

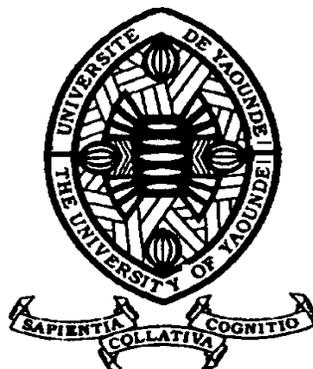
REPUBLIQUE DU CAMEROUN  
Paix – Travail – Patrie

UNIVERSITE DE YAOUNDE I

CENTRE DE RECHERCHE ET DE  
FORMATION DOCTORALE EN  
SCIENCES, TECHNOLOGIE 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

UNIVERSITY OF YAOUNDE I

POSTGRADUATE SCHOOL OF  
SCIENCES, TECHNOLOGY AND  
GEOSCIENCES

RESEARCH AND POSTGRADUATE  
TRAINING UNIT PHYSICS AND  
APPLICATIONS

P.O.Box 812 Yaoundé  
Email : crfd\_stg@uy1.uninet.cm

**Laboratoire d’Energie des Systèmes Electriques et Electroniques**

**Option : Energie et Environnement**

**Modélisation, Simulation et Analyse de sensibilité d'une  
centrale électrique hybride Solaire PV/ Eolien/ Diesel/  
Batteries dans une région sahélienne du Tchad : influences de  
la variabilité des charges et de l’intermittence climatique.**

Présentée en vue de l’obtention du diplôme de Doctorat/PhD de Physique

Par :

**BALI TAMEGUE Bernard**

Matricule : 14Z2767

Master of Science en Physique

Sous la direction de :

**NJOMO Donatien**

Professeur



*Année Académique 2024*



**DEPARTEMENT DE PHYSIQUE**

DEPARTEMENT OF PHYSICS

**ATTESTATION DE CORRECTION DE LA THES DE**  
**DOCTORAT / Ph.D**

Nous, Professeur VONDOU Derbetini Appolinaire et Professeur NDJAKA Jean-Marie Bienvenu, respectivement Examineur et Président du jury de la thèse Doctorat/Ph.D de Monsieur BALI TAMEGUE Bernard Matricule 14Z2767, préparée sous la direction du Professeur NJOMO Donatien, intitulée : « Modélisation, Simulation et Analyse de sensibilité d'une centrale électrique hybride Solaire PV/ Eolien/ Diesel/ Batteries dans une région sahélienne du Tchad : influences de la variabilité des charges et de l'intermittence climatique. », soutenue le Mardi, 29 Octobre 2024, en vue de l'obtention du grade de Doctorat/Ph.D en Physique, Spécialité Energie et Système 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... **01 NOV 2024** .....

Examineur

Pr VONDOU Derbetini A.

Le Président du Jury

Pr NDJAKA Jean-Marie B.



Le Chef de Département de Physique

Professeur

## Dédicace

A mes feus parents **TAMEGUE ASSOUNG Luc** et **MOYADE DALDON Agnès**, qui m'ont tant encouragé à poursuivre mes études et qui malheureusement ne verront pas l'aboutissement de ce travail.

## REMERCIEMENTS

Qu'ai-je aujourd'hui que je n'ai reçu des autres? En cela je remercie tout d'abord mon directeur de thèse, le **Professeur Donatien NJOMO**, pour la confiance mise en moi en me proposant ce sujet de thèse, pour la patience au cours de ce cursus et la qualité de l'encadrement dont j'ai été le bénéficiaire au sein du LATEE. Votre dévouement au travail et votre disponibilité malgré les obstacles portent enfin leurs fruits. Grâce à vous, j'ai repris goût au travail et confiance en moi. La réussite de ce travail réside en votre disponibilité à échanger avec moi à tout moment, en la pertinence de vos orientations et en la confiance que vous m'avez accordée pour mener ce projet d'étude. Je vous suis profondément reconnaissant et les mots ne suffisent pas pour vous exprimer ma profonde gratitude.

Je remercie tous les membres du jury pour le temps qu'ils ont accepté d'accorder à l'évaluation de ce travail. J'exprime ma profonde gratitude à tout le corps enseignant du Département de Physique en général et le Chef de Département en particulier.

Dans cette joyeuse famille ce ne fût pas toujours rose et parfois âcre. Je vous remercie pour la sympathie, la collaboration dont vous avez fait montrer tout en m'excusant de toutes frustrations ou embêtements que j'ai pu vous causer.

A mes aînés de LATEE : **Dr Deli GORON, Dr MAHAMAT HASSANE, Dr Hermann CHOPKAP**. Un merci très particulier à **Dr KAMTA LEGUE Daniel Roméo et à Dr CHARA-DACKOU Venant Sorel**.

Je tiens à remercier tous les Collègues, amis et frères et étudiants de l'Université Adam Barka d'Abéché et son personnel.

Pour finir, mes remerciements s'adressent aussi à mes parents, mes frères, mes sœurs, mes amis et à ma famille pour leurs encouragements permanents et leur soutien moral. Je remercie par avance ceux dont le nom n'apparaît pas dans cet exercice. Il s'agit de: **Gaya Soulgou, Allafi Abo, Solgué Bagnon, Dr Père Miguina Jean, Guessawoung Christophe, Kigué Badil, Romain Kanadjo, Keineng René, Grangué Asgué, Kaindi Dourné, Moungaigué Koy, Tenant Dourné, Mini Pascal, Déssé Dominique, Albert Kanadjo, Thomas Bagnon, Assoung Bali, Martchom Denis, Wandegué Bali et Kargué Bagnon. Que Dieu vous bénisse au nom de Jésus !**

## TABLE DES MATIERES

### Table des matières

Dédicace.....	i
<b>REMERCIEMENTS</b> .....	ii
Table des matières.....	iii
<b>LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES</b> .....	viii
Table des figures.....	xi
Liste des tableaux.....	xiv
<b>RESUME</b> .....	xvi
<b>ABSTRACT</b> .....	xvii
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>CHAPITRE I : REVUE DE LA LITTERATURE</b> .....	6
<b>INTRODUCTION</b> .....	6
<b>1. PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE</b> .....	6
<b>1.1. Situation géographique du Tchad</b> .....	6
<b>1.2. Région de l'étude</b> .....	7
1.2.1 Température.....	8
1.2.2 Précipitation.....	8
1.2.3 Population.....	8
1.2.4. Projection de la population de Mongo dans 20 ans.....	9
1.2.5 Situation économique.....	10
1.2.6 Impacts du Changement Climatique.....	11
1.2.7 Vulnérabilité des espèces au changement climatique.....	11
1.2.8 Stratégie d'adaptation et recommandations politiques pour le Tchad.....	12
<b>1.3 Les principales sources d'énergie existant au Tchad</b> .....	13
1.3.1 Production des centrales privées à Mongo.....	15

## TABLE DES MATEIERES

1.3.2 La biomasse .....	16
1.3.3 L'hydroélectricité.....	18
1.3.4 La géothermie .....	18
1.3.5 L'énergie solaire .....	19
1.3.6 L'éolien.....	20
1.3.7 Le pétrolier .....	20
1.3.2 Les services énergétiques rendus .....	21
1.3.2.1 Décorticage.....	21
1.3.2.2 Soudure .....	22
1.3.2.3 Recharge de batteries.....	22
1.4 Stratégies d'un projet de Système d'Energie Hybride (SEH).....	23
1.5. Objectif général et spécifiques .....	24
1.6 Motivations scientifiques .....	24
1.7 Le Système Hybride d'énergie Renouvelable (SHER) .....	26
1.8.1 Configurations des centrales hybrides .....	26
1.8.2 Centrale hybride PV / éolien / batteries .....	27
1.8.3 Centrale hybride PV / Diesel / Batteries.....	28
1.8.4 Centrale hybride PV / Eolien / Diesel / Batteries.....	29
Conclusion: .....	30
<b>CHAPITRE II : MATERIEL ET METHODES .....</b>	<b>32</b>
<b>Introduction .....</b>	<b>32</b>
2 Caractérisation de la localité de Mongo.....	33
3. Modélisation des éléments du système hybride pour l'étude énergétique.....	34
3.1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques .....	35
3.1.1 Rappels sur le gisement solaire .....	36
3.1.2 Données d'irradiation solaire et d'ensoleillement au Tchad .....	36
3.1.3 Conversion de l'irradiation solaire horizontale en irradiation solaire en plan incliné.....	37
3.1.4 Relations entre les rayonnements global, diffus et la durée d'ensoleillement au Tchad .....	39

3.1.4.1 Méthodologie .....	40
3.1.4.2 Modèles et calcul des grandeurs .....	40
3.1.4.3 Indicateurs statistiques .....	42
3.1.5 Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	44
3.1.5.1 Cellule photovoltaïque idéale. ....	44
3.1.5.2 Cellule photovoltaïque à Deux diodes.....	45
3.1.5.3 Poursuite du point de puissance maximum (MPPT) .....	46
3.1.5.4 Le dimensionnement d'un générateur PV .....	49
3.1.5.5 Choix de la puissance requise de l'onduleur.....	50
3.1.5.6 Calcul de la puissance d'un module requise .....	50
3.1.5.7 Dimensionnement des câbles.....	51
3.1.5.8 Dimensionnement du régulateur .....	51
3.1.5.9 Calcul de la capacité de batterie requise.....	52
3.2 Généralités sur les éoliennes .....	53
3.2.1 Historique .....	53
3.2.2 Système éolien.....	53
3.2.3 Régulation mécanique de la vitesse d'une éolienne.....	58
3.2.4 Traitement des mesures de la vitesse du vent pour l'évaluation du potentiel éolien dans les villes de Mongo et Abéché au Tchad. ....	60
3.3 Description du générateur diesel .....	66
3.3.1 Généralités .....	66
3.3.2 Couplage des groupes électrogènes.....	68
3.3.3 Emissions de polluants dans les gaz d'échappement.....	68
3.4 Généralités sur le systèmes hybride .....	68
3.4.1 Définition.....	68
3.4.2 Les enjeux des systèmes hybrides .....	69
3.4.3 Typologies de configurations des systèmes hybrides .....	70
3.4.4 Systèmes hybrides PV/Batteries.....	72

3.4.5 Système hybride éolien/Batteries .....	72
3.4.6 Comparaison de système PV /Diesel / Batteries avec le système PVEDB .....	73
3.4.7 Comparaison de système éolien /Diesel /Batteries avec le système PVEDB.....	77
3.4.8 Comparaison de système PV/Eolien/Diesel avec le système PVEDB.....	77
3.4.9 Le choix des systèmes hybrides PV/Eolien/Diesel/Batteries (PVEDB).....	78
3.4.10 Evaluation de la faisabilité technique et économique d'un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie dans la localité sahéenne de Mongo au Tchad.....	80
4.4.10.1 Introduction.....	80
3.4.10.2 Matériel et méthodes.....	82
3.4.10.10 Avantages et limites des systèmes hybrides avec stockage :.....	95
3.4.10.11 Modèles de l'installation photovoltaïque.....	96
3.4.10.12 Modélisation du générateur éolien.....	97
3.4.10.13 Modélisation du stockage électrique par batteries.....	97
2.11.4 Dimensionnement du système d'énergie hybride .....	99
2.11.5 Description de la méthode LPSP.....	100
2.11.6. Algorithme du dimensionnement.....	101
2.11.7 Analyse économique et environnementale .....	102
Conclusion.....	104
CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS .....	106
Introduction .....	106
3. Estimation de la répartition de valeur moyenne mensuelle de l'Irradiation globale horizontale.....	106
3.1 Modèle de rayonnement solaire.....	108
3.2 Relations empiriques entre le rayonnement global, diffus et la durée d'ensoleillement au Tchad : approche par la régression polynomiale.....	111
3.2.1. Corrélations pour l'estimation du rayonnement global au sol.....	112
3.2.2 Corrélations pour l'estimation du rayonnement diffus au sol .....	115
4. Traitement statistique des mesures de long terme de la vitesse du vent pour l'évaluation du potentiel éolien et de la génération d'électricité dans les villes de Mongo et d'Abéché au Tchad.	121
4.1 Analyse comparative du potentiel éolien des villes d'étude.....	124

4.2 Analyse de l'extrapolation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne du vent à différentes hauteurs supérieures au standard .....	126
4.3 Analyse des performances et choix des turbines utilisées dans les deux villes.....	131
4.4 Analyse économique du choix des turbines éoliennes sur les différents sites. ....	133
<b>5.Evaluation de la faisabilité technique et économique d'un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie dans la localité sahélienne de Mongo au Tchad. ....</b>	<b>136</b>
5.1 Présentation de logiciel HOMER.....	136
5.1.2 Résultats donnés par HOMER .....	138
5.1.3 Optimisation du système.....	139
5.1.4 Analyse de sensibilité .....	140
5.1.6 Discussion.....	145
5.1.7 Impact sur l'environnement.....	145
5.1.8 Evaluation économique.....	146
5.1.9 Evaluation des performances .....	148
5.1.10 Analyse du cycle de vie .....	149
<b>Conclusion.....</b>	<b>150</b>
<b>CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>152</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>154</b>
<b>Annexe 1 .....</b>	<b>164</b>
<b>A/ Irradiation Globale horizontale (kWh/m<sup>2</sup>. j) pour les 4 villes sahéliennes du Tchad .....</b>	<b>169</b>
<b>B/ Vitesse moyenne de vent (m/s) à 10 m au-dessus du sol pour Mongo.....</b>	<b>171</b>
<b>C/ Estimation de la demande d'électricité pour le village de Mongo. ....</b>	<b>172</b>

## LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES

P	Puissance énergétique éolienne moyenne disponible, W	$\rho$	albédo du sol
$P_n$	Puissance nominale W	l	Longueur du câble en m
$C_o$	la capacité nominale d'une batterie	I	Courant que traverse le câble en un point A
H	Irradiation globale en $W/m^2$	$\eta$	rendement du groupe électrogène
$H_d$	Irradiation diffuse en $W/m^2$	$\alpha$	azimut en degré
$H_b$	Irradiation directe en $W/m^2$	h	hauteur du soleil en degré
$G_\beta$	radiation globale sur le plan incliné d'un angle $\beta$	$\omega$	angle horaire en degré
$G_{b,\beta}$	Rayonnement direct sur un plan incliné	$D_j$	durée théorique du jour en heure
$G_{d,\beta}$	radiation diffuse du ciel sur un plan incliné d'un angle $\beta$	n	de la durée d'insolation
$G_{r,\beta}$	radiation diffuse réfléchiée par le sol sur un plan incliné d'un angle $\beta$	N	durée théorique du jour
$\Theta_z$	représente l'angle de zénith (degrés).	L	longitude en degré
$\Theta$	représente l'angle d'incidence	GES	Gaz à Effet de Serre
$kWh/m^2.j$	kilowatt heure par mètre carré par jour	Kgeq CO2	Kilogramme équivalent dioxyde de Carbone
D	est la déclinaison solaire en radian	PV	Photovoltaïque
J	le nombre de jour de Klein	STC	Standard Test Conditions
$\varphi$	La latitude du lieu	$N_p$	Nombre de panneaux en parallèle
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service	$N_s$	Nombre de panneaux en série
VMPP	Tension en charge, au Point de Puissance Maximale	$I_{sc}$	courant de court-circuit
$I_{MPP}$	Intensité au point de puissance maximale d'un panneau PV	$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert
CA	Courant alternatif	GPV	Générateur photovoltaïque
CC	Courant continu	CGA	Coût global actualisé
TRA	Temps de retour actualisé	CGA	Coût global actualisé
TL	Temps légal	T	Température de la jonction des cellules PV
$T_{ref}$	Température de référence des cellules PV	I	Courant généré par la cellule photovoltaïque

**LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES**

$I_{ph}$	Photo courant crée par la cellule	$I_d$	Le courant circulant dans la diode
$I_p$	Le courant généré par la résistance shunt	SSRE	Sum of the Square of Relative Error
$C_{GPV}$	le coût du générateur PV	MBE	Mean Bias Error
$I_0$	étant la constante solaire exprimée en $W/m^2$	MPE	Mean percentage error
$H_0$	extra-atmosphérique journalier	RSE	Relative Standard Error
H	Irradiation globale	K	la constante de Boltzmann ( $1,38.10^{-23}$ J/K)
RMSE	Root Mean Square Error	q	la charge de l'électron ( $1,6.10^{-19}$ C)
t-stat	statistical significance test	$R_s$	la résistance série qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi-conducteur (en ohm).
t-critic	critical value of the statistical significance test	$R_{sh}$	La résistance parallèle ou de fuite provient des courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule ( en ohm).
r	coefficient correlation	FF	Facteur de forme
$V_{mod}$	tension de module Photovoltaïque	f(v)	La fonctions de densité de probabilité et cumulative de Weibull
$P_{mod}$	le module Photovoltaïque d'une puissance crête.	F(v)	la fonction de répartition
$k_{lost}$	le coefficient de réduction dû aux pertes de transport	K	Facteur de forme sans dimension qui caractérise la forme de la distribution de fréquence
A	Surface ( $m^2$ )	C	facteur d'échelle en m/s et $C > 0$
$A_{pvg}$	représente la surface du générateur photovoltaïque	$\sigma$	la déviation standard de la vitesse moyenne du vent
$Az$	Azimut du lieu (degré )	$C_m$	Coût de maintenance
$E_f$	facteur d'énergie	v	la moyenne de la vitesse du vent calculée
J	l'indice de l'incrémentation	$V_{mp}$	la vitesse la plus probable du vent sur le site
$\Gamma$	la fonction gamma dépendant du paramètre de forme k	$V_{max,E}$	La vitesse maximale d'énergie est calculée
I	Indice de turbulence	$k_z$	le paramètre de forme extrapolé
$v_z$	la vitesse extrapolée	$k_0$	le paramètre de forme initial
$v_0$	la vitesse initiale	$c_z$	le paramètre d'échelle extrapolé
$z_0$	la hauteur initiale	$c_0$	le paramètre d'échelle initial
$\rho$	la densité de l'air	m	l'exposant

**LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES**

$\rho_0$	densité de l'air prise au niveau de la mer (pour l'éolienne)	$V_r$	la vitesse nominale
T	le temps exprimé en heure	$V_c$	la vitesse de démarrage
WPD	la densité de puissance	$V_f$	la vitesse d'arrêt
WED	la densité d'énergie produite	CC	le coefficient de corrélation
$C_f$	le facteur de capacité	$y_i$ et $x_i$	Les valeurs moyennes journalières des énergies solaire et éolienne pour le mois $i$ . $\bar{y}$ et $\bar{x}$
$P_{out}$	puissance moyenne	$T_a$	la température ambiante (°C)
$P_r$	la puissance nominale de la turbine	$T_{noct}$	la température des cellules dans les conditions NOCT (Normal Operating Cell Temperature: $G_{noct} = 800 \text{ W/m}^2$ , $T_{a_{noct}} = 20^\circ\text{C}$ , Spectre AM=1.5).
$SOC_{max}$ $SOC_{min}$	les états de charge limites des batteries de stockage	LPSP	Loss of Power Supply Probability
DOD	la profondeur de décharge des batteries (%).	$C_i$	Coût initial
LPS	Loss of Power Supply	$C_{i\_w}$	Coût initial du système éolien
$C_{i\_pv}$	Coût initial du système photovoltaïque	$C_{i\_ond}$	Coût initial de l'onduleur
$C_{i\_bat}$	Coût initial du système de stockage	$S_{ond}$	Puissance apparente de l'onduleur
$m_{pv}$	Pourcentage de maintenance annuel du système éolien	$m_w$	Pourcentage de maintenance annuel du système photovoltaïque
$m_{bat}$	Pourcentage de maintenance annuel du système de stockage	$m_{ond}$	Pourcentage de maintenance annuel de l'onduleur
$dv_{sys}$	Durée de vie du système (année)	$C_g$	Le coût global pour toute la durée du fonctionnement
$C_r$	Coût de renouvellement des composants	CF	Cash-flow, représente les bénéfices annuels réalisés tout au long de la durée du projet
$dv_{pv}$ , $dv_w$ , $dv_{bat}$ et $dv_{ond}$	représentent les durées de vie respectivement, du système photovoltaïque, du système éolien, du système de stockage et de l'onduleur.	SER	Source d'énergie renouvelable
HOMER	<b>Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables</b>	SHER	Système hybride d'énergie renouvelable

## TABLE DES FIGURES

### Table des figures

Figure 1: Carte du potentiel éolien au Tchad [20].....	4
Figure 2: division du Tchad en trois zones climatiques [14]. .....	7
Figure 3: les paysans revenant du champ [14] .....	9
Figure 4: Troupeau de caprins pâturant en saison sèche et inondation en période humide .....	12
Figure 5: les principaux types de filières de bois-énergie et charbon de bois au Tchad .....	13
Figure 6: Bois du ch »auffé utilisé de manière traditionnelle. ....	14
Figure 7: Centrale thermique de la Société Nationale d'Electricité à N'Djamena. ....	14
Figure 8 : Production des centrales privées au Tchad.....	16
Figure 9: Récolte du bois, un travail destiné particulièrement aux femmes et aux enfants .....	17
Figure 10: feu de brousse et différentes vues du site – zone humide.....	17
Figure 11: Le climat et la végétation au Tchad [14]. ....	19
Figure 12: Point de vente des produits pétroliers .....	21
Figure 13: Des services énergétiques pour transformer les céréales ou broyer les arachides.....	21
Figure 14: A l'aide d'un poste à souder, la centrale électrique hybride peut aussi servir.....	22
Figure 15: La centrale électrique hybride offre aussi les services de charge de batteries.....	23
Figure 16: Système autonome hybride photovoltaïque-éolien avec stockage .....	28
Figure 17 : Système hybride PV / diesel avec batteries .....	29
Figure 18 : Système hybride PV - Eolien - Diesel avec Batteries.....	30
Figure 19 : Carte de la localité de Mongo [20] .....	33
Figure 20 : Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ photovoltaïque [60].....	36
Figure 21: Radiation solaire globale sur un plan incliné [64] .....	37
Figure 22 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode [71].....	44
Figure 23 : Caractéristique des courbes I-V et P-V d'une cellule.....	47
Figure 24 : Influence de la température sur la tension de circuit ouvert (VO.C).....	48
Figure 25 : Courbe I-V sous diverses intensités de rayonnement d'un module. ....	49
Figure 26 : Eolienne à axe vertical: Savonius et Darrieus [30].....	54
Figure 27 : Eolienne à axe horizontal [12]......	55

## TABLE DES FIGURES

Figure 28 : Différentes parties de l'éolienne [12] .....	56
Figure 29 : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [73].....	59
Figure 30 : Configuration du système hybride utilisé pour les travaux .....	69
Figure 31 : Système hybride avec connexion série [22] .....	74
Figure 32 : Système hybride à commutation [22] .....	75
Figure 33 : Système hybride à connexion parallèle [22].....	76
Figure 34 : Profile de charge journalière.....	83
Figure 35 : le profil de charge horaire et mensuel de charge .....	83
Figure 36 : Les données solaires mensuelles pour la zone d'étude.....	84
Figure 37 : La moyenne mensuelle des données de vent pour la zone d'étude .....	86
Figure 38 : Architecture du système étudié [22] .....	88
Figure 39 : Courbe caractéristique de l'éolienne .....	90
Figure 40 : Courbe de du rendement du générateur diesel.....	91
Figure 41 : Principe de fonctionnement .....	95
Figure 42 : Organigramme global de l'algorithme de dimensionnement .....	101
Figure 43 : Valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière (kWh.m-2/j).....	107
Figure 44 : Distribution temporelle des éclaircissements incidents sur un plan horizontal .....	110
Figure 45 : Variation mensuelle des rayonnements diffus et global dans les villes.....	112
Figure 46 : Evolution mensuelle de la durée d'ensoleillement relative .....	112
Figure 47 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté.....	114
Figure 48 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté.....	114
Figure 49 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté.....	114
Figure 50 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté Hd.....	115
Figure 51 : comparaison graphique d'estimation du rayonnement global des différentes.....	117
Figure 52 : comparaison graphique d'estimation du rayonnement diffus des différentes corrélations avec.....	119
Figure 53 : profil mensuel de la vitesse moyenne du vent dans les villes d'étude selon les périodes .....	122
Figure 54 : comparaison du profil mensuel des variations de la vitesse moyenne, vitesse la plus probable et la .....	126
Figure 55 : Profil mensuel de la variation moyenne de la vitesse du vent à différentes .....	127

## TABLE DES FIGURES

---

Figure 56 : comparaison à différentes hauteurs du niveau de la stabilité et d'intensité de la vitesse moyenne du vent. ....	127
Figure 57 : comparaison du profil mensuel de la variation de la capacité de production des meilleures turbines dans les deux villes à différentes hauteurs du moyeu.....	132
Figure 58 : Le système hybride PV/éolien/diesel/batteries .....	137
Figure 59 : la configuration du système hybride dans le logiciel HOMER. ....	139
Figure 60 : Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites .....	139
Figure 61: Comparaison de l'impact environnemental .....	146
Figure 62 : Comparaison de l'évaluation économique.....	147
Figure 63: Bilan énergétique de l'année type avec la configuration optimale.....	148
Figure 64 : Etat de charge des batteries tout au long de l'année .....	149

## LISTE DES TABLEAUX

### Liste des tableaux

Tableau 1 : avantages et inconvénients d'une source d'énergie solaire et éolienne.....	25
Tableau 2: Une étroite convergence avec les objectifs du millénaire pour le développement. ...	164
Tableau 3: Sensibilité des items environnementaux .....	165
Tableau 4: Synthèse des sensibilités de l'état initial .....	166
Tableau 5: Coûts des sources d'énergie dans la localité de Mongo .....	34
Tableau 6: coordonnées géographiques des zones d'études .....	39
Tableau 7: les modèles choisis dans la littérature .....	41
Tableau 8: Classification des éoliennes [73].....	59
Tableau 9: Coordonnées géographiques des sites sélectionnés. ....	61
Tableau 10: La valeur moyenne mensuelle des vitesses du vent mesurée (en m/s).....	61
Tableau 11: Classification des puissances des groupes électrogènes .....	66
Tableau 12: Valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation, de Indices de clarté, de la vitesse du 85	
Tableau 13 : Paramètres techniques du système photovoltaïque. ....	86
Tableau 14: Composants du système et de paramètres de contrôles.....	89
Tableau 15: Jours représentatifs de mois de l'année [91] .....	108
Tableau 16: les nouvelles corrélations .....	118
Tableau 17: Evaluation statistique des modèles du rayonnement global.....	119
Tableau 18: Evaluation statistique des modèles du rayonnement diffus.....	120
Tableau 19: analyse descriptive des données de la vitesse du vent dans la ville d'Abéché.....	122
Tableau 20: analyse descriptive des données de la vitesse du vent dans la ville de Mongo.....	123
Tableau 21: évaluation mensuelle des paramètres de la distribution de Weibull, des densités ...	124
Tableau 22: évaluation mensuelle des paramètres de la distribution de Weibull, des densités, ..	125
Tableau 23: extrapolation mensuelle des paramètres de Weibull à différentes hauteurs dans la ville d'Abéché .....	129
Tableau 24: extrapolation mensuelle des paramètres de Weibull à différentes hauteurs dans la ville de Mongo.....	129

## LISTE DES TABLEAUX

---

Tableau 25: résultats des performances annuelles des cinq turbines éoliennes utilisées et les énergies produites dans la ville d'Abéché.....	130
Tableau 26: résultats des performances annuelles des cinq turbines éoliennes utilisées et les énergies produites dans la ville de Mongo .....	130
Tableau 27: caractéristiques de cinq différentes turbines commerciales [14, 34].....	131
Tableau 28: Résultats de l'analyse économique d'étude éolienne dans les villes d'Abéché et ...	133
Tableau 29: plage des coûts spécifiques des turbines éoliennes basés sur la puissance .....	134
Tableau 30: Analyse des systèmes hors réseau pour la consommation d'une maison .....	140
Tableau 31: Modification du coût des batteries et coûts des autres équipements fixes. ....	142
Tableau 32: Modification du coût des éoliennes et coûts des autres équipements fixes. ....	143
Tableau 33: Modification du coût des diesels et coûts des autres équipements fixes.....	144
Tableau 34: Comparaison de l'impact environnemental.....	146
Tableau 35: Comparaison de l'évaluation économique. ....	147
Tableau 36: Comparaison de l'évaluation des paramètres énergétiques.....	148
Tableau 37: Evaluation économique du système hybride .....	149

## RESUME

Vu la grande superficie du territoire tchadien (1 284 000 Km<sup>2</sup>), de nombreuses habitations sont isolées ou à une distance importante au réseau électrique, donc les coûts de raccordement au réseau sont gonflés et souvent, le raccordement est tout simplement impossible. Les systèmes autonomes sont donc intéressants pour alimenter en électricité les habitants de ces régions.

Ce travail porte sur l'utilisation des énergies renouvelables dans un système hybride comme moyen de production d'électricité qui combine entre deux sources d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolienne) avec stockage et un groupe électrogène de secours. Ce système permet de surmonter l'intermittence, l'incertitude et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend ces systèmes plus fiables. Après une étude bibliographique basée sur une littérature, des nouvelles corrélations sont proposées dans quatre villes sahéliennes du Tchad donnant une durée d'ensoleillement moyenne de 8 heures par jour. De même les résultats d'une étude sur les régimes des vents et le potentiel éolien à Mongo pour une vitesse moyenne annuelle du vent à 10 m du sol montrent qu'elle varie de 3,65 m/s à 6,52 m/s tandis que le potentiel éolien, estimé par la loi de Weibull, est de 35 kWh /m<sup>2</sup>. Ainsi une étude d'implantation d'une centrale hybride à Mongo (Tchad) a été faite tout en évaluant le besoin de la population. La modélisation et la simulation des caractéristiques de base du générateur PV, de l'éolien et des convertisseurs ont été effectués. L'analyse technico-économique et environnementale a été examinée à l'aide de l'outil de simulation HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) en sélectionnant la configuration optimale basée sur le coût de l'énergie (COE), le coût actuel net (NPC), la fraction renouvelable (FR) et l'émission de gaz à effet de serre (GES). D'après les résultats obtenus et l'analyse de sensibilité, la configuration optimale a un NPC de 9,839 \$ et un COE de 0,185 \$/kWh, avec un coût d'exploitation de 286,77 \$. Le système est respectueux de l'environnement avec une fraction renouvelable de 99,94% et des émissions de gaz à effet de serre de 286,78 kg/an.

**Mots clés:** Système énergétique hybride ; configuration optimale ; analyse de sensibilité ; fraction renouvelable; Tchad.

## ABSTRACT

Given the vast size of the Chadian territory (1,284,000 km<sup>2</sup>), many homes are isolated or at a great distance from the power grid, so the costs of connecting to the grid are inflated, and often connection is simply impossible. Stand-alone systems are therefore an attractive option for supplying electricity to people in these regions.

This thesis focuses on the use of renewable energies in a hybrid system as a means of generating electricity, combining two renewable energy sources (photovoltaic, wind) with storage and a back-up generator. This overcomes the intermittency, uncertainty and low availability of each renewable energy source, making these systems more reliable. Following a literature-based study, new correlations are proposed for four Sahelian towns in Chad giving an average sunshine duration of 8 hours per day. Similarly, the results of a study of wind regimes and wind potential at Mongo for an average annual wind speed at 10 m above ground level show that it varies from 3.65 m/s to 6.52 m/s, while the wind potential, estimated by Weibull's law, is 35 kWh /m<sup>2</sup>. A study of the implementation of a hybrid power plant in Mongo (Chad) was carried out, while assessing the needs of the population. The basic characteristics of the PV generator, wind turbine and converters were modelled and simulated. The techno-economic and environmental analysis was examined using the HOMER (hybrid optimization model for electric renewable) simulation tool, selecting the optimum configuration based on cost of energy (COE), net present cost (NPC), renewable fraction (RF) and greenhouse gas emission (GHG). According to the results obtained and the sensitivity analysis, the optimum configuration has an NPC of \$9.839 and a COE of \$0.185/kWh, with an operating cost of \$286.77. The system is environmentally friendly with a renewable fraction of 98.3% and greenhouse gas emissions of 286.78 kg/year.

**Key words:** Hybrid energy system; optimal configuration; sensitivity analysis; renewable fraction; Chad.

# INTRODUCTION GENERALE

Les sources d'énergies renouvelables font l'objet d'un regain d'intérêt ces dernières années. La cause principale de cet essor se cache derrière les pronostics d'épuisement des ressources énergétiques conventionnelles de la planète : pétrole, gaz naturel, charbon et même uranium. Au contraire, les énergies renouvelables peuvent être considérées comme inépuisables à l'échelle humaine, puisqu'elles utilisent des flux énergétiques naturels issus du soleil, du vent, de l'hydraulique ou encore de la biomasse. Une autre raison du développement des sources d'énergies renouvelables est la distribution non uniforme des ressources conventionnelles d'énergie sur la planète. Une partie considérable de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité (environ 15% de la population ou 1,15 milliards de personnes selon la banque mondiale), ce qui constitue un frein dans leur développement socio-économique. Ces besoins électriques peuvent être satisfaits grâce à une génération distribuée d'électricité assurée par des systèmes aux énergies renouvelables capable de proposer une taxonomie de solution telle que la production décentralisée d'énergie [1,2]. Une autre raison non négligeable est la lutte contre les émissions polluantes qui sont la cause de nombreux phénomènes néfastes comme l'effet de serre additionnel, le trou d'ozone stratosphérique, le réchauffement global. La production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. C'est donc tout à fait naturel que récemment le rôle des ressources renouvelables entre autres le vent, le soleil accroit parmi d'autres ressources et tant dans la recherche et développement que dans les possibilités d'implémentation à travers de projets viables [3-7].

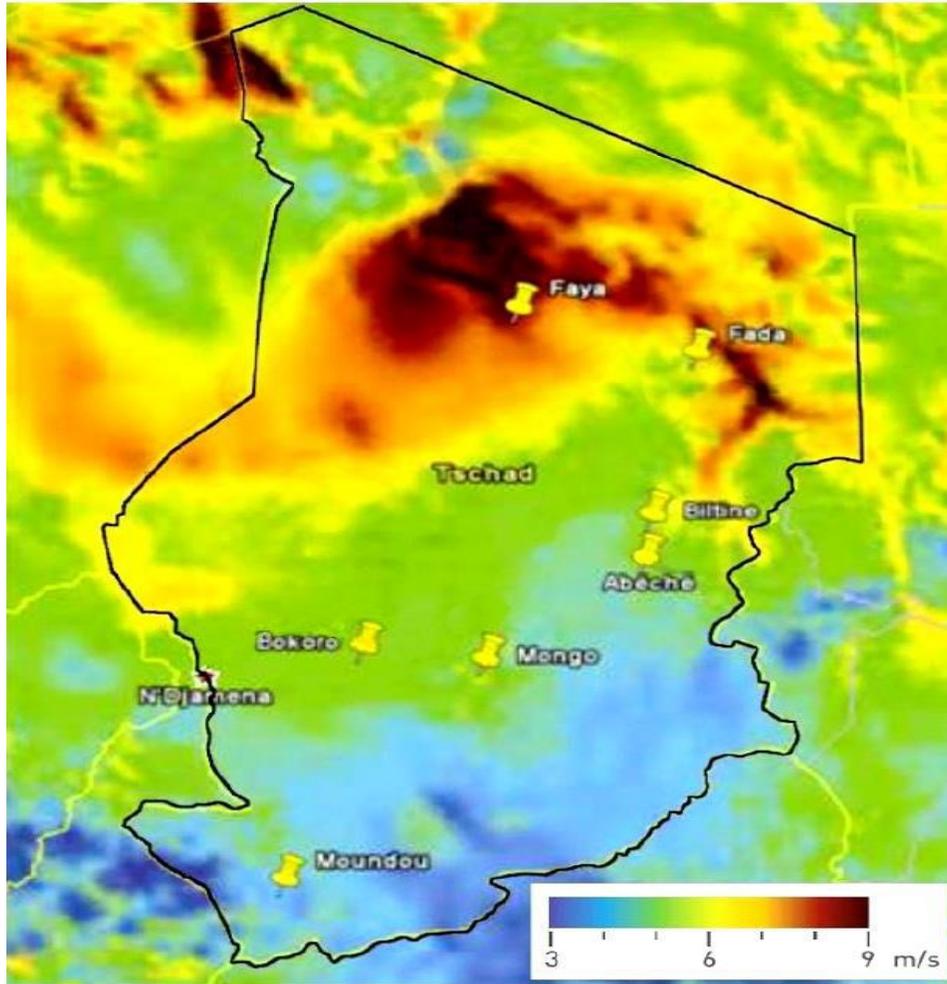
Le soleil, une source d'énergie gratuite et abondante à la surface de la terre très prometteuse, est très exploitée ces dernières années pour couvrir les besoins en énergie dans les zones très ensoleillées de la planète terre. Le besoin en énergie augmente avec la croissance de la population mondiale, l'utilisation des sources d'énergie renouvelables est très nécessaire au détriment des sources d'énergie fossiles. Le Tchad situé au Sud du Sahara fait partie des pays qui bénéficient d'un ensoleillement très important du Nord au Sud [8-9]. Son taux de couverture en électricité est très faible et dispose des centrales thermiques alimentées à partir des sources d'énergie fossiles. Son fort potentiel solaire pouvant être utilisé par tous les types de technologies solaires, est jusqu'à présent inexploité. Ce qui a motivé des recherches dans le but de proposer des solutions pour pallier à

ces problèmes. Plusieurs méthodes de quantification du rayonnement solaire ont été développées dans la littérature dans le but de proposer des outils fiables, adéquats et plus adaptés à différentes situations rencontrées telles que les types de données disponibles, les résultats escomptés. La relation d'Angstrom-Prescott est la toute première qui détermine le rayonnement à partir de la durée d'ensoleillement. Cette corrélation nécessite la détermination de deux paramètres inconnus. A la suite, plusieurs méthodes basées sur ce modèle sont développées, en tenant compte de certains paramètres climatologiques influençant sur le rayonnement solaire au sol dans la zone d'étude, augmentant ainsi le nombre de paramètres du modèle à déterminer. Ainsi, à travers le monde de nombreux modèles sont proposés, au Cameroun pour l'estimation du rayonnement global au sol sur une surface horizontale dans ses grandes régions climatiques [11] ; au Ghana pour l'estimation du rayonnement solaire global dans la région de Ashanti; au Burkina Faso pour huit stations synoptiques, des modèles de régression linéaire simple et multiple sont développés [10-12]; une revue de littérature a été faite sur les modèles empiriques de rayonnement global par Katiyar et Pandev [13]. Certains auteurs ont considéré d'autres approches d'estimation en utilisant la température et la pression comme variables explicatives pour calculer le rayonnement solaire global au sol [14-15]. Ces derniers ont fait l'objet d'une étude comparative avec les modèles de type Angström-Prescott dans certaines villes du Tchad [16]. La composante diffuse du rayonnement solaire en basant sur la même relation empirique peut être calculée. Elle peut être exprimée en fonction de l'indice de clarté et du rayonnement global ou encore de la durée d'ensoleillement relative et du rayonnement extra-atmosphérique. Ces relations nécessitent toujours la détermination des coefficients du modèle choisi. Ce qui donne toute une variété de corrélations [17]. A cet effet, dans la littérature, de nombreuses corrélations ont été obtenues et proposées pour estimer le rayonnement diffus au sol tenant compte des spécificités des zones climatiques [18]. Certaines approches statistiques sont aussi utilisées pour prédire le rayonnement solaire [19].

