day; and c) ambient temperature for a day.

Step 1: Identify the preference criterion that defines alternatives.

Step 2: Constructing the matrix of decision-making (X) as follows

$$Y = [Y_{ij}]_{n \times m} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1m} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2m} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & Y_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nm} \end{bmatrix} \quad (30)$$

where Y_{ij} is the optimal value of the i th criterion on j th alternative.

Step 3: The mean solution value (MV) is determined based on all criteria as follows

$$MV = [MV_j]_{1 \times m} \left. \begin{array}{l} \text{where} \\ MV_j = \frac{\sum_{i=1}^n Y_{ij}}{n} \end{array} \right\} \quad (31)$$

Step 4: Calculation of the negative distance from average (NDA) and the positive distance from average (PDA) matrices:

Table 6. Daily energy demand of T4 building.

Appliance	Quantity	Power rating [W]	Daily cycle [h]	Load [Wh]
Lighting (living + dining + corridor)	3	75	7	1575
Lighting (bedrooms + kitchen + toilet)	6	18	2	216
TV	1	150	7	1050
Refrigerator	1	300	24	7200
Phone charger	5	5	5	125
Laptop	1	75	2	150
Desktop	1	200	4	800
Total				11 116 = 11.116 kWh

Table 7. Daily energy demand of T5 building.

Appliance	Quantity	Power rating [W]	Daily cycle [h]	Load [Wh]
Lighting (living + dining + corridor)	3	75	7	1575
Lighting (bedrooms + kitchen + toilet)	7	18	2	252
TV	1	130	7	910
Refrigerator	1	120	24	2880
Phone charger	7	5	5	175
Laptop	1	75	2	150
Desktop	1	200	6	1200
Electric heater	1	1500	0.25	375
Blender	1	1500	0.25	375
Regulator	1	15	24	360
Total				8252 = 8.252 kWh

1) Nonbeneficial criteria

$$\begin{cases} PDA_{ij} = \frac{\max(0, (MV_j - Y_{ij}))}{MV_j} \\ NDA_{ij} = \frac{\max(0, (Y_{ij} - MV_j))}{MV_j} \end{cases} \quad (32)$$

2) Beneficial criteria

$$\begin{cases} PDA_{ij} = \frac{\max(0, (Y_{ij} - MV_j))}{MV_j} \\ NDA_{ij} = \frac{\max(0, (MV_j - Y_{ij}))}{MV_j} \end{cases} \quad (33)$$

Step 5: Calculation of the weighted sum of NDA (SN) and PDA (SP) for all alternatives as given as follows

$$SP_i = \sum_{j=1}^m W_j PDA_{ij} \quad (34)$$

Table 8. Daily energy demand of T6 building.

Appliance	Quantity	Power rating [W]	Daily cycle [h]	Load [Wh]
Lighting (living + dining + corridor)	3	75	7	1575
Lighting (bedrooms + kitchen + toilet)	8	18	2	288
TV 1	1	130	7	910
TV 2	1	100	7	700
Freezer	1	170	24	4080
Phone charger	8	5	6	240
Laptop	2	60	2	240
Desktop	2	120	6	1440
Internet router	1	10	7	70
Electric heater	1	1500	0.25	375
Coffee maker	1	1500	0.25	375
Blender	1	1500	0.25	375
Regulator	1	15	24	360
Total				11 028 = 11.028 kWh

$$SN_i = \sum_{j=1}^m W_j NDA_{ij} \quad (35)$$

where W_j is the weight of the j th criterion.

Step 6: Normalization of the SN and SP values for all alternatives as given as follows

$$NSP_i = \frac{SP_i}{\max(SP_i)} \quad (36)$$

$$NSN_i = 1 - \frac{SN_i}{\max(SN_i)} \quad (37)$$

Step 7: Determination of the assessment score (AS) for all alternatives as indicated as follows

$$AS_i = \frac{1}{2} (NSP_i + NSN_i) \quad 0 \leq AS_i \leq 1 \quad (38)$$

Step 8: Lastly, the alternatives are ranked so that the best alternative has the highest AS. The other alternatives are ranked accordingly.

In this study, five criteria are considered to rank the various energy systems. These include: LPSP, NPC, COE, TE, and GCF. The alternatives considered in this study are the four energy configurations or systems described in Section 2.2. All these five criteria are nonbeneficial in this study, meaning we desire lower values.

3. Problem Formulation

The main objective of this work is to determine the best configuration with optimal number of components of energy having the lowest possible value for LPSP, COE, NPC, TE, and GCF,

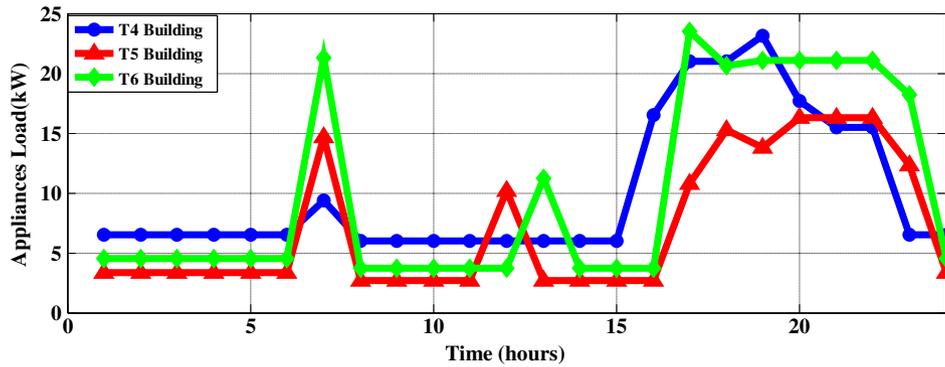


Figure 10. Load profile 20 houses of each building type for a day.

respectively. SCA and SCAPSO were used in the first part to obtain optimal results of each configuration before the ranking using MCDM approach. The multiobjective problem is reduced to single objective problem and the order of priority of the objective functions is LPSP, COE, NPC, TE, and GCF. This means that every household preferred a system that can satisfy their energy demand first, which costs less compared with what they have from the main grid, which will not cause too much harm to the environment and will reduce as much as possible their dependency on the main grid.

3.1. Objective Functions

$$\text{Obj 1} = \text{Min LPSP} \quad (39)$$

$$\text{Obj 2} = \text{Min NPC} \quad (40)$$

$$\text{Obj 3} = \text{Min COE} \quad (41)$$

$$\text{Obj 4} = \text{Min TE} \quad (42)$$

$$\text{Obj 5} = \text{Min GCF} \quad (43)$$

Subject to

$$N_{pv}^{\min} \leq P_R \leq N_{pv}^{\max} \quad (44)$$

$$N_{WT}^{\min} \leq N_{WT} \leq N_{WT}^{\max} \quad (45)$$

$$AD^{\min} \leq AD \leq AD^{\max} \quad (46)$$

$$N_{DG}^{\min} \leq N_{DG} \leq N_{DG}^{\max} \quad (47)$$

LPSP is defined by Equation (48)

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{deficit}}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{demand}}(t) \times \Delta t}, \Delta t = 1 \quad (48)$$

$$P_{\text{deficit}}(t) = P_{\text{load}}(t) - (P_{\text{pv-out}}(t) + P_{\text{wind}}(t) + P_b(t) - P_{\text{bmin}} + P_{\text{diesel}}(t)) \quad (49)$$

The COE in this work is evaluated using Equation (50)^[25,30]

$$COE = \frac{(CRF \times \sum_x NPC_x) + C_{\text{grid}} - R_{\text{grid}}}{E_{\text{served}} + E_{\text{selling-grid}}} \quad (50)$$

TE is already defined in Equation (23).

The fifth objective GCF is defined as the fraction of energy provided by the grid to satisfy the energy load. Based on the survey made on the field, the households in all the chosen cities do not want to rely on the grid again as much as possible. The GCF is evaluated using Equation (51)

$$GCF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{\text{purchase-grid}}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=1}^{8760} (P_{\text{RE}}(t) + P_{\text{DG}}(t) + P_{\text{purchase-grid}}(t)) \times \Delta t} \quad (51)$$

$P_{\text{RE}}(t) = P_{\text{pv-out}}(t) + P_{\text{wind}}(t)$ and it represents the power output from renewable sources. Depending on the configuration under study, the power from the DG $P_{\text{DG}}(t)$ is added.

3.2. Energy Management

The energy management strategy applied in this work is presented in the following cases: 1) Scenario 1: sufficient generated energy is provided by renewable sources and the extra energy is used to charge batteries. 2) Scenario 2: same as case 1 but the surplus energy generated by renewable resources is greater than the need to supply the load and to charge batteries. Therefore, in this case, the surplus of power is sold to the grid. 3) Scenario 3: renewable resources fail to provide sufficient energy to meet the load. In this case, the shortage of power generation is supplied from the battery. 4) Scenario 4: the generated energy from the renewable sources is not sufficient to meet the demanded load and the battery bank is also depleted. In this case, the DG is switched on to supply the load for configurations made of DG, otherwise power is bought from the grid to supply the load. 5) Scenario 5: the generated energy from the renewable sources is not sufficient to meet the demanded load and the battery bank is also depleted. Also, the DG is not available to supply the load for configurations made of DG. In this case, power is bought from the grid to supply the unmet load.

The energy flowchart of these energy management strategies is show in **Figure 11a**.

3.3. Optimization Techniques

In this section, the two optimization techniques applied in this study are described.

$$x_{i,SCA}^{t+1} = \begin{cases} x_{i,SCA}^t + r_1 \times \sin(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - x_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \leq 0.5 \\ x_{i,SCA}^t + r_1 \times \cos(r_2) \times |r_3 P_{i,SCA}^t - x_{i,SCA}^t| & \text{if } r_4 \geq 0.5 \end{cases} \quad (52)$$

3.3.1. Proposed Hybrid SCAPSO

SCA is a mathematical population-based algorithm mainly depending on the sine and cosine functions; it was developed by Mirjalili in 2016.^[31] The equations used in updating the position are given as follows

where r_4 is a random number in $[0,1]$.

SCA is controlled by four main parameters which are r_1 , r_2 , r_3 , and r_4 . In the exploration phase, the solutions should be able to search outside the space, and this is made possible by changing the range of the sine and cosine functions. **Figure 12** shows the pseudocode of SCA.

(a)

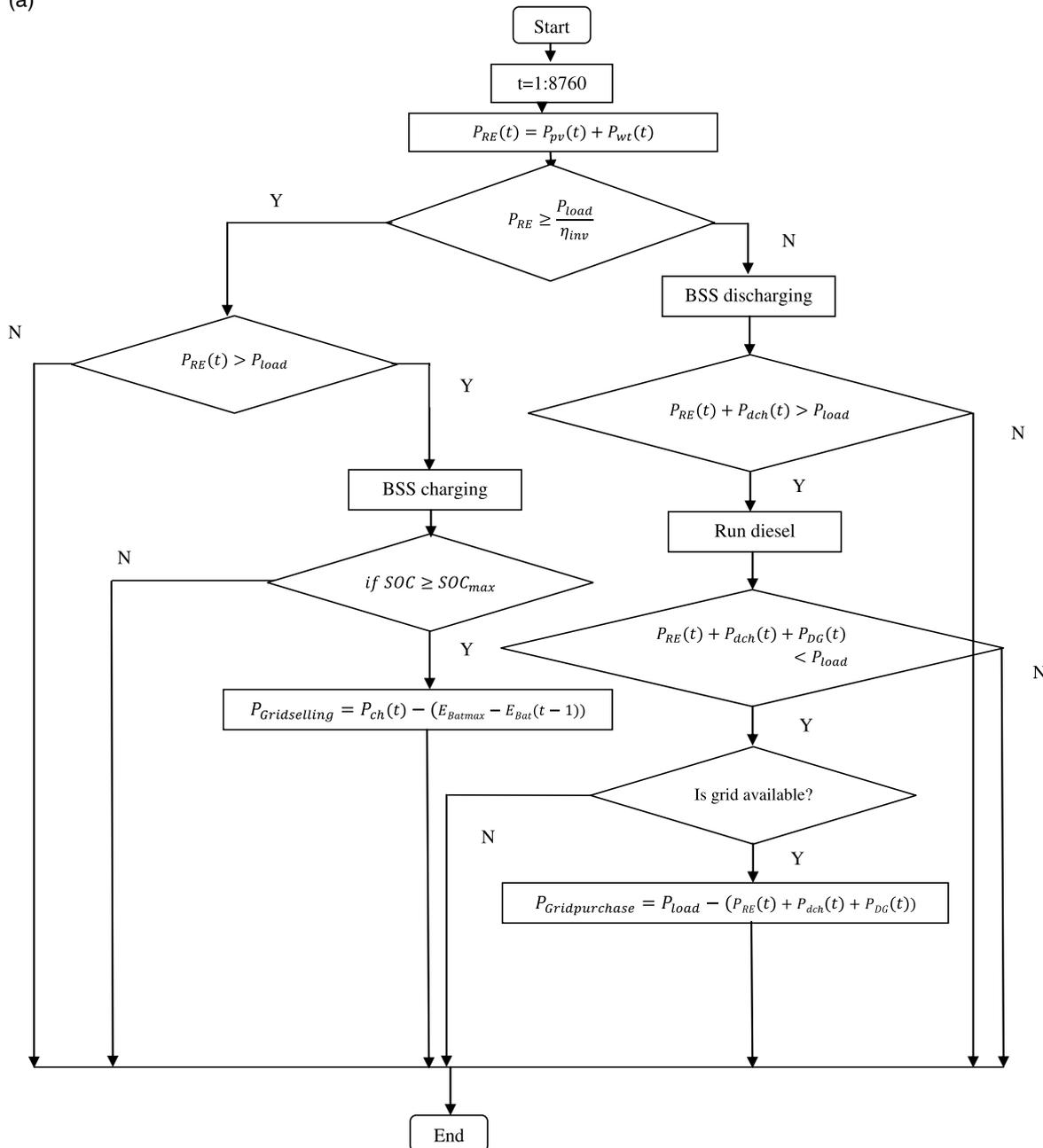


Figure 11. a) Flowchart of the energy management operations strategy. b) Charging of the BSS. c) Discharging of the BSS.

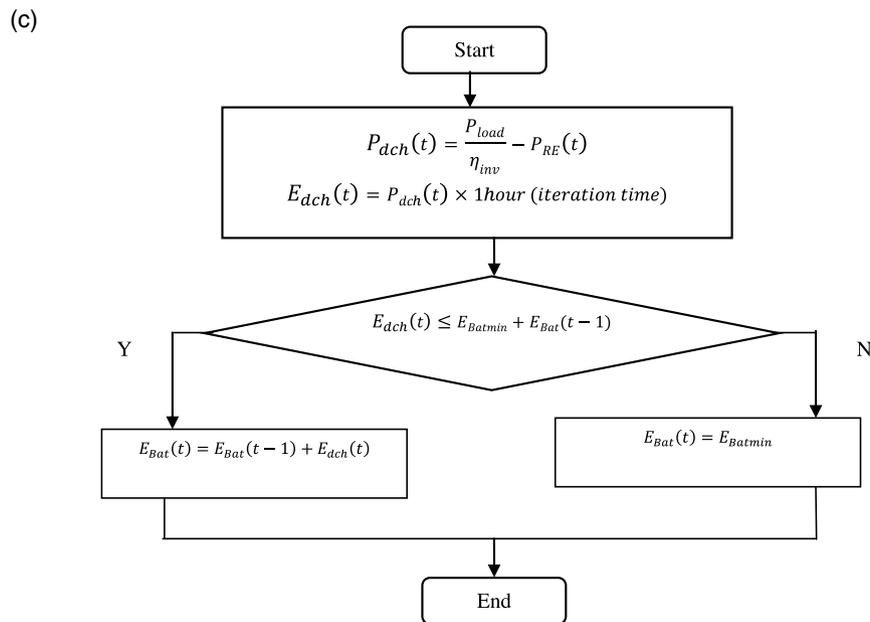
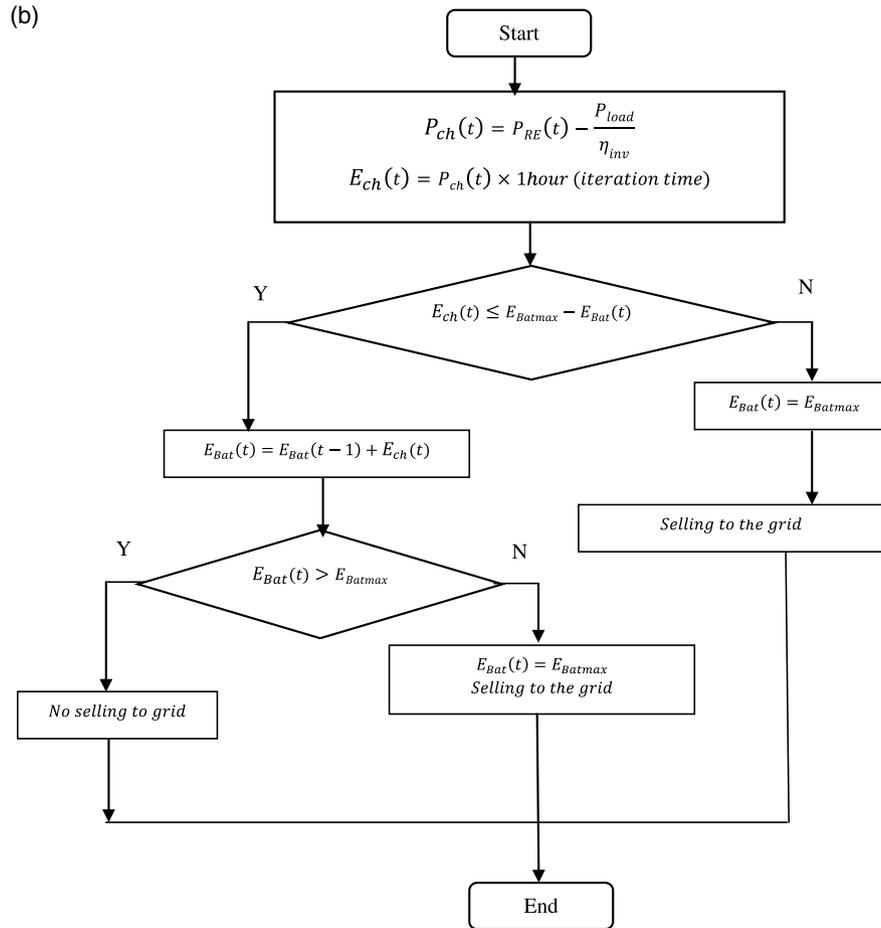


Figure 11. Continued.