Dans le cas du Tchad, des modèles de prédiction du rayonnement global au sol ont été proposés par Soulouknga et al [12-21], après une étude comparative dans plusieurs villes (Abéché, N'Djamena, Ati, Mongo, Bokoro, Moussoro). Les résultats montrent de façon générale que les modèles qui sont fonction de la variable température estiment mieux le rayonnement global par rapport à ceux fonction de la durée d'insolation relative pour des modèles de régression linéaire simple. L'applicabilité de ces modèles est plus complexe car cela nécessite la connaissance de

plusieurs paramètres en entrée (températures minimale, maximale, la pression, la durée d'ensoleillement, l'altitude, humidité relative). Le modèle de Capderou a été proposé aussi pour modéliser et estimer les composantes du rayonnement solaire sur différentes surfaces à Ndjamena [22-23]. Or ce modèle montre que la valeur du rayonnement ne change pas d'une année à une autre étant donné qu'il n'a besoin que des coordonnées géographiques du lieu pour faire une estimation comme paramètres d'entrée. Dans ce travail, des nouvelles corrélations basées sur le modèle de régression polynomiale de différents ordres pour prédire les rayonnements solaires global et diffus au sol sur une surface horizontale dans les villes d'Abéché, Bitkine, Mongo et N'Djamena sont proposées. Ces modèles ont une facilité dans la mesure où seule la connaissance des valeurs de la durée d'ensoleillement permet leur utilisation. Ces nouvelles corrélations seront soumises à une étude comparative afin d'apprécier la qualité dans les estimations des rayonnements diffus et global à travers un certains nombres de critères statistiques [24-26]. Ce travail, dans le but d'avoir des bons outils de quantification de toutes les composantes du rayonnement solaire dans ces villes, permettra à la suite de se projeter sur la conception d'un système hybride solaire-éolien-batterie pour produire de l'électricité afin d'améliorer leurs taux de couverture en électricité.

En ce qui concerne l'éolien, il est intéressant dans la région du Guéra au Centre et du Ouaddaï à l'Est du pays où les vitesses du vent sont de l'ordre de 3 à 6 m/s [27-30]. Plusieurs régions tchadiennes en considérant la figure 1 sont susceptibles de faire l'objet d'études approfondies dans le but de proposer des solutions plus prometteuses afin d'envisager une possibilité d'exploitation de l'énergie éolienne [30,31]. C'est dans ce cadre que réside la motivation de nombreux chercheurs à proposer des solutions pour pallier aux problèmes énergétiques au Tchad [28,30-33]. Plusieurs méthodes d'estimation du potentiel éolien ont été développées dans la littérature [34-38]. La connaissance des caractéristiques de la distribution de la vitesse du vent dans les sites d'implantation d'un projet éolien est indispensable non seulement pour l'évaluation du potentiel éolien et la sélection des sites favorables, mais également pour le dimensionnement des centrales éoliennes et le choix approprié des aérogénérateurs [39].



**Figure 1: Carte du potentiel éolien au Tchad [20]**

Les fonctions d'ajustements les plus utilisées sont celles de Weibull et Rayleigh. Une attention particulière a été portée sur la loi de Weibull parce qu'il s'est avéré que cette méthode s'adapte beaucoup mieux pour la plupart des régimes de vent dans le monde [40-44]. Ainsi donc, pour évaluer le potentiel de l'énergie éolienne d'un site, il est important d'exprimer la distribution de la fréquence de la vitesse du vent [45]. A Garoua au Cameroun pour faire le choix des aérogénérateurs, les auteurs ont évalué le potentiel éolien sur le site d'étude [46]. Il en est de même sur un site dans la région côtière du Bénin pour la production électrique [47]. Afin d'optimiser l'exploitation des parcs éoliens, certaines mesures doivent être prises en compte. En effet, un mauvais choix de certains paramètres pourra porter préjudice à une installation éolienne [48-50]. C'est pourquoi une phase d'étude au préalable se révèle d'un extrême intérêt dans la mesure où on pourra dégager les conditions et contraintes à tenir en compte dans la réalisation d'un projet éolien.

Il faut donc passer par une étude et analyse du gisement du site considéré, car une bonne connaissance de ce site permet une meilleure exploitation et production de l'énergie électrique.

L'objectif général de cette thèse est de " Concevoir un système hybride photovoltaïque-éolien et un groupe diesel d'appoint avec batteries : modélisation, simulation et supervision en vue d'optimiser son dimensionnement dans la région sahélienne de Mongo ". Ce qui sera atteint via les objectifs spécifiques qui seront développés et répartis en trois (3) chapitres que nous présenterons succinctement.

Le Chapitre 1 présente une revue de la littérature sur le secteur de l'électricité au Tchad. Une enquête sur le terrain mené auprès de la population de Mongo afin de jauger le niveau de la pauvreté énergétique et l'acceptabilité d'un projet d'une centrale hybride PV/éolien/batteries dans la banlieue.

Au chapitre 2 nous présenterons les notions de base et la méthodologie de modélisation des différents éléments constituant le système hybride, depuis l'estimation du rayonnement solaire et la vitesse du vent jusqu'à la production d'électricité en passant par le système de stockage d'énergie.

Le chapitre 3 sera consacré aux résultats des simulations et des analyses de sensibilité effectuées et leurs interprétations.

Des discussions seront faites au regard de ces résultats et seront comparés à ceux trouvés expérimentalement, existant dans la littérature en vue de leur validation.

En fin nous terminerons ce travail par une conclusion générale et quelques perspectives au regard de tout ce qui a été fait tout au long de ces travaux de thèse.

# CHAPITRE I : REVUE DE LA LITTÉRATURE

## INTRODUCTION

La première partie sera consacrée à la situation énergétique du Tchad en général et celle de Mongo en particulière. Une brève description de revue détaillée sur la stratégie de créer un projet nommé “Système d’Energie Hybride” (SEH) et la configuration des différents systèmes hybrides sera abordée permettant ainsi au choix technologique pour la modélisation du système hybride. Enfin nous allons présenter une méthode de résolution pour estimer le rayonnement solaire moyen et la vitesse moyenne du vent dans les différentes villes sahéliennes du Tchad.

## 1. PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

### 1.1. Situation géographique du Tchad

Le climat du Tchad est de type Sahélien, cependant il est très varié en fonction de la situation géographique de la zone considérée. Le pays possède deux saisons, une saison des pluies caractérisée par des températures plus fraîches et des précipitations présentant un gradient quantitatif en direction du sud et une saison sèche sans ou avec très peu de précipitations et des chaleurs pouvant dépasser les 40°C de moyenne mensuelle.

On distingue trois zones climatiques, du nord au sud, comme on peut le voir sur la figure 2:

**a. La zone de type Saharienne:** elle couvre 48 % de la surface du pays et elle est caractérisée par une faible pluviométrie annuelle (inférieure à 200 mm). Dans ce milieu l’eau est la principale contrainte écologique, et n’est présente que dans les lits d’oueds, zones d’affleurement de nappe et quelques lacs.

**b. La zone de type Sahélienne :** elle s’étend sur 38% de la surface du pays avec une pluviométrie comprise entre 200 et 600 mm par an. Le réseau hydrographique est formé par de nombreux lacs, fleuves et des mares temporaires.

**c. La zone de type Soudanienne :** couvrant 24% de la surface du pays, c’est la zone la plus arrosée avec une pluviométrie comprise entre 600 et 1200 mm par an. Son réseau hydrographique est composé de lacs et de fleuves.



Figure 2: division du Tchad en trois zones climatiques [14].

## 1.2. Région de l'étude

**Mongo**, Chef-lieu de la région du Guéra est située entre 12° et 13° de latitude Nord et de 18° et 19° de longitude Est. Elle est distante de 520 km de N'Djamena (capitale du Tchad) et est limitée au Nord par la province du Batha à l'Est par le département de Manguelmé et d'Aboudeia, au Sud par le département de Barsignaka et à l'Ouest par le département d'Abtouyou (Figure 2). Elle est peuplée de plus de 30 000 habitants majoritairement agriculteurs [14, 20]. Cette région n'a pas d'accès à l'énergie électrique pénalisant ainsi les activités économiques et socio-culturelles de ses habitants.

Le site du projet se situe dans la zone Sahélienne mais subit également l'influence de la zone Soudanienne. De manière globale, les précipitations sont concentrées durant la saison des

pluies saison pour laquelle la durée varie entre le nord et le sud du pays mais principalement pendant les mois de juillet à septembre dans la région. Il est caractérisé par deux mouvements de masse d'air dont l'une en provenance du Sud (mousson) marquant la saison de pluie et l'autre du Nord (harmattan) annonçant la saison sèche. Ces deux masses d'air ont un point de convergence front inter tropical (FIT).

### 1.2.1 Température

Mongo bénéficie d'un climat qui s'étale entre deux saisons : une saison sèche plus longue qui couvre de novembre à mai et une saison humide plus courte de juin à octobre. La ville reçoit en moyenne 700 mm d'eau en saison des pluies et connaît depuis environ une décennie, une diminution de la période saisonnière. La température moyenne est d'environ 29,5°C avec des maximas jusqu'à 41,6° C en Avril 2023 et des minimas entre 19,1°C et 22,1°C entre décembre et Janvier de la même année. La saison des pluies étant de plus en plus courte, cela ne permet pas une infiltration suffisante des eaux dans le sol pour alimenter les nappes phréatiques.

### 1.2.2 Précipitation

La pluviométrie annuelle varie entre 583,9 et 970,4 mm/an et la précipitation moyenne est de 500 mm/an, les mois de juillet et celui d'Août étant les plus arrosés. Cette zone est caractérisée également par deux (2) saisons à savoir :

- Une saison sèche longue d'environ neuf (9) mois d'Octobre à Juin.
- Une saison pluvieuse courte d'environ trois (3) mois de juillet à septembre.

### 1.2.3 Population

La population de Mongo est estimée à 30 000 habitants dans une région qui en compte 300 000, Mongo n'est pas encore une grande ville. La marque de son passé rural reste présente dans la vie quotidienne, dans les rues et dans l'organisation des temps de l'existence. Tous les natifs de la région gardent des liens très forts avec leur village d'origine. La principale source de revenu pour la population reste l'agriculture. Presque tous les Hadjeraï, les habitants du Guéra, cultivent le mil, les arachides ou les sésames. Certains font du maraîchage. Cette réalité contraint tous les domaines de l'existence. À partir de mai, les paysans commencent à préparer les plantations et la saison des pluies est consacrée aux travaux des champs. Tous ceux qui travaillent à Mongo et qui possèdent

un champ au village, et ils sont nombreux, consacrent une grande partie de leur temps à ces travaux. Les activités d'un autre type sont donc considérablement ralenties durant cette période [14].



**Figure 3: les paysans revenant du champ [14]**

L'école, par exemple, est subordonnée au calendrier agricole : malgré les dates officielles de l'année scolaire, elle s'arrête dès les premières pluies et ne reprend qu'à la fin des récoltes. Le taux de la scolarisation au Guéra est de 27,1% seulement. Ce poids de la ruralité se voit aussi dans les rues de la ville (figure 3). Sur les grandes voies, les voitures et les motos doivent composer avec les charrettes tirées par les ânes ou les chevaux, avec les caravanes de chameaux les jours de marché et avec les troupeaux de vaches et de chèvres qui traversent la ville en toute quiétude. Durant les périodes d'activité agricole, on voit les paysans munis de houes partir vers la brousse et revenir le soir à Mongo, parfois chargés de la récolte du jour. Il n'y a pas de transition entre la brousse et la ville. Les deux espaces sont immédiatement contigus et en relation constante.

### **I.2.4. Projection de la population de Mongo dans 20 ans**

Elle est trouvée à partir de la formule :  $P_n = P_0(1 + a)^n$ .

Avec n : échéance première évaluation = 20 ans ; a : taux d'accroissement naturel moyen dans la commune = 3% ;  $P_0$ : Population en 2022 = 30 000 habitants ;  $P_n$  : Population à l'échéance de la

première évaluation. Après calcul, on trouve une population de 54183 personnes à l'horizon 2042. Le besoin énergétique sera énorme dans cette localité.

### 1.2.5 Situation économique

L'économie du Tchad repose depuis longtemps sur l'agriculture et l'élevage jusqu'en 2003, année de démarrage de l'exploitation de son or noir : le pétrole. Bien que cette ressource ait apporté un plus à l'économie nationale, la place de l'agriculture et de l'élevage reste primordiale car l'agriculture occupe elle seule, 80 % de la population. Les données relatives au PIB permettent de dire que bien qu'il ait eu une augmentation du PIB grâce à l'exploitation pétrolière, cette augmentation reste encore instable. Le Tchad est probablement l'un des pays d'Afrique qui dispose du meilleur potentiel pour son développement économique, notamment le potentiel agricole, artisanal, minier et humain. Mais plusieurs problèmes ont entravé la mise en valeur de ces potentialités, il s'agit de la désertification, des guerres successives, de l'éloignement des ports maritimes (Le port le plus proche est le Port de Douala à 1700 km de ses frontières), de l'absence d'infrastructures adéquates et de l'inadéquation formation emploi.

Malgré l'exploitation du pétrole, les politiques économiques mises en œuvre n'ont pas permis d'améliorer les conditions de vie des populations. Il fait partie des pays les moins développés au monde avec un indice de développement humain estimé à 0,372 et qui se situe en dessous de la moyenne de l'Afrique subsaharienne. Le taux de pauvreté monétaire est passé de 54,8 % à 47 % entre 2011 et 2020 [15].

Il est affecté aussi par des situations de fragilité, notamment par un environnement climatique difficile, par une vulnérabilité économique et financière, par un faible système d'inclusion sociale et, depuis plusieurs années, par l'existence de zones de tensions à certaines de ses frontières. Bref, l'homme tchadien est passé de la pauvreté sans pétrole, à la misère avec le pétrole.

L'économie du Tchad s'est développée d'une façon très volatile : au cours de la dernière décennie, la structure des secteurs qui contribuent à la création de la valeur ajoutée de l'économie tchadienne s'est modifiée [51].

### 1.2.6 Impacts du Changement Climatique

La Communauté Scientifique Internationale (CSI) tirait la sonnette d'alarme au sujet des impacts des activités humaines sur les perturbations de l'équilibre du climat mondial il y a quelques dizaines d'année. La preuve est aujourd'hui établie que le facteur prédominant du réchauffement mondial observé depuis les cinquante dernières années est d'origine anthropique et non naturelle. Les perturbations climatiques qui en découlent (sécheresses récurrentes, inondations fréquentes, vents violents, vagues de chaleur, etc.) initialement prévues par les scientifiques pour la fin du 21<sup>ème</sup> siècle sévissent déjà et plus fréquemment dans plusieurs régions du monde en frappant de plus en plus de nombreuses populations. Somme toute, ce sont là des phénomènes incalculables : famines, maladies, exode rurale et pertes de milliers de vies humaines dont les pays les plus pauvres (comme le Tchad) ont du mal à y faire face (**figure 4**).

### 1.2.7 Vulnérabilité des espèces au changement climatique

Dans une étude récente portant sur la vulnérabilité climatique de 186 pays, c'est le Tchad qui a été classé comme le plus en danger. Les conflits récurrents et le risque de sécheresse et d'inondation placent ce pays d'Afrique centrale tout en bas de la liste, juste derrière le Bangladesh et bien loin de la Norvège, pays considéré comme le moins vulnérable au réchauffement. Le Tchad a connu, tout au long de son histoire, des sécheresses plus ou moins prononcées ; Celle de 1973 et 1982 ont été jugées parmi les plus sévères. Cependant, les événements douloureux que le Tchad a connus, durant la même période, ont fortement contribué à singulariser sa situation par rapport à celle des autres pays sahéliens, également victimes des périodes de sécheresse de ces dernières décennies. Tout pays exposé à la pauvreté ou au conflit sera toujours vulnérable, mais la géographie du Tchad le rend particulièrement fragile face au changement climatique.



**Figure 4: Troupeau de caprins pâturant en saison sèche et inondation en période humide**

### **1.2.8 Stratégie d’adaptation et recommandations politiques pour le Tchad**

Le Tchad, pays pétrolier où l’économie relève essentiellement du secteur rural n’échappe pas à ces phénomènes et l’un des pays qui payent le plus lourd tribut. En effet, il est observé depuis près de trois décennies des sécheresses récurrentes avec des conséquences négatives sur les ressources en eau (Lac Tchad) un réel processus de dégradation des terres à vocation agricole, un appauvrissement du milieu naturel avec pour effet induit une réduction importante en quantité et en qualité des ressources arborés, arbustives et herbacées. A cela s’ajoute une pression démographique très forte. C’est pourquoi, le Tchad comme les autres pays soucieux de la protection de l’environnement mondial dans l’optique de laisser aux générations futures une planète habitable. Le pays va multiplier ses efforts pour s’y adapter. Mais ces efforts nécessitent un appui financier et technique à même de permettre cette adaptation, c’est le grand défi de la coopération multilatérale. Afin de lutter contre la désertification, les autorités tchadiennes ont adopté en 2009 un décret interdisant la coupe de bois vert et l'utilisation du charbon de bois. Pour cuisiner leurs repas, les ménages tchadiens sont donc obligés de se rabattre sur le bois mort. Devenant de plus en plus difficile à trouver, surtout en ville, son prix s'est vu multiplier par cinq, occasionnant d'énormes problèmes aux familles tchadiennes déjà dans la précarité [11].

### 1.3 Les principales sources d'énergie existant au Tchad

Le Tchad connaît des difficultés de fourniture et d'accès à l'énergie électrique qui freinent le développement du pays. A l'échelle nationale, 80% de l'énergie consommée est produite à partir de combustibles ligneux entraînant des conséquences graves pour l'environnement, en particulier sur les ressources forestières tchadiennes et la qualité de l'air.

Selon une enquête réalisée par l'Institut National Tchadien de Statistiques, des études économiques et démographiques en 2011, la consommation d'énergie s'élève à 493 kilogrammes équivalent pétrole par habitant par an, pour 2.000 kep par habitant par an, en moyenne dans le monde [11-13].



**Figure 5: les principaux types de filières de bois-énergie et charbon de bois au Tchad**

A Mongo, le secteur énergétique est caractérisé par une forte consommation de la biomasse sous forme traditionnelle (bois et charbon de bois), qui représentent plus de 97% de la consommation finale totale d'énergie de la zone, et pourtant les besoins énergétiques ressentis de la population sont immenses et correspondant aux besoins tel qu'au pompage de l'eau, l'éclairage, la cuisson et à l'utilisation des appareils électriques tels que l'audiovisuel. Le besoin éprouvé de la population en énergie électrique n'est pas assez lourd comme en capitale ou en grandes villes, ainsi la priorité est donnée à l'éclairage, à l'audiovisuel, à l'hôpital, au pompage de l'eau et les bureaux administratifs etc.



**Figure 6: Bois du ch »auffe utilisé de manière traditionnelle.**

La capacité actuelle de production d'électricité au Tchad est de 230 MW dont 178 MW seulement sont opérationnels, y compris celle de Komé. La zone de production du pétrole (qui s'élève à 120 MW), ne répond pas aux besoins de la population [11]. La Société Nationale d'Electricité (SNE) monopolise seulement 52 MW pour le marché national et dont les services ne répondent pas aux attentes des consommateurs, résignés aux coupures intempestives de courant. Il est malheureusement normal de totaliser six mois de délestage du courant électrique dans certains quartiers de N'Djamena! Et la situation est pire encore en provinces.



**Figure 7: Centrale thermique de la Société Nationale d'Electricité à N'Djamena.**

La production de l'énergie électrique est assurée par la Société Nationale d'Electricité à N'Djamena (la capitale) et dans 6 régions des 23 que compte le pays (Abéché, Bongor, Doba, Faya, Moundou et Sarh) qui est chiffrée à 54.1 MW.

A cela s'ajoute la centrale de la raffinerie de 20 MW, ce qui fait une capacité totale de 74.1 MW. Des efforts sont en train d'être déployés par le gouvernement pour accroître la capacité de production des centrales de Farcha1 et Farcha2 respectivement à 14 MW et 60.2 MW, sans oublier les nouvelles stations d'appoint de V-Power (20 MW) et d'Aggreko (20 MW), ce qui ramènerait la puissance disponible de la capitale à 175.2 MW [11].

La crise énergétique au Tchad est due à un problème de gestion: le parc est vétuste, datant de la colonisation. Son rendement n'est que de 40% à cause du manque de pièces détachées pour la maintenance et le savoir-faire du personnel. L'Etat, qui ne paye pas régulièrement ses factures, tandis que d'autres clients qui piratent les lignes électriques. Cette situation rend l'énergie électrique au Tchad parmi la plus chère au monde; le prix moyen de revente du kWh est de 157 FCFA bien qu'il soit vendu à perte car son coût de revient moyen est de 226 FCFA ce qui ne facilite pas l'accès de la population à l'électricité, plus de 88% utilise les bois ligneux comme source d'énergie. Face à cette crise énergétique, la population fait ce qu'elle peut pour survivre.

### 1.3.1 Production des centrales privées à Mongo.

Mongo ne fait pas partie de 6 régions bénéficiaires de cette énergie. Par ailleurs, Mongo est alimenté par un groupe privé appelé « ZIZ », Zakaria Ibrahim Zakaria. Cet opérateur privé alimente la ville de Mongo avec une capacité de 2 MW, Oum-Hadjer (0,5 MW), Bitkine (0,5MW), Am-timane (0,5MW), Moa (0,5MW) et Bardai (1MW). Dans le centre du pays, ainsi que certaines villes du pays exploitent des centrales de production électrique dont la puissance est inférieure à celle de la SNE. La **figure 8** donne la production de centrale privée.

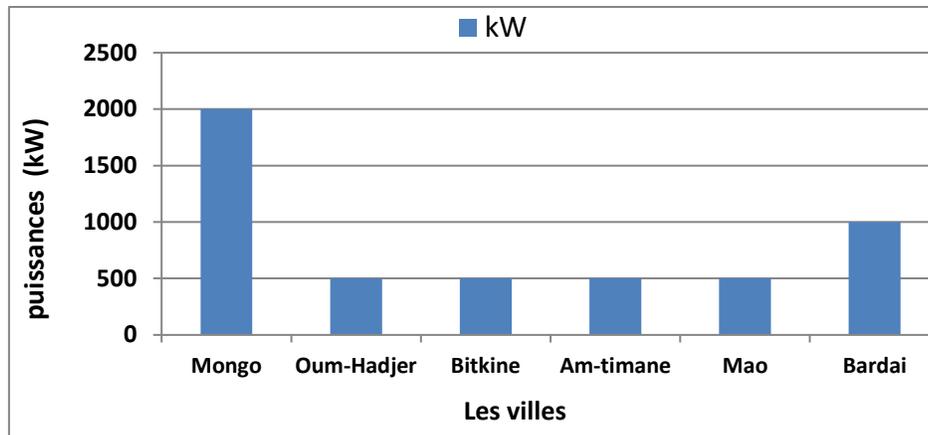


Figure 8 : Production des centrales privées au Tchad

### 1.3.2 La biomasse

La principale source d'énergie domestique à Mongo est la biomasse (plus de 97% de la population en utilise). Ainsi, les besoins énergétiques liés à la cuisson et au chauffage de l'eau sont satisfaits principalement grâce aux combustibles de bois et de charbon de bois fournis par la forêt naturelle. On utilise aussi comme combustible, les résidus agricoles.

La ville de Mongo étant située en région sahélienne, la quantité de combustible issue de la biomasse est limitée du fait de la rareté des formations forestières qui sont pour la plupart dégradées et quasi inexistantes. L'usage du bois de chauffe constitue donc l'une des plus grandes formes de déforestation. Selon une étude réalisée en 2016, la consommation des ménages avoisine la moyenne de 11,8 kg de bois de chauffe par jour dans la région sahélienne. Cependant, l'impact de la déforestation est plus visible, du fait de la sécheresse, de la faiblesse de pluviométrie et de l'érosion du sol. Ce sont les femmes et les enfants qui sont particulièrement touchés par cette problématique. Ces derniers parcourent chaque jour des dizaines de kilomètres pour la récolte de bois, ce qui se traduit par une augmentation de leur charge de travail déjà élevée dans les ménages [11].



**Figure 9: Récolte du bois, un travail destiné particulièrement aux femmes et aux enfants**

Il est difficile d'obtenir des données précises sur le couvert forestier au Tchad, car les études officielles de ce potentiel sont rares, sauf quelques rapports de la FAO en 1999, laquelle a produit un rapport qui aboutit aux conclusions suivantes:

- 40 000 ha seraient perdus chaque année du fait des activités humaines (agriculture, élevage, feux de brousse), voir figure 10;
- la végétation couvre 23 450 000 hectares avec un taux de déforestation de 0,6 % par an;
- le volume brut s'élève à 304 000 000 m<sup>3</sup> et le volume exploitable est de 5 600 000 m<sup>3</sup>.



**Figure 10: Feu de brousse et différentes vues du site – zone humide**

Cette couverture végétale est dense, du Sud au Nord, suivant la subdivision climatique du pays en trois zones: la zone désertique au nord couvre une superficie de 600.370 km<sup>2</sup>, où la couverture végétale est presque inexistante; la zone sahélienne au centre couvre une superficie de 553.590 km<sup>2</sup> et dispose d'une couverture végétale de l'ordre de 10 172 000 ha, enfin, la zone soudanienne couvre une superficie de 130 040 km<sup>2</sup> et dispose d'une couverture végétale de l'ordre 13 258 000 ha [17].

Cependant, cette filière est à remplacer par d'autres sources plus propres, en vue de préserver le couvert végétal du pays. D'autres formes de biomasse (ordures ménagères, déchets des animaux, etc.) peuvent être envisagées pour la production de la chaleur. Par exemple l'incinération ou la fermentation pour obtenir du biogaz. Le cas de la bagasse de canne à sucre est un cas propre au Tchad. Il est développé par la Compagnie Sucrière du Tchad pour répondre à ses besoins en électricité. Une campagne de l'Agence pour l'Energie Domestique et l'Environnement encourage l'utilisation de biogaz produit à base des déchets, mais cela est jugé coûteux.

### 1.3.3 L'hydroélectricité

Le principal site hydraulique est celui des chutes Gauthiot dans le Mayo-Kebbi, qui pourrait produire 15 MW d'électricité, mais cette capacité est réduite à 3 MW selon une recherche menée dans les années 1970 par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD).

La rentabilité de ce projet est remise en cause du fait de l'inexistence de marchés locaux pouvant consommer cette faible capacité et la probable résistance de la population à son exploitation, parce qu'elle considère le site comme un lieu rituel et sacré. En plus, il faut rehausser le dénivelé naturel par une digue pour accroître la production, ce qui augmentera le coût du kilowattheure installé.

### 1.3.4 La géothermie

Le Tchad dispose d'un potentiel géothermique de petite échelle à 50 km au Sud-Ouest de Bardaï dans le massif de Tibesti et au Sud de Baïbakoum près de la frontière centrafricaine. Mais en

l'état actuel, l'exploitation de cette ressource n'est pas envisageable du fait de manque d'études fiables sur cette ressource.

### 1.3.5 L'énergie solaire

L'exploitation de cette source permettra de résoudre la crise énergétique du pays. Selon une estimation faite par le Projet d'Appui au Plan Directeur de l'Energie au Tchad, 1 km<sup>2</sup> équipé de panneaux photovoltaïques permettrait de produire 110 GWh par an, correspondant au triple de la capacité de production de la Société Nationale de l'Electricité. En recouvrant la superficie du Tchad de panneaux photovoltaïques, on pourrait alimenter en suffisance 500 villes équivalentes à N'Djamena.

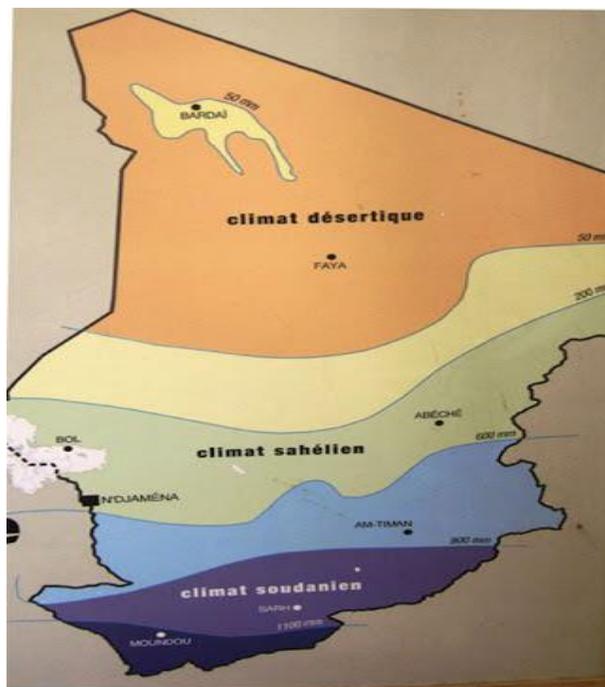


Figure 11: Le climat et la végétation au Tchad [14].

Il serait très ambitieux d'exploiter le solaire au Tchad, mais les infrastructures et les stratégies idoines ne suivent pas. On espère que nos travaux de recherche permettront d'éclairer et sensibiliser les pouvoirs publics afin d'intégrer le solaire comme priorité sur le plan directeur de l'énergie.

A part quelques éclairages sur la voie publique, les populations de Mongo utilisent l'énergie solaire dans son état brut et traditionnel pour sécher les produits des récoltes, sécher les peaux des

animaux, les vêtements et conserver la viande (connu sous le nom de ‘‘charmoude’’ en arabe locale). L'énergie solaire reçue dans la zone sahélienne tout le long de l'année, est abondante et disponible avec en moyenne 6 kWh/m<sup>2</sup> d'irradiation reçue par jour.

Hormis l'énergie solaire qui ne connaît qu'un début d'utilisation, les autres énergies renouvelables ne sont presque pas exploitées malgré d'énormes potentialités.

### 1.3.6 L'éolien

Il est difficile de se faire d'emblée une idée précise à travers des données obtenues par satellite sur le potentiel éolien d'un endroit donné, sans faire une campagne de mesures précises dans le site réparti sur plusieurs mois : La carte ci-dessus situe les régions susceptibles de faire l'objet d'une étude approfondie pour envisager l'exploitation de l'énergie éolienne. Toutefois, l'éolien est intéressant dans quelques régions de l'extrême nord (au BET) où les vitesses du vent sont de l'ordre de 4 à 9 m/s et dans la région de Guéra qui est la région d'étude. Cette vitesse permet d'installer des éoliennes de taille moyenne de 50-200 kW au détriment des grands aérogénérateurs nécessitant une vitesse moyenne de plus de 7m/s et dont l'exploitation pourra couvrir une large consommation, mais dans des zones peu peuplées où il sera difficile de trouver des consommateurs potentiels. De plus, l'éolien nécessite des interventions de maintenance, alors que dans certaine partie nord du pays se pose avec acuité le problème de la main d'œuvre qualifiée, ainsi que des problèmes d'accès.

### 1.3.7 Le pétrolier

Le pétrole est l'activité essentielle engendrant les revenus de l'état tchadien. Ce secteur représente à lui seul près de la moitié de l'économie du pays. Le pays apparaissait dans le top 10 des pays africains producteurs de pétrole en 2015. Le principal exportateur est le consortium Esso et Company in Chad.

Les dérivées du pétrole sont utilisées à Mongo soit sous forme de gasoil pour les machines à moudre ou à décortiquer; d'essence pour les groupes électrogènes ; de pétrole lampant ou de kérosène pour les lampes tempêtes; de gaz méthane pour la cuisson et les petits groupes électrogènes.

On trouve ces divers produits dans les stations à Mongo et on vend aussi ces produits dans l'informel par les petits détaillants. Les produits pétroliers proviennent de la Société Tchadienne d'Hydrocarbure (STH) de N'Djamena ou des pays voisins du Tchad (Soudan et Libye).



Figure 12: Point de vente des produits pétroliers

## 1.3.2 Les services énergétiques rendus

### 1.3.2.1 Décorticage

Le décorticage des céréales telles que le maïs, le mil et le penicilaire fait de manière traditionnelle à l'aide des mortiers et pilons est une tâche pénible qui prend assez de temps et d'énergie aux femmes et aux enfants qui sont pour la plupart voués à cette corvée. Ainsi, dans le but d'améliorer leur condition de vie, les mongolais utilisent la décortiqueuse multi-céréales, offrant un service énergétique de décorticage qui permet de mécaniser les travaux manuels.



Figure 13: Des services énergétiques pour transformer les céréales ou broyer les arachides.

### 1.3.2.2 Soudure

La soudure est un des services énergétiques de système produisant de l'électricité peut offrir à la communauté villageoise. Ce sont les postes à souder qui sont utilisés pour la soudure et la réparation des équipements métalliques défectueux. La demande est pour la plupart constituée des vélos, des motos, des voitures, des charrettes et des équipements agricoles. On trouve aussi la confection des portes et des fenêtres pour les bâtiments.



**Figure 14: A l'aide d'un poste à souder, la centrale électrique hybride peut aussi servir**

### 1.3.2.3 Recharge de batteries

Pour recharger les batteries, la centrale électrique hybride utilise un appareil électronique appelé chargeur de batteries. D'une capacité de recharge de dix batteries, cet appareil peut être conçu localement pour augmenter sa capacité selon la demande de la communauté villageoise. Ces batteries pour la plupart des accumulateurs au plomb permettent aux populations rurales de s'éclairer en courant continu, d'écouter la radio ou alors de voir la télévision



**Figure 15: La centrale électrique hybride offre aussi les services de charge de batteries**

La centrale électrique hybride offre aussi les services énergétiques pour charger les batteries de téléphone. En effet, le téléphone est devenu le moyen de communication le plus répandu et le plus efficace atteignant même les zones rurales très éloignées dont l'accès est difficile. Pour recharger leurs téléphones, les populations rurales étaient parfois obligées de parcourir des dizaines de kilomètres. La centrale électrique hybride offre non seulement ce service énergétique pour charger les batteries, mais aussi leur permet d'économiser de leur temps.

## 1.4 Stratégies d'un projet de Système d'Énergie Hybride (SEH)

La mise en place des systèmes électriques hybrides de production d'énergie renouvelable associés aux systèmes de stockage peut faire face à certaines problématiques. Par exemple, si l'on veut satisfaire une certaine demande énergétique en tout temps, le système de stockage doit garantir une certaine autonomie afin de répondre aux besoins de la charge pendant les périodes moins ensoleillées ou moins ventilées. Pour continuer à assurer l'équilibre de l'offre et de la demande en électricité à tout moment, il est donc indispensable de considérer plusieurs aspects liés à la production et au comportement du système de stockage.

Le stockage de l'électricité vise tout d'abord à répondre à quatre problématiques principales:

- La récupération de la production d'énergie excédentaire par rapport à une demande à un instant donné ;

- La fourniture d'énergie pour compenser l'insuffisance due au caractère intermittent de l'offre;
- La fourniture d'énergie pour alimenter un pic de demande occasionnelle;
- La fourniture d'énergie en cas de défaillance du système électrique ou de mauvaise qualité du réseau local.

### 1.5. Objectif général et spécifiques

L'objectif général ici est la modélisation, la simulation et l'utilisation convenable de l'énergie issue des sources renouvelables intermittentes via un système de stockage intégré dans un système hybride Solaire-Eolien. Pour mener à bien cet objectif, nous nous sommes fixé les objectifs spécifiques suivants:

- Modéliser les composants individuels du système énergétique hybride retenu afin de sélectionner correctement les composants et les sous-systèmes pour un dimensionnement optimal du système hybride global.
- Ces composants sont notamment un champ de modules photovoltaïques, un champ d'éoliennes, un générateur diesel, et un parc de batteries.
- Le processus de modélisation permet d'identifier et d'aider à connaître les caractéristiques des composants et aide à la prise de décision. Les détails se traduisent par une prédiction correcte des performances électriques ; mais la conception d'un modèle parfait pour le système hybride global est longue et complexe.

### 1.6 Motivations scientifiques

La puissance à la sortie d'un système photovoltaïque et éolien est variable, car elle dépend de l'irradiation solaire, de la température et du vent respectivement. Ceux-ci sont souvent instables à cause de leur caractère intermittent. Le système de stockage peut se positionner comme compensateur pour atténuer les fluctuations aléatoires de la puissance délivrée, et ainsi fournir une alimentation électrique fiable à la charge [21]. Cependant, ces systèmes sont souvent limités par leur capacité de stockage quand les demandes sont plus élevées. La durée de vie des systèmes de stockage (batteries) est limitée et leur prix, relativement plus élevé ce qui les rend presque impossibles pour le stockage à grande échelle.

Pour les installations photovoltaïques et/ou éoliennes de grandes puissances autonomes [22]. Les déséquilibres énergétiques dus à des variations saisonnières peuvent être surmontés partiellement ou totalement par la cogénération de ces deux sources d'énergie. Le solaire, l'éolien et le système de stockage peuvent se compenser mutuellement. Les systèmes de stockage sont nécessaires dans la mesure où ils peuvent réduire les fluctuations rapides de puissance de la charge ou fournir de l'énergie en absence du soleil et du vent [23].

**Tableau 1** : avantages et inconvénients d'une source d'énergie solaire et éolienne

Technologies	Avantages	Inconvénients
<b>Solaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les panneaux solaires nécessitent très peu d'entretien et réduisent considérablement la facture domestique d'électricité;</li> <li>- Ils sont simples et rapides à installer ;</li> <li>- Le système est silencieux et sans danger pour la santé ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les coûts de fabrication et d'installation des panneaux sont assez élevés ;</li> <li>- Il est impossible d'obtenir une autonomie énergétique complète par le biais de panneaux solaires seulement ;</li> <li>- Le rendement énergétique est plutôt faible ...</li> </ul>
<b>Eolienne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-L'énergie éolienne ne nécessite aucun carburant, ne génère aucun gaz à effet de serre et ne produit pratiquement aucun déchet</li> <li>-Les frais de fonctionnement sont limités et les coûts de production sont prévisibles et se stabilisent à long terme ;</li> <li>- La ressource principale (le vent) est à 100% renouvelable et son exploitation ne comporte pratiquement aucun effet néfaste pour l'environnement...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les vents peuvent parfois souffler à des intensités irrégulières ;</li> <li>-Impossibilité d'emmagasiner de la source (le vent) ;</li> <li>-La production dépend de l'intensité des vents et non de la demande en énergie ;</li> <li>-Des dispositifs externes de stabilisation sont en général nécessaires</li> </ul>

Vu le potentiel solaire et éolien abondant, la mise en place d'une centrale « solaire-éolien » peut s'avérer très profitable du point de vue économique [34]. Pour ce faire, une estimation préalable des besoins de la charge facilite le dimensionnement de la centrale de production et de la gestion efficace de l'énergie produite grâce à l'intégration du système de stockage adéquat.