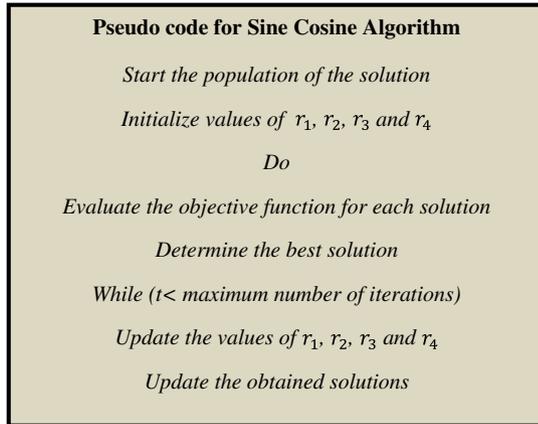


Figure 12. Pseudocode of SCA.

In the proposed SCAPSO, the best solution so far from SCA is updated using PSO. The given equations are used in this case

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1\gamma_1(P_{besti} - x_i(t)) + c_2\gamma_2(G_{besti} - x_i(t)) \quad (53)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (54)$$

where γ_1 and γ_2 are random real numbers drawn from [0,1]; c_1 and c_2 are the cognitive and social parameters respectively; pulling the particles toward P_{besti} and G_{besti} which are the personal or individual best and global best of each particle, respectively, obtained from SCA. w is the inertia weight w_{max} and w_{min} are the initial and final inertia weights and max_{iter} is the maximum number of iterations

Figure 13 shows the main steps involved in the proposed SCAPSO.

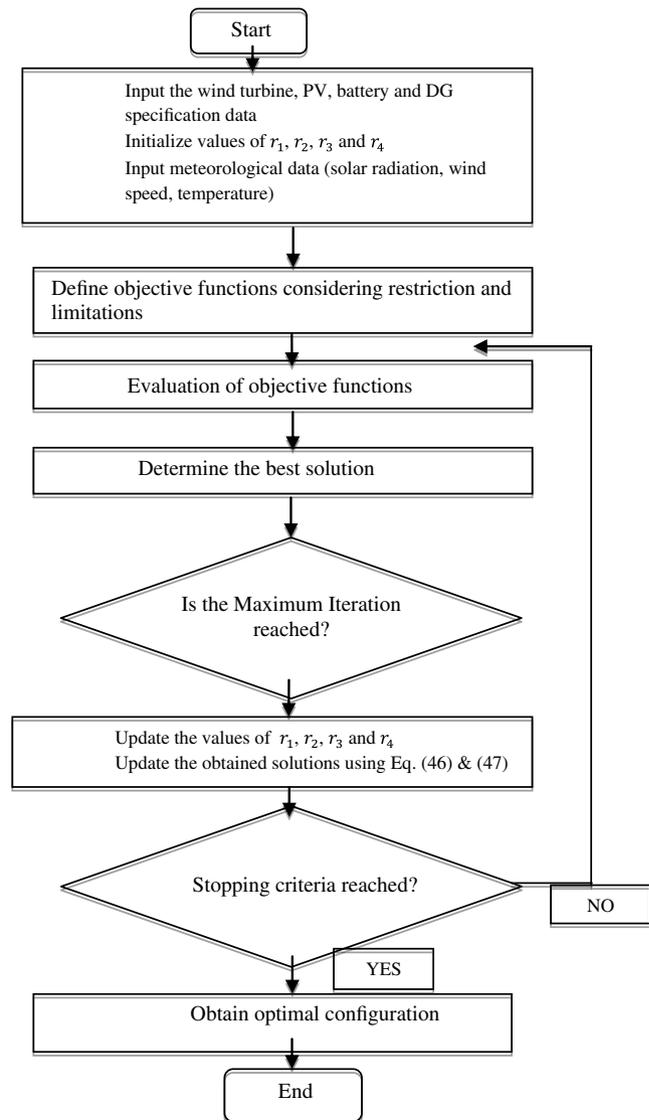


Figure 13. The flowchart of SCAPSO.

4. Results and Discussion

In this section, the results of the optimal sizing and ranking of four energy configurations (systems) in the cities of Maroua, Garoua, Bamenda, Kribi, and Abong-Mbang considering three building types are presented. The optimal sizing is done using three optimization techniques (SCAPSO, SCA) and the ranking is achieved by the hybrid MCDM method AHP-EDAS.

The optimum results are achieved for each city after each optimization technique was ran for ten independent runs, taking the population size to be 25 and a maximum iteration of 100. This was implemented in a MATLAB R2013a environ in an Intel CORE i-2500 @ 3.3 GHz. The hourly solar insolation, wind speed, and temperature data for a year (8760 h) and for each city were used in this study.

4.1. Best Configuration for T4 Buildings in Each Cities

Table 9 and **Table 10** present the optimal results and the rank of each energy configuration or system considered in this study for the cities of Maroua, Garoua, Bamenda, Kribi, and Abong-mbang, using SCAPSO and SCA, respectively. It is observed from these

tables that SCAPSO gives best optimal results of the objective functions LPSP, NPC, COE, TE, and GCF compared with SCA. For the city of Maroua, LPSP has the same value for SCA and SCAPSO; COE is $0.0515 \text{ \$ kWh}^{-1}$ for SCAPSO and $0.0612 \text{ \$ kWh}^{-1}$ for SCA, respectively and TE is 3129.048 kg for SCAPSO and 3421.26 for SCA.

Table 11 presents the average optimal results and the average rank of each energy configuration in each city for T4 buildings. For the city of Maroua, configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG) occupies the first position followed by configuration 2 (PV/WT/BSS/EG) and configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) and configuration 4 (PV/BSS/EG) occupy the same last position. Based on this we can order these configurations for T4 buildings in the city of Maroua as configuration 1 > configuration 2 > configuration 3, configuration 4. Then the best configuration for Maroua is configuration 1. It has the lowest value of LPSP, COE, NPC, TE and GCF as preferred by the occupants of T4 buildings. Moreover,

Table 9. T4 buildings optimal results for SCAPSO.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [$\$$]	TE [kg]	GCF [%]	N_{pv}	N_{WT}	AD	N_{DG}	Rank
Maroua	1	0.0074	0.0515	98 863.6747	3129.048	0	43	31	2.5	4	1
	2	0.044	0.0798	160 658.563	4126.47	0.0025	50	17	2.2	–	2
	3	0.017	0.1472	159 200.9	4477.23	0.05	58	–	2.6	5	4
	4	0.057	0.0637	127 961.864	4690.2	0.032	68	–	2.7	–	3
Garoua	1	0.0074	0.0643	140 044.985	4408.047	0.018	55	38	2.7	4	1
	2	0.088	0.0931	187 260.138	4276.3	0.026	55	19	2.6	–	4
	3	0.047	0.1544	167 011.678	4640.14	0.039	64	–	2.7	3	3
	4	0.068	0.067	131 543.802	4521.65	0.025	63	–	2.7	–	2
Bamenda	1	0.0093	0.0648	142 359.605	4354.67	0.029	52	40	3	5	1
	2	0.094	0.0943	197 185.788	4484.044	0.027	57	21	2.9	–	4
	3	0.011	0.1592	172 162.893	4646.76	0.036	62	–	3	5	2
	4	0.051	0.0644	125 722.545	4431.52	0.032	60	–	2.6	–	3
Kribi	1	0.008	0.106	211 034.94	4618.49	0.052	80	20	3	8	1
	2	0.11	0.113	216 070.818	4285.34	0.036	75	15	3	–	3
	3	0.37	0.2315	250 782.513	5399.09	1.84	77	–	3	6	4
	4	0.068	0.0866	172 938.563	4661.026	0.033	82	–	3	–	2
Abong-Mbang	1	0.0074	0.0847	169 396.236	4590.345	0.041	66	30	3	6	2
	2	0.1	0.1	199 799.717	4608.49	0.033	67	17	2.7	–	4
	3	0.0087	0.1683	182 032.962	4650.8	0.036	67	–	3	5	3
	4	0.067	0.072	146 002.172	4751.73	0.032	69	–	3	–	1

Table 10. T4 buildings optimal results for SCA.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [$\$$]	TE [kg]	GCF [%]	N_{pv}	N_{WT}	AD	N_{DG}	Rank
Maroua	1	0.0074	0.0612	117 277.218	3421.26	0	48	25	3	4	1
	2	0.0074	0.0853	186 622.155	4626.548	0	55	21	2.5	–	2
	3	0.067	0.155	167 584.048	4886.927	0.031	64	–	2.9	3	3
	4	0.072	0.0661	143 414.424	5313.957	0.02	70	–	2.9	–	4
Garoua	1	0.0089	0.0707	156 745.655	4613.257	0.021	58	36	2.6	7	1
	2	0.09	0.0937	186 623.194	4193.64	0.018	56	19	2.7	–	4
	3	0.018	0.1599	172 978.835	4682.98	0.046	64	–	2.9	5	2
	4	0.068	0.0687	145 138.925	5097.374	0.022	71	–	2.8	–	3
Bamenda	1	0.0098	0.0713	176 722.933	5446.83	0.022	54	39	2.9	9	1
	2	0.094	0.0982	214 314.296	4715.42	0.025	60	25	2.9	–	4
	3	0.019	0.162	175 200.677	4839.809	0.03	65	–	2.9	5	3
	4	0.067	0.0672	144 754.203	5220.87	0.02	71	–	2.9	–	2
Kribi	1	0.0089	0.1068	220 040.32	4840.738	0.06	83	23	2.8	9	1
	2	0.11	0.1178	230 188.541	4447.42	0.035	78	18	2.8	–	3
	3	0.6	0.2777	300 855.069	5515.304	1.83	77	–	3	10	4
	4	0.069	0.0869	176 314.352	4788.965	0.032	85	–	3	–	2
Abong-Mbang	1	0.011	0.0896	177 204.869	4651.149	0.005	68	10	2.8	3	2
	2	0.11	0.102	203 060.483	4666.555	0.022	68	15	3	–	4
	3	0.013	0.1748	189 078.012	4544.632	0.055	66	–	3	8	3
	4	0.072	0.0725	156 364.028	5259.659	0.021	77	–	2.9	–	1

Table 11. T4 buildings average optimal results.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [\\$]	TE [kg]	GCF [%]	Emission _{saving} [kg]	Average rank
Maroua	1	0.0074	0.0564	108 070.446	3275.154	0	71 960.226	1
	2	0.0257	0.0826	173 640.359	4376.509	0.001	70 858.871	2
	3	0.042	0.1511	163 392.474	4682.079	0.041	70 553.301	3.5
	4	0.0645	0.0649	135 688.144	5002.079	0.026	70 233.301	3.5
Garoua	1	0.0082	0.0675	148 395.32	4510.652	0.02	70 724.728	1
	2	0.0895	0.0934	186 941.666	4234.97	0.022	71 000.41	4
	3	0.035	0.1572	169 995.257	4661.56	0.043	70 573.82	2.5
	4	0.068	0.0679	138 341.364	4809.512	0.024	70 425.868	2.5
Bamenda	1	0.0096	0.0681	159 541.269	4900.75	0.026	70 334.63	1
	2	0.094	0.0963	205 750.042	4599.732	0.026	70 635.648	4
	3	0.015	0.1606	173 681.785	4743.285	0.033	70 492.095	2.5
	4	0.059	0.0658	135 238.374	4826.195	0.026	70 409.185	2.5
Kribi	1	0.0092	0.1064	215 537.63	4729.614	0.056	70 505.766	1
	2	0.11	0.115	22 3129.68	4366.38	0.036	70 869	3
	3	0.49	0.2546	275 818.791	5457.197	1.84	69 778.183	4
	4	0.069	0.0868	174 626.458	4724.996	0.033	70 510.384	2
Abong-Mbang	1	0.0085	0.0872	173 300.553	4620.747	0.023	70 614.633	2
	2	0.105	0.101	201 430.1	4637.523	0.028	70 597.857	4
	3	0.0109	0.1716	185 555.487	4597.716	0.046	70 637.664	3
	4	0.069	0.0723	151 183.1	5005.695	0.027	70 229.685	1

the cost of electricity (COE) is $0.0564 \text{ \$ kWh}^{-1}$ as compared with the $0.158 \text{ \$ kWh}^{-1}$ paid by these occupants to main grid. For the city of Garoua, we can order the configurations as configuration 1 > configuration 3, configuration 4 > configuration 2; configuration 1 is also the best with a COE of $0.0675 \text{ \$ kWh}^{-1}$ still less than what is usually paid to the main grid. For the city of Bamenda, the order is as that of Garoua; with configuration 1 being the best and a COE of $0.0675 \text{ \$ kWh}^{-1}$. For the city of Abong-Mbang, we can order the configurations as configuration 4 > configuration 1 > configuration 3 > configuration 2; in this case the best configuration appears to be configuration 4 with a COE of $0.0723 \text{ \$ kWh}^{-1}$ though with a higher LPSP value. For the city of Kribi, the order is as follows: configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3; configuration 1 which is the best here has a COE of $0.1064 \text{ \$ kWh}^{-1}$ which is still less than that paid to the main grid but higher than that of all the other cities.

Generally, we note that all the cities having daily average hourly wind speed values closer or greater than 3 m s^{-1} (Figure 8b) the cut-in speed of the WT considered in this study have configuration 1 as the best configuration. Also, cities with higher solar insolation values (Figure 8a) have cost-effective configurations with lower LPSP values, for this reason all the configurations in the city of Kribi are costly and higher LPSP values.

Figure 14a–e shows the average hourly power distribution for T4 buildings in a day (24 h) for the various cities considered in this study. These figures depict the total power generated from PV and WT, the battery charging and discharging power, the power sold to the main grid, the power purchased from the main

grid, and the power produced from the DGs. From these figures we can also observe that for the DGs and the main grid are not much implicated in satisfying the power demand. There is also a peak value of the total power generated from PV and WT observed between the 10th hour and the 15th hour of the day. This is because during this period of the day, solar insolation which is the dominant resource is higher. It is also observed that in most cities, the load profile is below or intersects with the power source; this explains why the values of LPSP are low.

4.2. Best Configuration for T5 Buildings in Each Cities

Table 12–14 shows the average optimal results and the average rank of each energy configuration in each city for T5 buildings. For the city of Maroua, configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG) occupies the first position followed by configuration 2 (PV/WT/BSS/EG) and configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) and configuration 4 (PV/BSS/EG) occupy the same last position. Based on this we can order these configurations for T4 buildings in the city of Maroua as configuration 1 > configuration 2 > configuration 3, configuration 4. Then the best configuration for Maroua is configuration 1. It has the lowest value of LPSP, COE, NPC, TE, and GCF as preferred by the occupants of T5 buildings. Moreover, the COE is $0.061 \text{ \$ kWh}^{-1}$ as compared with the $0.158 \text{ \$ kWh}^{-1}$ paid by these occupants to main grid. For the city of Garoua, we can order the configurations as configuration 1 > configuration 4 > configuration 3 > configuration 2; configuration 1 is also the best with a COE of $0.0698 \text{ \$ kWh}^{-1}$ still less than what is usually paid to the main grid. For the city of