## 1.7 Le Système Hybride d'énergie Renouvelable (SHER)

Aujourd'hui, il est devenu impératif pour les chercheurs de trouver en dehors des énergies fossiles d'autres sources d'énergie propre et renouvelable. Il s'agit entre autre des énergies provenant des sources comme le soleil, le vent, la géothermie, la biomasse et l'océan. Ces sources d'énergie propre et durable sont favorables à l'environnement contrairement aux sources d'énergie conventionnelles. Toutefois, ces sources d'énergies renouvelables varient en fonction du temps de la journée, de la saison et de l'année. La nature aléatoire de ces sources a conduit les chercheurs à se tourner vers l'hybridation, c'est-à-dire la combinaison de deux ou plusieurs sources d'énergies renouvelables.

L'hybridation apporte donc au système une disponibilité accrue et un approvisionnement constant des charges en énergie.

L'utilisation de source d'énergie renouvelable induit le concept de stockage d'électricité en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources. L'utilisation du stockage d'électricité est très diversifiée: les applications stationnaires connectées ou non au réseau en particulier, les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau intégrant une source renouvelable. Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique central: refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.

### 1.8.1 Configurations des centrales hybrides

Avec la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergie renouvelables, peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride. Un système hybride d'énergie renouvelable est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable. Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage. D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride. Il y a plusieurs systèmes hybrides :

### 1.8.2 Centrale hybride PV / éolien / batteries

Ces systèmes hybrides combinent plusieurs sources d'énergies renouvelables (PV / Eolien / Batteries), ce qui permet de surmonter l'intermittence, l'incertitude et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend ces systèmes plus fiables [53]. En général, ces systèmes nécessitent des batteries de stockage qui assurent la continuité de service et améliorent la qualité de l'énergie produite. L'utilisation des systèmes hybrides à énergies renouvelables en sites isolés est devenue une solution intéressante pour les zones où l'extension du réseau électrique n'est pas faisable (plusieurs régions au Tchad), ou requiert un coût relativement important. Par conséquent, une analyse technico-économique détaillée des différentes configurations possibles du système hybride est indispensable [54].

En couplant ces systèmes et en les associant à un dispositif de stockage de l'énergie, nous aurons alors les avantages suivants :

- Exploitation du système sans interruption ;
- Possibilité de préserver le surplus d'énergie produite par ce système ;
- Sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques.
- Possibilité d'alimenter la charge en courant continu (cc) [55].

Comme pour les autres systèmes hybrides, ils peuvent assurer l'alimentation des ménages ou des villages. Les systèmes sont installés sur tous les continents : en Afrique (Algérie), en Asie (Chine, Inde, Bangladesh, Malaisie, Syrie et Turquie), en Europe (Royaume uni, France); en Amérique de Sud (Brésil) et en Amérique de Nord (Canada et Etats-Unis). Ces systèmes fonctionnent le plus souvent en régime autonome mais il existe des travaux sur des systèmes connectés au réseau électrique. Les dispositifs de stockage sont plus souvent des batteries, parfois un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène ou une combinaison de batterie et stockage d'hydrogène [56-57].

Les modèles de comportement ont pour paramètres d'entrée des valeurs de rayonnement solaire et de vitesse de vent horaires, des valeurs moyennes mensuelles ou une distribution statistique de Weibull [58].

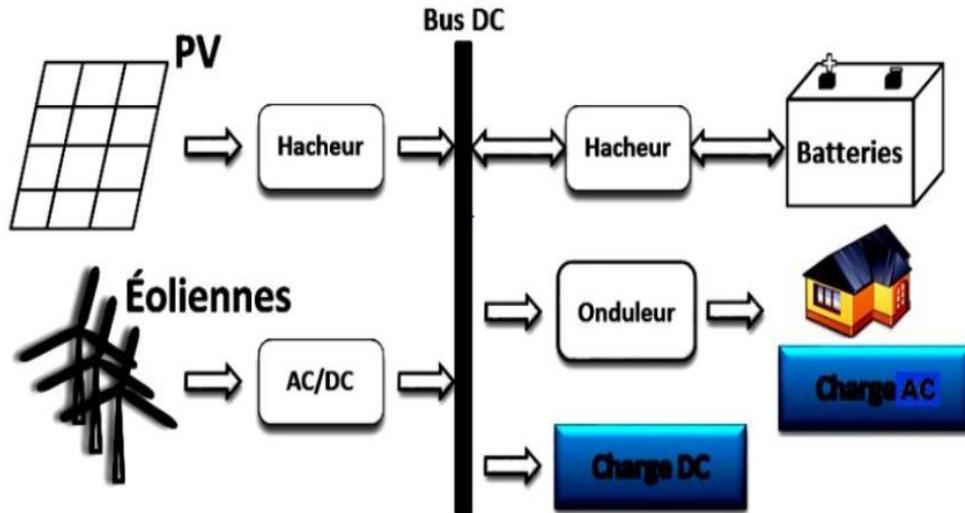


Figure 16: Système autonome hybride photovoltaïque-éolien avec stockage

Les inconvénients de ce système sont :

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible ;
- La batterie doit avoir une grande capacité ;
- Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;
- Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

### 1.8.3 Centrale hybride PV / Diesel / Batteries

Dans ce système l'analyse d'énergie issue du générateur diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge, cet onduleur convertissant évidemment la tension continue du parc de batteries pour alimenter la charge de nature alternative. La capacité du parc des batteries et de l'onduleur devrait être en mesure de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. Celle de générateur devrait également remplir cette tâche et charger le parc simultanément. Ce système est représenté sur la figure 17.

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec une autre source d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou le temps nuageux.

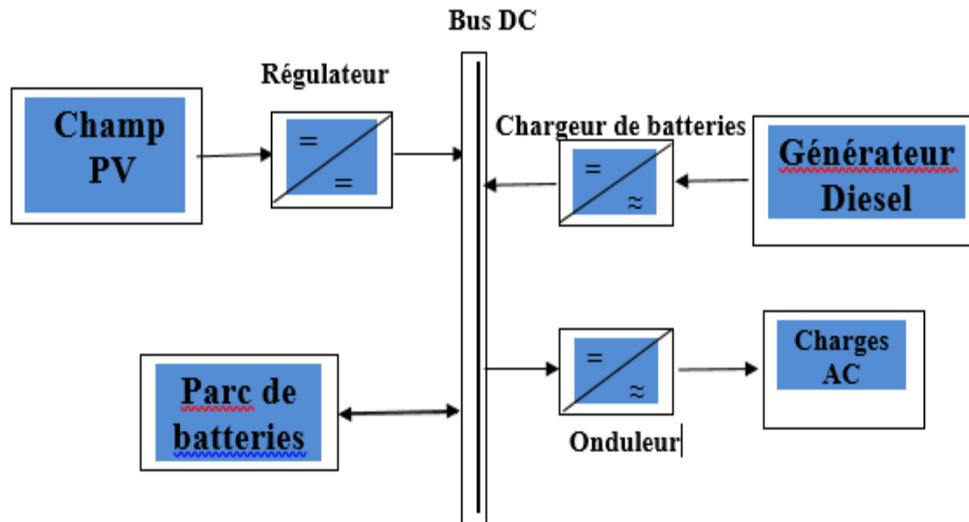


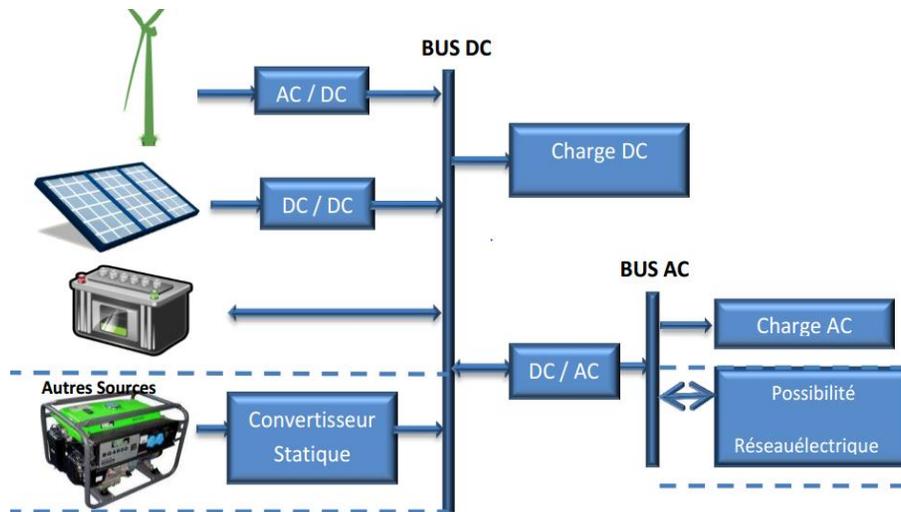
Figure 17 : Système hybride PV / diesel avec batteries

#### 1.8.4 Centrale hybride PV / Eolien / Diesel / Batteries

Les systèmes hybrides sont souvent classés en deux filières selon le type de nœud électrique de couplage et les convertisseurs statiques associés. La première caractéristique est le couplage des sources autour d'un bus commun alternatif AC, la seconde topologie des systèmes hybrides est fondée sur un couplage avec un bus commun continu DC.

Les systèmes hybrides avec couplage autour d'un bus AC sont plus adaptés à une génération distribuée (raccordée au réseau électrique) et sont fréquemment utilisés dans le cas d'une production de grande puissance.

Les systèmes hybrides à configuration de bus commun continu sont adaptés à une génération pilotée de petite puissance. La majorité de ces systèmes sont utilisés en sites isolés où l'énergie est produite et directement consommée en courant continu sur place ou à proximité des générateurs.



**Figure 18 : Système hybride PV - Eolien - Diesel avec Batteries**

Il s'agit d'un système complexe associant différentes sources renouvelables (PV- éolien) ou bien combinées avec des sources conventionnelles (générateur diesel), différents éléments de stockages et différentes charges. Ils permettent la compensation de caractère intermittent des sources renouvelables et offrent un rendement énergétique global élevé. L'intérêt de ce montage est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source. Ils peuvent résoudre en très grande partie de problème de la disponibilité de l'énergie. Un bus DC est commun à toutes les sources. La charge en DC et le parc de batteries sont alimentés par le Bus DC tandis que le Bus AC peut alimenter la charge AC et connecter le système au réseau électrique par exemple.

### **Conclusion:**

Ce chapitre traite le problème de la pauvreté énergétique dans la localité sahélienne de Mongo. Cependant, il existe plusieurs freins et barrières qui entravent le développement de toutes ces technologies. Ces limites sont à la fois naturelles, politiques, techniques et surtout économiques. En particulier, les coûts d'investissement élevés des systèmes d'énergies renouvelables, l'impécuniosité des populations, la complexité des systèmes de crédits bancaires, la rareté progressive des subventions, des dons ou à toutes autres formes d'aide quelconque, le manque d'experts et de gestionnaires locaux sont autant d'éléments qui ne favorisent pas la

réalisation et le développement des projets d'électrification rurale en Afrique subsaharienne en générale et au Tchad en particulier.

Il serait par conséquent judicieux de concevoir de nouveaux systèmes en tenant compte des critères économiques et financiers, afin de dépasser les barrières économiques qui peuvent entraver leur vulgarisation en milieu décentralisé. Le chapitre suivant va nous conduire aux méthodes et dimensionnement du système hybride PV/Eolien/Diesel/Batteries dans la zone d'étude.

# CHAPITRE II : MATERIEL ET METHODES

## Introduction

Un dimensionnement réussi d'un système hybride photovoltaïque-éolienne-diesel-batteries passe par une bonne maîtrise et évaluation de la quantité de rayonnement solaire disponible, évaluation du potentiel de l'énergie éolienne d'un site, le dimensionnement du groupe diesel, le dimensionnement du parc de batteries, ainsi que de la demande énergétique d'une région donnée. Le Tchad situé au Sud du Sahara fait partie des pays qui bénéficient d'un ensoleillement très important du Nord au Sud et l'éolien est intéressant dans la région de Guéra au centre et au Nord du pays où les vitesses du vent sont de l'ordre de 3 à 6 m/s. Mais toutes ces ressources, bien qu'abondantes, n'apparaissent pas au bilan énergétique du pays en raison essentiellement de leur faible niveau d'exploitation. Très peu de ménages tchadiens ont accès à l'électricité. Le taux d'accès à l'électricité au Tchad est de 5% seulement. Il varie de 15% dans la capitale N'Djamena à 2% dans les provinces. Le taux de couverture en électricité au Tchad est très faible et dispose des centrales thermiques alimentées à partir des sources d'énergie fossiles. Ce qui a motivé des recherches dans le but de proposer des solutions pour pallier à ces problèmes [11, 57]. Plusieurs méthodes de quantification du rayonnement solaire et éolienne ont été développées dans la littérature dans le but de proposer des outils fiables, adéquats et plus adaptés à différentes situations rencontrées telles que les types de données disponibles, les résultats escomptés.

La relation d'Angstrom-Prescott est la toute première qui détermine le rayonnement à partir de la durée d'ensoleillement. Cette corrélation nécessite la détermination de deux paramètres inconnus. A la suite, plusieurs méthodes basées sur ce modèle sont développées, en tenant compte de certains paramètres climatologiques influençant sur le rayonnement solaire au sol dans la zone d'étude [58-60], augmentant ainsi le nombre de paramètres du modèle à déterminer.

Le Système Hybride à Energie Renouvelable (SEH) étudié dans cette thèse désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire par une cellule photovoltaïque et de l'énergie cinétique de l'éolienne. Dans cette étude, c'est à l'aide d'une base de données constituée des mesures météorologiques prises à la station de Mongo au pas de l'heure, que nous essayerons d'évaluer le potentiel solaire et éolien de la sous-région.

## 2 Caractérisation de la localité de Mongo

Le Tchad, pays de l’Afrique Centrale couvrant une superficie totale de 1 284 000 km<sup>2</sup>, compte actuellement environ 23 régions. Mongo, Chef-lieu de la région du Guéra est centrée à la latitude de 13,85 et à la longitude de 20,85. Sa population est estimée à 30 000 habitants dans une région qui en compte 300 000.

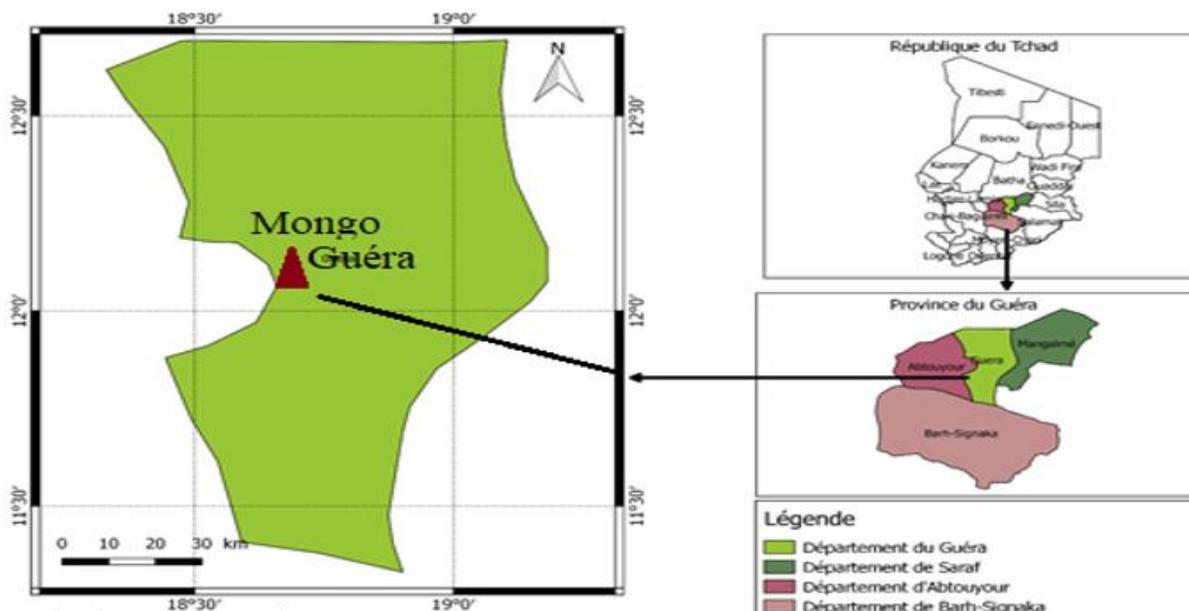


Figure 19 : Carte de la localité de Mongo [20]

La région n’a pas accès au réseau électrique national du pays. La principale énergie consommée est le bois de chauffe et le charbon du bois. Pour l’éclairage et l’alimentation de petits appareils (radio, téléphones, lampes à pétrole, etc.), les habitants de Mongo ont recours à des sources alternatives d’énergie disponibles dans des boutiques locales.

Les prix de vente des différentes sources d’énergie à Mongo sont récapitulés dans le **tableau 2**.

**Tableau 2:** Coûts des sources d'énergie dans la localité de Mongo en 2022.

Différents produits	Coûts (F CFA/unité)
Pétrole lampant (litre)	650
Gasoil (litre)	750
Essence (litre)	700
Grande pile (2,3 Ah ; 1,5 V)	500
Petite pile (0,7 Ah ; 1,5 V)	300
Recharge batterie	500
Bougie	250

Selon les déclarations recueillies lors des études de préfaisabilité pour le projet d'installation de la centrale électrique hybride PV/éolien/Diesel/batteries à Mongo, plus de 97% des ménages souhaitent être raccordés au réseau de distribution dès que la centrale sera installée. A l'issue de ces enquêtes, plusieurs scénarii de courbe de charge ont été proposés.

### 3. Modélisation des éléments du système hybride pour l'étude énergétique

L'étude de système hybride nécessite que l'on prenne en compte l'évolution des grandeurs qui caractérisent ses performances sur une période longue et que l'on utilise des modèles de type « entrée-sortie ». Ces modèles permettent de calculer la puissance électrique produite à partir de la variation de la source d'énergie (solaire ou éolienne). Pour ce faire, il convient d'estimer le potentiel énergétique primaire sur la base des données météorologiques disponibles (vitesse de vent pour le potentiel éolien et irradiation solaire pour le potentiel solaire).

Il arrive que les données disponibles ne soient pas exactement celles dont nous avons besoin en entrée de nos modèles de comportement comme par exemple :

- l'éclairement solaire global est mesuré sur des plans horizontaux alors que les capteurs photovoltaïques sont dans la plupart des cas inclinés par rapport à l'horizontale.
- la vitesse du vent est communément mesurée à 10 mètres au-dessus du sol alors que nous avons besoin de la connaître à la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur.

Il convient donc de convertir les données météorologiques disponibles en données météorologiques « utiles » pour nos modèles.

L'influence du potentiel énergétique primaire sur le comportement du système et sur sa structure même intervient de deux manières :

- Par sa quantité c'est-à-dire par son contenu énergétique, il intervient sur la productivité de chaque sous-système (éolien, photovoltaïque) ;
- Par sa répartition temporelle et la complémentarité des sources d'énergie ; il est souvent souligné que l'absence de soleil s'accompagne de la présence du vent et inversement.

Ainsi, la combinaison d'un convertisseur éolien et d'un convertisseur photovoltaïque devrait garantir un meilleur approvisionnement du consommateur et du réseau électrique avec une puissance fournie plus « lissée » et une réduction de la taille des organes constitutifs du système avec comme conséquence une diminution du coût de production de l'électricité produite.

Ainsi, un site bénéficiant d'un bon potentiel solaire et éolien et d'une bonne complémentarité entre ces deux ressources devrait être propice à l'installation d'un système hybride. Nous allons étudier tour à tour la ressource solaire puis éolienne et nous intéresser à leur complémentarité.

### 3.1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Le système photovoltaïque convertit l'irradiance solaire en électricité. Il est composé de:

- cellules : éléments de base de l'unité collectant la lumière du soleil,
- modules ou panneaux rassemblant un grand nombre de cellules au sein d'une unité,

Quand la lumière atteint la cellule, cela crée un champ électrique à travers les couches, créant ainsi un flux électrique. Plus la lumière est intense, plus le flux électrique est important.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque, la mise en série et en parallèle de module forme un générateur photovoltaïque (GPV). La puissance extraite du générateur PV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule [61].

Un module de 36 cellules fournit une tension appropriée pour charger une batterie de 12V, et pareillement un module de 72 cellules est approprié pour une batterie de 24V (une cellule photovoltaïque produit une tension d'environ 0.6V).

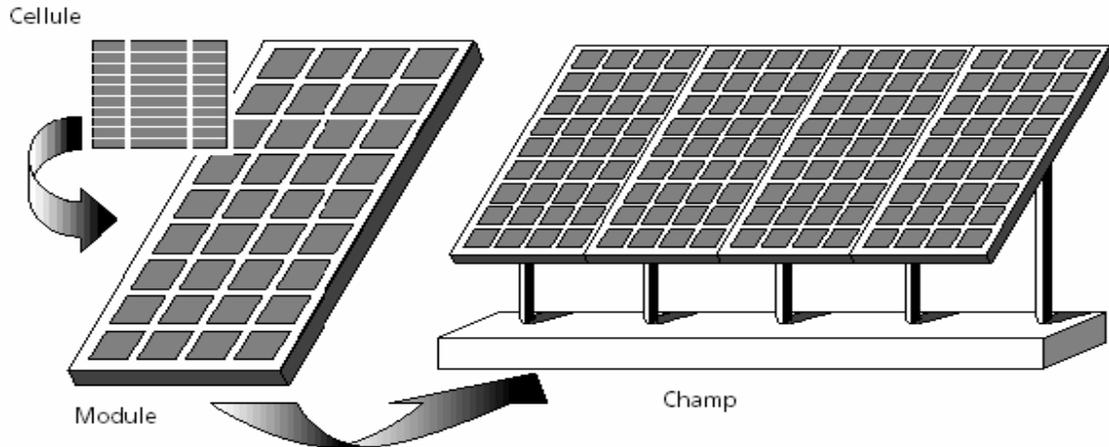


Figure 20 : Présentation d’une cellule, d’un panneau et d’un champ photovoltaïque [60].

### 3.1.1 Rappels sur le gisement solaire

Le “gisement solaire” est la quantité d’énergie solaire qu’un site peut recevoir en une année. Comme pour toutes les applications de l’énergie solaire, une connaissance du gisement solaire est nécessaire à l’étude des systèmes photovoltaïques. Les applications de l’énergie solaire sont nombreuses pour la satisfaction des besoins énergétiques des populations pour son développement. L’utilisation grandissante de l’énergie solaire rend le suivi du rayonnement solaire incident au niveau du sol de plus en plus nécessaire.

### 3.1.2 Données d’irradiation solaire et d’enseillement au Tchad

Partout dans le monde il y a un intérêt grandissant pour l’énergie solaire à cause de l’effet néfaste sur l’environnement de l’utilisation des sources d’énergie fossile.

La conception d’un système photovoltaïque nécessite des données sur l’enseillement reçu sur un plan d’inclinaison donnée. L’intensité du rayonnement reçu est fonction de plusieurs facteurs tels que l’orientation du plan, la latitude du lieu, la saison, des conditions météorologiques (nébulosité, poussières, humidité, etc.), l’heure, etc.

### 3.1.3 Conversion de l'irradiation solaire horizontale en irradiation solaire en plan incliné

La plupart des modules photovoltaïques étant inclinés afin d'accroître la quantité de rayonnement solaire reçue, il convient de convertir les irradiances solaires globales horaires horizontales disponibles en irradiances solaires sur des plans inclinés.

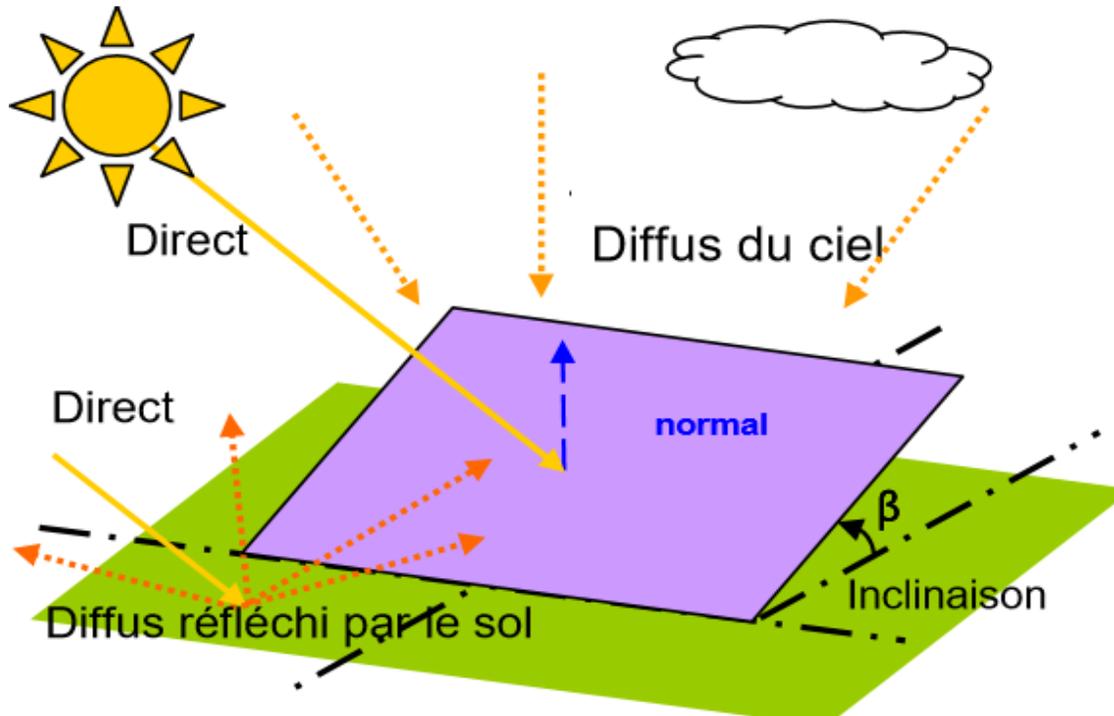


Figure 21: Radiation solaire globale sur un plan incliné [64]

Rappelons brièvement de quoi se compose la radiation solaire globale sur un plan horizontal:

- **Rayonnement direct** : rayonnement solaire quasi-parallèle, provenant du disque solaire et intercepté la plupart du temps par une surface normale à la direction du Soleil. IL est mesuré par un pyréliomètre.
- **Rayonnement diffus** en provenance du ciel : rayonnement solaire reçu par une surface plane quelconque et provenant de tout l'hémisphère vu depuis cette surface à l'exception du disque solaire. On le mesure à l'aide d'un pyranomètre.

Ainsi on a :

$$G = G_b + G_d \quad (1)$$

Où  $G$  est l'irradiation globale horaire horizontale,  $G_b$  l'irradiation directe horaire horizontale et  $G_d$

l'irradiation diffuse horaire horizontale.

Sur une surface inclinée, la radiation globale incidente se décompose en :

- $G_{b,\beta}$  : radiation solaire directe sur un plan incliné d'un angle  $\beta$  ;
- $G_{d,\beta}$  : radiation diffuse du ciel sur un plan incliné d'un angle  $\beta$  ;
- $G_{r,\beta}$  : radiation diffuse réfléchiée par le sol sur un plan incliné d'un angle  $\beta$  et dépend du

coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol  $\rho$  (albédo du sol est supposé égal à 0,2).

- $G_{\beta}$  : radiation globale sur un plan incliné d'un angle  $\beta$  ;

L'irradiation totale  $G_{\beta}$ , reçue sur un plan incliné à un angle  $\beta$  pour une heure, s'exprime par (2)

$$G_{\beta} = G_{b,\beta} + G_{d,\beta} + G_{r,\beta} \quad (2)$$

Pour calculer ces différentes composantes, nous sommes confrontés à quelques difficultés comme:

- nécessité de disposer de mesures d'au moins deux composantes (parmi directe, diffuse et globale) ;
- l'estimation de la composante diffuse du ciel est difficile du fait de l'anisotropie de la distribution du rayonnement diffus et du fait que la surface inclinée ne « voit » pas la totalité du dôme céleste.

Or, la mesure de rayonnement solaire la plus disponible dans le Monde est celle du rayonnement global sur une surface horizontale. Nous avons réalisé des travaux sur l'estimation du rayonnement global horaire sur des plans inclinés à partir de la connaissance de la seule donnée de rayonnement globale horizontale. Pour ce faire, la méthodologie consistait dans un premier temps à calculer l'irradiation diffuse horizontale à partir de l'irradiation globale horizontale, puis de combiner ces deux grandeurs afin d'obtenir l'irradiation solaire globale horaire sur un plan incliné après calcul des chacune des composantes qui la constitue.

A l'aide d'une programmation de l'Excel nous avons obtenu les valeurs de rayonnement total reçu sur un plan incliné ( $\beta = 15^\circ$ ) et est donné par la relation suivante :

$$G_{\beta} = G_b * \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + G_d * \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + G_r * \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \rho \quad (3)$$

D'où

$$G_{b,\beta} = G_b * \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (4)$$

$$G_{d,\beta} = G_d * \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \quad (5)$$

$$G_{r,\beta} = G_r * \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \rho \quad (6)$$

Avec :  $\Theta$  représente l'angle d'incidence donné par la relation :

$$\cos\theta = \cos(\varphi - \beta)\cos\delta * \cos\omega + \sin(\varphi - \beta)\sin\delta \quad (7)$$

$\Theta_z$  représente l'angle de zénith.

### 3.1.4 Relations entre les rayonnements global, diffus et la durée d'ensoleillement au Tchad

Pour étudier le gisement solaire (global et diffus) reçu dans plusieurs localités de la région sahélienne du Guéra pendant une année-type, nous allons choisir quatre villes.

Le Tchad est divisé en trois grandes zones climatiques à savoir au Nord, le climat est du type saharien, au centre le climat est du type sahélien et au sud le climat est du type soudanien (**figure2**).

Les quatre villes choisies dans cette étude se situent dans la zone climatique sahélienne au centre du pays et leurs coordonnées géographiques sont données dans **le tableau 3**. La **figure 1** donne un aperçu général.

**Tableau 3:** coordonnées géographiques des zones d'études

Coordonnées/villes	Abéché	Bitkine	Mongo	N'Djamena
Latitude (°)	13.85	11.98	12.18	12.11
Longitude (°)	20.85	18.21	18.68	15.05
Altitude (m)	545	467	424	298

Les données des différentes composantes du rayonnement solaire utilisées sont issues de la base de données CAMS en absence des données mesurées par les stations météorologiques et radiométriques des localités choisies. Elles ont été prises sur une durée de dix ans (2010-2020) et pour une résolution temporelle d'une heure. Ensuite, les moyennes journalières et mensuelles sont calculées. Les données sur la durée d'ensoleillement utilisées sont issues des tableaux

climatologiques de chacune des villes pour une résolution temporelle d'un mois. Les données sont prises sur des périodes variables selon les villes et les années ayant des données manquantes ne sont pas considérées pour éviter les biais dans les calculs. Ainsi, nous avons considéré à Abéché (1971-2002) 14 années, Bitkine (1974-2002) 21 ans, Mongo (1991-2002) 10 ans et Ndjamena (1995-2004) 10 ans.

### 3.1.4.1 Méthodologie

Les modèles d'estimation du rayonnement solaire au sol à partir de la durée d'ensoleillement sont basés sur la relation empirique d'Angstrom-Prescott où les paramètres sont estimés. Dans ce papier, cette relation empirique est utilisée tout en faisant extension jusqu'à l'ordre trois comme certains auteurs dans la littérature [8] c'est-à-dire un modèle de régression polynomiale de 1<sup>er</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> ordre. Les coefficients de ces modèles sont ensuite estimés par la méthode des moindres carrés ordinaires. Seuls les modèles ayant un bon coefficient d'ajustement sont pris en compte et présentés. Ces paramètres estimés tiennent compte de la variabilité du climat propre à chaque ville considérée. Ainsi pour chaque ville, plusieurs nouvelles corrélations sont développées. La précision de chacun des modèles est mesurée à partir des indicateurs statistiques utilisés pour comparer l'écart entre les valeurs estimées de chacune des corrélations et les données issues de la base de données CAMS prises comme les données de référence en l'absence des données mesurées par les stations radiométriques. En fin, ces nouvelles corrélations sont aussi comparées à celles sélectionnées dans la littérature pour apprécier leurs efficacités.

### 3.1.4.2 Modèles et calcul des grandeurs

La multiplicité des modèles d'estimation conduit à une sélection des plus pertinents selon le contexte climatique et l'utilisation. Les modèles choisis ci-dessous ont été développés et utilisés dans les climats similaires à ceux considérés dans ce papier. Ils sont présentés dans le tableau 4. La connaissance de la durée théorique du jour et de l'irradiation solaire hors atmosphérique est indispensable. Elles sont calculées respectivement à partir des relations (8) et (9) données par :

$$N = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (8)$$

$$H_o = \frac{24}{\pi} I_o \left( 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360}{365} j \right) \right) \left( \cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \left( \omega_s \frac{2\pi}{360} \right) \sin \varphi \sin \delta \right) \quad (9)$$

$$\text{Avec : } \delta = 23.45^\circ \sin\left(\frac{360}{365}(284 + j)\right) \quad (10)$$

$\delta$  est la déclinaison solaire et  $j$  le nombre de jour de Klein. La latitude du lieu est définie par  $\varphi$ .

L'angle horaire  $\omega_s$  au coucher du soleil est calculé à partir de la relation [65] :

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (11)$$

$I_o$  étant la constante solaire exprimée en  $W/m^2$  et  $H_o$  en  $Wh/m^2.j$ .

Toutes les grandeurs calculées  $H, H_d, H_o, n$  et  $N$  sont respectivement les moyennes mensuelles des rayonnements global, diffus, extra-atmosphérique journalier, de la durée d'insolation et durée théorique du jour en considérant le nombre de jours recommandés par Klein [66]. La forme générale de la relation d'Angstrom-Prescott est :

$$\frac{H}{H_o} = \alpha + \beta \frac{s}{N} \quad (12)$$

Qui peut s'écrire encore comme:

$$\frac{H}{H_o} = f\left(\frac{s}{N}\right) \quad (13)$$

**Tableau 4:** les modèles choisis dans la littérature

Modèle	Rayonnement global [56]	Rayonnement diffus [67]
1	$\frac{H}{H_o} = 0.30 + 0.40 \frac{s}{N}$	$\frac{H_d}{H} = 0.958 - 0.982 \frac{H}{H_o}$
2	$\frac{H}{H_o} = 0.18 + 0.62 \frac{s}{N}$	$\frac{H_d}{H} = 0.9885 - 1.4276 \frac{H}{H_o} + 0.5679 \left(\frac{H}{H_o}\right)^2$
3	$\frac{H}{H_o} = 0.1 + 0.874 \frac{s}{N} - 0.225 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H_d}{H} = 1.3903 - 4.0273 \frac{H}{H_o} + 5.5315 \left(\frac{H}{H_o}\right)^2 - 3.108 \left(\frac{H}{H_o}\right)^3$
4	$\frac{H}{H_o} = 0.16 + 0.87 \frac{s}{N} - 0.61 \left(\frac{s}{N}\right)^2 + 0.34 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H_d}{H_o} = 0.2593 - 0.0978 \frac{s}{N}$
5	$\frac{H}{H_o} = 0.1332 + 0.6471 \frac{s}{N}$	$\frac{H_d}{H_o} = 0.2205 - 0.0126 \frac{s}{N} - 0.1292 \left(\frac{s}{N}\right)^2$
6		$\frac{H_d}{H_o} = 0.2427 - 0.0933 \frac{s}{N} + 0.1846 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 0.2184 \left(\frac{s}{N}\right)^3$

### 3.1.4.3 Indicateurs statistiques

Différentes méthodes statistiques permettent de faire le choix entre plusieurs modèles en calculant leurs erreurs, leurs degrés de précision et leurs significativités à un seuil défini. Ces méthodes constituent des critères de choix et de sélection des modèles. Cinq de ces méthodes sont utilisées à savoir, la somme du carré de l'erreur relative (SSRE), l'erreur de biais moyenne (MBE), l'erreur moyenne en pourcentage (MPE), l'erreur quadratique moyenne (RMSE), le t-statistique (t-stat) et le coefficient de corrélation (r). De toutes ces méthodes, plus les valeurs tendent vers zéro, plus le modèle est meilleur.

**a. La somme du carré de l'erreur relative (SSRE)**

Cette méthode statistique calcule la somme du carré des différences successives entre les valeurs estimées et celles mesurées tout au long de l'année. Elle est donnée par l'équation :

$$SSRE = \sum_1^n \left( \frac{H - H_m}{H_m} \right)^2 \quad (14)$$

Dans laquelle n est le nombre d'observation  $H_m$  la valeur mesurée et H la valeur estimée par le modèle.

**b. L'erreur de biais moyenne (MBE)**

Une méthode statistique très utilisée pour fournir des informations à long terme sur la performance des modèles comparant l'écart réel entre les différences successives des valeurs estimées et celles mesurées. La relation permettant son calcul est [68] :

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_1^n (H - H_m) \quad (15)$$

**c. L'erreur moyenne en pourcentage (MPE)**

Comme son nom l'indique, elle calcule l'erreur moyenne relative en pourcentage (%). Elle est donnée par:

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_1^n \left( \frac{H - H_m}{H_m} 100 \right) \quad (16)$$

**d. L’erreur quadratique moyenne (RMSE)**

Contrairement à la méthode statistique MBE, elle fournit des informations à court terme sur la performance des modèles comparant l’écart réel entre les différences successives des valeurs estimées et celles mesurées. La relation est donnée par :

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_1^n (H - H_m)^2} \quad (17)$$

**e. Le Coefficient de corrélation**

Le coefficient de corrélation donne une mesure de l’intensité et du sens de la relation linéaire entre deux les valeurs estimées par un modèle et les valeurs mesurées. Il est compris entre -1 et 1. Plus sa valeur est proche de 1 plus la relation linéaire positive entre les valeurs est forte. Plus le coefficient est proche de -1, plus la relation linéaire négative est forte. Enfin, plus la valeur est proche de 0 plus la relation linéaire entre les valeurs estimées et celles mesurées est faible. La relation permettant de le calculer est [69] :

$$r = \frac{\sum_1^n [(H - \bar{H})(H_m - \bar{H}_m)]}{\sqrt{\left[ \sum_1^n (H - \bar{H})^2 \right] \left[ \sum_1^n (H_m - \bar{H}_m)^2 \right]}} \quad (18)$$

**f. Le t-statistique (t-stat)**

Dans les travaux antérieurs, les chercheurs utilisent le plus les indicateurs MBE et RMSE pour évaluer la performance d’un modèle. Stone dans ses travaux a utilisé les indicateurs MBE et RMSE pour proposer un indicateur fiable d’évaluation de la significativité d’estimation d’un modèle [70]. Cette significativité se fait à un niveau de confiance précis. La valeur de t-stat calculée est comparée à celle de t-critique obtenue à partir de la table de loi statistique.

$$t - stat = \left[ \frac{(n-1)MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right]^{1/2} \quad (19)$$

L’estimation est statistiquement significative lorsque le t-stat est inférieur au t-critique.