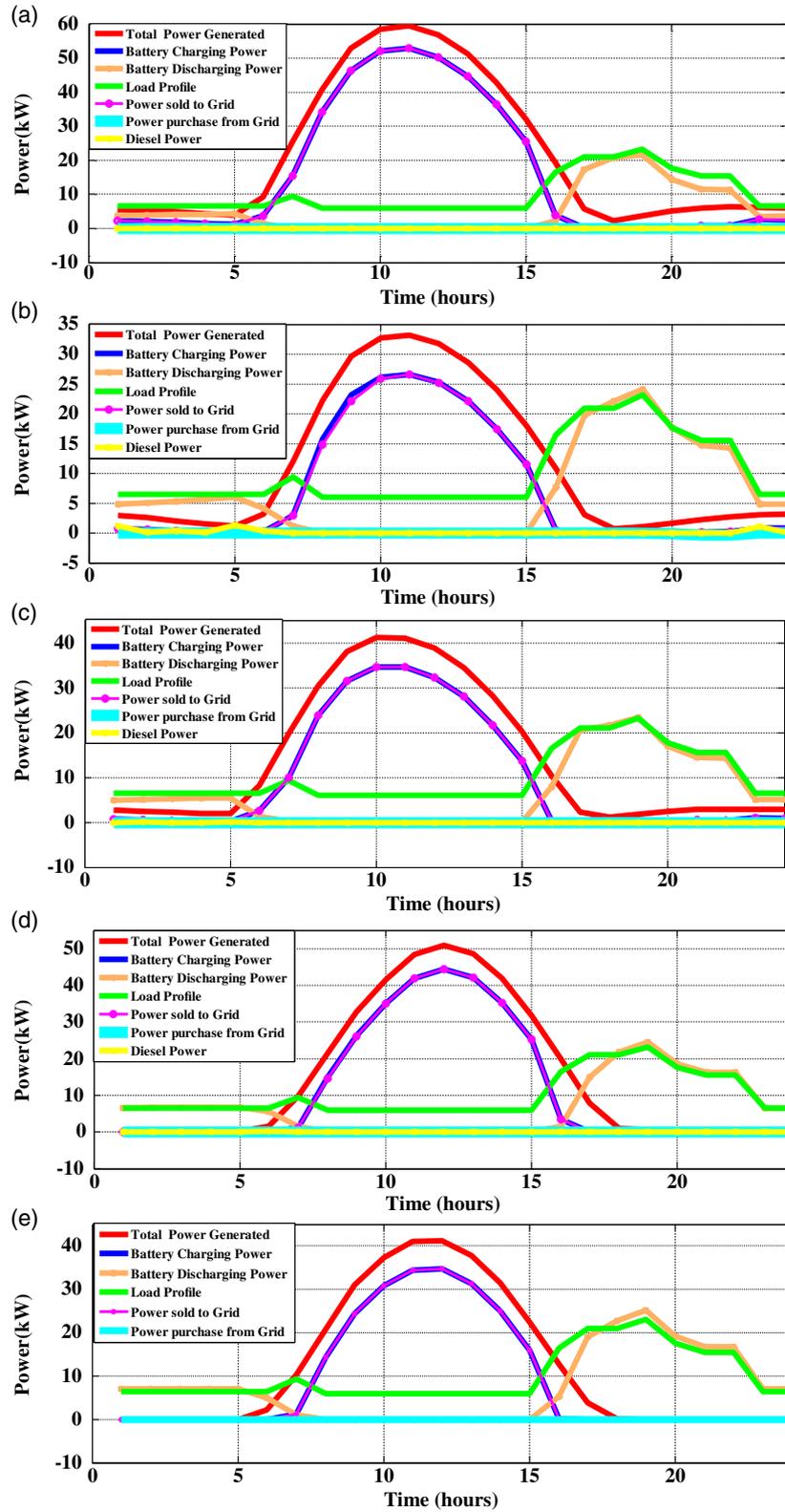


Figure 14. Average hourly power distribution for T4 buildings in a day in a) Maroua; b) Garoua; c) Bamenda; d) Kribi; and e) Abong-Mbang.

Table 12. T5 buildings optimal results for SCAPSO.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [\$ kWh ⁻¹]	NPC [\$]	TE [kg]	GCF [%]	N _{pv}	N _{WT}	AD	N _{DG}	Rank
Maroua	1	0.0053	0.0572	93 464.737	5452.984	0	63	32	2.9	3	1
	2	0.0053	0.0822	14 6291.083	4087.996	0	70	13	3	–	2
	3	0.017	0.1544	118 813.439	3322.239	0.039	43	–	3	3	4
	4	0.057	0.0615	90 718.042	3345.308	0.017	51	–	2.9	–	3
Garoua	1	0.0053	0.0651	119 562.895	3833.035	0.013	47	35	2.8	4	1
	2	0.091	0.0972	168 004.318	3892.688	0.016	51	19	2.9	–	4
	3	0.008	0.1618	124 460.248	3187.402	0.041	44	–	3	4	3
	4	0.078	0.0663	117 190.977	4272.461	0.015	49	–	2.8	–	2
Bamenda	1	0.0054	0.0638	94 676.484	2676.08	0.041	40	37	3	5	1
	2	0.097	0.0972	171 091.178	4011.823	0.02	51	19	3	–	4
	3	0.011	0.1622	124 800.581	3281.357	0.041	44	–	3	4	3
	4	0.078	0.0642	93 048.866	3282.266	0.018	50	–	3	–	2
Kribi	1	0.0054	0.1015	153 019.69	3390.903	0.042	59	18	2.7	5	1
	2	0.11	0.1263	186 359.615	3245.504	0.036	57	18	3	–	3
	3	0.8	0.4084	316 193.959	5235.9	4.3	55	–	3	10	4
	4	0.063	0.0824	122 037.031	3326.53	0.036	59	–	2.9	–	2
Abong-Mbang	1	0.0054	0.0893	135 781.802	3429.26	0.049	50	30	3	10	2
	2	0.099	0.1084	154 780.552	3133.31	0.028	46	19	2.7	–	4
	3	0.0074	0.1694	130 313.42	3143.647	0.053	46	–	3	10	3
	4	0.065	0.0682	100 355.82	3304.231	0.026	49	–	2.9	–	1

Table 13. T5 buildings optimal results for SCA.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [\$ kWh ⁻¹]	NPC [\$]	TE [kg]	GCF [%]	N _{pv}	N _{WT}	AD	N _{DG}	Rank
Maroua	1	0.0054	0.0647	14 2374.378	5654	0	65	34	2.6	6	1
	2	0.0054	0.0909	234 117.669	6209.29	0	73	16	2.9	–	2
	3	0.018	0.1545	118 878.54	3183.32	0.042	42	–	3	4	3
	4	0.076	0.0648	107 297.467	4055.224	0.033	53	–	2.6	–	4
Garoua	1	0.0054	0.0744	146 314.853	4195.64	0.03	51	40	3	10	1
	2	0.1	0.0856	133 121.502	3437.97	0.016	50	10	3	–	4
	3	0.013	0.1855	142 751.074	3289.2	0.044	45	–	3	9	3
	4	0.097	0.0683	98 956.602	3172.02	0.026	44	–	3	–	2
Bamenda	1	0.0089	0.0679	119 630.406	3503.32	0.022	41	36	3	7	1
	2	0.1	0.1067	174 501.088	3400.021	0.015	42	24	2.9	–	4
	3	0.012	0.1673	128 748.609	3413.375	0.039	46	–	3	4	3
	4	0.069	0.0662	104 088.566	3705.473	0.02	44	–	2.7	–	2
Kribi	1	0.098	0.1046	170 587.082	3849.148	0.049	61	20	2.9	6	1
	2	0.11	0.1235	181 117.38	3213.366	0.036	56	17	3	–	3
	3	0.92	0.4154	323 936	5309.738	4.22	56	–	3	10	4
	4	0.067	0.0843	131 394.333	3620.059	0.032	64	–	3	–	2
Abong-Mbang	1	0.012	0.1031	154 360.658	3510.88	0.036	51	10	2.9	4	3
	2	0.1	0.1131	181 120.711	3803.56	0.027	46	15	3	–	4
	3	0.011	0.1934	148 816.744	3195.61	0.052	45	–	3	5	2
	4	0.07	0.0712	118 540.138	4049.455	0.026	48	–	2.7	–	1

Table 14. T5 buildings average optimal results.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [$\$$]	TE [kg]	GCF [%]	Emission _{saving} [kg]	Average rank
Maroua	1	0.0054	0.061	117 919.558	5553.492	0	47 972.908	1
	2	0.0054	0.0866	190 204.376	5148.643	0	48 377.76	2
	3	0.0175	0.1545	118 845.99	3252.78	0.041	50 273.62	3.5
	4	0.067	0.0632	99 007.756	3700.266	0.025	49 826.13	3.5
Garoua	1	0.0054	0.0698	132 938.874	4014.338	0.022	49 512.06	1
	2	0.096	0.0914	1505 562.91	3665.329	0.016	49 861.07	4
	3	0.0105	0.1737	133 605.661	3238.301	0.043	50 288.1	3
	4	0.088	0.0673	108 073.79	3722.241	0.021	49 804.16	2
Bamenda	1	0.0072	0.0659	107 153.445	3089.7	0.032	50 436.7	1
	2	0.0985	0.102	172 796.133	3705.922	0.018	49 820.48	4
	3	0.0115	0.1648	126 774.595	3347.366	0.04	50 179.03	3
	4	0.0735	0.0652	98 568.716	3493.87	0.019	50 032.53	2
Kribi	1	0.0517	0.1031	161 803.386	3620.026	0.046	49 906.37	1
	2	0.11	0.1249	183 738.498	3229.435	0.036	50 296.97	3
	3	0.86	0.4119	320 064.98	5272.819	4.26	48 253.58	4
	4	0.065	0.0834	126 715.682	3473.295	0.034	50 053.11	2
Abong-Mbang	1	0.0087	0.0962	145 071.23	3470.07	0.043	50 056.33	2.5
	2	0.0995	0.1108	167 950.632	3468.435	0.028	50 057.97	4
	3	0.0092	0.1814	139 565.082	3169.629	0.053	50 356.77	2.5
	4	0.068	0.0697	109 447.979	3676.843	0.026	49 849.56	1

Bamenda, the order is as that of Garoua; with configuration 1 being the best and a COE of $0.0659 \text{ \$ kWh}^{-1}$. For the city of Abong-Mbang, we can order the configurations as configuration 4 > configuration 1, configuration 3 > configuration 2; in this case the best configuration appears to be configuration 4 with a COE of $0.0962 \text{ \$ kWh}^{-1}$ though with a higher LPSP value. For the city of Kribi, the order is as follows configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3; configuration 1 which is the best here has a COE of $0.1031 \text{ \$ kWh}^{-1}$ which is still less than that paid to the main grid but higher than that of all the other cities.

Figure 15a–e shows the average hourly power distribution for T5 buildings in a day (24 h) for the various cities considered in this study. These figures depict the total power generated from PV and WT, the battery charging and discharging power, the power sold to the main grid, the power purchased from the main grid, and the power produced from the DG.