### 3.1.5 Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Dans la littérature, on trouve deux types de modèles photovoltaïques : les modèles électriques et énergétiques. Le modèle électrique est un modèle équivalent à une diode ou deux diodes (plus complexe à mettre en œuvre). Dans cette approche le courant fourni et la tension aux bornes du module sont calculés à partir de l'éclairement solaire reçu, de la température ambiante. Il peut être appliqué dans des études de processus de courte durée, lorsqu'il est nécessaire de connaître les grandeurs électriques ou de calculer la puissance de sortie du système photovoltaïque. Le modèle énergétique utilise la notion de rendement de conversion. Ces modèles ne peuvent être utilisés que pour des études énergétiques de l'installation photovoltaïque, parce qu'ils permettent de déterminer la puissance de sortie mais pas la tension et le courant. Certains auteurs simplifient les calculs en utilisant une valeur fixe du rendement.

#### 3.1.5.1 Cellule photovoltaïque idéale.

Le modèle à une diode est le modèle le plus classique de la littérature [71]. Il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, deux résistances (série et shunte) pour les pertes.

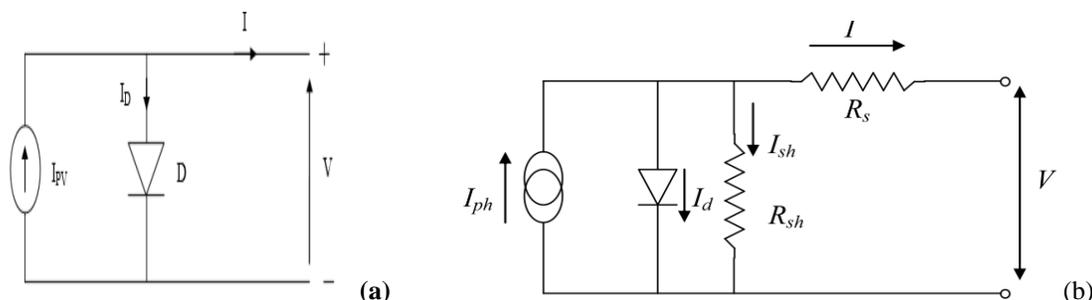


Figure 22 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode [71].

La figure 22a montre le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque dont la caractéristique I-V est décrite mathématiquement par l'équation :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{aKT}\right) - 1 \right] \quad (20)$$

Où  $I_{ph}$  est le photocourant,  $I_0$  le courant de saturation de la diode,  $a$  le facteur d'idéalité,

( $K = 1,38.10^{-23}$  J/K) la constante de Boltzmann, T la température de la cellule, q ( $1,6.10^{-19}$  C) la charge de l'électron.

La **figure 22b** qui représente le circuit électrique équivalent d'une cellule PV prenant en compte les résistances parasites qui vont influencer sur la caractéristique I-V d'une cellule:

- la résistance série ( $R_s$ ) qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi-conducteur;
- la résistance parallèle dite shunt ( $R_{sh}$ ) ou de fuite provient des courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des impuretés [72].

En utilisant la loi de Kirchhoff à la **figure 36**, on obtient l'équation caractéristique I-V suivante :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{akt} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (21)$$

### 3.1.5.2 Cellule photovoltaïque à Deux diodes

Dans ce modèle, une diode supplémentaire est ajoutée en parallèle à celui d'une cellule à une diode. Ce modèle apporte une meilleure précision tout en rendant la modélisation plus complexe. Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation  $I_{01}$  et  $I_{02}$ , et les facteurs de diode  $a_1$  et  $a_2$ . Une source de courant produit un photo-courant  $I_{ph}$ , qui dépend de l'éclairement solaire.

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{a_1 kt} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{a_2 kt} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (22)$$

Une partie de ce courant traverse les deux diodes à cause de la recombinaison des porteurs de charge. La perte de courant dans la cellule pour de faibles rayonnements, est caractérisée par la résistance parallèle ( $R_{sh}$ ).  $R_s$  est la résistance série à travers laquelle se développe la perte de tension proportionnelle au courant I.

### 3.1.5.3 Poursuite du point de puissance maximum (MPPT)

#### a. Equation et caractéristique I-V d'un module

Lorsque les cellules sont identiques, la tension aux bornes du module est la somme des tensions aux bornes de toutes les cellules mises en série. Le courant circulant dans un module est le même qu'on trouve dans les cellules et groupe de cellules.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{q(V+I.R_s)}{N_s.A.K.T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (23)$$

Où  $N_s$  est le nombre de cellules en série dans un module ;  $R_s$  et  $R_{sh}$  les résistances série et shunt du module.

La **figure 23** montre l'allure des courbes caractéristiques I-V et P-V d'un module polycristallin.

L'exploitation de l'énergie solaire présente un potentiel énorme. C'est dans cette optique que sont conçus les panneaux photovoltaïques. Même s'il est connu que les rendements sont relativement peu élevés (de l'ordre de 30 à 40%), la recherche de la puissance maximale est nécessaire. Or, les panneaux photovoltaïques sont soumis à des conditions changeantes au niveau de l'ensoleillement et de la température qui modifie la puissance extractible.

En effet, sous ces conditions changeantes, la puissance extractible est variable et fonction de la tension (ou du courant) imposée aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est donc nécessaire que le système d'exploitation s'adapte pour extraire le plus de puissance possible : c'est ainsi que naît en quelque sorte l'idée de MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Les premières utilisations de MPPT remontent à 1968 dans le cadre d'applications spatiales ayant pour générateur électrique des panneaux solaires photovoltaïques [73].

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque (PV), de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance.

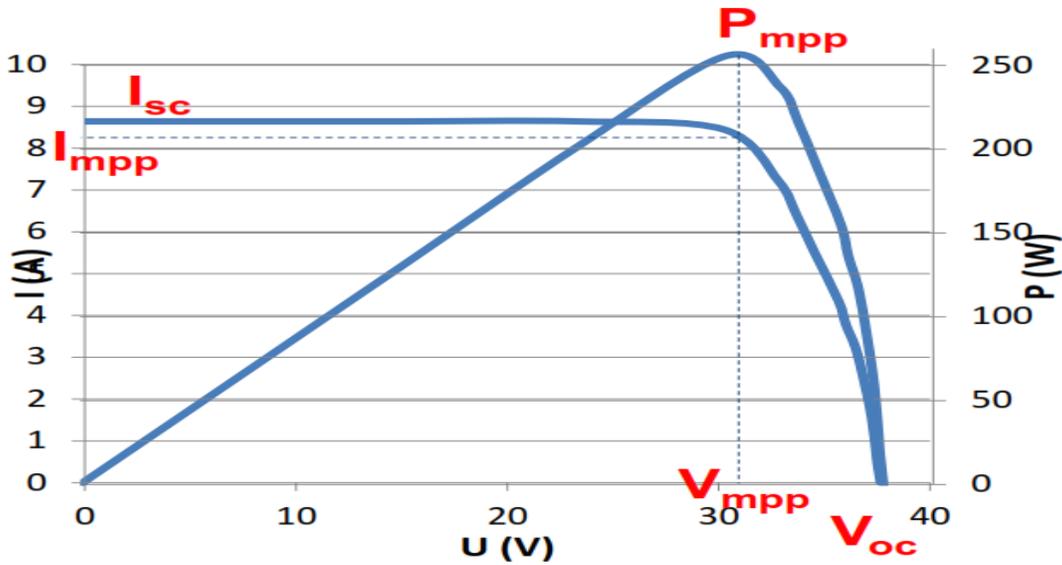


Figure 23 : Caractéristique des courbes I-V et P-V d'une cellule

Ainsi, quelles que soient les conditions météorologiques (température et irradiation) et quelle que soit la tension de la charge (charge résistive ou batterie), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum ( $V_{max}$ ,  $I_{max}$ ). Pour cela, plusieurs systèmes ont été publiés dans la littérature. **La figure 23** nous montre comment on détermine la commande MPPT.

Avec:

- $I_{SC}$  = Courant de court-circuit
- $V_{OC}$  = Tension de circuit ouvert
- $P_{mpp}$  = Puissance maximale
- $I_{mpp}$  = Courant au point de puissance maximale
- $V_{mpp}$  = Tension au point de puissance maximale
- $FF$  = Facteur de forme :

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{SC} * V_{OC}} \quad (24)$$

- $\eta$  = Rendement :

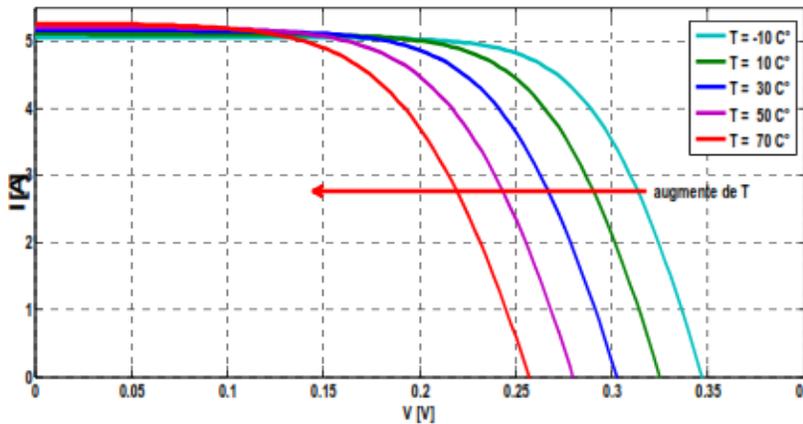
$$\eta = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{E} \quad (25)$$

L'utilisation optimale d'une photopile consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale et à un courant c'est-à-dire au point de puissance maximale  $P_{mp}$ . La puissance maximale  $P_{mp}$  est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement, on parle de puissance crête  $P_c$  [Wc].

**b. Influence de la température**

La température a un impact important sur les performances des cellules cristallines et donc sur le module, la conception et la production des panneaux et des systèmes.

On remarque que la température influe peu sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue d'environ 0,5% pour chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au-dessus de 25°C.

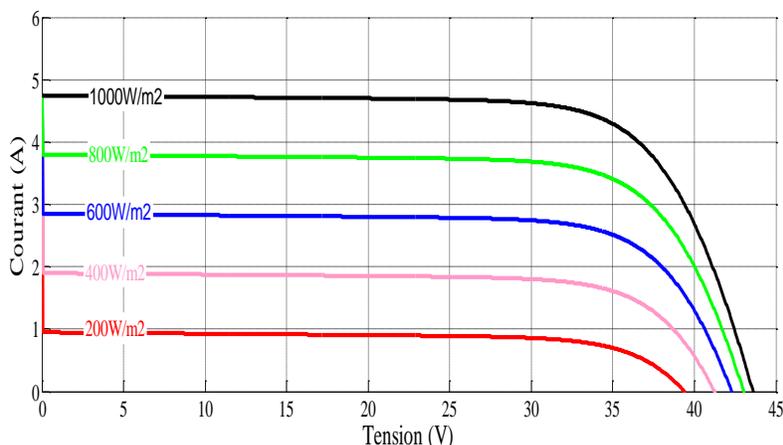


**Figure 24 : Influence de la température sur la tension de circuit ouvert (VOC).**

**c. Influence de l'éclairement**

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Mais tous les paramètres ne sont pas affectés de la même manière.

Des courbes de la **figure 25**, on constate que le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement. La tension quant à elle, est faiblement influencée par une variation d'éclairement.



**Figure 25 : Courbe I-V sous diverses intensités de rayonnement d'un module.**

De la **figure 25**, on constate que le PPM change avec l'éclairement, ce qui provoque le changement de la tension à la sortie du panneau.

### 3.1.5.4 Le dimensionnement d'un générateur PV

Le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre la puissance crête du champ de panneaux solaires et la capacité de batterie associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, des données d'ensoleillement du site d'autre part et du prix et de la qualité des composants dont on peut disposer sur le marché. La détermination de la taille des composants doit permettre de garantir une fourniture d'énergie tout au long de l'année ou éventuellement sur une période déterminée.

Dans le but de déterminer l'équilibre idéal entre les besoins énergétiques et la puissance produite, il est impératif de déterminer certains paramètres.

La puissance crête du champ PV peut être donnée par la relation (26). Ce calcul est effectué en considérant le mois le plus défavorable :

$$P_c = \frac{E_{ch}}{K \cdot E} \quad (26)$$

Avec  $E_{ch}$  la consommation (Wh/j); k: facteur de correction englobant les divers rendements ainsi; E l'irradiation journalière sur le plan de module (KWh/m²/j).

Le choix de la tension d'utilisation d'un système PV est plus ou moins influencé par la valeur de la puissance crête du champ :

- 12 V pour  $0 < P_c < 1000 W_c$  ;
- 24 V pour  $1000 W_c < P_c < 2000 W_c$  ;
- 48 V pour  $P_c > 2000 W_c$  .

### 3.1.5.5 Choix de la puissance requise de l'onduleur

Certaines utilisations de l'énergie solaire se font en courant alternatif. Au Tchad, l'utilisation de l'énergie produite se fait en courant alternatif. Il est donc nécessaire de convertir le courant continu en courant alternatif, au moyen d'un onduleur.

D'autre part, pour convertir l'énergie continue produite par les panneaux solaires en alternatif, il nous faudra choisir un onduleur qui puisse supporter la forte différence de potentiel du champ PV vue sa puissance crête (kWc).

La taille de l'onduleur dépendante de la charge d'utilisation, est calculée par la relation (27) :

$$P_{ond,n} = \frac{P_L}{\eta_{ond} * \cos\rho * k_{lost}} \quad (27)$$

Avec  $P_L$  La puissance totale appelée;  $\cos\rho$  le facteur de puissance (0,9);  $k_{lost}$  le coefficient de réduction dû aux pertes de transport (0,85).

### 3.1.5.6 Calcul de la puissance d'un module requise

La détermination de la puissance crête du champ de panneaux revient à déterminer le nombre total de modules c'est-à-dire le nombre de cellules connectées (ou de modules) en série multiplié par le nombre de branches en parallèle.

$$N_T = N_s * N_p \quad (28)$$

Ou encore le nombre total de module peut aussi être déterminé par (92) :

$$N_T = \frac{P_T}{P_{mod}} \quad (29)$$

Avec  $P_T$  est la puissance du champ de panneaux photovoltaïque et  $P_{mod}$  est le module PV d'une puissance crête.

Le nombre de modules mis en série  $N_s$  est déterminé par la relation (30):

$$N_s = \frac{V_{pv}}{V_{mod}} \quad (30)$$

Avec  $V_{pv}$  : tension d'utilisation et  $V_{mod}$  : tension d'un module PV

Le nombre de branches est déterminé par la relation (31):

$$N_p = \frac{N_T}{N_S} = \frac{P_T}{N_S \cdot P_{mod}} \quad (31)$$

Pour tenir compte des différentes pertes subies le long de la chaîne de transformation, nous nous proposons d'optimiser la puissance du champ PV de 10%.

$$P_T = P_T + 10\%P_T \quad (32)$$

### 3.1.5.7 Dimensionnement des câbles

Avant de calculer toutes les sections de câble, il est impératif de faire un plan électrique global de l'installation. Il faudra prévoir l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour déterminer les distances modules-régulateurs, régulateurs-batteries, batteries-onduleurs et onduleurs-récepteurs et de même pour l'éolienne. La condition primordiale est que la chute de tension dans les câbles doit être inférieure à 3%. Les câbles principaux doivent être dimensionnés et connectés en respectant certains critères essentiels pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique à savoir :

- Supporter une tension de  $1.15 \times$  la tension de circuit ouvert (isolation)
- Adapter la capacité du câble au transport du courant DC
- Sécurité contre les surintensités en cas d'incident ou de court-circuit.

La section du câble sera donc la valeur supérieure standard la plus près de la valeur calculée.

### 3.1.5.8 Dimensionnement du régulateur

Le régulateur est dimensionné en fonction des paramètres de tension et courant d'entrée (champ PV) et de sortie (parc de batteries).

En effet, la tension d'entrée du régulateur doit être égale à la tension nominale du champ PV. Le courant d'entrée du régulateur est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter à un instant donné. La tension de sortie du régulateur doit être égale à la tension du parc

de batteries. Néanmoins, le choix d'une technologie de stockage (électrochimique, par exemple) dépend d'un certain nombre de critères à considérer :

la puissance disponible ; le nombre de cycles et profondeur de décharge ; la sécurité du système; la densité de stockage ; la maturité de la technologie ; le coût (investissement, fonctionnement et maintenance), etc.

### 3.1.5.9 Calcul de la capacité de batterie requise

Le rôle premier de la batterie est de stocker l'énergie en période de fort ensoleillement et de la restituer en période de faible ensoleillement. La capacité minimale pour satisfaire cette fonction peut être calculée simplement :

$$C_n = \frac{P.t}{V} \quad (33)$$

Avec P est la puissance totale de la plateforme ; t le temps de la décharge ; V la tension à l'entrée de l'onduleur. En optimisant cette capacité de 10%, pour tenir compte des pertes, on a :

$$C_T = C_n + 10\% C_n \quad (34)$$

D'où  $C_T$  s'exprime en ampère heure (Ah)

D'autre part sachant que la capacité nominale d'une batterie est de  $C_o$  Ah (voir fiche technique), nous pouvons déterminer le nombre branches de batteries en parallèle :

$$N_p = \frac{C_T}{C_o} \quad (35)$$

Soit  $N_p$  = branches.

Le nombre de batteries mises en série ( $N_s$ ) est déterminé par le rapport de la tension à l'entrée de l'onduleur (V) sur la tension d'une batterie ( $V_o$ ) :

$$N_s = \frac{V}{V_o} \quad (36)$$

Soit  $N_s$  = batteries en série.

## 3.2 Généralités sur les éoliennes

### 3.2.1 Historique

L'énergie éolienne est l'une des plus vieilles énergies de la terre. Le vent fut utilisé pendant plusieurs siècles pour la propulsion des navires, jusqu'à ce que WATT ait inventé le moteur à vapeur dans le dix-huitième siècle [28].

Trois siècles Avant Jésus Christ, l'Égyptien HERO d'Alexandrie avait décrit une simple turbine éolienne à axe horizontal à quatre pales. Ce n'est qu'en 1890 au Danemark que les éoliennes seront utilisées pour créer de l'énergie électrique.

Malheureusement, le marché de l'énergie éolienne est freiné dans son développement pendant une grande partie du vingtième siècle en raison de la forte consommation de pétrole et de charbon. Dans les années 70, les premiers chocs pétroliers et l'augmentation brutale du prix des énergies fossiles redonnent un nouveau souffle à l'énergie éolienne [28-30].

### 3.2.2 Système éolien

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisé à travers un multiplicateur de vitesse de rotation.

Le système est composé d'une éolienne (aérogénérateur) et de batteries avec régulateur de charge.

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

Les éoliennes à axe vertical (**figure 26**) ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessible [30].



**Figure 26 : Eolienne à axe vertical: Savonius et Darrieus [30]**

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent comme montré sur la **figure 27**. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie son efficacité.

Dans ce travail, nous allons plutôt utiliser le second type. Il s'agit d'aérogénérateurs tripales à rotation rapide. Ce sont les machines les plus répandues actuellement du fait de leur rendement supérieur à celui de toutes les autres machines et de leur conception simple. De plus, ces aérogénérateurs peuvent suivre la direction du vent et sont silencieux [30-31]. Cet aérogénérateur est composé de :

- 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.



Figure 27 : Eolienne à axe horizontal [12].

**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. Sa puissance peut atteindre jusqu'à 5 MW. 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. Ces supports peuvent être autoporteurs, haubanés, rabattables, carénés ou à treillis. Les fondations sont en béton armé.

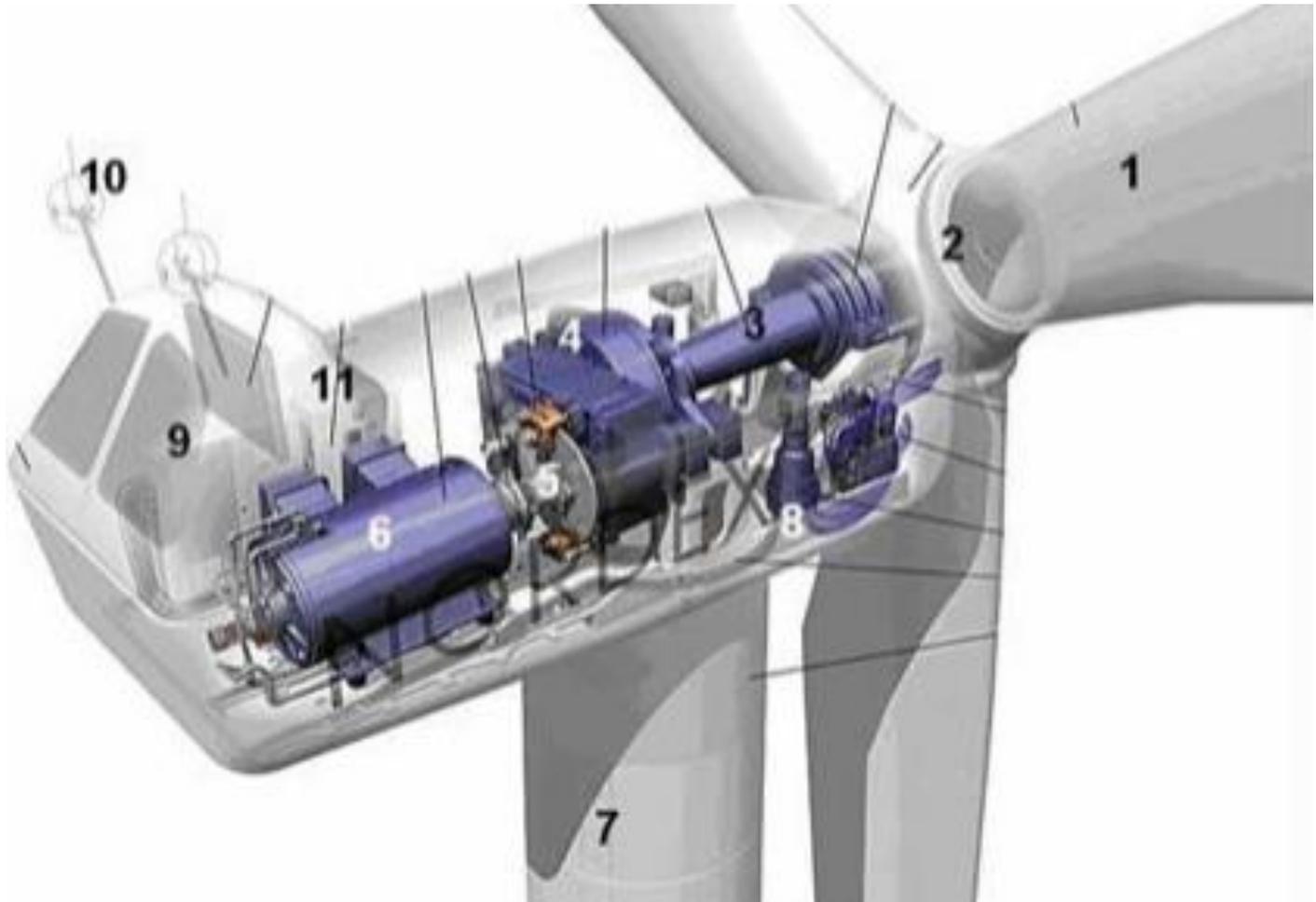
**8. Le système d'orientation de la nacelle** : c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.

**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.** Au pied du mât se trouve un transformateur.



**Figure 28 : Différentes parties de l'éolienne [12]**

Le système éolien est non polluant et constitue un bon complément du système photovoltaïque. Il est bien adapté pour les sites isolés ventés. Cependant, certaines limites sont à prendre en considération :

- La sécurité : le mât doit être robuste et l'éolienne bien fixée pour éviter les accidents. Dans les régions froides, la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes, causer de fortes vibrations et être projetée à grande distance. De même l'obligation, pour le propriétaire ou

les personnes chargées de l'entretien, de grimper sur les tours des éoliennes peut engendrer un risque. Il faut également prendre des précautions particulières pour que les enfants n'aient pas accès à l'installation.

- Le coût : il reste encore élevé en comparaison avec celui des panneaux. Cela va être confirmé avec l'évaluation économique ci-dessous.
- Climat extrême : dans certaines parties du pays, le climat extrême met les systèmes éoliens à rude épreuve et de telles conditions sont susceptibles d'engendrer des problèmes de fonctionnement et de durabilité.
- Voisins : avant de faire l'acquisition d'un système éolien, il faut discuter avec ses voisins de la présence d'une éolienne à proximité de chez eux. Ils risquent d'être préoccupés aussi bien par la taille du système que par le bruit qu'il produit.
- Corrosion : l'installation du système dans les régions côtières expose certaines pièces à la corrosion.
- Restrictions dues au zonage et à d'autres obstacles juridiques potentiels : l'administration municipale doit pouvoir fournir les renseignements concernant les restrictions émises, quant au niveau sonore de l'installation et à la hauteur permise des tours, par exemple.
- Faune ailée locale : les systèmes de grande taille doivent être conçus de manière à ce que les oiseaux ne puissent s'y percher ou y construire leurs nids, et pour réduire au minimum les dangers potentiels qu'ils encourent, il faut éviter d'installer le système éolien sur un parcours migratoire ou à un endroit où de nombreux oiseaux font leurs nids ou se nourrissent.
- Interférences électromagnétiques : les systèmes éoliens produisent parfois des interférences électromagnétiques qui compromettent la réception des programmes radiophoniques ou de télévision. Ces problèmes sont habituellement causés par le générateur, l'alternateur ou des pales métalliques. On peut remédier à la situation en installant des pièces blindées, munies de filtres, ou fabriquées en bois, en plastique ou en fibre de verre.
- Connaissances techniques et entretien : le propriétaire doit assurer l'entretien du système éolien de façon régulière pour en augmenter la durée de vie du système et approcher une longévité proche de celle des panneaux.

- Les assurances, les normes de construction et les restrictions aux actes de propriété sont autant de facteurs dont il faut également tenir compte.

### 3.2.3 Régulation mécanique de la vitesse d'une éolienne

L'éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent c'est-à-dire le fluide en mouvement, en énergie mécanique. Cette dernière est disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières :

- Soit directement pour entraîner par exemple une pompe de relevage d'eau.
- Soit pour entraîner une génératrice électrique. Dans le cas de production d'énergie électrique.

On peut distinguer deux types de configuration:

- ✓ L'énergie est stockée dans des accumulateurs en vue de son utilisation ultérieure.
- ✓ L'énergie est utilisée directement par injection sur un réseau de distribution.

On constate ainsi les applications électriques de l'énergie éolienne. D'une part, la complémentarité avec les moyens traditionnels de production, comme les centrales thermiques classiques ou nucléaires et les barrages pour des régions disposant d'une infrastructure existante.

Il est particulièrement intéressant de souligner les possibilités offertes par l'énergie éolienne en ce qui concerne le désenclavement de régions peu urbanisées comme le Tchad et ses applications dans les pays en voie de développement.

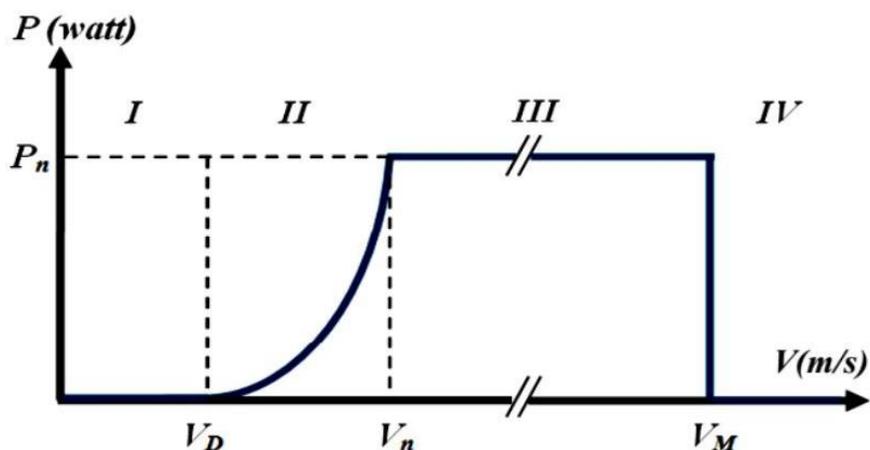
Pour pouvoir démarrer, une éolienne a besoin d'une vitesse de vent minimale, de l'ordre de 2,5 à 4 m/s. Et au-delà de 25 m/s, les turbines s'arrêtent de tourner. Compte tenu du faible gain relatif sur la production que représente un fonctionnement par vent fort, les ingénieurs préfèrent, dans ces conditions, stopper les machines et attendre le retour de vents plus modérés et plus réguliers. Si les éoliennes ne fonctionnent pas au-delà d'une vitesse de vent de 25 m/s, leurs fondations n'en sont pas moins conçues pour résister à des vents beaucoup plus importants. La puissance d'une éolienne classique est de 1 à 1,5 MW, mais les éoliennes de la nouvelle génération atteignent 2 à 3 MW et des modèles de 5 MW sont d'ores et déjà testés par les constructeurs [36].

**Tableau 5:** Classification des éoliennes [73].

Classification des éoliennes	Diamètre	Puissance (W)
Petites éolienne	Entre 0,5 m et 20 m	Inférieur à 100 kW
Moyenne éolienne	20 m et 50 m	100 kW à 1 MW
Grande éolienne	50 m à 100 m	Plus de 1 MW

La courbe de puissance convertie d'une turbine, généralement fournie par les constructeurs, qui permet de définir quatre zones de fonctionnement (**figure 29**) pour l'éolienne suivant la vitesse du vent [39].

- $V_D$ : Vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs,  $V_D$  varie entre 2.5 m/s et 4 m/s pour les éoliennes de forte puissance.
- $V_n$ : Vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice Suivant les constructeurs.
- $V_M$ : Vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes,  $V_M$  vaut 25 m/s.



**Figure 29 :** Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [73].

**Zone I:  $V < V_D$  :** La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

**Zone II:**  $V_D < V < V_n$ : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

**Zone III:**  $V_n < V < V_M$ : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine ( $P_n$ ). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

**Zone IV:** le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie [42].

### 3.2.4 Traitement des mesures de la vitesse du vent pour l'évaluation du potentiel éolien dans les villes de Mongo et Abéché au Tchad.

#### 3.2.4.1 Introduction

L'éolien est intéressant dans la région du Guéra au Centre et de Ouaddaï à l'Est du pays où les vitesses du vent sont de l'ordre de 3 à 6 m/s. Plusieurs régions tchadiennes en considérant la **figure1** sont susceptibles de faire l'objet d'études approfondies dans le but de proposer des solutions plus prometteuses afin d'envisager une possibilité d'exploitation de l'énergie éolienne. Plusieurs méthodes d'estimation du potentiel éolien ont été développées dans la littérature dans le but de proposer des outils fiables, adéquats et plus adaptés à différentes situations rencontrées [34-38]. La connaissance des caractéristiques de la distribution de la vitesse du vent dans les sites d'implantation d'un projet éolien est indispensable non seulement pour l'évaluation du potentiel éolien et la sélection des sites favorables, mais également pour le dimensionnement des centrales éoliennes et le choix approprié des aérogénérateurs [39]. Les fonctions d'ajustements les plus utilisées sont celles de Weibull et Rayleigh. Une attention particulière a été apportée à la loi de Weibull parce qu'il s'est avéré que cette méthode s'adapte beaucoup mieux pour la plupart des régimes de vent dans le monde [40-44]. Ainsi donc, pour évaluer le potentiel de l'énergie éolienne d'un site, il est important d'exprimer la distribution de la fréquence de la vitesse du vent [45]. A Garoua au Cameroun pour faire le choix des aérogénérateurs, les auteurs [32] ont évalué le potentiel éolien sur le site d'étude. Il en est de même sur un site dans la région côtière du Bénin pour la production électrique. Afin d'optimiser l'exploitation des parcs éoliens, certaines mesures doivent être prises en compte. En effet, un mauvais choix de certains paramètres pourra porter préjudice à une installation éolienne [46-50]. C'est pourquoi une phase d'étude au préalable se révèle d'un

extrême intérêt dans la mesure où on pourra dégager les conditions et contraintes à en tenir compte dans la réalisation d'un projet éolien. Il faut donc passer par une étude et analyse de la climatologie du site considéré, car une bonne connaissance de ce site permet une meilleure exploitation et production de l'énergie électrique.

Cette présente étude s'inscrit dans le cadre de la contribution au développement et valorisation des ressources énergétiques nationales pour l'approvisionnement en électricité en profitant des potentialités importantes du gisement éolien dans les villes de Mongo et Abéché au Tchad. L'objectif consiste à évaluer le potentiel éolien à partir d'une longue série de mesures et ensuite faire une analyse technico-économique de la production électrique dans les villes choisies. Dans ce travail, dans un premier temps les données de la vitesse du vent dans les deux villes choisies seront analysées statistiquement afin de dégager des conclusions et projections dans son utilisation dans la suite du travail. Dans un deuxième temps, la statistique de distribution de Weibull sera utilisée et ses paramètres seront déterminés, analysés suivie d'une étude comparative du potentiel éolien dans les deux villes. Ensuite, la prédiction de l'énergie électrique produite dans les deux sites, puis une analyse technico-économique sur le choix judicieux des turbines éoliennes pour la production d'électricité.

### 3.2.4.2 Méthodologie et données utilisées

Dans le but de réaliser une étude proposant une solution soutenable aux problèmes d'accès à l'énergie dans les régions de Guéra et Ouaddaï plus tard, les villes de Mongo et Abéché sont géographiquement choisies respectivement pour réaliser cette présente étude sur leurs potentiels éoliens. Ces deux villes sont situées dans le climat sahélien du Tchad. La **figure 1** présente géographiquement ces différentes villes et leurs potentiels éoliens cartographiés et le **tableau 6** donne leurs coordonnées géographiques.

**Tableau 6:** Coordonnées géographiques des sites sélectionnés.

Coordonnées géographiques	Longitude (°N)	Latitude (°E)	Altitude (m)
Mongo	18.68	12.18	424
Abéché	20.83	13.83	545

**Tableau 7:** La valeur moyenne mensuelle des vitesses du vent mesurée (en m/s)

Mois	Jan	Fev	Mar	Apr	May	Jun	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Moy.
<b>Mongo</b>	5.13	5.10	5.10	4.50	3.93	4.20	3.40	2.98	2.80	3.30	4.50	4.10	<b>4.09</b>
<b>Abéché</b>	3.46	3.44	3.88	3.72	3.42	3.02	3.26	2.72	2.70	3.26	3.18	3.30	<b>3.28</b>

L'évaluation ou toute autre étude sur l'énergie éolienne nécessite la connaissance de la vitesse du vent dans la localité donnée à une hauteur définie par rapport au sol. Les données mesurées sur la vitesse du vent utilisées dans ce travail sont issues du service climatologique du Tchad. Cette série longue couvre une période d'environ trente années allant de 1990-2020 pour la ville de Mongo et 1989-2021 pour la ville d'Abéché et les observations ont été effectuées à 10 m de hauteur par rapport au sol en utilisant un anémomètre. L'utilisation d'une longue série chronologique d'au moins 30 années permet de réaliser une bonne inférence et minimiser les biais pouvant biaiser l'analyse statistique et en plus la large période couverte permet de prendre en compte les différentes fluctuations dans le temps de la vitesse du vent et les phénomènes qui y sont associés vu les impacts des changements climatiques. Ainsi à partir des moyennes mensuelles fournies pour chaque année, les moyennes généralisées mensuelles sur l'ensemble de toutes les années considérées sont calculées pour chaque ville à partir de la statistique descriptive.

### 3.2.4.3 Statistique de la distribution de Weibull

Dans la littérature comme mentionnée, la distribution statistique de Weibull à deux paramètres est la plus appropriée et plus utilisée des méthodes statistiques pour évaluer le potentiel d'énergie éolienne car la connaissance des données de la vitesse du vent seulement ne permet pas clairement. Les paramètres de la distribution statistique de Weibull donnent les informations sur la stabilité et l'intensité de la vitesse du vent sur le site d'étude choisi.

Cependant, ces paramètres permettent de définir les fonctions de densité de probabilité et cumulative de Weibull respectivement données par équation (37) et (38) caractérisant ainsi les variations de la vitesse du vent.

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \begin{cases} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] & , v \geq 0 \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (37)$$

$c$ ,  $v$  et  $k$  sont respectivement le paramètre d'échelle de Weibull, la moyenne de la vitesse du vent calculée et le paramètre de forme de Weibull. Ces paramètres sont strictement positifs.

$$F(V) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (38)$$

La littérature [6] précise qu'il existe plusieurs méthodes de détermination de ces deux paramètres de Weibull. Parmi ces méthodes, on peut citer la méthode du maximum de vraisemblance, la méthode de l'écart type, la méthode de densité de puissance, la méthode du facteur d'énergie. Pour cette présente étude, la méthode du facteur d'énergie est choisie pour être utilisée et est donnée par équation (39) où  $n$  représente le nombre d'observation et  $j$  l'indice de l'incréméntation.

$$E_f = \frac{\overline{V^3}}{\overline{V}^3} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n V_j^3}{\left( \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n V_j \right)^3} \quad (39)$$

A partir de la relation (39) la détermination des paramètres  $k$  et  $c$  de cette distribution peuvent être possible en utilisant les équations (40) et équations (41) respectivement [6].

$$k = 1 + \frac{3,69}{(E_f)^2} \quad (40)$$

$$c = \frac{v}{\Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (41)$$

$\Gamma$  est la fonction gamma dépendant du paramètre de forme  $k$ .