4.3. Best Configuration for T6 Buildings in Each Cities

Table 15–17 shows the average optimal results and the average rank of each energy configuration in each city for T6 buildings. For the city of Maroua, configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG) occupies the first position followed by configuration 2 (PV/WT/BSS/EG) and configuration 3 (PV/BSS/DG/EG) and configuration 4 (PV/BSS/EG) occupy the same last position. Based on this we can order these configurations for T4 buildings in the city of Maroua as configuration 1 > configuration 2 > configuration 3 > configuration 4. Then the best configuration for Maroua is

configuration 1. It has the lowest value of LPSP, COE, NPC, TE, and GCF as preferred by the occupants of T5 buildings. Moreover, the COE is $0.0571 \text{ \$ kWh}^{-1}$ as compared with the $0.158 \text{ \$ kWh}^{-1}$ paid by these occupants to main grid. For the city of Garoua, we can order the configurations as configuration 1 > configuration 4 > configuration 3 > configuration 2; configuration 1 is also the best with a COE of $0.0698 \text{ \$ kWh}^{-1}$ still less than what is usually paid to the main grid. For the city of Bamenda, the order is as that of Garoua; with configuration 1 being the best and a COE of $0.0698 \text{ \$ kWh}^{-1}$. For the city of Abong-Mbang, we can order the configurations as configuration 4 > configuration 1, configuration 3 > configuration 2; in this case the best configuration appears to be configuration 4 with a COE of $0.068 \text{ \$ kWh}^{-1}$ though with a higher LPSP value. For the city of Kribi, the order is as follows: configuration 1 > configuration 4 > configuration 2 > configuration 3; configuration 1 which is the best here has a COE of $0.0991 \text{ \$ kWh}^{-1}$ which is still less than that paid to the main grid but higher than that of all the other cities.

Figure 16a–e shows the average hourly power distribution for T6 buildings in a day (24 h) for the various cities considered in this study. These figures depict the total power generated from PV and WT, the battery charging and discharging power, the power sold to the main grid, the power purchased from the main grid, and the power produced from the DG.

From the aforementioned results, we can say that best energy configurations or systems in each of the four climatic zones considered in this study are as follows: 1) In the Equatorial Monsoon zone where we considered the cities of Bamenda and Kribi, the

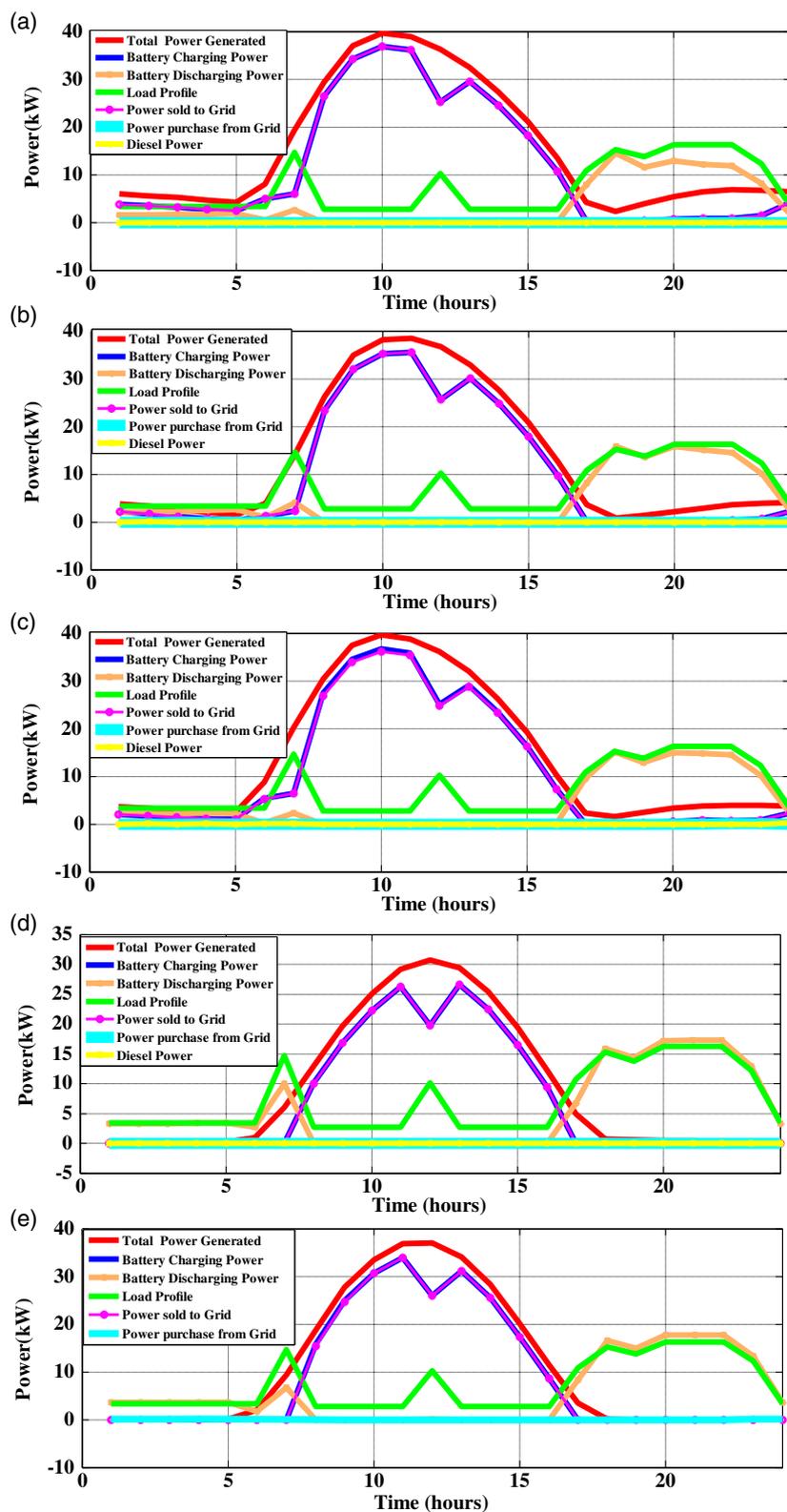


Figure 15. Average hourly power distribution for T5 buildings in a day in a) Maroua; b) Garoua; c) Bamenda; d) Kribi; and e) Abong-Mbang.

Table 15. T6 buildings optimal results for SCAPSO.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [$\$$]	TE [kg]	GCF [%]	N_{pv}	N_{WT}	AD	N_{DG}	Rank
Maroua	1	0.0051	0.0544	122 984.275	4113.728	0	63	16	2.7	8	1
	2	0.0051	0.0774	153 832.3	4782.34	0	56	16	2.7	–	2
	3	0.018	0.1471	159 482.873	4484.399	0.039	59	–	3	4	3
	4	0.064	0.0616	125 203.787	4473.52	0.025	59	–	3	–	4
Garoua	1	0.0051	0.0676	157 794.061	4648.83	0.02	58	40	3	7	1
	2	0.098	0.0907	184 195.787	4030	0.018	55	20	3	–	4
	3	0.018	0.1549	167 899.057	4539.935	0.035	63	–	3	3	3
	4	0.072	0.0639	130 831.739	4249.013	0.014	62	–	2.9	–	2
Bamenda	1	0.0051	0.072	145 285.391	3770.671	0.037	52	10	3	6	1
	2	0.096	0.0871	181 645.464	4324.228	0.027	56	21	2.8	–	4
	3	0.0069	0.1553	168 279.604	4505.133	0.037	61	–	3	5	3
	4	0.066	0.0644	133 100.223	4658.897	0.018	63	–	3	–	2
Kribi	1	0.0051	0.0989	209 831.017	4665.424	0.054	80	29	2.9	8	1
	2	0.11	0.1059	213 636.53	4304.01	0.035	75	17	3	–	3
	3	0.3	0.2583	280 462.091	6303.823	5.9	73	–	3	5	4
	4	0.066	0.0807	166 856.116	4544.094	0.037	80	–	3	–	2
Abong-Mbang	1	0.0051	0.084	185 665.892	4849.84	0.031	70	28	3	5	2
	2	0.1	0.094	199 133.345	4677.275	0.024	68	16	2.8	–	4
	3	0.002	0.1644	178 149.672	4505.19	0.037	65	–	3	5	3
	4	0.066	0.067	136 388.595	4438.448	0.027	65	–	3	–	1

Table 16. T6 buildings optimal results for SCA.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\$ \text{kWh}^{-1}$]	NPC [$\$$]	TE [kg]	GCF [%]	N_{pv}	N_{WT}	AD	N_{DG}	Rank
Maroua	1	0.0051	0.0597	128 773.516	4142.336	0	64	17	2.7	9	1
	2	0.0051	0.0863	204 855.379	4839.614	0	55	16	2.7	–	2
	3	0.022	0.1483	160 794.599	4490.289	0.041	59	–	3	4	3
	4	0.077	0.0614	125 860.363	4543.12	0.034	60	–	2.9	–	4
Garoua	1	0.0051	0.072	176 077.882	5115.25	0.026	64	39	3	10	1
	2	0.098	0.0916	190 843.875	4210.399	0.025	53	20	3	–	4
	3	0.024	0.1734	187 953.331	4613.5	0.034	64	–	2.9	10	3
	4	0.098	0.0674	136 317.324	4521.084	0.025	63	–	2.8	–	2
Bamenda	1	0.0093	0.0763	151 199.656	4139.887	0.058	54	10	3	5	1
	2	0.097	0.0911	193 128.1	4385.468	0.027	56	22	2.8	–	4
	3	0.0076	0.1589	172 227.631	4623.734	0.036	62	–	3	5	3
	4	0.077	0.0659	152 338.935	5606.721	0.02	66	–	3	–	2
Kribi	1	0.0051	0.0992	211 258.119	4726.608	0.055	82	30	3	8	1
	2	0.22	0.1096	228 915.085	4573.268	0.035	76	15	3	–	3
	3	0.3	0.2657	290 423.747	6455.301	7.5	77	–	3	6	4
	4	0.069	0.0821	178 125.037	4933.948	0.033	84	–	3	–	2
Abong-Mbang	1	0.0084	0.0871	194 635.457	5548.16	0.047	70	30	3	7	2
	2	0.11	0.0969	203 228.744	4763.865	0.034	69	15	3	–	4
	3	0.0056	0.1711	185 444.59	4506.872	0.052	65	–	3	7	3
	4	0.075	0.069	153 318.318	5158.76	0.029	65	–	2.9	–	1

Table 17. T6 buildings average optimal results.