#### 3.2.4.4 Estimation de la vitesse du vent la plus probable et vitesse maximale

La vitesse la plus probable du vent sur le site peut être estimée à partir de la relation (42). La vitesse à laquelle le vent peut transporter un maximum d'énergie est calculée à travers la relation (43). La détermination de ces vitesses permet de se projeter sur la possibilité de la production électrique de l'éolienne à cette hauteur choisie.

$$V_{mp} = c \left( 1 - \frac{1}{K} \right)^{1/k} \quad (42)$$

$$V_{max,E} = c \left( 1 + \frac{1}{K} \right)^{1/k} \quad (43)$$

### 3.2.4.5 Indice de turbulence

Il peut être décrit comme la part de la dispersion de la distribution de la vitesse du vent ou encore c'est la mesure du degré de la dispersion de la distribution de la vitesse du vent. Cet indice prend en compte les effets de la hauteur de la nacelle, du type d'environnement sur la vitesse du vent et bien d'autres sources de turbulences sur le site choisi comme la qualité des meures des données du vent. La relation (44) permet de l'estimer dans laquelle  $\sigma$  représente l'écart type de la distribution et  $v$  la vitesse moyenne du vent [47].

$$I = \frac{\sigma}{v} \quad (44)$$

### 3.2.4.6 Extrapolation de la vitesse du vent à différentes hauteurs [47]

La hauteur standard des mesures de la vitesse du vent est de 10 m par rapport au sol. Cependant pour un projet éolien des extrapolations peuvent être faites pour plusieurs raisons entre autre ; lorsque la vitesse du vent est faible ou trop variable ne pouvant fournir une puissance permettant une production électrique exploitable ; lorsque le dimensionnement du site définit un niveau de production électrique ne pouvant pas être atteint à partir des mesures effectuées à la hauteur définie. Ceux-ci dans le but de faire une évaluation significative du potentiel éolien pour des intérêts énergétiques. Ainsi l'extrapolation de la vitesse du vent pour la modélisation de son profil vertical à différentes hauteurs peut être faite à partir de la relation (45) où  $Z_0$  est la hauteur initiale, l'exposant  $m$  est une fonction calculée à partir de (46) en dépendant du paramètre d'échelle de la vitesse prise à la hauteur standard  $Z_0$ . [48]

$$V_z = v_{z_0} \left( \frac{z}{z_0} \right)^m \quad (45)$$

$$m = \frac{0,37 - 0,088 \ln(v_0)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_0}{10}\right)} \quad (46)$$

L'extrapolation des paramètres de la statistique de distribution de Weibull est faite à partir des équations (47) pour le paramètre de forme et (48) pour le paramètre d'échelle.  $z$  est la nouvelle hauteur à partir de laquelle l'extrapolation est effectuée et  $m_1$  une fonction dépendant de  $c_0$ .

$$k_z = k_{z_0} \frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_0}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \quad (47)$$

$$c_z = c_{z_0} \left(\frac{z}{z_0}\right)^{m_1} \quad (48)$$

$$m_1 = \frac{0,37 - 0,088 \ln(c_0)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_0}{10}\right)} \quad (49)$$

### 3.2.4.7 Les densités de puissance et d'énergie de la vitesse du vent

A partir de la détermination des deux paramètres  $k$  et  $c$  de Weibull, les densités de puissance et d'énergie de la vitesse du vent sont respectivement calculées en utilisant les relations (50) et (52). Dans ses équations  $\rho$  est calculée à partir de la relation (51) dans laquelle  $h$  représente l'altitude de la zone,  $\rho_0$  la densité de l'air prise au niveau de la mer et  $T$  le temps exprimé en heure.

$$WPD = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right) \quad (50)$$

$$\rho = \rho_0 - 1,194 * 10^{-4} h \quad (51)$$

$$WPD = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right) T \quad (52)$$

### 3.2.4.8 Puissance produite par les turbines et le facteur de charge [48]

Le facteur de capacité fournit une indication importante pour calculer la rentabilité d'une installation électrique. Pour une unité de production électrique, il est défini comme le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné en régime nominale. Ce facteur varie d'une unité à

une autre dépendant ainsi de la source d'énergie, de sa localisation et du niveau d'utilisation de l'unité de production. Il est déterminé par la relation (53) dans laquelle  $P_n$  est la puissance nominale de la turbine et  $P_{out}$  est la puissance moyenne en sortie délivrée qui est calculée à partir de la relation (54) [75].

$$C_f = \frac{P_{out}}{P_n} \quad (53)$$

$$P_{out} = P_n \left[ \frac{e^{-\left(\frac{V_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_N}{c}\right)^k}}{\left(\frac{V_N}{c}\right)^k - \left(\frac{V_D}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_A}{c}\right)^k} \right] \quad (54)$$

Cet indicateur de l'énergie produite  $C_f$  par une éolienne est évalué pour une période de référence d'une année. Expérimentalement le facteur de charge en moyenne est d'environ 25% [77].

### 3.3 Description du générateur diesel

#### 3.3.1 Généralités

Un groupe électrogène est une machine permettant de transformer en électricité un combustible primaire comme le fioul, le gaz, le biodiesel, les huiles végétales, etc. [79]. Il est constitué de deux composants principaux:

- ✓ Un moteur thermique transformant l'énergie primaire en énergie mécanique ;
- ✓ Un alternateur transformant l'énergie mécanique développée par le moteur thermique en énergie électrique.

La puissance d'un groupe électrogène équipé d'un moteur Diesel (générateur Diesel) va de moins de 1 kW à plusieurs MW et la vitesse de rotation est également variable suivant la puissance et l'application tel que décrit dans le **tableau 8** :

**Tableau 8:** Classification des puissances des groupes électrogènes

Vitesse de rotation N	Puissance P	Application
3000 tr/min	Faible	Secours
900 < N < 1800 tr/min	Moyenne < 5 000 kW	Production et secours

$350 < N < 900\text{tr/min}$	$P < 20 \text{ MW}$	Production et secours
$N < 350\text{tr/min}$	Forte	Production

La puissance d'un groupe électrogène est définie comme la puissance disponible aux bornes de l'alternateur, déduction faite de la puissance électrique absorbée par les auxiliaires essentiels. Elle s'exprime en kW ou en kVA, à la fréquence de définition et sous un facteur de puissance de 0,8. Les puissances du groupe électrogène doivent être définies en accord avec les plans et les programmes d'entretien spécifiés par le constructeur du moteur, de l'alternateur et de l'appareillage de coupure et de commande. À toutes les puissances garanties, il faut considérer une puissance additionnelle nécessaire aux besoins de la régulation (applications brusques d'une charge). Cette puissance additionnelle, qui est en général égale à 10 % de la puissance assignée au groupe, ne doit pas être utilisée pour l'alimentation permanente de la charge. Trois types de puissance sont ainsi définis:

- **la puissance continue** correspond à la puissance que le groupe est capable de fournir en service continu sous charge constante pendant un nombre illimité d'heures par an, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies ;
- **la puissance principale** ou puissance apparente correspond à la puissance maximale disponible, sous charge variable, pendant un nombre illimité d'heures par an, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. La puissance moyenne admissible sur une période de 24 heures, ne doit pas être supérieure à une fraction (généralement 70%) de la puissance principale. Cette puissance moyenne admissible  $P_a$ , qui est définie par le constructeur du moteur Diesel, est calculée par l'expression suivante :

$$P_a = \frac{\sum_{24} P_i \cdot t_i}{\sum_{24} t_i} \quad (55)$$

Avec  $P_i$  la puissance appelée pendant le temps  $t_i$ ,  $i = 1: 24$

- **la puissance de secours** ou puissance pour utilisation limitée correspond à la puissance maximale que peut fournir le groupe avec une durée annuelle limitée à 500 h et une marche continue maximale de 300 h, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. Cependant, le fonctionnement dans ces conditions peut affecter la durée de vie du groupe.

### 3.3.2 Couplage des groupes électrogènes

Un groupe électrogène peut être utilisée de manière individuelle, ou être couplé à un réseau électrique existant, ou à un autre groupe électrogène. Dans ces deux derniers cas, les conditions de couplage suivantes doivent être respectées [80] : égalité de tension, de fréquence et de concordance de phase.

### 3.3.3 Emissions de polluants dans les gaz d'échappement

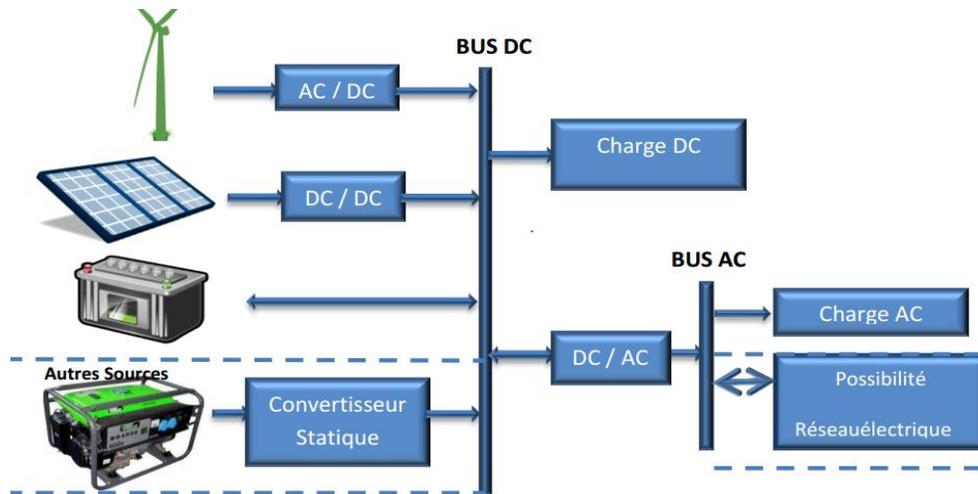
Les générateurs Diesel sont responsables de plusieurs émissions d'effluents. Dans les gaz d'échappement d'un générateur Diesel, les gaz les plus fréquents sont :

- les oxydes d'azote (NOx) dont la teneur est exprimée en NO<sub>2</sub> ;
- le monoxyde de carbone exprimé en CO ;
- le dioxyde de soufre exprimé en SO<sub>2</sub> ;
- les imbrûlés exprimés en CH<sub>4</sub>;
- les poussières.

## 3.4 Généralités sur le systèmes hybride

### 3.4.1 Définition

Les systèmes hybrides sont les technologies émergentes de production d'électricité qui intègrent deux ou plusieurs sources de production issues autant des sources renouvelables, que des sources conventionnelles ou d'une combinaison des deux sources. La présente étude est focalisée sur les systèmes constitués de PV/Eolien/Diesel/Batterie dans le climat sahélien du Tchad. Dans les sous sections suivantes, nous passons en revue les enjeux, les typologies, les défis actuels des systèmes hybrides avec un focus sur le système hybride PVEDB, objet de cette thèse. Nous exposons ensuite quelques outils de conception existants. Le but d'un système d'énergie hybride est de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable pour satisfaire la demande de la charge.



**Figure 30 : Configuration du système hybride utilisé pour les travaux**

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique [78].

Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides contiennent deux bus : un bus CC pour les charges à CC et les batteries, un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution.

### 3.4.2 Les enjeux des systèmes hybrides

Pour les systèmes hybrides comme pour toutes les technologies individuelles, il y a deux facteurs clés à considérer au moment d'évaluer la pertinence d'un système : les coûts et la fiabilité technique du système. Les technologies d'énergies renouvelables et les générateurs Diesel ont des structures de coûts (investissement, maintenance, fonctionnement, etc.) entièrement différentes. Les générateurs Diesel ont un coût d'investissement assez faible comparé à plusieurs technologies d'énergies renouvelables. Par contre, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont beaucoup plus élevés pour un générateur Diesel que pour la plupart des technologies d'énergie renouvelable. Les sources d'énergies renouvelables sont, quant à elles, soumises à une variabilité plus ou moins prédictible, ce qui oblige l'intégration des batteries de stockage dans ces systèmes. La consommation du gasoil (très coûteux et parfois inaccessible aux revenus des populations des zones rurales), les nuisances sonores et les émissions toxiques défavorisent l'intégration des générateurs Diesel dans les milieux ruraux. Les systèmes hybrides PVEDB offrent la possibilité d'équilibrer

les avantages spécifiques en assurant une forte intégration des énergies renouvelables. Plusieurs études confirment que si les systèmes hybrides sont conçus de manière optimale, ils peuvent être plus rentables et plus fiables que les technologies d'énergies renouvelables seules [67] ou les générateurs Diesel seuls [68–70]. En conséquence, on note un intérêt croissant pour la conception, le dimensionnement et l'installation de systèmes hybrides ces dernières décennies pour l'électrification rurale. Suivant les ressources disponibles, on distingue aujourd'hui une multitude de systèmes hybrides notamment les systèmes PV/Batteries, PV/Eolien/Batteries, PV/Diesel/Batteries, Eolien/Batteries, etc. Parmi ceux-ci, les plus utilisés en zone rurale sont issus des combinaisons des générateurs Diesel avec un système éolien, un système PV etc. [73–76]. La présence d'une multitude de technologies de production fait de chaque système hybride un système particulier et complexe qui nécessite d'être analysé en profondeur et conçu avec soin.

### 3.4.3 Typologies de configurations des systèmes hybrides

Il existe plusieurs typologies de configurations de systèmes hybrides. On peut les regrouper suivant le type de tension (AC, CC), suivant le type de montage électrique des composants (parallèle ou série), ou suivant les modes de contrôle (multi ou simple) :

✓ **Les configurations selon le type de bus (AC, CC ou AC/CC) :**

Une façon de définir et comparer les systèmes hybrides est de les classer en fonction du type de tension qu'ils utiliseront principalement et le type de bus qui reliera les différents composants entre eux ; dans cette classification, l'accent est mis sur le type de bus. On distingue:

- **La configuration à bus CC (courant continu)**

Un système hybride de production d'électricité est dit à bus CC lorsque toutes les sources de production (les technologies d'énergies renouvelables et générateurs Diesel) sont centralisées sur un bus CC. Ainsi, les sources qui génèrent naturellement un courant AC doivent être précédées d'un ou plusieurs redresseurs avant d'être connectées au bus CC [61].

- **La configuration à bus AC (courant alternatif)**

De même que pour le cas précédent, la configuration AC implique que tous les composants de production d'électricité soient connectés à un bus AC. Cette configuration peut offrir des performances meilleures que celles de la configuration précédente dépendamment de la charge. En effet, chaque source de production peut alimenter la charge indépendamment ou simultanément avec les autres sources de production du système.

- **La configuration à bus AC/CC**

Les configurations à bus AC/CC de systèmes hybrides sont celles pour lesquelles les composants qui génèrent le courant AC et CC sont mis de part et d'autres des onduleurs bidirectionnels. Il est possible d'avoir recours à un onduleur /un redresseur pour connecter un composant AC sur le bus CC ou un composant CC sur le bus AC, au détriment des rendements.

- ✓ **Les configurations parallèle, série ou commuté :**

Les systèmes hybrides peuvent être classifiés suivant le type de montage électrique des composants. On distingue ainsi [77] :

- **La configuration série**

Un système hybride est dit de configuration série lorsque l'énergie produite par toutes les sources d'énergies (conventionnelles ou renouvelables) est d'abord stockée dans un grand parc de batteries, puis reconvertie en AC pour alimenter les charges. Le parc de batteries y est donc dimensionné pour alimenter entièrement la charge.

- **La configuration commutée**

Comme dans une configuration série, les sources d'énergies renouvelables et conventionnelles du système hybride sont stockées dans un parc de batteries capable d'alimenter tout ou partie de la charge. En fonctionnement, les générateurs Diesel (ou les sources conventionnelles) alimentent la charge. Lorsqu'à un moment quelconque, l'énergie stockée dans les batteries est suffisante pour alimenter la charge, les générateurs Diesel sont débrayés au moyen d'un commutateur manuel ou automatique. Rappelons que l'énergie stockée dans les batteries est d'abord convertie en AC par un onduleur pour alimenter la charge.

- **La configuration parallèle**

Une configuration parallèle des systèmes hybrides implique que toutes les sources de production soient couplées de manière à fonctionner en parallèle. C'est-à-dire que la charge est alimentée par l'énergie résultant de la combinaison des productions de toutes les sources présentes dans le système. De plus, en cas de faible demande, certaines unités peuvent être éteintes sans compromettre le fonctionnement des autres.

### 3.4.4 Systèmes hybrides PV/Batteries

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec une autre source d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux.

Ces systèmes alimentent soit des maisons, soit des villages. Certains travaux traitent de modélisation et d'analyse, d'autres de dimensionnement optimisé des composants du système. Le critère d'optimisation le plus souvent utilisé est la probabilité de perte d'alimentation. Le stockage est parfois idéal, un banc de batteries un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène ou une combinaison de deux dispositifs de stockage différents comme électrolyseur et batterie ou électrolyseur. L'électrolyseur et le réservoir d'hydrogène permettent un stockage plus important en terme de quantité stockée mais plus lent [22]. Différent logiciels ont été utilisés dans les études comme Matlab.

### 3.4.5 Système hybride éolien/Batteries

L'interconnexion du dispositif de stockage avec un générateur éolien peut avoir deux objectifs possibles : soit un rôle de tampon lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, le dispositif permet alors de lisser les variations rapides de la puissance électrique en provenance de l'éolienne, soit un rôle de stockage à plus long terme, en régime autonome pour permettre l'alimentation du consommateur lors de périodes de faible vitesse du vent. Le réseau électrique peut être de grande taille, cas des Etats-Unis, ou de faible taille. Les recherches se distinguent aussi par l'intervalle de temps considéré. Dans le cas d'étude de processus à variation lente, les auteurs s'intéressent à l'énergie obtenue par chacune des sources [22]. D'autres études sont réalisées sur les processus de courte durée. Comme pour les autres systèmes précédemment présentés, ils peuvent alimenter soit un ménage, soit un bâtiment (hôtel) et même un village. Les modes de stockage étudiés peuvent être une batterie, un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène, une combinaison des deux. Lorsque le système opère en parallèle avec le réseau électrique, la stratégie de gestion de la puissance joue un rôle important. Sur le plan économique, certains auteurs se contentent de donner les prix des divers organes du système, d'autres approfondissent l'analyse économique en calculant le prix de kilowattheure produit. L'analyse du comportement du système hybride peut être réalisée à partir d'algorithmes de programmation dynamique ou de logiciels commerciaux comme Matlab.

### 3.4.6 Comparaison de système PV /Diesel / Batteries avec le système PVEDB

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud comme par exemple le Tchad [29] où le potentiel solaire est important [4 à 6 kWh/m<sup>2</sup>.j].

L'objectif de ces systèmes lorsqu'ils travaillent en mode autonome, est d'alimenter sans interruption une maison, un bâtiment de logements ou administratif ou un village.

Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries mais aussi d'autres dispositifs de stockage. Les batteries et le champ photovoltaïque produisent du courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs. Le plus souvent les consommateurs demandent du courant alternatif ; on distingue alors différentes structures de systèmes selon le type de la machine électrique couplée avec le moteur diesel. Ces structures ont été décrites et classifiées selon le type de flux énergétiques [72]. Chaque configuration, ses avantages et inconvénients sont présentés maintenant.

- **La configuration la connexion série.**

Le générateur diesel est connecté sur le bus courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas CC) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus. Le consommateur est alimenté par un onduleur. Dans cette configuration, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie.

Les systèmes présentent un dimensionnement facile du générateur diesel, un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif et le générateur diesel n'est pas lié avec une interruption de l'alimentation électrique. Mais ce système (PV/diesel/batteries) a beaucoup des inconvénients [73]: L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel.

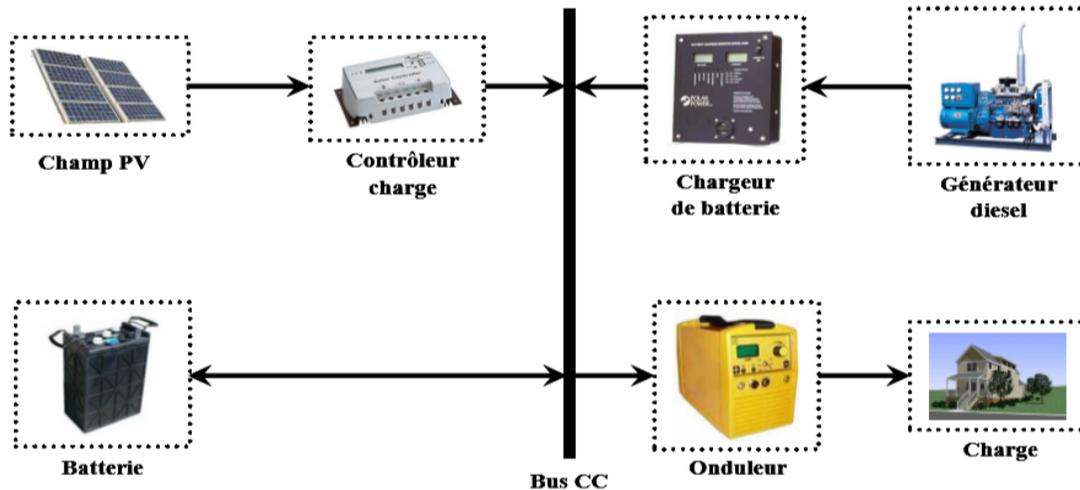


Figure 31 : Système hybride avec connexion série [22]

C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible ; La batterie doit avoir une grande capacité ; Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ; Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

- **La configuration à commutation.**

Elle est souvent utilisée malgré quelques désavantages. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Le schéma du système est présenté sur la **Figure 32**. Les systèmes possèdent un rendement plus haut, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel. L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur et une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique comme en la commutation en série, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

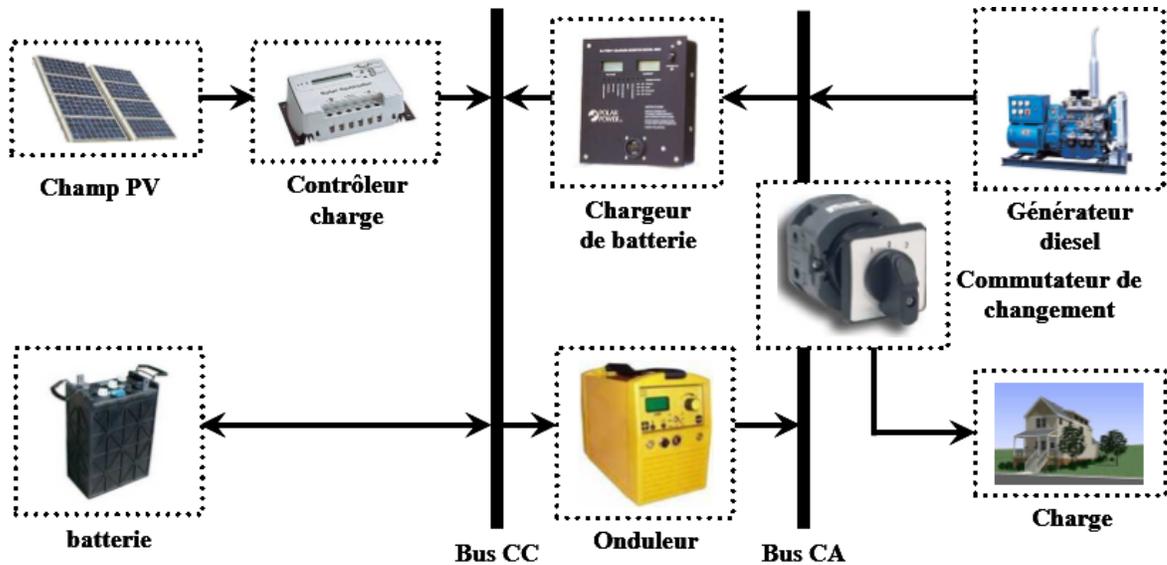


Figure 32 : Système hybride à commutation [22]

Les inconvénients de la configuration à commutation sont :

- ✓ L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources ;
- ✓ Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors des périodes de faible charge ;
- ✓ Une construction complexe.

- **La configuration à connexion parallèle.**

Ici le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif. L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu.

Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément. Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la **Figure 33**.

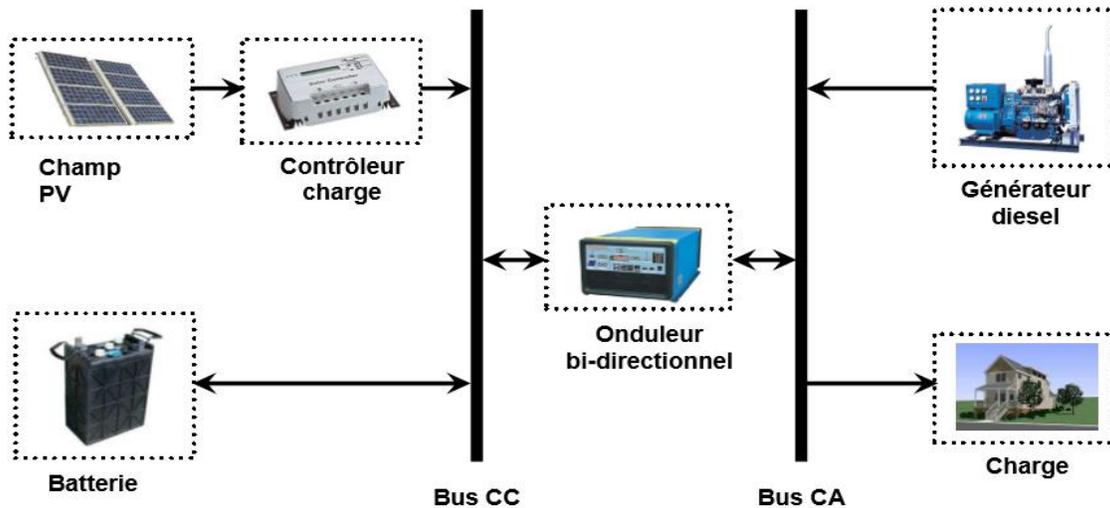


Figure 33 : Système hybride à connexion parallèle [22]

Pour la configuration à connexion parallèle, le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ; il n'y a pas de conversion de l'énergie produite par le générateur diesel et une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

En somme le système PV/Diesel/Batteries présente assez des inconvénients qui sont : le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système ; le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ; le personnel, qui s'occupe du fonctionnement correct du système, doit être qualifié ; les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur) ; le bus continu est plus difficile à contrôler. Alors que le système PVEDB n'a pas ces problèmes puisque les deux sources d'énergie renouvelables (solaire et éolienne) se complètent, le générateur diesel et la batterie interviennent en cas de non satisfaction de la charge.

Une dernière raison non négligeable est la lutte contre les émissions polluantes qui sont la cause de nombreux phénomènes néfastes comme l'effet de serre, le trou d'ozone stratosphérique, le réchauffement global. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. C'est pourquoi, il nous faut un système qui respecte l'environnement en ajoutant une autre source d'énergie renouvelable (éolien) et le système PV/Eolien/Diesel/Batteries, objet de cette thèse.

### **3.4.7 Comparaison de système éolien /Diesel /Batteries avec le système PVEDB**

Les recherches sur les systèmes hybrides éolien/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par le générateur diesel [22]. De cette façon il n'y a pas une grande diversité des configurations du système hybride. Ces systèmes sont plus répandus sur les îles, où les brises de mer et les vents favorisent l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité. Nous utilisons un générateur éolien comme source d'énergie supplémentaire pour diversifier les modes de production. Les charges, alimentées par le système hybride, sont de différents types : des habitations isolées, des bâtiments de logements, des bâtiments publics, des villages ou même des îles. Dans ces cas, le système hybride fonctionne en régime autonome. Lorsque le système hybride fonctionne en régime autonome, il comprend souvent un stockage qui peut être idéal, classique par batteries; ou innovant par utilisation d'un électrolyseur et d'une pile à combustible avec stockage d'hydrogène [22,73]. D'autres auteurs ont développé des codes informatiques spécifiques pour des procédures d'optimisation : utilisant soit des calculs multi variant, soit une programmation linéaire ou dynamique. Des techniques économiques ont été développées pour l'analyse des systèmes hybrides basées sur des observations réelles ou sur des prédictions d'évolution des coûts. Tout système fonctionnant avec le générateur diesel comme source d'énergie complémentaire est polluant par rapport au système PVEDB qui utilise 90% des sources renouvelables.

### **3.4.8 Comparaison de système PV/Eolien/Diesel avec le système PVEDB**

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelables. On recherche ainsi une diminution plus significative de la quantité de fuel consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie. Une partie des travaux est orientée vers des systèmes installés ou vers la conception de nouveaux systèmes. On trouve aussi des études d'interconnexion de systèmes dans le réseau électrique. D'autres auteurs optimisent la configuration du système selon divers critères : probabilité de perte de charge, combinaison d'un coût minimal du système et d'une quantité minimale d'émissions nuisibles auxquels s'ajoutent la charge non satisfaite minimale [22, 61, 74]. Ces systèmes alimentent des maisons et des refuges ou des villages. Ils peuvent être autonome ou

interconnectés avec le système électrique du pays. Le stockage peut être sous forme de batteries, de réservoir d'hydrogène avec électrolyseur et pile à combustible ou d'une combinaison des deux [80]. Les logiciels commerciaux de simulation disponibles sont : HOMER, Hybrid2 etc. Des travaux ont été également réalisés sur des études économiques [22], une analyse du carburant non consommé ou des émissions polluantes évitées, sur l'évolution de différentes grandeurs ou sur la composition harmonique de la tension. En somme l'absence de la batterie pose problème au système puis que la génératrice éolienne seule ne peut pas couvrir les besoins énergétiques la nuit ou le jour non venté et le générateur diesel est polluant, donc les systèmes à prioriser est PVEDB.

### **3.4.9 Le choix des systèmes hybrides PV/Eolien/Diesel/Batteries (PVEDB)**

Les systèmes hybrides les plus répandus sont caractérisés par un couplage éolien photovoltaïque. L'intérêt de la combinaison de ces deux sources énergétiques est justifié par le fait qu'ils présentent les ressources les mieux partagées. La complémentarité de ces deux ressources est très significative que ce soit à l'échelle annuelle ou à l'échelle journalière. En effet, le vent souffle plus pendant l'hiver et l'automne et il diminue au printemps tandis que le rayonnement solaire le plus intense se situe pendant l'été. De même, sur une journée, le rayonnement solaire est plus fort pendant le jour alors que le vent peut souffler aussi la nuit. Cette complémentarité saisonnière et journalière des ressources solaires et éoliennes permet par exemple au site isolé d'avoir une disponibilité de l'énergie plus fiable, laquelle, bien entendu, dépend du site d'implantation. Ainsi, le fait de mettre en place un système hybride en combinant un panneau photovoltaïque, un aérogénérateur et un système de stockage avec un générateur de secours à moteur diesel pourrait traiter les besoins en énergie pendant toute l'année. Cependant, le moteur diesel demande un approvisionnement en carburant. Son utilisation dans des sites isolés peut ainsi être polluante, bruyante et économiquement moins viable en comparaison avec les sources d'énergies renouvelables. Dans plusieurs applications, le moteur diesel est évité en incluant dans les systèmes un dispositif de stockage d'énergie par accumulateur électrochimique. Dès lors que le coût de stockage représente la contrainte économique principale, les systèmes hybrides doivent être convenablement conçus pour réduire au minimum les besoins en accumulateur d'énergie dans le cas d'un fonctionnement autonome. Dans certains systèmes, on remarque l'utilisation d'une nouvelle technologie de stockage basée sur l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau qui

semble être un débouché privilégié des énergies renouvelables [61]. De plus, stocker l'hydrogène en même temps qu'on produit de l'électricité dans une ferme éolienne couplée à une centrale solaire permettra d'absorber les surplus de ces « énergies capricieuses ». Cependant, cette filière hydrogène, quoique très prometteuse, souffre encore aujourd'hui de sa rentabilité. Aussi, le stockage le plus courant en ce moment est le stockage électrochimique sous forme de batteries.

Un autre avantage des systèmes hybrides photovoltaïques/éolien/diesel/batteries 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.

Néanmoins, l'hybridation de ces sources d'énergies renouvelables pose certains problèmes. D'abord, compte tenu de leur nature stochastique, il y a une difficulté à pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. En plus, si l'excès d'énergie ne peut être éliminé, la production doit alors être limitée ou même arrêtée. Cela implique une évaluation précise des ressources renouvelables du site et une conception adaptée du système, optimisant ainsi les ressources énergétiques et conduisant à une quantité minimale d'énergie non fournie.

Ensuite, l'hybridation pose le problème de l'interconnexion et de la gestion énergétique. La commande de ces systèmes est faite en fonction de l'état de charge de la batterie. Les deux générateurs doivent limiter leurs puissances de sortie lorsque les batteries sont complètement chargées et ne peuvent donc plus stocker d'énergie. De même, l'onduleur et la charge doivent atténuer leurs puissances pour arrêter la décharge des batteries quand leur état de charge atteint un niveau limite inférieur prédéfini. La dynamique des générateurs d'énergies renouvelables peut aussi causer des problèmes dans le fonctionnement des systèmes hybrides. Citons à titre d'exemple, le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée : en l'occurrence, la puissance produite par l'éolienne atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur et de tels changements rapides dans la production d'énergie peuvent générer des problèmes de qualité d'énergie (variation de tension et de fréquence) et même l'arrêt complet du système.

### **3.4.10 Evaluation de la faisabilité technique et économique d'un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie dans la localité sahéenne de Mongo au Tchad.**

#### **4.4.10.1 Introduction**

Le problème d'électrification des régions dans les sites isolés du Tchad représente un lourd fardeau financier. Installer des lignes électriques sur des centaines de kilomètres est coûteux et parsemé d'énormes pertes énergétiques. De plus la présence des contraintes dues aux intempéries dont le vent de sable, les gradients de température entre les différentes saisons détruit le réseau électrique. Couvrir une superficie d'environ 1.284.000 km<sup>2</sup> dans un pays en voie de développement est à cet effet très contrariante. L'exploitation du potentiel en énergie renouvelable dans chaque localité serait comme présentée par Marcel Hamda et al [12] une solution idéale pour l'électrification des localités au Tchad. L'auteur montre que le potentiel solaire du Tchad serait à lui seul capable de répondre au problème de demande énergétique que présente le pays. Abdelhamid et al [11] démontre que la promotion des énergies renouvelables est une réponse durable à la problématique énergétique des ménages ruraux au Tchad. Mahamat Hassane et al [1] ont également démontré cela en évaluant le rayonnement incident direct dans la localité de N'Djamena par la méthode de Capdéro. Le pays étant dominé par la zone sahéenne, les vitesses du vent sont relativement très bonnes pour une exploitation éolienne en particulier dans les zones de Mongo et Abéché. En effet Marcel Hamda et al [30] et Mouangue et al [84] ont montré que la conversion du potentiel éolien dans la production d'électricité serait d'un apport considérable. Combiner les sources énergétiques présenterait selon plusieurs auteurs une optimisation de leur exploitation. C'est alors que l'hybridation des systèmes énergétiques prends de plus en plus place dans la production et conversion d'énergie dans le monde. Bouharchouche et al [23] ont travaillé sur un système hybride éolien-photovoltaïque pour prévoir la dynamique des flux énergétiques du système par la méthode LPSP (Loss of Power Supply Probability) donnant une approche technico-économique, selon la probabilité de non-satisfaction de la charge choisie. Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins énergétiques de la charge et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie [85]. L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet d'une part, de

diminuer la capacité de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources et, d'autre part, de constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesel utilisés généralement pour la génération d'énergie électrique dans les sites isolés [82]. La disponibilité d'abondantes sources d'énergie renouvelables au Tchad a mis en évidence la possibilité d'exploiter ces sources en tant qu'alternatives à la production d'électricité dans les communautés rurales. Les énergies solaire, éolienne et d'autres source d'énergie renouvelable restent la seule solution pour fournir de l'électricité à ces communautés. Le Tchad a une moyenne d'heures d'ensoleillement de 6 910 heures, avec un rayonnement solaire moyen de 6,26 kWh/m<sup>2</sup>. Le rayonnement solaire au Tchad varie entre 5,81 kWh/m<sup>2</sup> et 7,78 kWh/m<sup>2</sup> du sud au nord [2]. On estime également que la région de Mongo (Tchad) a une vitesse moyenne du vent variant entre 3 m/s et 5 m/s [82]. Diverses études ont suggéré le déploiement de PV solaires, d'éoliennes et d'autres sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité au Tchad [86]. Alors que de nombreuses études ont utilisé une seule source d'énergie renouvelable pour la production d'électricité, d'autres ont envisagé l'utilisation de systèmes hybrides en combinant les énergies renouvelables et non renouvelables ou dans certains cas, des générateurs diesels sont utilisés comme alimentation de secours pour plus d'efficacité et de fiabilité [10]. Les sources d'énergie renouvelables hybrides sont préférables parce que la dépendance totale à l'égard d'une seule source d'énergie peut entraîner un surdimensionnement du système, ce qui peut à terme augmenter le coût d'investissement du système. Il y a aussi l'effet des conditions météorologiques en raison des fluctuations de la vitesse du vent et du rayonnement solaire. Au Nigeria, certaines études ont été menées dans diverses régions sur des systèmes autonomes à l'aide du logiciel HOMER [39]. L'objectif est d'évaluer la faisabilité technico-économique et environnementale de l'intégration ces sources d'énergie (solaire et éolienne) pour fournir de l'électricité au village de Mongo et de proposer un système autonome pour la communauté en sélectionnant la configuration optimale sur la base du coût actuel net (NPC) et du coût de l'énergie (COE) les plus bas. Une analyse de sensibilité est effectuée en faisant varier le prix du diesel et le rayonnement solaire afin d'examiner l'analyse économique du système. Ceci servira d'étude de cas pour envisager l'électrification rurale dans diverses régions du Tchad en utilisant les sources d'énergie renouvelables disponibles.

### 3.4.10.2 Matériel et méthodes

#### a. Zone d'étude

Un système hybride PV/éolien/diesel/batterie est conçu pour l'électrification rurale dans le village de Mongo, à Guéra, au Tchad. La longitude est de 18,68° N, la Latitude de 12,18°E et l'Altitude de 424m. Le village situé au centre du pays, possède un potentiel d'énergie solaire important. Les habitants de ce village dépendent de l'agriculture comme principale source de revenus et n'ont pas accès à l'électricité. Dans cette localité, il y a une seule école primaire avec un taux d'analphabétisme d'environ 15-20% [22]. En outre, les villageois utilisent le bois comme source d'énergie et seuls quelques-uns possèdent des générateurs diesel. Les enfants et les femmes passent la plupart de leur temps à aller chercher du bois pour cuisiner et se chauffer, tandis qu'ils utilisent des lampes à pétrole pour s'éclairer. Le kérosène utilisé par ces villageois est souvent cher en raison du coût élevé du transport. De plus, les écoles n'ont pas accès à l'électricité ce qui empêche les élèves d'étudier dans un environnement propice. L'électricité est l'une des priorités les plus importantes dont ces villages ont besoin pour l'agriculture moderne et pour offrir une bonne éducation aux enfants. D'autres activités pourraient également être s'il y a un accès à l'électricité. Vu les avancées technologiques, nous remarquons que d'autres activités pourraient voir naissance s'il y avait évènement de l'électricité.

#### b. Profil de charge

- **Demande énergétique globale d'un village de Mongo**

Dans de nos enquêtes, nous avons pu relever un ensemble de données quant à la demande énergétique dont à besoin les populations de Mongo.

En effectuant une division de la consommation totale du village par le nombre de population, nous avons pu évaluer la consommation moyenne pour chaque habitat.