Cities	Configuration	LPSP [%]	COE [$\text{\$ kWh}^{-1}$]	NPC [$\text{\$}$]	TE [kg]	GCF [%]	Emission _{saving} [kg]	Average rank
Maroua	1	0.0051	0.0571	125 878.896	4128.032	0	71 276.768	1
	2	0.0051	0.0819	179 343.84	4810.977	0	70 593.823	2
	3	0.02	0.1477	160 138.736	4487.44	0.04	70 917.36	3
	4	0.0705	0.0615	125 532.075	4508.38	0.03	70 896.42	4
Garoua	1	0.0051	0.0698	16 6935.972	4882.04	0.023	70 522.76	1
	2	0.098	0.0915	187 519.831	4120.2	0.022	71 284.6	4
	3	0.021	0.1642	177 926.194	4576.718	0.035	70 828.082	3
	4	0.085	0.0657	133 574.532	4385.049	0.02	71 019.751	2
Bamenda	1	0.0072	0.0742	148 242.524	3955.279	0.048	71 449.521	1
	2	0.097	0.0891	187 386.782	4354.848	0.027	71 049.952	4
	3	0.0073	0.1571	170 253.618	4564.434	0.037	70 840.366	3
	4	0.072	0.0652	142 719.579	5132.809	0.019	70 271.991	2
Kribi	1	0.0051	0.0991	210 544.568	4696.016	0.055	70 708.784	1
	2	0.165	0.108	221 275.808	4438.639	0.035	70 966.161	3
	3	0.3	0.262	285 442.919	6379.562	6.7	69 025.238	4
	4	0.0675	0.0814	172 490.577	4739.021	0.035	70 665.779	2
Abong-Mbang	1	0.0068	0.0856	190 150.675	5199	0.039	70 205.8	2
	2	0.105	0.0955	201 181.045	4720.57	0.029	70 684.23	4
	3	0.0038	0.1678	181 797.131	4506.031	0.045	70 898.769	3
	4	0.071	0.068	144 853.457	4798.604	0.028	70 606.196	1

best configuration is configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG). The only difference is at level of the number PV panels needed; in Bamenda less panels are needed than in Kribi; the reason being that solar insolation is greater in Bamenda than in Kribi. 2) In the Tropical Sudanian zone and in the Tropical Sudano-Sahelian zone where we considered the cities of Garoua and Maroua, respectively, the best configuration is also configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG); these two zones have the greatest wind potential as shown in Figure 9b. 3) Lastly, in the Equatorial Guinean zone where we considered the city Abong-Mbang, the best configuration is configuration 4 (PV/BSS/EG); it is the zone with the weakest wind potential.

We also observe that the GCF is very low for almost all the systems considered in this study; this shows that the residential buildings will rely less on the main grid to satisfy the energy demand. Another observation is that the net emission savings of GHG is much, meaning that less GHG are emitted when the various energy configurations considered in this study operate, thus are less harmful to the environment.

4.4. Statistical Analysis

Some statistical metrics such as the minimum, maximum, standard deviation, and mean of the proposed SCAPSO and SCA optimization techniques are shown **Table 18**. The table shows performance evaluation of COE only on the best energy configuration or system of each city considered in this study; the execution is also given and we can see that the proposed SCAPSO is faster compared with SCA.

5. Conclusion

In this study, the optimal design and ranking of four grid-connected energy configurations or systems to meet the energy demand of three building types in four climatic zones of Cameroon are conducted. In this study, five cities are considered; these include: Bamenda in the Equatorial Monsoon zone, Kribi also in the Equatorial Monsoon zone, Abong-Mbang in the Equatorial Guinean zone, Garoua in the Tropical Sudanian zone, and Maroua in the Tropical Sudano-Sahelian zone. A sample of 20 houses is considered for each building type and the optimal design and ranking are archived using the optimization techniques SCA and SCAPSO and the hybrid MCDM method AHP-EDAS, respectively. The results of this study show that configuration 1 (PV/WT/BSS/DG/EG) is the best in the Equatorial Monsoon zone, Tropical Sudanian zone, and Tropical Sudano-Sahelian zone and that configuration 4 (PV/BSS/EG) is the best in the Equatorial Guinean zone. The results also indicate that the best energy configurations are all cost-efficient with a COE values being less than $0.158 \text{ \$ kWh}^{-1}$, the usual price paid by consumers in the country. Moreover, the main grid contributes less in satisfying the energy demand and less amount of GHG is emitted.

A statistical analysis of the optimization techniques SCA and the proposed SCAPSO is done and it shows that SCAPSO is more efficient in searching the optimum solution and is also very fast compared with the normal SCA.

The results of this study can serve as a guide for the Government of Cameroon in the implementation of its

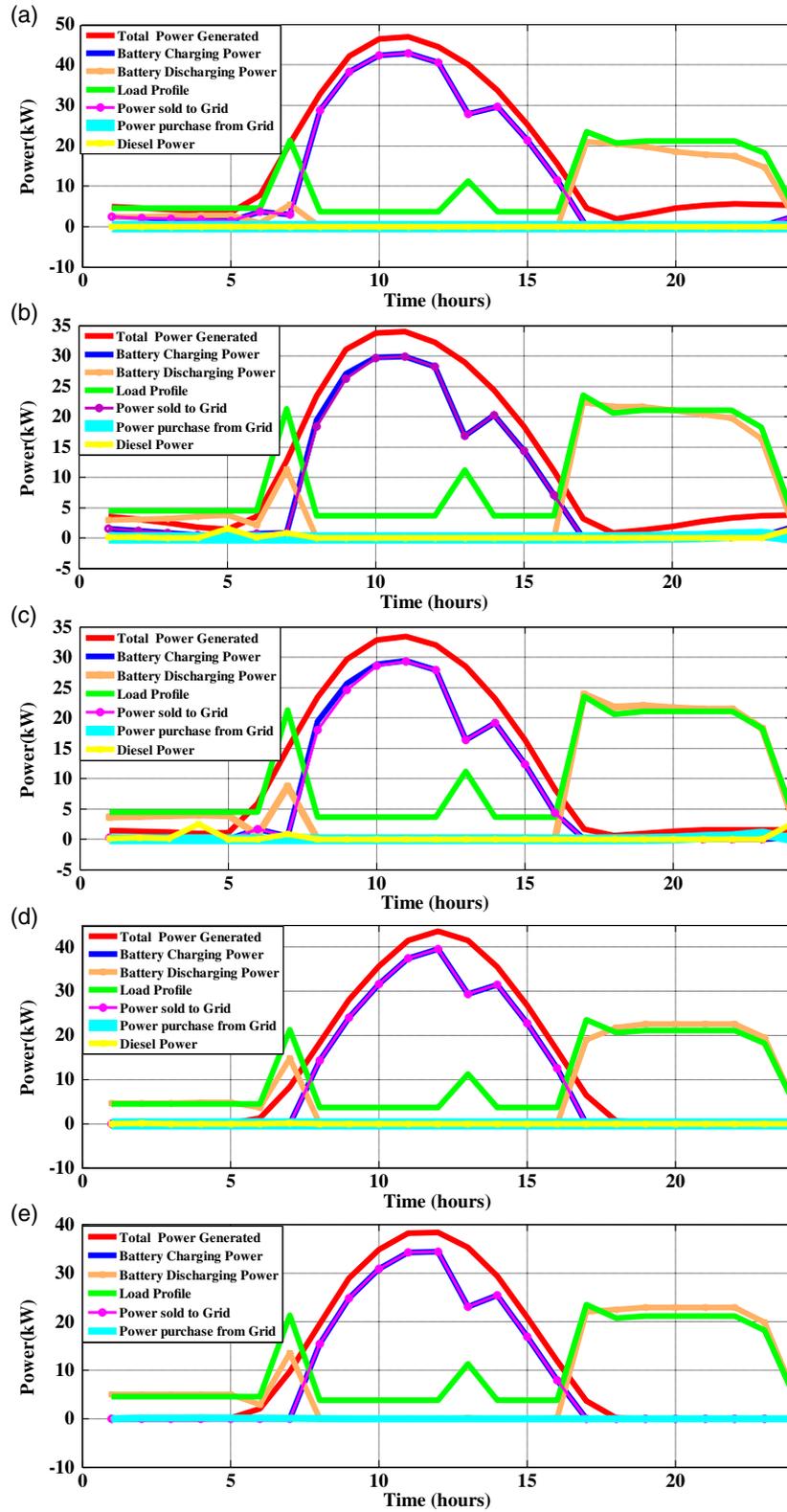


Figure 16. Average hourly power distribution for T6 buildings in a day in a) Maroua; b) Garoua; c) Bamenda; d) Kribi; and e) Abong-Mbang.

Table 18. Performance evaluation of SCAPSO and SCA in finding optimal solution for COE.

Building types	Cities	SCAPSO					SCA				
		Min	Max	Mean	STD	Time	Min	Max	Mean	STD	Time
T4 buildings	Maroua	0.0515	0.0515	0.0515	4.2E-17	777.68	0.0612	0.0646	0.0614	8E-04	784.29
	Garoua	0.0643	0.0643	0.0643	1.9E-11	781.45	0.0707	0.0707	0.0707	4.2E-17	927.59
	Bamenda	0.0648	0.0700	0.0659	2E-03	845.37	0.0713	0.0713	0.0713	6.9E-17	882.71
	Kribi	0.1060	0.1085	0.1062	6.6E-04	775.32	0.1068	0.1068	0.1068	6.9E-17	827.94
	Abong-Mbang	0.0720	0.0720	0.0720	9.7E-17	674.84	0.0725	0.0725	0.0725	1.4E-17	690.12
T5 buildings	Maroua	0.0572	0.0572	0.0572	2.8E-12	785.55	0.0648	0.0648	0.0648	1.7E-16	788.04
	Garoua	0.0651	0.0651	0.0651	6.9E-17	781.66	0.0745	0.0745	0.0745	8.3E-17	912.05
	Bamenda	0.0638	0.0748	0.0661	4.5E-3	798.42	0.0700	0.0644	0.0697	9.9E-04	918.95
	Kribi	0.1015	0.1015	0.1015	9.7E-17	772.47	0.1046	0.1046	0.1046	2.8E-17	826.7
	Abong-Mbang	0.0712	0.0712	0.0712	1.2E-16	668.42	0.0892	0.0900	0.0898	3.1E-04	670.32
T6 buildings	Maroua	0.0544	0.0544	0.0544	8.3E-17	785.48	0.0697	0.0697	0.0697	8.3E-17	787.38
	Garoua	0.0676	0.071	0.0678	8E-04	778.22	0.072	0.0761	0.072	4.1E-04	947.94
	Bamenda	0.0720	0.0720	0.0720	8.3E-17	777.92	0.0763	0.0767	0.0763	7.3E-05	796.08
	Kribi	0.0989	0.1016	0.0990	6.6E-04	775.83	0.0992	0.0992	0.0992	5.6E-17	789.01
	Abong-Mbang	0.0670	0.0670	0.0670	5.6E-17	671.13	0.0690	0.0690	0.0690	1.4E-17	701.98

renewable energy policy. The best energy configurations of this study are recommended because they are environmentally friendly due to low GHG emitted, they are cost-efficient, and less grid contribution is observed. This study can also help Government of Cameroon to deploy smart grid technology as this will go a long way to promote energy saving in the power system and increase the penetration rate of clean energies to the grid. In this work, it was not possible to get actual measured ground resource data recommended to achieve more realistic results of the viabilities of the various energy configurations.

Future work would include actual ground resource data to achieve more realistic results. We are equally going to include other renewable energy resources such as small hydroelectricity, biomass where appropriate. A feasibility study on the possibility to include fuel cells in a hybrid renewable energy system in the country will be conducted in future works. Future works shall equally include the thermal characteristics of these building types. This will be done especially in zones of high temperatures such as the Tropical Sudanian zone and Tropical Sudano-Sahelian zone.

Acknowledgements

The authors equally thank the reviewers for their constructive comments that help to improve the quality of the article.

Conflict of Interest

The authors declare no conflict of interest.

Data Availability Statement

The data that support the findings of this study are available from the corresponding authors upon reasonable request.

Keywords

cost of electricity, grid contribution factor, hybrid MCDM, hybrid SCPSO, loss of power supply probability

Received: July 17, 2021

Revised: August 29, 2021

Published online:

- [1] REN21, Renewables 2016 Global Status Report, Renewables 2016 Glob. Status Rep. **2016**, p. 272, ISBN 978-3-9818107-0-7.
- [2] E. Muh, F. Tabet, *Renewable Energy* **2018**, 135, 41.
- [3] USAID, Off-grid Solar Market Assessment-Cameroon, Power Africa Off-grid Project, **2019**.
- [4] E. L. Molua, C. M. Lambi, Climate, Hydrology and Water Resources in Cameroon, **2006**. <https://www.researchgate.net/publication/266448446> (accessed: May 2021).
- [5] F. H. Abanda, M. B. Manjia, K. E. Enongene, J. H. M. Tah, C. Pettang, *Sustain. Energy Technol. Assessments* **2016**, 17, 38.
- [6] M. Demanou, R. Pouillot, M. Grandadam, P. Boisier, B. Kamgang, J. P. Hervé, C. Rogier, D. Rousset, C. Paupy, *PLoS Neglected Trop. Dis.* **2014**, 8, 2950.
- [7] F. Flora, N. Donatien, R. Tchinda, O. Hamandjoda, *J. Power Energy Eng.* **2019**, 7, 11.
- [8] E. M. Nfah, J. M. Ngundam, *Renew. Energy* **2009**, 34, 1445.
- [9] T. T. Thomas, K. Alexis, D. B. Salomon, *Energies* **2010**, 3, 1353.
- [10] E. Muh, F. Tabet, S. Amara, *Curr. Altern. Energy* **2018**, 2, 1.
- [11] AEEP-Cameroun, Aperçu du marché électrique au Cameroun, **2013**.
- [12] Reference.
- [13] B. E. K. Nsafon, H. M. Butu, A. B. Owolabi, J. W. Roh, D. Suh, J. Huh, *Sustain Energy Technol Assessments* **2020**, 37, 100628, 1–12.
- [14] C. Mokhtara, N. Belkhir, B. Abdessalem, Y. Yufeng, S. Noureddine, R. Mohamad, *Energy Convers. Manage.* **2020**, 221, 113192.
- [15] C. Mokhtara, B. Negrou, N. Settou, B. Settou, M. M. Samy, *Energy* **2021**, 219, 119605.

- [16] J. Liu, M. Wang, J. Peng, X. Chena, S. Cao, H. Yanga, *Energy Convers. Manage.* **2020**, 213, 112868.
- [17] M. R. Elkadeem, S. Wang, A. M. Azmy, E. G. Atiya, Z. Ullah, S. W. Sharshir, *Sustain. Cities Soc.* **2020**, 54, 102013.
- [18] A. Ghaffari, A. Askarzadeh, *Energy* **2020**, 193, 116754.
- [19] M. H. Alsharif, A. Jahid, M. A. Albreem, P. Uthansakul, J. Nebhen, K. Yahya, *Comput. Mater. Continua.* **2021**, 68, 1321.
- [20] A. Bhattacharjee, H. Samanta, A. Ghosh, T. K. Mallick, S. Sengupta, H. Saha, *Energy Technol.* **2021**, 9, 2100199.
- [21] S. Hossain, A. Jahid, K. Z. Islam, M. H. Alsharif, K. M. Rahman, F. Rahman, F. Hossain. *IEEE Access* **2020**, 8, 200654.
- [22] A. Ghosh, B. Norton, *Renewable Energy* **2018**, 131, 993.
- [23] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V. G. Ganapathy, M. Mirtheri, A. Modiri-Delshad, *Renewable Energy* **2014**, 117, 295.
- [24] R. M. Elavarasan, A. Ghosh, T. K. Mallick, A. Krishnamurthy, M. Saravanan, *Energies* **2019**, 12, 2672.
- [25] S. Barakata, H. Ibrahim, A. Elbaset, *Sustainable Cities Soc.* **2020**, 60, 102178.
- [26] J. Peng, L. Lu, H. Yang, *Renewable Sustainable Energy Rev.* **2013**, 19, 255.
- [27] D. T. Hermann, T. K. F. Armel, T. Rene, N. Donatien, *Energy Built Environ.* **2021**, <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.01.007>.
- [28] M. Ramezanzade, J. Saebi, H. Karimi, A. Mostafaeipour, *Sustain Energy Technol. Assessments* **2020**, 41, 100779.
- [29] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, *Electric Power Syst. Res.* **2001**, 57, 195.
- [30] S. Hossain, A. Jahid, K. Z. Islam, M. H. Alsharif, F. Rahman, *Sustainability* **2020**, 12, 3536.
- [31] A. A. Mostafa, Y. A. Almoataz, S. F. Mekhamer, S. H. Abdel Aleem, *J. Electric. Syst. Inf. Technol.* **2018**, 5, 312.
- [32] E. Muh, S. Amarab, F. Tabet, *Renewable Sustainable Energy Rev.* **2017**, 82, 3420.