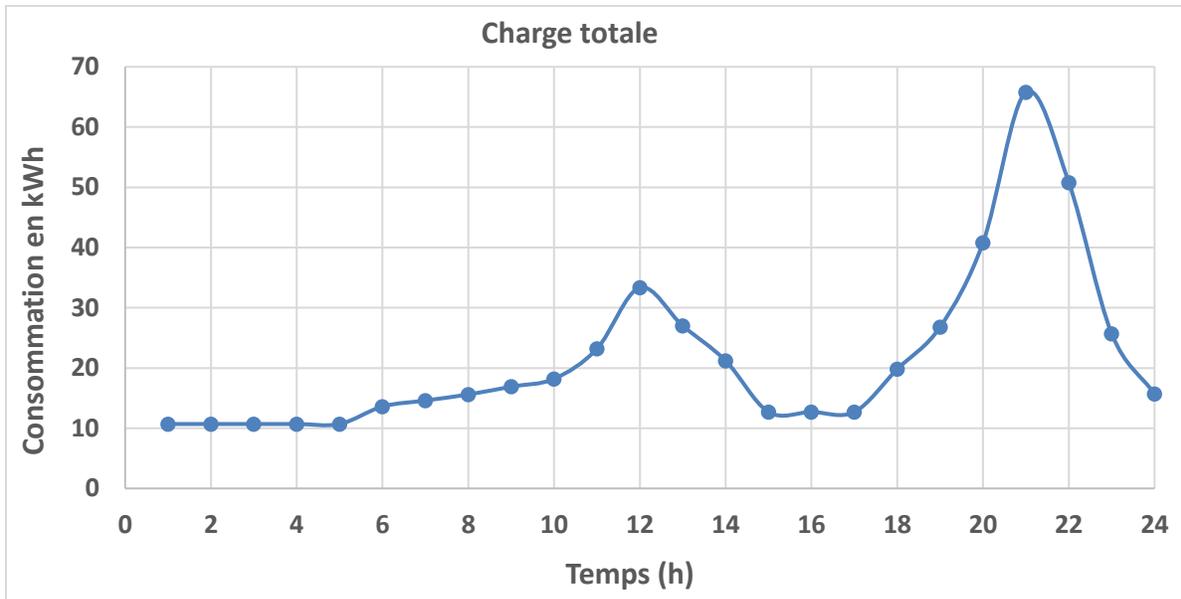


Figure 34 : Profil de charge journalière

- Profil de consommation par mois pour l'année

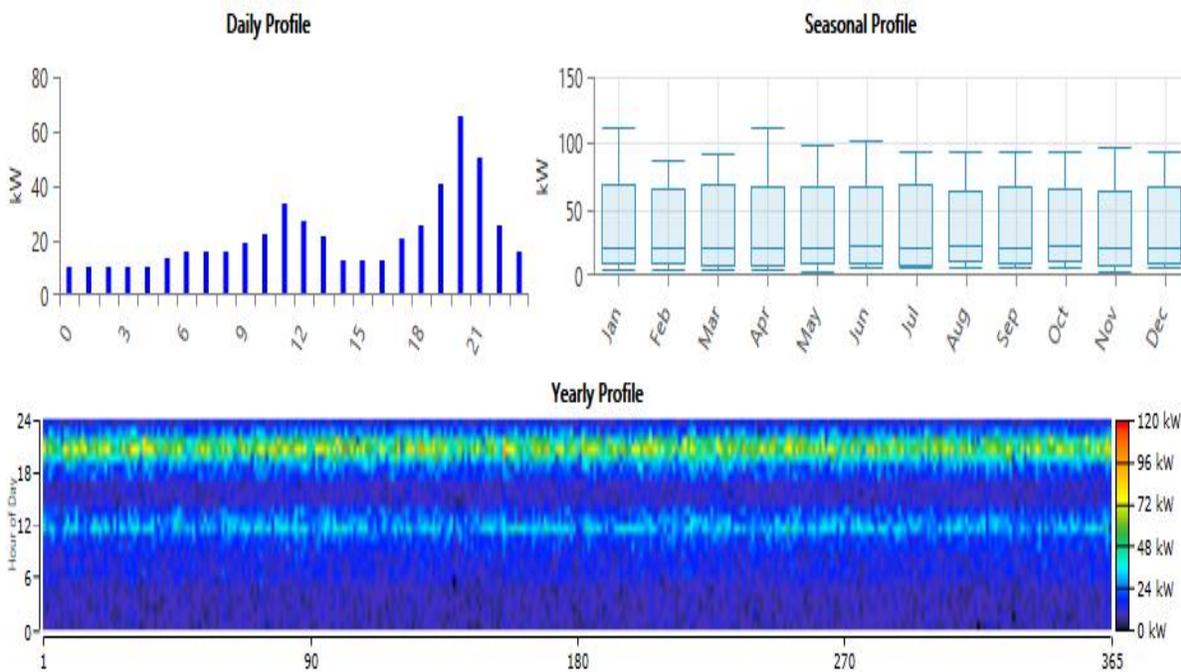


Figure 35 : le profil de charge horaire et mensuel de charge

Le profil de charge totale du village est estimé sur la base du nombre de ménages, d'écoles primaire et du centre de santé. La charge électrique de 85 ménages pour le village de Mongo est examinée, une école primaire et un centre de santé sont également pris en compte.

Chacun des appareils a une heure de fonctionnement estimée qui est principalement la nuit. Les données de charge sont calculées et réparties sur 24 heures pour produire le profil de charge tel qu'illustré dans les figures 35. La charge de pointe et la consommation moyenne des maisons sont de 64.02 kW et de 460,80 kWh/jour tandis que la charge de pointe et la consommation moyenne de l'école et du centre de santé sont de 3,06 kW et de 29,44 kWh/jour avec un facteur de charge de 0.17.

### 3.4.10.3 Potentiel solaire



Figure 36 : Les données solaires mensuelles pour la zone d'étude

Pour la modélisation et la conception d'un système solaire, il est nécessaire de connaître l'irradiation solaire et l'indice de clarté de la zone. L'accessibilité à ce potentiel solaire est déterminée par la disponibilité d'un nombre suffisant d'heures d'ensoleillement dans la région. Pour cette étude, les données utilisées ont été obtenues auprès de la NASA en utilisant les coordonnées géographiques du lieu [22, 39]. La zone d'étude se trouve au Tchad, à une altitude de 424m, de la longitude 18,68° et de la Latitude 12,18°, avec une population d'environ 3 000 habitants et un rayonnement solaire moyen de 5,91kW/m²/jour.

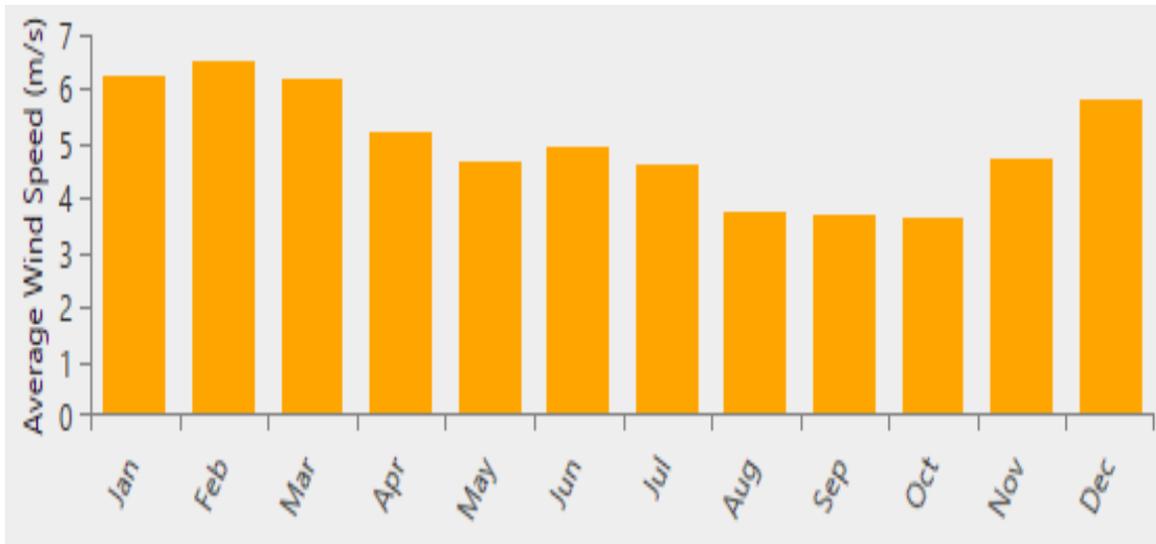
Les données solaires comprenant l'indice de clarté qui varient de 0.508 (août) à 0.667 (février) et de rayonnement solaire de 5.28 kW/m<sup>2</sup>/jour (décembre) à 6.75 kW/m<sup>2</sup>/jour (avril) respectivement, comme le montrent la figure 36 et le tableau 9. Cependant, le mois ayant la valeur de rayonnement solaire la plus faible est encore assez bon pour exploiter l'énergie solaire pour la production d'électricité.

**Tableau 9:** Valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation, de Indices de clarté, de la vitesse du vent et de la température utilisée.

Mois	Indices de clarté	Irradiation solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)	Vitesse de vent (m/s)	Température (°C)
Janvier	0.654	5.62	6.26	24.79
Février	0.667	6.23	6.52	27.20
Mars	0.662	6.70	6.20	30.55
Avril	0.640	6.75	5.22	33.18
Mai	0.614	6.48	4.66	33.32
Juin	0.590	6.17	4.94	31.06
Juillet	0.523	5.47	4.63	27.51
Août	0.508	5.33	3.77	25.81
Septembre	0.551	5.63	3.69	26.34
Octobre	0.607	5.79	3.65	27.52
Novembre	0.632	5.52	4.50	26.78
décembre	0.634	5.28	4.10	25.03
<b>Moyenne</b>	<b>0.60</b>	<b>5.91</b>	<b>5</b>	<b>28.25</b>

### 3.4.10.4 Potentiel éolien

Le vent est une autre source d'énergie qui peut être exploitée pour la production d'électricité. Les éoliennes sont couplées à des générateurs intégrés qui transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [39]. Pour une production efficace d'énergie à partir du vent, la zone d'étude doit avoir le potentiel éolien nécessaire pour faire tourner les turbines. Il existe différentes éoliennes pour la production d'électricité et peuvent fonctionner à différents vitesses de vent en fonction des spécifications du fabricant.



**Figure 37 : La moyenne mensuelle des données de vent pour la zone d'étude**

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale  $P_n$  à partir d'une vitesse de vent nominale  $V_n$ . Pour des vitesses de vents supérieures à  $V_n$ , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs comme:  $V_D$  la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et  $V_M$  la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'éolienne doit être stoppée pour des raisons de sûreté de fonctionnement. Pour cette étude, la vitesse moyenne est de 5 m/s à 10 m de hauteur. La vitesse du vent pour l'ensemble de l'année varie entre 3,65 m/s et 6,52 m/s. Les données utilisées pour cette étude ont été obtenues auprès de la NASA via HOMER, 20 années de données moyennes de vitesse du vent variant entre 3,65 m/s et 6,52 m/s [29], comme le montrent la figure 37. Le mois de février est intéressant, avec une vitesse moyenne de 6.52 m/s et une valeur plus faible pendant le mois d'octobre avec une valeur moyenne de 3,65 m/s. La vitesse de vent moyen de la zone d'étude se situe dans la fourchette requise pour exploiter l'énergie éolienne pour la production d'électricité.

### 3.4.10.5 Prix du diesel

Le générateur diesel est le moyen conventionnel de fournir de l'électricité aux régions isolées. Cependant, le prix du diesel varie en fonction de l'emplacement en raison du coût élevé du transport du carburant à partir de l'usine. Il est donc impossible de dépendre de l'électricité à partir

de la centrale au diesel. Même avec la subvention gouvernementale, il n'est toujours pas possible de dépendre uniquement des générateurs diesel. Le prix actuel du carburant au Tchad est d'environ 1.2\$ le litre dans les zones urbaines, qui peut atteindre 1.2\$ à 1.25\$ le litre selon le village où il est transporté. L'augmentation possible du prix est due au coût de transport supplémentaire. Ce prix du diesel fait l'objet de l'analyse de sensibilité afin d'observer son influence sur le prix de l'électricité. Dans ce travail, le rôle du générateur diesel est de surveillé l'état de charge de la batterie pour ne pas descendre au-dessous de  $SOC_{min}$ .

### 3.4.10.6 Logiciel HOMER

Le modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables électriques (HOMER) est un logiciel de simulation développé par l'Agence nationale de l'énergie. Le logiciel est utilisé pour le dimensionnement, l'optimisation et l'analyse technico-économique et environnementale des sources d'énergie renouvelable. Il permet d'effectuer des simulations, des optimisations et des analyses de sensibilité sur les sources d'énergie renouvelables [23]. Au cours du processus de simulation, le système est entièrement modélisé, et HOMER détermine le cycle de vie et sa faisabilité technique. Dans l'étape d'optimisation, HOMER simule différentes configurations jusqu'à ce qu'une solution optimale soit obtenue sur la base du coût actuel net (NPC) et du coût d'énergie (COE) les plus bas.

Enfin, au cours de l'analyse de sensibilité, plusieurs optimisations sont effectuées, en utilisant différentes gammes de variables d'entrée, ceci afin de déterminer l'effet d'un changement dans les paramètres d'entrée sur les coûts de production. Les données d'entrée de HOMER comprennent les prix et les tailles des composants, le profil de la charge, les données météorologiques et la température.

### 3.4.10.7 Spécification et description du système

Un système composé de deux ou plusieurs sources d'énergie est appelé système hybride [39]. Pour cette étude, la source d'énergie renouvelable hybride considérée se compose d'un système photovoltaïque, d'une éolienne, de batteries de stockage et d'un générateur diesel. Les batteries sont des dispositifs de stockage utilisées pour l'électricité excédentaire qui peut être utilisé lorsque les sources d'énergie renouvelable ne parviennent pas à répondre à la charge requise, tandis

que le générateur diesel sert d'alimentation de secours lorsque les sources d'énergie renouvelable et les accumulateurs ne parviennent pas à satisfaire la charge. Diverses formes de systèmes hybrides ont été proposées dans différentes parties du monde en fonction des SER disponibles dans ces régions. Au Tchad, plusieurs études, ont également été menées en utilisant les SER disponibles [10, 12, 29].

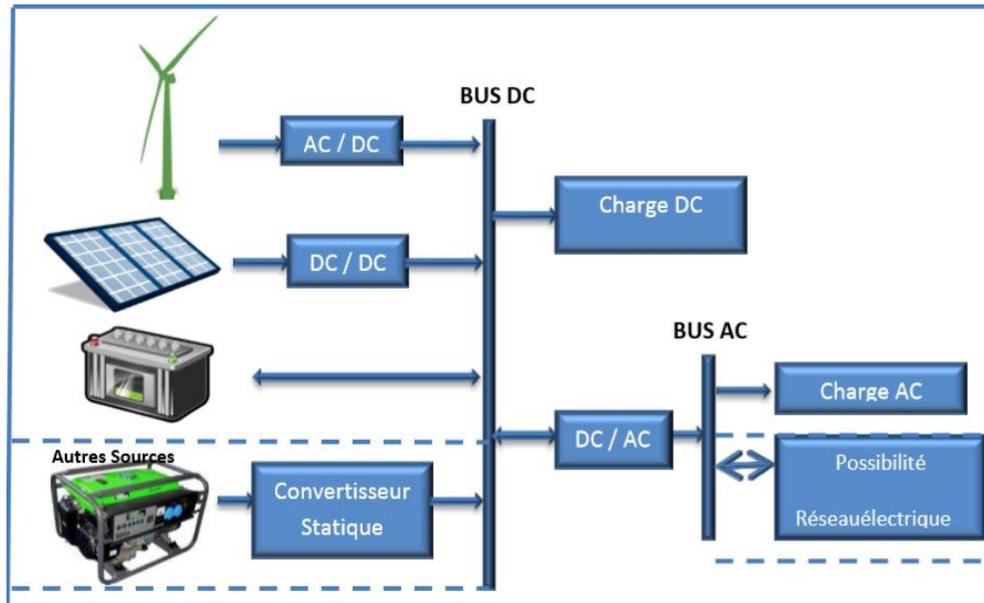


Figure 38 : Architecture du système étudié [22]

Le système hybride envisagé pour cette étude est dû à l'accessibilité des SER sur le site de l'étude. L'étude a pour but de trouver la configuration optimale basée sur le moins de NPC et de COE. Les composants suivants du système sont considérés pour répondre à la demande d'énergie de la zone d'étude. La **figure 38** présente le schéma de principe du système hybride photovoltaïque/éolien/diesel/batterie proposé.

- **PV solaire**

Le système solaire PV convertit l'irradiation solaire en énergie électrique pour alimenter la charge électrique [80]. Il fonctionne principalement lorsque le soleil brille, et l'énergie excédentaire générée par le système photovoltaïque est utilisée pour charger les batteries de secours, qui peuvent être utilisées pour satisfaire la charge souhaitée, en particulier pendant la nuit lorsqu'il n'y a pas d'énergie solaire. Le système photovoltaïque utilisé pour cette étude est un panneau plat générique

dont le coût d'investissement, le coût de remplacement, les coûts d'exploitation et le coût de maintenance sont présentés dans le **tableau 10**.

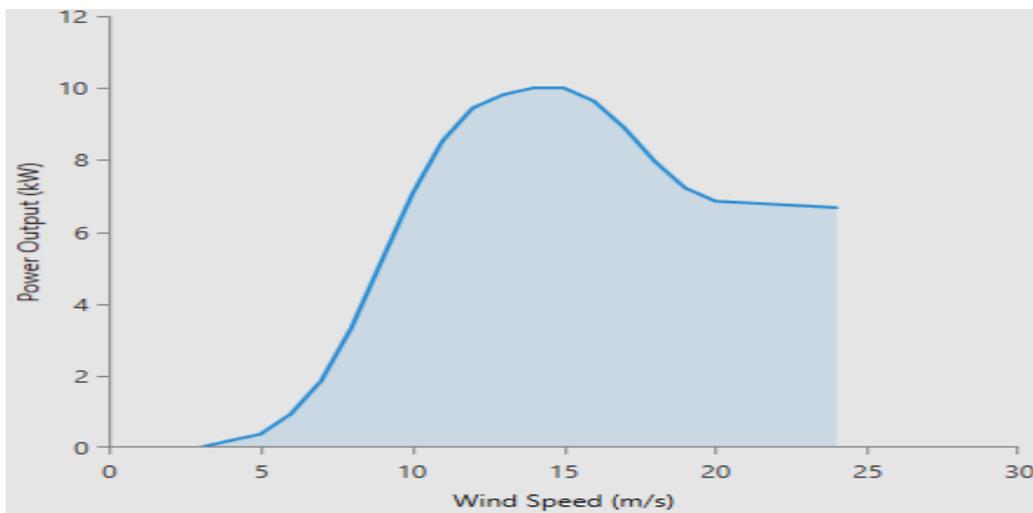
**Tableau 10:** Composants du système et de paramètres de contrôles

Composants de système	Paramètres	Valeurs
<b>Paramètres de contrôle</b>	Durée de vie de projet	25 ans
	Prix du carburant (diesel)	1.07\$/L, 1.2\$/L, 1.25\$/L
	Taux d'inflation attendu	12%
	Taux d'actualisation nominal	6%
<b>Générateur PV</b>	Durée de vie	25 ans
	Réflexion du sol	20%
	Taille	0–160 kW
	Coût d'investissement	2 500\$
	Coût de remplacement	2 000\$
	Coût d'opération et de maintenance	0
<b>Convertisseur</b>	Durée de vie	15 ans
	Taille	0–200 kW
	Coût de conversion	200\$/kW
	Coût de remplacement	200\$/kW
	Rendement	95%
<b>Générateur Diesel</b>	Taille du générateur	50 kW
	Durée de fonctionnement	15,000h
	Coût d'investissement	20,000\$
	Coût de remplacement	20,000\$
	Opération et maintenance	0.03\$/h
	Charge minimale	10%
	Emissions	16.34 g/L

<b>Batteries</b>	Taille	0–400
	Rendement aller-retour	80%
	Minimum SOC	40%
	Tension nominale	6 V
	Capacité nominale	6.91 kW
	Durée de vie	12 ans
	Coût capital	1000\$
	Coût de remplacement	800\$
<b>Eolienne</b>	Durée de vie	25 ans
	Coût capital	4000\$/kW
	Coût de remplacement	4000\$/kW
	Coût d’opération et maintenance	100\$/an
	Taille considérée	10 kW

Les autres paramètres de l'installation photovoltaïque, y compris les spécifications techniques et la production d'énergie, sont présentés dans le **tableau 10**. La taille du système PV considérée pour cette étude est comprise entre 0 et 160kW.

- **Éolienne**



**Figure 39 : Courbe caractéristique de l'éolienne**

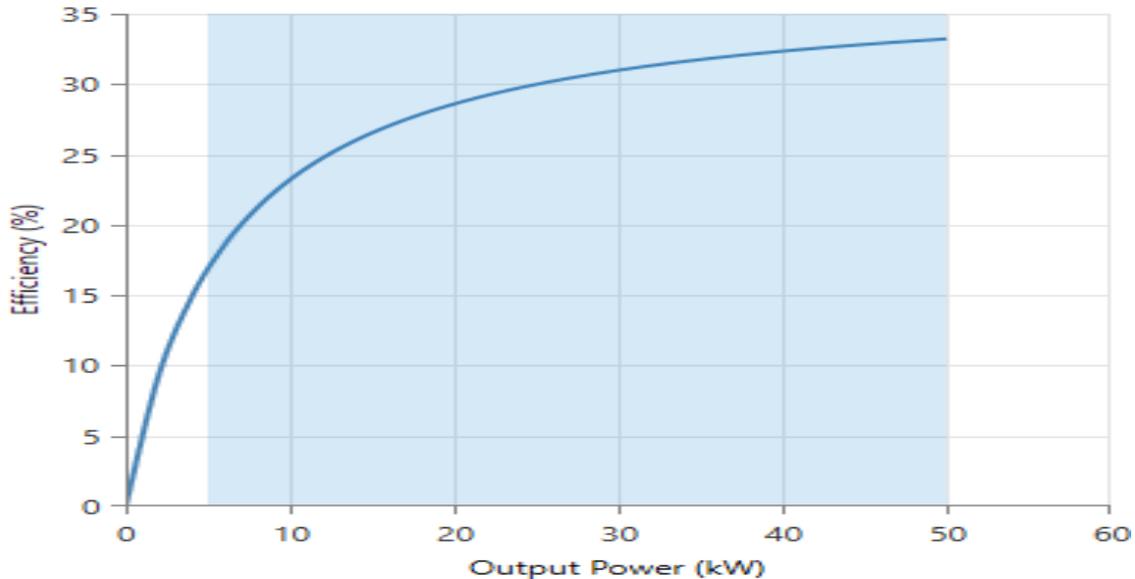
Cette étude a pris en compte une éolienne générique de 10 kW (G10) qui est connectée au bus CA du système hybride. La sélection s'est faite sur la base des valeurs de vitesse du vent à l'entrée et à la sortie, le coût de l'éolienne et la hauteur du moyeu. La **figure 39** présente la courbe caractéristique de l'éolienne. Les paramètres techniques de l'éolienne, le coût d'investissement, le coût de remplacement et les coûts d'exploitation et de maintenance sont présentés dans le **tableau 10**.

- **Convertisseur**

Un convertisseur générique est considéré pour cette étude avec un rendement de 95% et une capacité relative du redresseur de 100%. Les spécifications de coût de ce convertisseur, qui comprennent le coût de remplacement du convertisseur, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance et d'autres paramètres techniques sont présentés dans le **tableau 10**

- **Générateur diesel**

Le générateur diesel est intégré dans le système hybride pour répondre à la charge lorsque les sources d'énergie renouvelable ne peuvent pas répondre à la demande de charge souhaitée. Le générateur diesel considéré pour cette étude est le générateur générique de 50 kW. Le coût d'investissement, le coût de remplacement et le coût de maintenance du générateur sont également présentés dans le **tableau 10**. La **figure 40** illustre la courbe de rendement du générateur.



**Figure 40 : Courbe de du rendement du générateur diesel**

- **Batterie**

La batterie Surette 6CS25P d'une capacité théorique de 6,91 kW et une tension nominale de 6V est considérée pour cette étude. Elle a également un rendement aller-retour de 80%. La batterie a une durée de vie de 12 ans selon les spécifications du fabricant. L'énergie excédentaire provenant du système SER est stockée dans la batterie. Batterie, qui peut être utilisée pour alimenter la charge lorsque le système SER ne parvient pas à alimenter la charge. Le **tableau 10** présente l'incidence sur les coûts de la batterie de stockage utilisée. La taille unitaire de la batterie considérée pour l'optimisation est comprise entre 0 et 400Ah.

### 3.4.10.8 Analyse économique

L'efficacité du système hybride développé peut être analysée en identifiant les paramètres économiques tels que le coût de kWh de l'énergie (COE), le coût actuel net global(NPC), le coût d'investissement du système et le coût de récupération. HOMER simule et fournit le résultat optimal en fonction de ces paramètres.

- **Coût actuel net global (NPC)**

Le NPC est le principal paramètre de coût dans le logiciel HOMER. Il est défini comme la valeur de tous les coûts encourus par le système pendant sa durée de vie, moins la valeur de l'énergie consommée par le système. Les coûts encourus comprennent les coûts d'investissement initiaux, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts de carburant, les coûts de remplacement, etc, Le NPC est présenté mathématiquement dans l'équation suivante Eq.(56) [68].

$$NPC = \frac{C_{ann.tot}}{CRF(i, Rproj)} \quad (56)$$

Où

$C_{ann.tot}$  (Annual total cost) : Le coût global annualisé ;

CRF (Capital Recovery Factor) : le facteur de recouvrement de capitaux.

$i$  : est le taux d'intérêt;

$Rproj$  : durée du projet (N)

Le CRF (rapport permettant de calculer la valeur actuelle d'une annuité) est donné par [10]:

$$\text{CRF}(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (57)$$

$$i = \frac{i_0 - f}{1 + f} \quad (58)$$

Où,

$i$ : est le taux d'intérêt ;

$N$  : est la durée de vie du système en année.

$i_0$  : est le taux d'intérêt nominal

$f$  : est le taux d'inflation annuelle

- **Coût de l'énergie nivelé (COE)**

Le coût de l'électricité utile que le système produit par kWh est le COE. Calculé par HOMER, le COE est le rapport entre le coût annuel total de l'électricité produite et le total de l'électricité utile produite. L'équation du COE est présentée dans l'Eq. (59) [82].

$$\text{COE} = \frac{C_{ann.tot}}{E_{prim.AC} + E_{prim.DC} + E_{grid.sales}} \quad (59)$$

Où

$C_{ann.tot}$  : le coût global annualisé

$E_{prim.AC}$  : charge primaire AC

$E_{prim.DC}$  : charge primaire DC

$E_{grid.sales}$  : prix total de réseau

- **Fraction renouvelable (RF)**

La puissance totale générée par les sources d'énergie renouvelables par rapport à la puissance totale générée par l'ensemble du système est appelée fraction renouvelable [22]. Pour cette étude, la fraction renouvelable doit être aussi élevée que possible pour réduire des émissions de gaz à effet de serre des générateurs diesel. La FR est mathématiquement exprimée comme suit.

$$\text{RF}(\%) = \left( 1 - \frac{\sum P_{diesel}}{\sum P_{renouvelable}} \right) * 100 \quad (60)$$

Où

$P_{diesel}$ , est la puissance de sortie du générateur diesel et  $P_{renouvelable}$ , est la puissance de sortie des sources renouvelables (solaire et éolienne).

### 3.4.10.9 Stratégie opérationnelle

Le système hybride fonctionne selon deux stratégies principales, à savoir le cycle de charge (CC) et le suivi de charge (LF). Dans la stratégie CC, le générateur diesel incorporé est utilisé pour alimenter la charge et charger les batteries simultanément. Dans la stratégie LF, les énergies renouvelables alimentent la charge en même temps qu'elles chargent les batteries lorsqu'il y a de l'électricité. Charge tout en chargeant les batteries lorsqu'il y a un excédent d'électricité. En cas d'indisponibilité de la puissance de sortie des SER, le générateur de secours est configuré de manière à pouvoir alimenter la charge et charger les batteries en même temps. Elle illustre l'organigramme opérationnel du système hybride. Elle représente le système de gestion global qui contrôle le flux d'énergie dans le Système Hybride à Energie Renouvelable (SHER). Pour cette stratégie LF est adoptée, dans laquelle seules les SER sont utilisées pour charger les batteries. Les batteries chargées servent la charge souhaitée dans le cas où les SER ne sont pas en mesure de répondre à la demande. Le générateur diesel ne peut fonctionner uniquement lorsque les sources d'énergie renouvelables et les batteries ne peuvent pas répondre à la demande de la charge souhaitée. Cela permet de réduire l'énergie excédentaire produite et à réduire le NPC total du système. Dans certaines situations, la charge ne peut pas être alimentée par l'énergie renouvelable en raison des conditions climatiques. Par exemple, lorsqu'il y a une source renouvelable disponible, l'énergie solaire PV alimente la charge et l'énergie excédentaire GPV charge les batteries, et il en est de même pour l'éolienne lorsqu'il y a de vent disponible pour faire tourner l'éolienne. L'énergie excédentaire provenant de ces deux sources est utilisée pour charger les batteries et les auxiliaires. Lorsque les SER ne parviennent pas à satisfaire la charge souhaitée, les batteries, qui servent de stockage, alimenteront les charges jusqu'à ce qu'elles soient déchargées à un minimum de 40 % de l'état de charge. Lorsqu'elle est à 40 % ou moins le générateur diesel se met automatiquement en marche pour alimenter la charge.

#### ❖ Principe de supervision

La charge et la décharge de la batterie d'accumulateurs sont strictement liées à la différence entre l'énergie totale fournie par le système hybride et l'énergie consommée par la charge notée  $\Delta P(t)$ .

Nous distinguons deux cas:

- Dans le cas où  $\Delta P(t) = 0$ , le reste de l'énergie est utilisé pour charger la batterie. Si l'état de Charge dépasse la  $SOC_{max}$  un excès d'énergie apparaît.
- Dans le cas où la différence de l'énergie est négative, la charge sera couverte par la batterie ou le générateur diesel. Dans notre cas, le rôle du générateur diesel est la surveillance de l'état de charge de la batterie pour ne pas descendre au-dessous de  $SOC_{min}$  donné (**figure 41**).

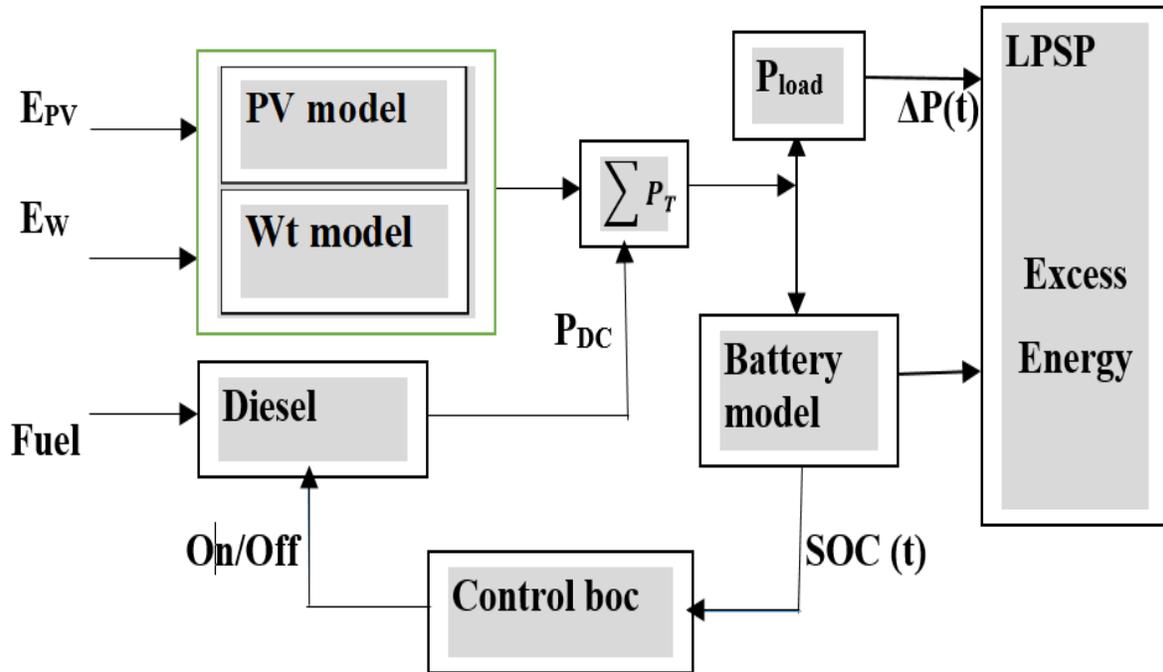


Figure 41 : Principe de fonctionnement

#### 3.4.10.10 Avantages et limites des systèmes hybrides avec stockage :

- Ces systèmes ont la complémentarité des ressources en particulier le vent et l'irradiation solaire à l'échelle annuelle ou à l'échelle journalière;
- Disponibilité de l'énergie plus fiable (évidemment il y a plus du vent en saison des pluies que le soleil et plus du soleil en saison sèche que du vent. Il y a de vent parfois la nuit mais pas du soleil la nuit);
- Efficacité environnementale ;
- Le stockage est cher ;

- Il faut ajouter un groupe diesel de secours : ce groupe nécessitant l’approvisionnement en carburant dont il est polluant, bruyant, économiquement moins viable en comparaison avec les sources d’énergie renouvelable.
- Si l’excès d’énergie ne peut être éliminé, la production doit alors être arrêtée.
- Le problème de l’interconnexions et de la gestion énergétique ;
- Dynamique rapide des générateurs : possibilité de surtension.
- d’une part une partie de l’énergie produite par le générateur sera perdue car la limitation de la capacité de stockage implique qu’une partie de l’énergie produite ne pourra ni servir à la charge ni être stockée d’où création d’une part importante d’énergie « gaspillée » et une diminution des performances globales du système ;
- d’autre part, le coût du système sera augmenté et par conséquence le coût de production du kWh.

Tous ces avantages seront d’autant plus importants que les sources solaires et éoliennes seront complémentaires entre elles et en phase avec la courbe de consommation.

### 3.4.10.11 Modèles de l’installation photovoltaïque

Les performances des modules photovoltaïques dépendent de plusieurs paramètres, à savoir, l’éclairement, la température et la charge à alimenter. Dans le présent travail, nous supposons que le système photovoltaïque est piloté par une commande MPPT qui permet de maximiser la puissance extraite. Ainsi, nous allons utiliser un modèle simple du générateur photovoltaïque qui permet de calculer la puissance produite instantanée à partir des données de la température et de l’éclairement [89-90].

$$P_{pv} = \eta_{pvg} * A_{pvg} * G_t \quad (61)$$

Où  $A_{pvg}$  ( $m^2$ ) représente la surface du générateur photovoltaïque,  $G_t$  ( $W/m^2$ ) est l’éclairement, et  $\eta_{pvg}$  représente le rendement de ce dernier et il est donné par [100]:

$$\eta_{pvg} = \eta_r * \eta_{pc} * [1 - \beta(T_{cell} - T_{cref})] \quad (62)$$

$\eta_r$  est le rendement de référence du module PV, et représente le rendement caractérisant l’influence de la charge, ce dernier est égal à 1 dans le cas où le système PV fonctionne en mode MPPT. Le coefficient de température  $\beta$  est supposé constant, sachant que pour les cellules PV à

base de silicone,  $\beta$  est dans la plage 0.004 à 0.006 (1/°C). La température de référence de la cellule est représentée par  $T_{cref}$  (°C), de même,  $T_{cell}$  est la température de la cellule donnée par:

$$T_{cell} = T_a + \left( \frac{T_{noct} - T_{anoct}}{G_{noct}} \right) * G_t \quad (63)$$

Avec,  $T_a$  (°C), est la température ambiante, et  $T_{noct}$  (°C) représente la température des cellules dans les conditions NOCT ( Normal Operating Cell Temperature :  $G_{noct} = 800 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{anoct} = 20^\circ \text{C}$ , Spectre AM=1.5). En outre, les différents paramètres utilisés dans cette section sont donnés par le constructeur, et cela pour chaque type du module PV contenu dans la base de données du logiciel de dimensionnement développé.

### 3.4.10.12 Modélisation du générateur éolien

Chaque générateur éolien est caractérisé par une courbe de puissance qui dépend de la vitesse du vent disponible. Supposant que l'éolienne fonctionne en mode MPPT, un modèle simple peut simuler la puissance de sortie d'une éolienne donnée comme suit [87, 88]:

$$P_w(V) = \begin{cases} P_n * \frac{V - V_D}{V_n - V_D} & V_D \leq V \leq V_n \\ P_n & V_n \leq V \leq V_{max} \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (64)$$

Avec,  $P_n$  est la puissance nominale du générateur éolien,  $V_D$  représente la vitesse de démarrage pour laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie. De plus,  $V_n$  est la vitesse nominale de l'éolienne, et  $V_{max}$  représente la vitesse maximale admissible pour laquelle la production est arrêtée, et l'éolienne est mise en drapeau.

### 3.4.10.13 Modélisation du stockage électrique par batteries

Le modèle mathématique de l'état de charge de la batterie dépend de l'état de charge précédente, l'énergie produite par l'éolienne  $E_w$ , l'énergie produite par le générateur photovoltaïque  $E_{pv}$  et l'énergie demandée par la charge  $E_{ch}$ . Ainsi, l'état de charge actuel des batteries  $SOC_{bat}$  peut être calculée selon deux scénarios [89, 90].

• **Premier scénario**

Dans le cas où  $E_w(t) > E_{ch}(t)$ , les batteries sont dans le processus de charge, et la capacité de stockage instantanée  $SOC_{bat}(t)$  [Wh] est donnée par:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) + \left( E_{pv}(t) - \left( \frac{E_{ch} - E_w}{\eta_{ond}} \right) \right) * \eta_{cha} \quad (65)$$

Avec

$$\begin{cases} E_{pv}(t) = P_{pv}(t) * \Delta t \\ E_w(t) = P_w(t) * \Delta t \\ E_{ch}(t) = P_{ch}(t) * \Delta t \end{cases}$$

Où

$P_{pv}(t)$ ,  $P_w(t)$ ,  $P_{ch}(t)$  représentent respectivement: la puissance produite par le générateur PV à l'instant t, la puissance produite par l'éolienne à l'instant t, et la puissance demandée par la charge à l'instant t. Par ailleurs,  $\Delta t$  est le pas de simulation ( $\Delta t = 1h$ ),  $\eta_{ond}$  représente le rendement de l'onduleur, et  $\eta_{cha}$  est le rendement de chargement des batteries, ce dernier varie de 0.65 à 0.85, selon le courant de charge.

• **Deuxième scénario**

Dans le cas où  $E_w(t) < E_{ch}(t)$ , il y a deux possibilités :

Si  $E_{pv}(t) \geq (E_{ch}(t) - E_w(t))/\eta_{ond}$ , les batteries sont en charge, et la capacité de stockage est donnée par équation (65).

Si  $E_{pv}(t) < (E_{ch} - E_w)/\eta_{ond}$  dans cet état, nous avons un processus de décharge des batteries qui est caractérisé par la relation suivante:

$$SOC_{bat}(t) = SOC_{bat}(t-1) + \left( E_{pv}(t) - \left( \frac{E_{ch} - E_w}{\eta_{ond}} \right) \right) * \frac{1}{\eta_{dech}} \quad (66)$$

Avec,  $\eta_{dech}$ , le rendement de décharge des batteries, dans notre étude, il est supposé égal à 1.

### 3.4.10.14 Limites de l'état de chargement des batteries

Pour tous les scénarios possibles, l'état de charge des batteries doit satisfaire la condition suivante :

$$SOC_{bat\_min} \leq SOC_{bat}(t) \leq SOC_{bat\_max} \quad (67)$$

Avec  $SOC_{bat\_max}$  et  $SOC_{bat\_min}$  sont les états de charge limites des batteries de stockage. En outre, nous considérons  $SOC_{bat\_max}$  comme étant la capacité nominale du système de stockage  $C_{bat\_n}$ . Cette dernière est reliée à la limite inférieure de l'état de charge par la relation suivante :

$$SOC_{bat\_min} = DOD * C_{bat\_n} \quad (68)$$

Où, DOD (%) représente la profondeur maximale de décharge des batteries.

### 2.11.3.2 Détermination de la capacité nominale du système de stockage

La capacité des batteries en termes d'énergie Wh dépend principalement du nombre de jours d'autonomie  $N_{ja}$ , de l'énergie produite pour chaque jour par les générateurs à énergies renouvelables sans le système de stockage, et de la consommation énergétique journalière par la charge. Nous calculons, pour chaque jour  $j$  de l'année, la différence entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie produite par les générateurs à énergies renouvelables, ce qui va déterminer la dynamique de variation de l'état de charge des batteries.

$$E_d(t) = E_{ch}(t) - E_p(t) \quad (69)$$

Avec,

$$E_p(t) = E_w(t) + E_{pv}(t) \quad (70)$$

$$E_{dj}(j) = \sum_{t=1}^{24} E_d(t) \quad \text{si } E_d(t) > 0 \quad (71)$$

Ensuite, pour déterminer la capacité nominale, nous tenons compte du déficit journalier  $E_{dj}$  maximum sur une année, comme suit:

$$C_{bat\_n} = \frac{N_{ja} * \max E_{dj}(t)}{\eta_{dech}} \quad (72)$$

### 2.11.4 Dimensionnement du système d'énergie hybride

L'objectif principal de ce dimensionnement est de déterminer la configuration optimale de la centrale hybride éolienne, photovoltaïque avec stockage et un groupe diesel d'appoint pour satisfaire la puissance demandée par la charge.

En plus les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources énergétiques disponibles. Pour surmonter cette limite, la solution à retenir, en particulier pour les sites isolés, est certainement le recours et la combinaison de plusieurs sources.

Plusieurs méthodes du dimensionnement des systèmes d'énergies hybrides ont été réalisées par des chercheurs. La méthode que nous allons utiliser, se base sur une analyse technico-économique. Nous allons en premier lieu appliqué la méthode de la probabilité de non satisfaction de la charge LPSP (Loss of Power Supply Probability) [90]. Par la suite, à partir des configurations qui satisfont la demande obtenue, constituées de la puissance éolienne, de la puissance photovoltaïque et du nombre de batteries, nous utilisons l'approche économique pour déterminer la configuration optimale.

### 2.11.5 Description de la méthode LPSP

Durant le fonctionnement du système hybride, nous pouvons distinguer les différentes phases suivantes:

- **Phase 1:** La puissance demandée par la charge est inférieure à la puissance produite par l'aérogénérateur ( $P_{ch} < P_w$ ). Dans ce cas, le surplus d'énergie, ainsi que l'énergie produite par les panneaux PV sont conduits à travers les convertisseurs statiques vers les batteries. Le nouvel état de charge des batteries est calculé, si ce dernier dépasse l'état maximal admissible  $SOC_{bat\_max}$ , le surplus d'énergie sera conduit vers les charges auxiliaires.

- **Phase 2:** La puissance demandée par la charge est supérieure à la puissance produite par l'éolienne ( $P_{ch} > P_w$ ). Dans cette situation, le déficit d'énergie ( $P_{ch} - P_w$ ) est compensé par le générateur PV, l'état de charge des batteries est calculé, si ces dernières ne peuvent pas couvrir la demande de la charge, c'est-à-dire  $P_{pv}(t) < (P_{ch} - P_w)/\eta_{ond}$ , les batteries vont se décharger à travers l'onduleur pour compenser le déficit énergétique, sous condition que la limite minimale de l'état de charge n'est pas atteinte  $SOC_{bat} > SOC_{bat\_min}$  [91].

Dans la phase 2, si l'énergie des batteries ne suffit pas à satisfaire la puissance demandée par la charge au temps  $t$ , ce déficit est appelé la demande non satisfaite LPS (Loss of Power Supply), elle est exprimée par:

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_w(t))\Delta t - (P_{pv}(t) + C_{bat}(t - 1) - SOC_{bat\_min}) * \eta_{ond} \quad (73)$$

La ‘LPSP’ est définie comme étant la fraction de la demande non satisfaite sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. Ainsi, cette probabilité est définie comme étant la somme de toutes les demandes non satisfaites ‘LPS’ sur l’énergie totale demandée par la charge pendant une période de fonctionnement T (Pour cette étude, T = 1 année), selon l’expression suivante [92]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T P_{ch}(t) * \Delta t} \quad (74)$$

### 2.11.6. Algorithme du dimensionnement

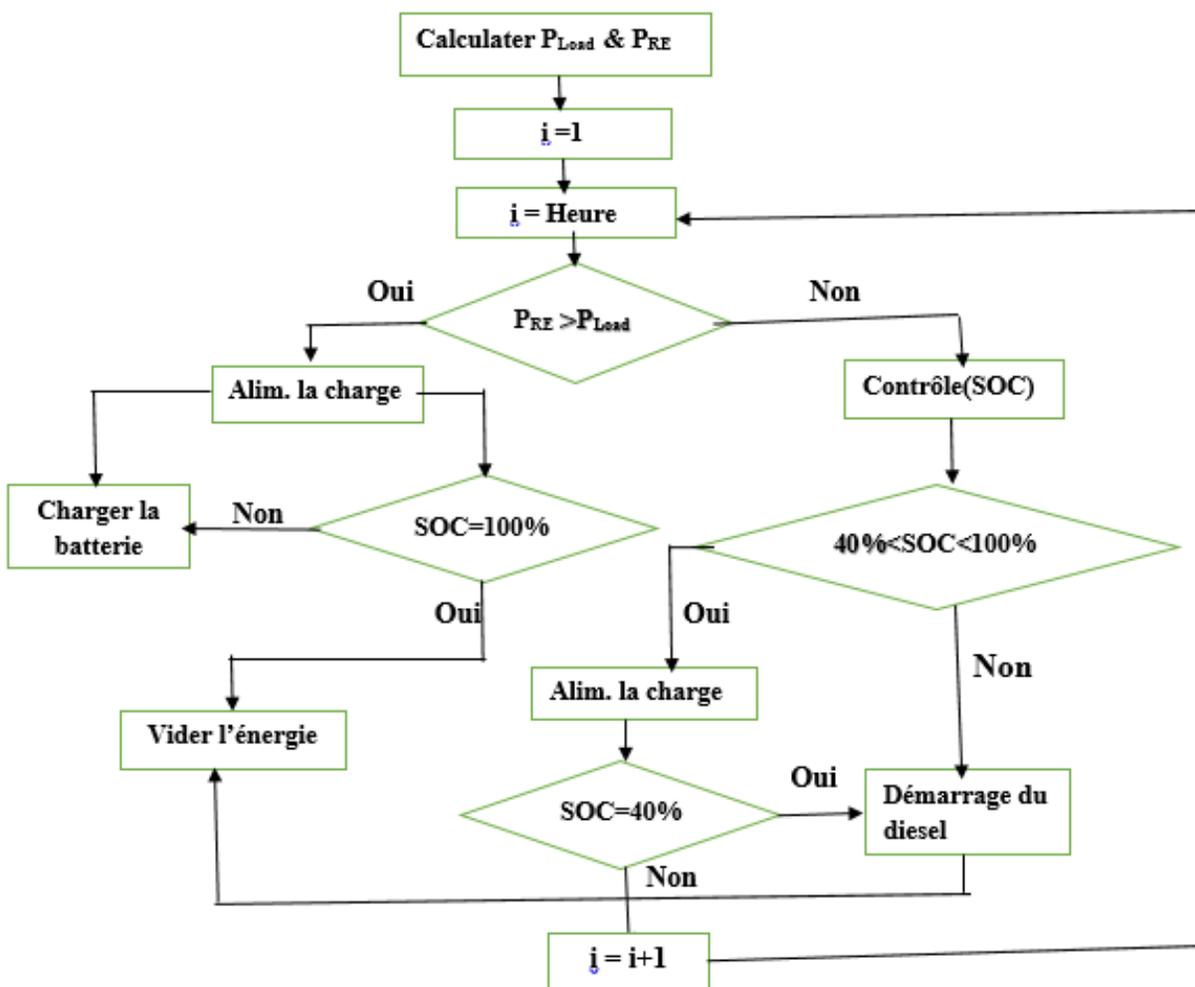


Figure 42 : Organigramme global de l’algorithme de dimensionnement

A partir de la méthode décrite précédemment, les paramètres  $P_{load}$  et  $P_{RE}$  représentent respectivement, la charge et la puissance produite par l'énergie renouvelable.

Cet algorithme permet de déterminer plusieurs paramètres qui satisfont la condition de la charge et de batteries. Seule une analyse économique permet de déterminer le dimensionnement optimal du système hybride.

### 2.11.7 Analyse économique et environnementale

Il est très important pour la faisabilité et la réalisation d'un projet d'évaluer le coût global du projet en déterminant les coûts d'investissement des différents éléments du nouveau système proposé, les coûts de maintenance de chaque équipement ; et aussi dans un contexte de changement climatique et donc de protection de l'environnement, d'évaluer l'impact du nouveau système sur l'environnement. Nous allons donc déterminer le degré de rentabilité du système et la quantité de gaz à effet de serre produite par le nouveau système mis en place tout au long de son cycle de vie. Plusieurs méthodes d'analyse économique ont été développées, mais notre intérêt s'est porté sur la méthode dans laquelle on détermine le coût global de l'installation sur une période d'analyse, qui est habituellement la durée de vie prévue de l'installation. Tous les coûts sont ramenés à leurs valeurs actuelles, en utilisant un taux d'actualisation.

Après la détermination des différents triplets ( $P_{pv}$ ,  $P_w$ ,  $N_{bat}$ ), qui satisfont la probabilité 'LPSP' désirée, nous constatons que la fonction qui englobe ces trois variables est non linéaire. Par ailleurs, nous avons principalement pour chaque composant du système trois types de coût: un coût initial, un coût de maintenance et un coût de renouvellement des composants [93-94].

#### 2.11.7.1 Coût initial

Il est lié au coût de l'achat du système, ainsi que le coût d'installation, ce dernier peut être très important.

$$C_i = P_{pv}C_{pv} + P_wC_w + N_{bat}C_{bat} + S_{ond}C_{ond} \quad (75)$$

Avec,  $C_{pv}$ , Coût initial du système photovoltaïque, \$/kW

$C_w$ , Coût initial du système éolien, \$/kW

$C_{bat}$ , Coût initial du système de stockage, \$/kW

$C_{ond}$ , Coût initial de l'onduleur, \$/kW

$S_{ond}$ , Puissance apparente de l'onduleur, VA

### 2.11.7.2 Coût de maintenance

Dans notre cas, il est donné en pourcentage par rapport au coût initial de chaque composant, et cela pour une période d'une année.

$$C_m = (P_{pv}C_{pv}m_{pv} + P_wC_wm_w + N_{bat}C_{bat}m_{bat} + S_{ond}C_{ond}m_{ond}) * dv_{sys} \quad (76)$$

Avec,  $m_{pv}$ , Pourcentage de maintenance annuel du système photovoltaïque, %

$m_w$ , Pourcentage de maintenance annuel du système éolien, %

$m_{bat}$ , Pourcentage de maintenance annuel du système de stockage, %

$m_{ond}$ , Pourcentage de maintenance annuel de l'onduleur, %

$dv_{sys}$ , Durée de vie du système, (année)

### 2.11.7.3 Coût de renouvellement des composants

Chaque composant de système a une durée de vie. Il doit être remplacé périodiquement sur toute la durée du fonctionnement de système hybride [95].

$$C_r = P_{pv}C_{pv} \frac{(dv_{sys} - dv_{pv})}{dv_{pv}} + P_wC_w \frac{(dv_{sys} - dv_w)}{dv_w} \quad (77)$$

$$+ N_{bat}C_{bat} \frac{(dv_{sys} - dv_{bat})}{dv_{bat}} + S_{ond}C_{ond} \frac{(dv_{sys} - dv_{ond})}{dv_{ond}}$$

Avec,  $dv_{pv}$ ,  $dv_w$ ,  $dv_{bat}$  et  $dv_{ond}$  représentent les durées de vie respectivement, du système photovoltaïque, du système éolien, du système de stockage et de l'onduleur.

Généralement, le générateur éolien et le générateur photovoltaïque ont une durée de vie proche de la durée de vie du système, donc un coût de remplacement pratiquement nul. Finalement, le coût global pour toute la durée du fonctionnement est donné par:

$$C_g = C_i + C_m + C_r \quad (78)$$

Comme nous calculons le coût sur toute la durée du fonctionnement du système, il est important d'introduire le taux d'inflation, qui sert à prévoir la dynamique de changement de la valeur de la monnaie.

**a/ Calcul du coût global actualisé du kWh**

Le coût global actualisé du kWh (CGA) est le rapport entre la somme des dépenses actualisées réalisées de l'année 0 à l'année n, et la somme des productions actualisées obtenues de la première année à la nième année.

$$CGA = \frac{\sum_0^n \frac{Dépenses}{(1+t)^k}}{\sum_1^n \frac{Production}{(1+t)^k}} \tag{79}$$

Avec

Dépense = coût de maintenance + coût de remplacement des appareils

Coût de maintenance = 0.45% coût (générateur PV+ générateur éolien+ générateur diesel)

Production = énergie produite\*365/j

n représente la durée de vie du projet et t le taux d'actualisation.

**b/ Calcul du cash-flow (CF)**

Le cash-flow représente les bénéfices annuels réalisés tout au long de la durée du projet. Il se calcule grâce à la formule suivante :

CF = Recettes – Dépenses, Où Recettes = CGA × Productions

## Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, l'état du gisement solaire des localités d'Abéché, de Bitkine, de Mongo et de N'Djamena et le gisement éolien pour les localités d'Abéché et Mongo, ainsi qu'une évaluation de la demande énergétique pressentie de Mongo. Une étude approfondie sur la modélisation du système hybride PV/Eolien/Diesel/Batteries est faite. Sur la base du gisement solaire et éolien, de la demande énergétique, l'architecture du système hybride est présentée à travers un dimensionnement.

Pour le système hybride le modèle connecté à bus DC (courant direct) a été utilisé pour calculer une puissance nominale. Et enfin une étude de dimensionnement technologique présentée

a permis de déterminer les différents compartiments de la centrale pour une fourniture de la puissance électrique demandée par la population de Mongo.

Dans le prochain chapitre nous allons présenter les résultats et interprétations de nos simulations avec le logiciel HOMER et après on va clôturer par une conclusion et quelques perspectives.

# CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS

## Introduction

Ce chapitre traite les résultats de notre travail. Nous présenterons et discuterons les principaux résultats de simulations réalisées grâce aux méthodes sus utilisées. Nous allons présenter en première partie, un aperçu général sur le gisement solaire dans la zone sahélienne du Tchad. Le modèle empirique d'Angstrom-Prescott est utilisé pour estimer le rayonnement solaire dans les sites choisis. La deuxième partie est consacrée à la présentation de résultats et interprétations d'évaluation du potentiel éolien utilisant la distribution de Weibull. La troisième partie est consacrée aux présentations de résultats de phase de charge et enfin, nous avons utilisé ces outils pour simuler le productible annuel de la centrale dans la banlieue de la région de Guéra (Mongo).

## 3. Estimation de la répartition de valeur moyenne mensuelle de l'Irradiation globale horizontale.

La **figure 43** illustre les résultats obtenus de la moyenne mensuelle horaire de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, des 4 sites représentatifs du climat sahélien du Tchad. On constate que tous les graphes ont la même allure mais avec de valeurs différentes : dans le site d'Abéché tel que la région de l'Est, en observant l'histogramme on remarque que la variation maximale de la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire est comprise entre 6,8 à 7 kWh.m<sup>-2</sup>/j, et le minimum est compris entre 5,6 à 5,9 kWh.m<sup>-2</sup>/j durant toute l'année.

Dans la région du centre (Mongo, Bitkine) le maximum de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale solaire observée pendant le mois de janvier à juin et de septembre à décembre est entre 5 à 6 kWh.m<sup>-2</sup>/j et le minimum est de 4 à 5 kWh.m<sup>-2</sup>/j. En l'occurrence on remarque aussi que le maximum du mois de juillet à septembre est de 6 à 6,10 kWh.m<sup>-2</sup>/j et le minimum est de 5,8 à 6,10 kWh.m<sup>-2</sup>/j, qui varie selon les régions.

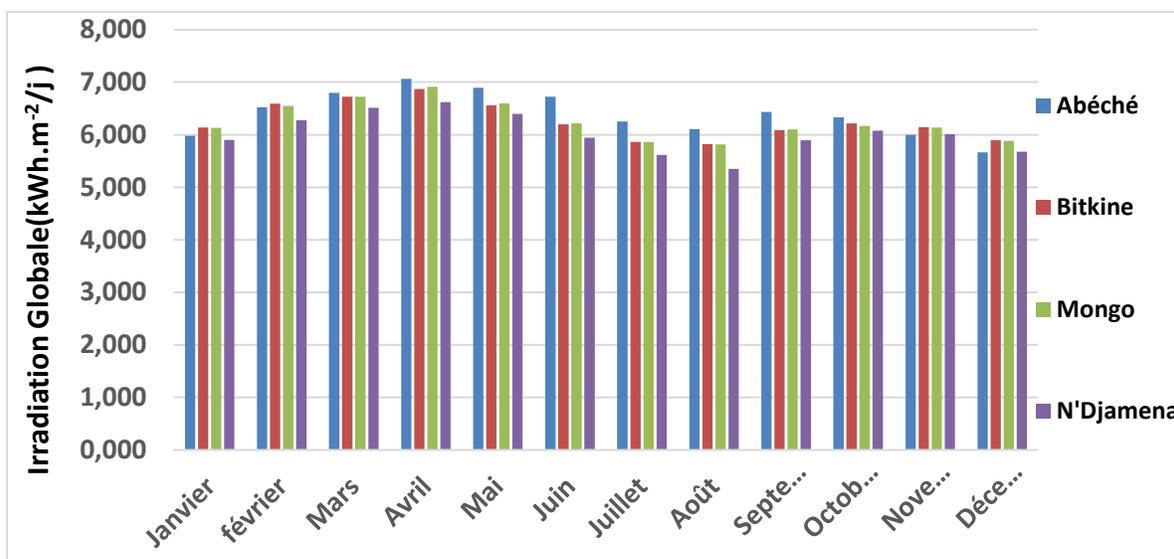


Figure 43 : Valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale journalière (kWh.m<sup>-2</sup>/j).

Dans la partie ouest du pays où se trouve la ville de N'Djamena, l'irradiation est un peu perturbée par les aléas climatiques et aussi la longue durée de saison pluvieuse parfois dépassant 4 à 5 mois par rapport aux autres régions, car l'irradiation globale est beaucoup plus sensible lors d'un passage nuageux, même peu visible à l'œil nu. Ceci implique la chute de l'irradiation globale dans cette zone. La valeur moyenne mensuelle de l'irradiation globale est comprise entre 6,5 à 6,6 kWh.m<sup>-2</sup>/j et le minimum est compris entre 5,3 à 5,6 kWh.m<sup>-2</sup>/j.

La **figure 43** montre que la repartitions relative sur l'année de l'irradiation solaire mensuelle est quasiment les mêmes sur les quatre villes.

Il ressort que les énergies reçues dans les différentes villes sahéliennes du Tchad tout au long de l'année en moyenne sont :

- **Abéché = 6,40 kWh.m<sup>-2</sup>/j ; Mongo = 6,28 kWh.m<sup>-2</sup>/j ;**
- **Bitkine = 6,26 kWh.m<sup>-2</sup>/j ; N'Djamena = 6,02 kWh.m<sup>-2</sup>/j.**

Ceci permet d'évaluer le "gisement solaire" tchadien à 6,24 kWh.m<sup>-2</sup>/j soit 29,24\*10<sup>8</sup> GWh par an, ce qui représente 208 857 fois la production électrique totale du Tchad.

Supposons que cette énergie solaire soit collectée et transformée en énergie électrique par un système dont le rendement est de 10%. Nous pourrions ainsi mettre à la disposition de chaque tchadien 2,4310<sup>6</sup> GWh /an, ce qui permettrait de satisfaire les besoins en énergie.

Pour la suite de ce travail, nous étudierons les données de Mongo par ce que non seulement Mongo est au centre du pays mais également les besoins énergétiques se font sentir.

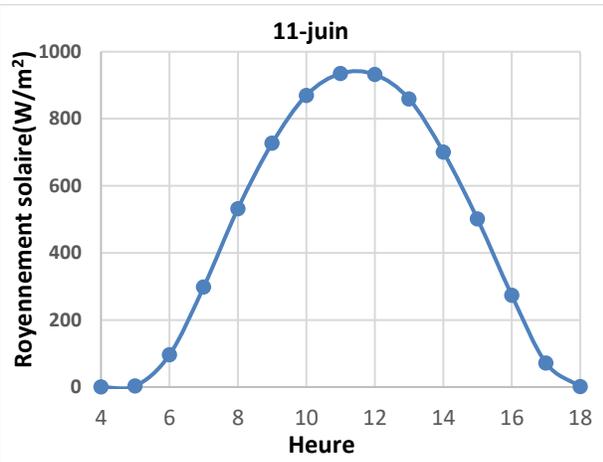
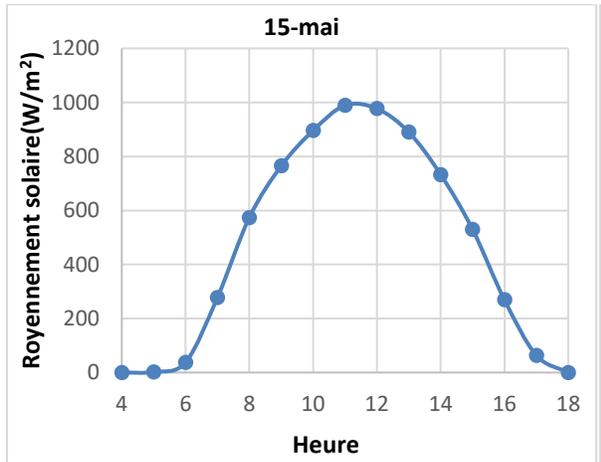
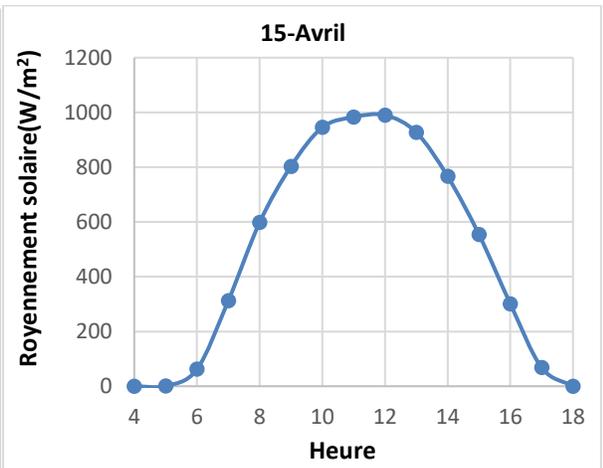
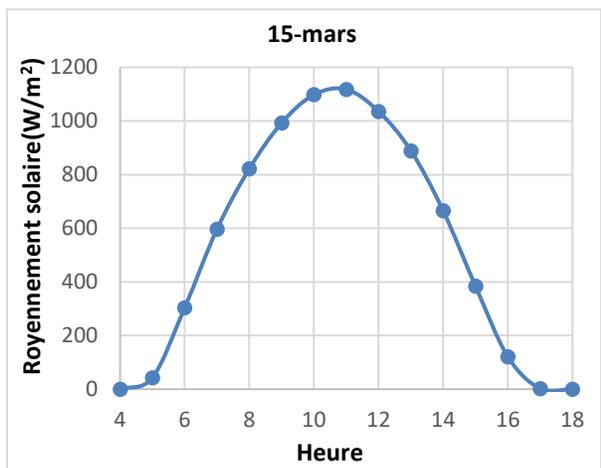
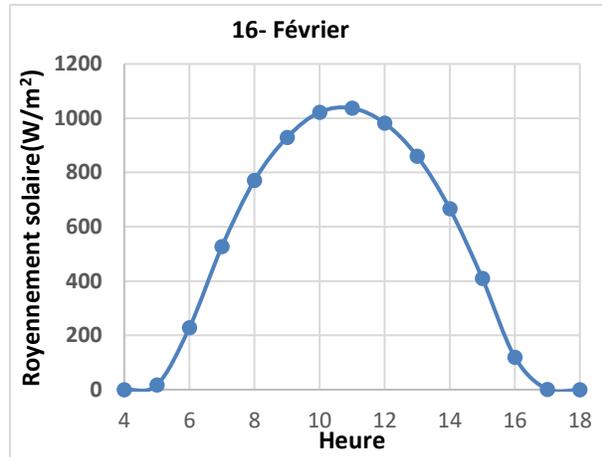
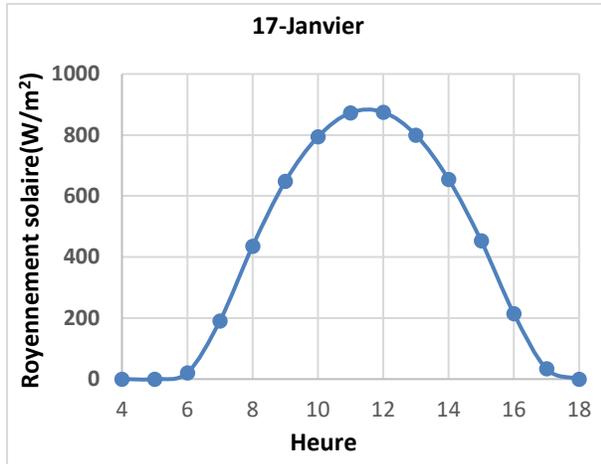
### 3.1 Modèle de rayonnement solaire

Du **tableau 11**, nous pouvons tracer les courbes qui décrivent l'évolution moyenne mensuelle du rayonnement global **figure 44**. Ces courbes sont représentées en fonction d'irradiation et d'heure (valeur journalière qui varie de 4 heures à 18 heures). Le calcul est effectué selon les jours de Klein (jour de chaque mois, comme le plus représentatif du jour moyen du mois considéré) sur tous les mois de l'année.

**Tableau 11:** Jours représentatifs de mois de l'année [91]

Mois	Numéro du jour dans l'année	Date
Janvier	17	17 Janvier
Février	47	16 Février
Mars	75	16 Mars
Avril	105	15 Avril
Mai	135	11 Mai
Juin	162	17 Juin
Juillet	198	16 Juillet
Août	228	16 Août
Septembre	258	15 Septembre
Octobre	288	15 Octobre
Novembre	318	14 Novembre
Décembre	344	10 Décembre

Selon les jours de Klein, les résultats théoriques du modèle ainsi d'écrit, représentant l'ensoleillement de la région de Mongo.



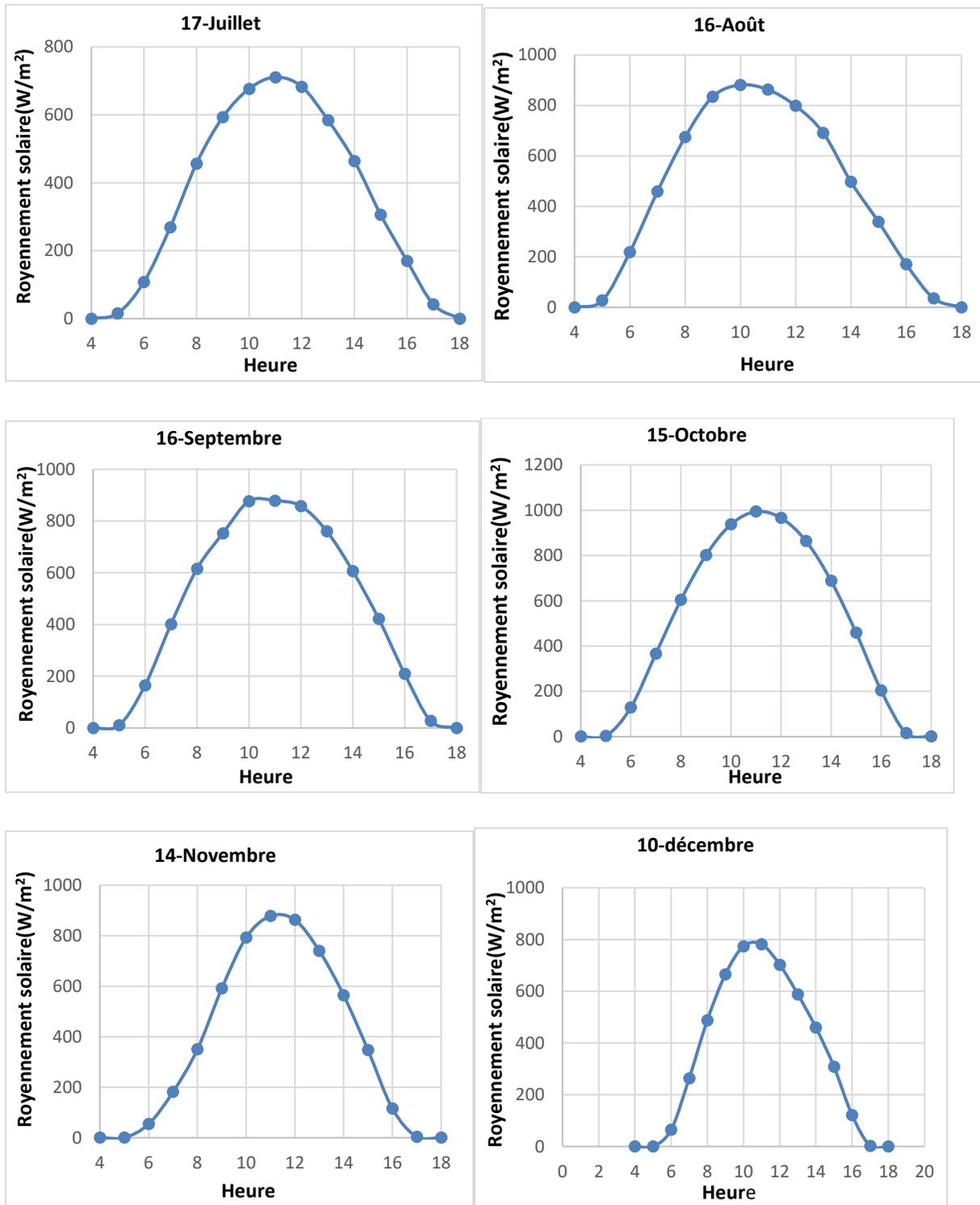


Figure 44 : Distribution temporelle des éclairagements incidents sur un plan horizontal

Nous constatons que les courbes ont la même allure influencée par les conditions météorologiques. Ces courbes ont un pic compris entre 11h et 13h et cela traduit la période de la journée où l'irradiance est la plus élevée.

### **3.2 Relations empiriques entre le rayonnement global, diffus et la durée d'ensoleillement au Tchad : approche par la régression polynomiale.**

Les villes choisies dans ce travail sont situées dans la même grande zone climatique sahélienne au Centre du pays. Elles reçoivent une quantité différente du rayonnement au sol et des durées d'ensoleillement journalier variables, ce qui peut être observé à la **figure 45** et la **figure 46**. Le rayonnement global est très important à Abéché et ses variations peuvent être expliquées par celles de la durée d'ensoleillement relative selon les saisons au cours d'une année (**figure 45**). Le rayonnement global à Ndjamena est le plus faible avec une partie importante de la composante diffuse. On observe que pendant la saison de pluie, par rapport à la durée théorique du jour, la durée d'insolation est élevée contrairement à d'autres saisons et très minimale en saison sèche. Ce qui explique bien en moyenne les fluctuations mensuelles et saisonnières des composantes globale et diffuse (**figure 45**). Ces villes présentent des hétérogénéités climatiques individuelles malgré leur appartenance à une même zone climatique. Il est donc nécessaire de trouver des outils propres à chaque ville pour mieux quantifier les ressources solaires. Le test de significativité d'estimation des modèles se fait à un niveau de confiance bien défini qui est de  $\alpha = 0.01$ , ce qui donne le  $t - critic = 3.106$  lu dans la table de loi Statistique.

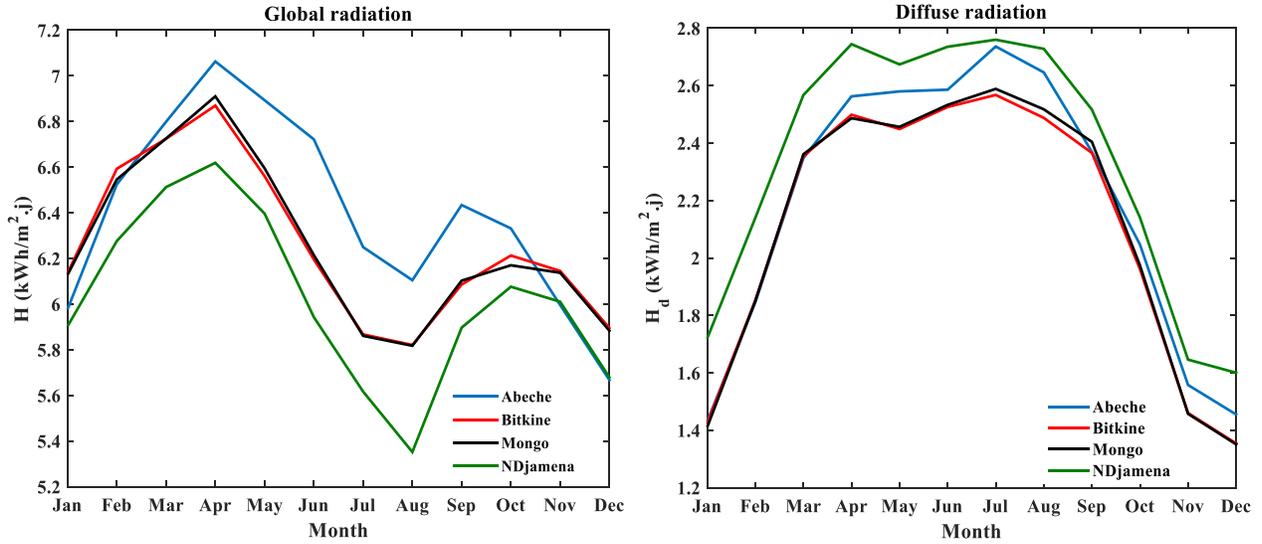


Figure 45 : Variation mensuelle des rayonnements diffus et global dans les villes

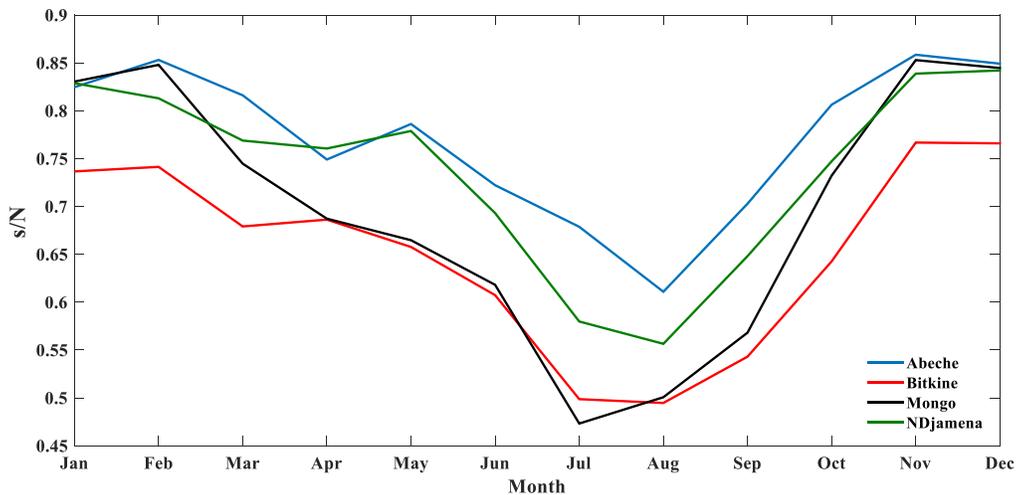


Figure 46 : Evolution mensuelle de la durée d'ensoleillement relative

### 3.2.1. Corrélations pour l'estimation du rayonnement global au sol

La détermination des coefficients des modèles de régression polynomiale du 1<sup>er</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> ordre a permis d'avoir des nouvelles corrélations entre l'indice de clarté et l'insolation relative pour chaque ville. Ces nouvelles corrélations présentées dans le **tableau 12** sont utilisées pour estimer le rayonnement global au sol et les résultats sont présentés à la **figure 46**. En comparaison avec les modèles choisis dans la littérature par rapport aux données de CAMS, en moyenne toutes les

nouvelles corrélations présentent de bons résultats. Tous les résultats statistiques pour chacune des villes sont donnés dans le **tableau 13**.

**Abéché** : Les modèles 2, 6, 7, 8 sont tous significatifs et avec des petites erreurs. Les valeurs des indicateurs statistiques montrent que le modèle 8 est le meilleur avec une estimation plus significative que celle des autres.

**Bitkine** : Seules les nouvelles corrélations développées sont significatives car leurs différentes valeurs de *t-stat* sont inférieures à celle du *t-critic*. Le modèle 8 présente des valeurs statistiques toutes proches de zéro et par conséquent est considéré comme le meilleur parmi les autres.

**Mongo** : Plusieurs modèles ont de coefficients de corrélation élevés mais leurs estimations ne sont pas toutes statistiquement significatives. Des écarts sont observés entre leurs différentes erreurs calculées (RMSE, SSRE). Cependant, le modèle 8 est celui qui a des résultats plus de zéro et est considéré comme le meilleur modèle d'estimation du rayonnement global au sol.

**N'Djamena** : Parmi tous les modèles, seul le modèle 2 présente un *t-stat* supérieur au *t-critic*, avec des valeurs élevées des erreurs calculées. Les modèles 5,7 et 8 sont plus significatifs en termes d'estimation et ont de bons résultats dans l'ensemble. En regardant les valeurs de RMSE et SSRE, on remarque que le modèle 8 se rapproche beaucoup des valeurs idéales c'est-à-dire les valeurs de son estimation sont plus proches de celles issues de CAMS.

Nous remarquons qu'à l'exception de Ndjamenas, les modèles ont tendance à sous-estimer le rayonnement solaire dans les autres villes y compris certains nouveaux modèles. Ceci peut être dû à la spécification de la forme fonctionnelle des modèles et aussi l'omission de certaines variables explicatives. Ce qui peut être observé à partir des valeurs de coefficient de corrélation (**tableau 13**). De façon générale, il est à noter que les corrélations basées sur le modèle de régression polynomiale du 1<sup>er</sup> et 2<sup>e</sup> ordre donnent des résultats satisfaisants mais celles qui découlent de la régression polynomiale du 3<sup>e</sup> ordre se rapprochent plus des valeurs de CAMS. Leurs résultats sont plus proches des valeurs idéales des indicateurs utilisés. Comparativement aux autres, elles sont choisies comme les meilleures corrélations dans toutes les villes pour estimer le rayonnement solaire global au sol sur un plan horizontal. Ainsi, l'approche polynomiale d'ordre 3 est plus adéquate pour des relations empiriques entre l'indice de clarté et l'insolation relative dans la zone sahélienne. Les **figures 47, 48, 49, 50** montrent les qualités d'ajustement du nuage des points par les différentes approches polynomiales.

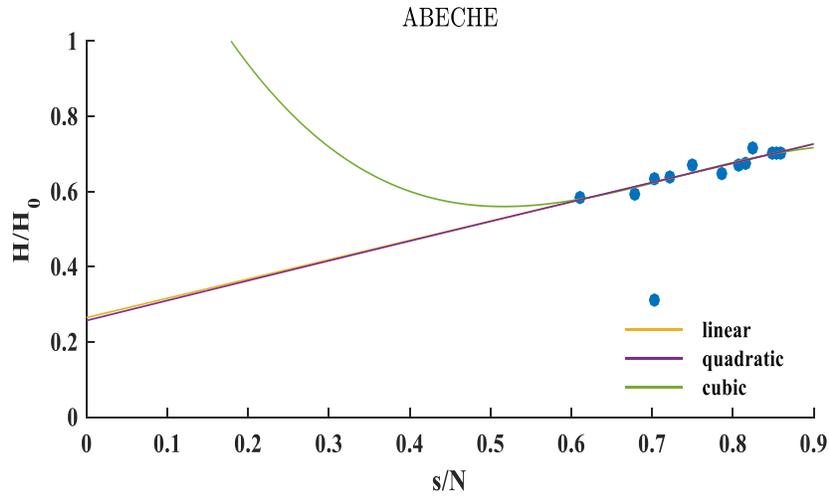


Figure 47 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté

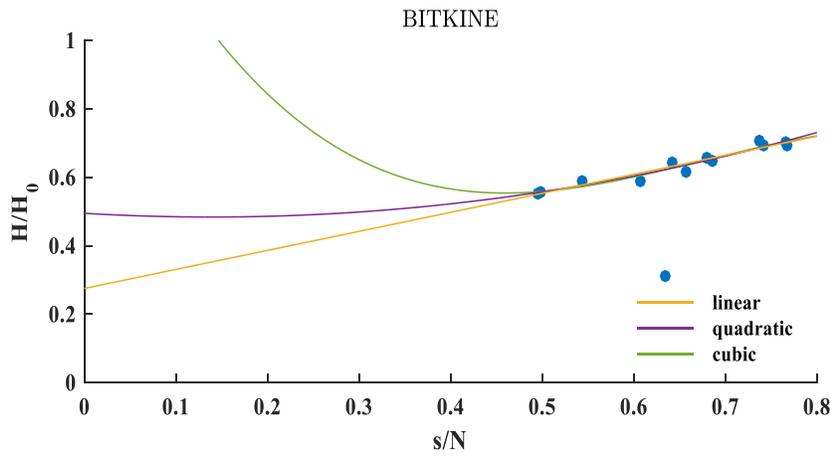


Figure 48 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté

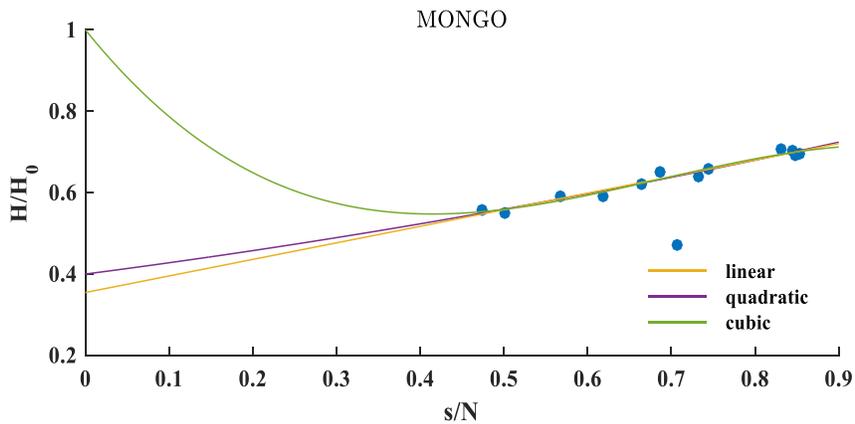


Figure 49 : nuage de points entre la durée d'insolation relative et l'indice de clarté

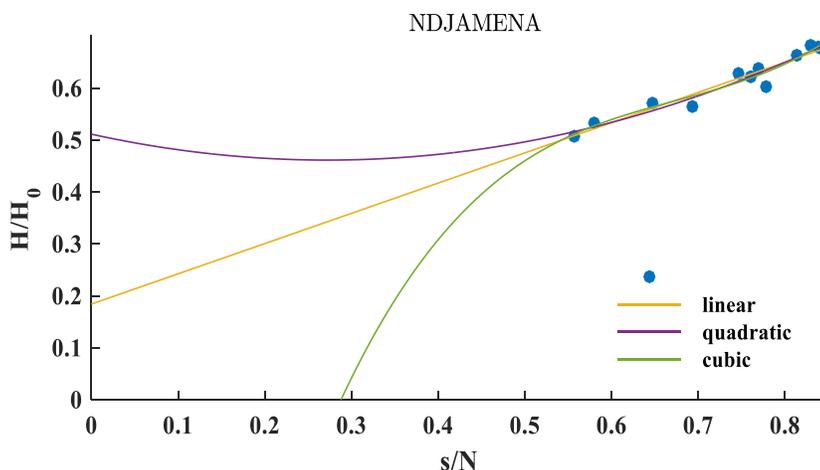


Figure 50 : nuage de points entre la durée d’insolation relative et l’indice de clarté Hd

### 3.2.2 Corrélations pour l’estimation du rayonnement diffus au sol

Après avoir trouvé des corrélations pour le rayonnement global, la détermination des corrélations pour le rayonnement solaire diffus est très importante dans la mesure où les technologies solaires (solaire photovoltaïque non concentré) sans un système de suivi du soleil orientent leurs surfaces de captation pour bénéficier au maximum de cette composante du rayonnement vu son potentiel dans ces villes (**figure 51**). Le rayonnement diffus en plus d’être exprimé en fonction de la durée d’ensoleillement relative et du rayonnement extra-atmosphérique, peut également s’exprimer en fonction de l’indice de clarté. Il peut être sous plusieurs formes fonctionnelles selon l’approche polynomiale adoptée. Ces dernières sont consignées dans le **tableau 12**. Les nouvelles corrélations obtenues adaptées à chacune de villes sont utilisées pour estimer le rayonnement diffus et en comparant leurs estimations à celles des autres modèles sélectionnés dans la littérature et des données issues de CAMS (**figure 52**). Les résultats des indicateurs statistiques calculés sont consignés dans le **tableau 12**.

**Abéché** : Graphiquement, on constate une sous-estimation du rayonnement diffus par la majorité des modèles du printemps en été. Malgré leurs bonnes corrélations obtenues avec les données de CAMS, la plupart de leurs estimations ne sont pas significatives. En considérant les résultats donnés dans le **tableau 12**, les valeurs des indicateurs obtenues montrent que le modèle 8 est le meilleur.

**Bitkine** : En moyenne, on remarque un rapprochement entre les valeurs estimées et les valeurs idéales du rayonnement. A l’exception des modèles 3,5, toutes les estimations sont

significatives. Les modèles 17 et 18 se distinguent des autres. Cependant, en comparant toutes les valeurs calculées des indicateurs statistiques, dans l'ensemble le modèle 7 est préféré au modèle 8.

**Mongo** : Tous les nouveaux modèles obtenus présentent des résultats d'estimations tous statistiquement significatifs. Les modèles 1, 7 et 9 ont les t-stat très proches de la valeur idéale contrairement au modèle 8. Les différentes formes d'erreurs calculées permettent de distinguer le modèle 8 des autres. En moyenne, il est préféré comme le meilleur.

**Ndjamena** : Les mêmes analyses faites graphiquement dans les cas précédents sont valables ici. Les quatre nouvelles corrélations sont significatives et se rapprochent bien des données de CAMS. Le modèle 10 en suivant les valeurs des indicateurs statistiques est celui ayant des valeurs les plus proches des valeurs idéales (**tableau 12**). Par conséquent, il est choisi comme le meilleur modèle d'estimation du rayonnement diffus dans cette localité.

Dans les quatre villes, seule la corrélation validée à N'Djamena a une forme fonctionnelle différente où le rayonnement diffus est une fonction explicite de l'insolation relative. Les autres corrélations obtenues peuvent être mises sous cette forme obtenue à Ndjamena en utilisant la relation (6). Ce qui nous conduit à une forme polynomiale d'ordre supérieur à 1. L'approche polynomiale est bien appropriée dans la détermination des corrélations de calcul des rayonnements global et diffus dans la zone climatique sahélienne. L'hypothèse d'ajout d'une variable comme la température de façon appropriée pourrait améliorer les valeurs obtenues de coefficients de corrélation c'est-à-dire en rendant la qualité d'estimation des modèles meilleur car la température est une variable pertinente de la zone climatique sahélienne comme l'ont souligné Soulouknga et al (2017) dans leurs travaux effectués en utilisant des modèles de rayonnement basés sur la connaissance de la température (minimum, maximum et la moyenne).

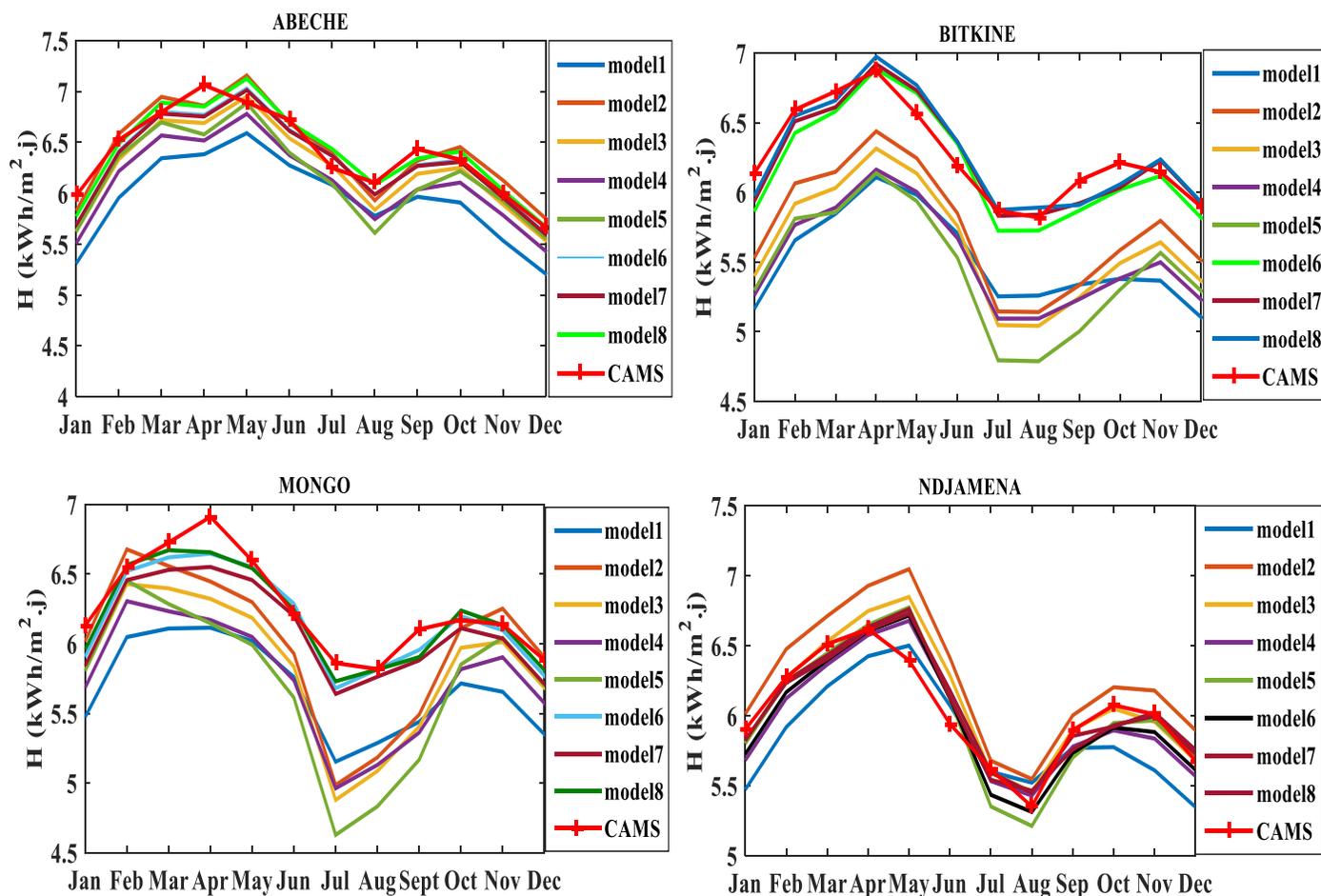


Figure 51 : comparaison graphique d'estimation du rayonnement global des différentes

Tableau 12: les nouvelles corrélations

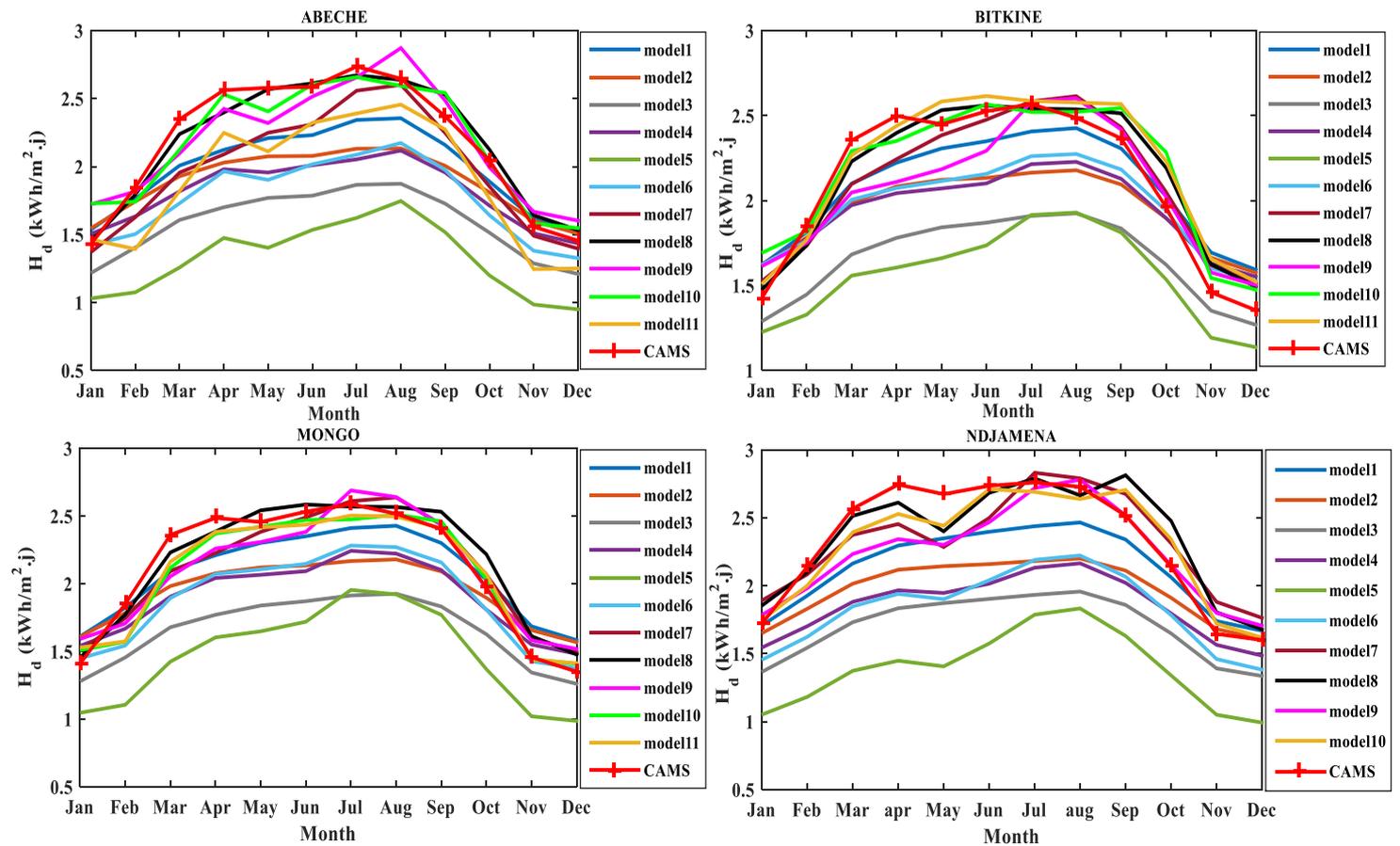
Ville	Abéché	Bitkine	Mongo	Ndjamena
Model	Global solar radiation			
6	$\frac{H}{H_0} = 0.24 + 0.53 \frac{s}{N}$	$\frac{H}{H_0} = 0.27 + 0.55 \frac{s}{N}$	$\frac{H}{H_0} = 0.35 + 0.40 \frac{s}{N}$	$\frac{H}{H_0} = 0.18 + 0.58 \frac{s}{N}$
7	$\frac{H}{H_0} = 0.29 + 0.40 \frac{s}{N} + 0.08 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H}{H_0} = 0.49 - 0.15 \frac{s}{N} + 0.56 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H}{H_0} = 0.39 + 0.26 \frac{s}{N} + 0.10 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H}{H_0} = 0.51 - 0.36 \frac{s}{N} + 0.67 \left(\frac{s}{N}\right)^2$
8	$\frac{H}{H_0} = 1.6 - 5.01 \frac{s}{N} + 7.48 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 3.35 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H}{H_0} = 1.66 - 5.81 \frac{s}{N} + 9.58 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 4.73 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H}{H_0} = 0.99 - 2.55 \frac{s}{N} + 4.41 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 2.14 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H}{H_0} = -1.85 + 9.91 \frac{s}{N} - 14.02 \left(\frac{s}{N}\right)^2 + 6.92 \left(\frac{s}{N}\right)^3$
Model	Diffuse Solar radiation			
7	$\frac{H_d}{H} = 1.3 - 1.5 \frac{H}{H_0}$	$\frac{H_d}{H} = 1.16 - 1.29 \frac{H}{H_0}$	$\frac{H_d}{H_0} = 0.242 - 0.093 \frac{s}{N} + 0.184 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 0.218 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H_d}{H} = 0.932 - 0.738 \frac{s}{N}$
8	$\frac{H_d}{H} = -2.3 + 9.7 \frac{H}{H_0} - 8.6 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2$	$\frac{H_d}{H} = -1.09 + 5.91 \frac{H}{H_0} - 5.70 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2$	$\frac{H_d}{H} = 1.18 - 1.32 \frac{H}{H_0}$	$\frac{H_d}{H} = -0.27 + 2.76 \frac{s}{N} - 2.48 \left(\frac{s}{N}\right)^2$
9	$\frac{H_d}{H_0} = 0.46 - 0.31 \frac{s}{N}$	$\frac{H_d}{H_0} = 0.37 - 0.25 \frac{s}{N}$	$\frac{H_d}{H} = -1.04 + 5.79 \frac{H}{H_0} - 5.63 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2$	$\frac{H_d}{H_0} = 0.38 - 0.21 \frac{s}{N}$
10	$\frac{H_d}{H_0} = -0.55 + 2.4 \frac{s}{N} - 1.8 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H_d}{H_0} = -0.32 + 2.01 \frac{s}{N} - 1.78 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H_d}{H_0} = 0.005 + 0.86 \frac{s}{N} - 0.79 \left(\frac{s}{N}\right)^2$	$\frac{H_d}{H_0} = -0.45 + 2.22 \frac{s}{N} - 1.73 \left(\frac{s}{N}\right)^2$
11	$\frac{H_d}{H_0} = 2.1 - 8.5 \frac{s}{N} + 13 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 6.73 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	$\frac{H_d}{H_0} = -1.43 + 5.76 \frac{H}{H_0} - 4.94 \left(\frac{H}{H_0}\right)^2$	$\frac{H_d}{H_0} = 0.61 - 1.99 \frac{s}{N} + 3.57 \left(\frac{s}{N}\right)^2 - 2.17 \left(\frac{s}{N}\right)^3$	

**Tableau 13:** Evaluation statistique des modèles du rayonnement global

ABECHE								MONGO							
Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r	Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r
1	0.0050	-0.5873	0.0203	-0.4517	0.4727	10.7498	0.9419	1	0.0086	-0.7734	0.0268	-0.5808	0.5900	18.5604	0.9527
2	0.0000	0.0318	0.0011	0.0243	0.1489	0.5477	0.9407	2	0.0018	-0.3539	0.0123	-0.2704	0.4085	2.9287	0.8100
3	0.0006	-0.2068	0.0072	-0.1596	0.2052	4.1066	0.9535	3	0.0045	-0.5576	0.0193	-0.4236	0.4972	5.3970	0.8514
4	0.0021	-0.3862	0.0134	-0.2965	0.3226	7.7339	0.9506	4	0.0067	-0.6815	0.0236	-0.5140	0.5537	8.2815	0.8661
5	0.0013	-0.3010	0.0104	-0.2310	0.2827	4.6999	0.9225	5	0.0075	-0.7223	0.0250	-0.5481	0.6537	5.1025	0.7670
6	0.0001	-0.0821	0.0028	-0.0635	0.1438	1.6319	0.9533	6	0.0002	-0.1175	0.0041	-0.0875	0.1318	2.9410	0.9578
7	0.0002	-0.1102	0.0038	-0.0849	0.1540	2.1914	0.9528	7	0.0007	-0.2143	0.0074	-0.1596	0.1875	5.3846	0.9577
8	<b>0.0000</b>	<b>0.0054</b>	<b>0.0002</b>	<b>0.0037</b>	<b>0.1303</b>	<b>0.0936</b>	<b>0.9536</b>	8	<b>0.0001</b>	<b>-0.0929</b>	<b>0.0032</b>	<b>-0.0689</b>	<b>0.1184</b>	<b>2.3733</b>	<b>0.9597</b>

BITKINE								NDJAMENA							
Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r	Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r
1	0.0142	-0.9923	0.0344	-0.7450	0.7595	16.7287	0.8988	1	0.0008	-0.2406	0.0083	-0.1709	0.2699	2.7136	0.8335
2	0.0070	-0.6951	0.0241	-0.5264	0.5473	11.6388	0.9398	2	0.0016	0.3298	0.0114	0.2353	0.2860	4.8046	0.9444
3	0.0104	-0.8498	0.0294	-0.6427	0.6578	15.1975	0.9454	3	0.0001	0.1009	0.0035	0.0708	0.1749	1.4684	0.9330
4	0.0137	-0.9754	0.0338	-0.7346	0.7432	21.6913	0.9477	4	0.0001	-0.0770	0.0027	-0.0560	0.1616	1.2255	0.9231
5	0.0168	-1.0787	0.0374	-0.8156	0.8341	15.4841	0.9216	5	0.0000	-0.0359	0.0012	-0.0306	0.1675	0.6159	0.9487
6	0.0002	-0.1096	0.0038	-0.0843	0.1551	2.1478	0.9456	6	0.0001	-0.0709	0.0025	-0.0538	0.1574	1.2068	0.9423
7	0.0000	-0.0276	0.0010	-0.0213	0.1254	0.5725	0.9412	7	0.0000	0.0204	0.0007	0.0142	0.1420	0.3339	0.9350
8	<b>0.0000</b>	<b>0.0105</b>	<b>0.0004</b>	<b>0.0069</b>	<b>0.1240</b>	<b>0.1853</b>	<b>0.9443</b>	8	<b>0.0000</b>	<b>0.0359</b>	<b>0.0012</b>	<b>0.0266</b>	<b>0.1384</b>	<b>0.6497</b>	<b>0.9336</b>



**Figure 52 :** comparaison graphique d'estimation du rayonnement diffus des différentes corrélations avec les données de CAMS

Ce travail effectué a pour objectif de proposer de nouvelles corrélations entre les rayonnements diffus, global et la durée d'ensoleillement dans la zone sahélienne du Tchad. Une approche polynomiale a été utilisée pour trouver des modèles de régression polynomiale et quatre villes dans cette zone climatique ont été choisies. Les résultats montrent que dans toutes ces villes, les corrélations obtenues à partir des modèles de régression polynomiale d'ordre supérieur estime est bien les valeurs du rayonnement global et diffus qui sont comparées aux données issues de CAMS après une évaluation statistique effectuée. Il est cependant aussi nécessaire de penser à une amélioration de la forme fonctionnelle des modèles validés en utilisant une approche multi variée. Compte tenu des longues saisons sèches caractérisées par des fortes températures dans cette zone climatique, la prise en compte de la variable température dans la forme fonctionnelle pourrait améliorer la qualité et précision des modèles dans leur estimation. Ce travail peut également s'étendre dans les autres villes afin d'avoir des outils d'estimation les plus précis et mieux adaptés aux caractéristiques climatiques intrinsèques de chaque ville ou région.

**Tableau 14:** Evaluation statistique des modèles du rayonnement diffus

ABECHE								MONGO							
Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r	Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r
1	0.0110	-0.8749	0.0303	-0.2004	0.2744	3.5454	0.9865	1	0.0014	-0.3087	0.0107	-0.0461	0.1833	0.8614	0.9767
2	0.0237	-1.2834	0.0445	-0.2976	0.3889	3.9408	0.9945	2	0.0108	-0.8644	0.0299	-0.1765	0.3035	2.3708	0.9893
3	0.0814	-2.3775	0.0824	-0.5998	0.6460	8.2916	0.9885	3	0.0540	-1.9361	0.0671	-0.4658	0.5197	6.6994	0.9798
4	0.0349	-1.5557	0.0539	-0.3728	0.4490	4.9420	0.9814	4	0.0145	-1.0032	0.0348	-0.2218	0.3096	3.4051	0.9698
5	0.1603	-3.3363	0.1156	-0.8640	0.8987	11.5768	0.9345	5	0.0948	-2.5651	0.0889	-0.6514	0.6771	11.6718	0.9375
6	0.0410	-1.6873	0.0585	-0.4197	0.4697	6.5953	0.9624	6	0.0147	-1.0097	0.0350	-0.2377	0.2886	4.8189	0.9686
7	0.0090	-0.7902	0.0274	-0.2009	0.2427	4.8970	0.9605	7	0.0001	-0.0882	0.0031	-0.0079	0.1394	0.1880	0.9562
8	<b>0.0000</b>	<b>-0.0159</b>	<b>0.0006</b>	<b>0.0032</b>	<b>0.0875</b>	<b>0.1215</b>	<b>0.9835</b>	8	<b>0.0003</b>	<b>0.1439</b>	<b>0.0050</b>	<b>0.0467</b>	<b>0.1169</b>	<b>1.4471</b>	<b>0.9733</b>
9	0.0001	-0.0692	0.0024	0.0010	0.1702	0.0186	0.9355	9	0.0003	-0.1480	0.0051	-0.0211	0.1616	0.4373	0.9405
10	0.0001	-0.0774	0.0027	-0.0053	0.1379	0.1287	0.9596	10	0.0007	-0.2182	0.0076	-0.0494	0.1250	1.4270	0.9689
11	0.0169	-1.0824	0.0375	-0.2852	0.3234	6.2049	0.9462	11	0.0006	-0.2080	0.0072	-0.0456	0.1198	1.3660	0.9718
BITKINE								NDJAMENA							
Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r	Model	SSRE	MPE	RSE	MBE	RMSE	t	r
1	0.0010	-0.2658	0.0092	-0.0360	0.1781	0.6840	0.9729	1	0.0092	-0.8011	0.0277	-0.2015	0.2666	3.8296	0.9732
2	0.0098	-0.8253	0.0286	-0.1670	0.2938	2.2915	0.9870	2	0.0284	-1.4049	0.0487	-0.3634	0.4321	5.1581	0.9840
3	0.0521	-1.9021	0.0659	-0.4562	0.5090	6.6998	0.9761	3	0.0781	-2.3293	0.0807	-0.6328	0.6725	9.2223	0.9762
4	0.0101	-0.8387	0.0291	-0.1720	0.2948	2.3823	0.9686	4	0.0468	-1.8029	0.0625	-0.4790	0.5352	6.6527	0.9536
5	0.0739	-2.2655	0.0785	-0.5552	0.6007	8.0232	0.9274	5	0.1646	-3.3809	0.1171	-0.9415	0.9709	13.1617	0.8850
6	0.0076	-0.7257	0.0251	-0.1478	0.2614	2.2736	0.9682	6	0.0498	-1.8604	0.0644	-0.5046	0.5454	8.0889	0.9341
7	<b>0.0001</b>	<b>-0.0696</b>	<b>0.0024</b>	<b>-0.0023</b>	<b>0.1416</b>	<b>0.0544</b>	<b>0.9531</b>	7	0.0002	-0.1262	0.0044	-0.0109	0.2055	0.1768	0.8928
8	0.0003	0.1337	0.0046	0.0446	0.1204	1.3210	0.9697	8	0.0001	0.0657	0.0023	0.0349	0.1718	0.6873	0.9257
9	0.0012	-0.2859	0.0099	-0.0499	0.1979	0.8643	0.9126	9	0.0026	-0.4246	0.0147	-0.0990	0.2145	1.7251	0.9115
10	0.0005	0.1880	0.0065	0.0648	0.1477	1.6186	0.9593	10	<b>0.0002</b>	<b>-0.1179</b>	<b>0.0041</b>	<b>-0.0193</b>	<b>0.1396</b>	<b>0.4625</b>	<b>0.9541</b>
11	0.4627	-5.6684	0.1964	-1.5714	1.6767	8.9134	0.8516	11							

Ce travail effectué a pour objectif de proposer de nouvelles corrélations entre les rayonnements diffus, global et la durée d'ensoleillement dans la zone sahélienne du Tchad. Une approche polynomiale a été utilisée pour trouver des modèles de régression polynomiale et quatre villes dans cette zone climatique ont été choisies. Les résultats montrent que dans toutes ces villes, les corrélations obtenues à partir des modèles de régression polynomiale d'ordre supérieur estime bien les valeurs du rayonnement global et diffus qui sont comparées aux données issues de CAMS après une évaluation statistique effectuée. Il est cependant aussi nécessaire de penser à une amélioration de la forme fonctionnelle des modèles validés en utilisant une approche multi variée. Compte tenu des longues saisons sèches caractérisées par des fortes températures dans cette zone climatique, la prise en compte de la variable température dans la forme fonctionnelle pourrait améliorer la qualité et précision des modèles dans leur estimation. Ce travail peut également s'étendre dans les autres villes afin d'avoir des outils d'estimation les plus précis et mieux adaptés aux caractéristiques climatiques intrinsèques de chaque ville ou région.

#### **4. Traitement statistique des mesures de long terme de la vitesse du vent pour l'évaluation du potentiel éolien et de la génération d'électricité dans les villes de Mongo et d'Abéché au Tchad.**

Les données de la vitesse du vent prises pendant plusieurs années successives utilisées dans ce travail sont analysées statistiquement et les descriptions sont données dans le **tableau 15** pour la ville d'Abéché et **tableau 16** pour la ville de Mongo. Une subdivision en trois parties des données a été effectuée pour un pas de 10 ans avec les moyennes calculées. La comparaison entre ces trois séries temporelles et celle prise sur l'ensemble des périodes de 30 ans a été illustrée graphiquement à la **figure 53**, qui montre des variations temporelles mensuelles. Dans la ville d'Abéché, l'analyse graphique montre qu'en moyenne la vitesse du vent croît mensuellement avec l'année. Ce qui est en moyenne presque le contraire à Mongo. Ces effets différenciés de l'évolution de l'année sur la vitesse du vent observés dans ces villes peuvent être attribués d'une part aux effets des changements climatiques qui sont les conséquences du réchauffement global et d'autre part par les effets du type d'environnement tel que les structures des reliefs, des villes. Ces résultats graphiques viennent en appui à ceux obtenus dans les **tableaux 15** et **16**.

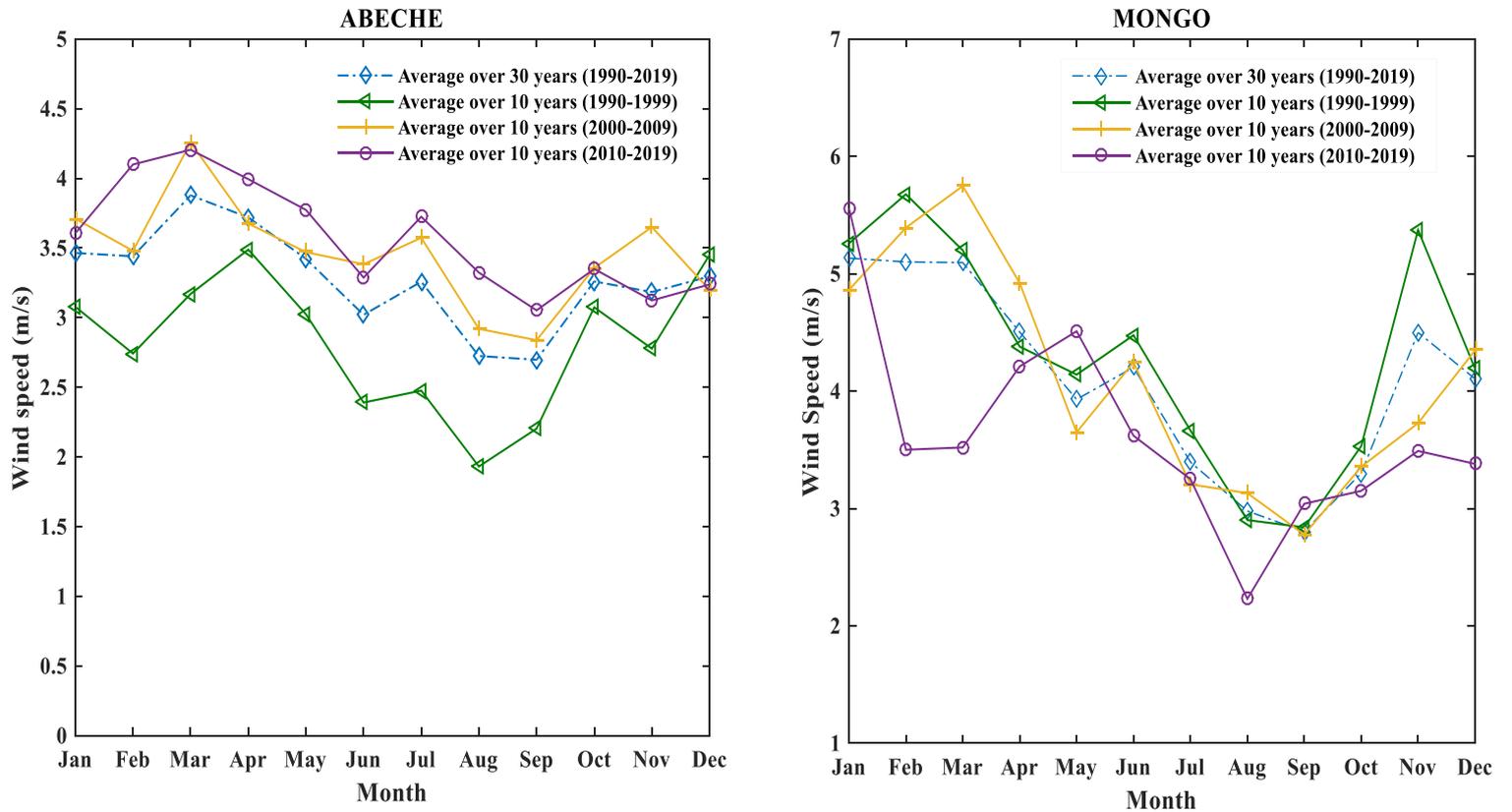


Figure 53 : profil mensuel de la vitesse moyenne du vent dans les villes d'étude selon les périodes

Tableau 15: analyse descriptive des données de la vitesse du vent dans la ville d'Abéché

Mois	Vitesse moyenne	Déviatiion standard	Min	Max	Mode	Quartile1	Quartile2	Quartile3
Jan	3.46	0.590	2.36	4.98	3.98	3.21	3.60	3.86
Fév.	3.44	0.994	2.25	6.62	2.56	2.89	3.28	3.60
Mars	3.88	0.751	2.47	4.99	4.68	3.37	3.75	4.68
Avril	3.72	0.639	2.14	4.99	3.57	3.38	3.57	4.26
Mai	3.42	0.671	2.17	4.51	3.3	3.13	3.32	4.11
Juin	3.02	0.788	1.23	3.91	3.36	2.52	3.27	3.63
Juil.	3.26	0.696	1.76	4.09	3.79	2.79	3.57	3.79
Août	2.72	0.769	1.08	3.7	3.3	2.24	2.99	3.38
Sept.	2.70	0.751	1.17	3.97		2.39	2.77	3.10
Oct.	3.26	0.553	2.22	3.99		2.86	3.38	3.78
Nov.	3.18	0.704	2.12	4.74		2.53	3.33	3.66
Déc.	3.30	0.698	2.14	4.83	2.95	2.88	3.27	3.71
<b>Moyenne</b>	<b>3.28</b>	<b>0.72</b>	<b>1.93</b>	<b>4.61</b>		<b>2.85</b>	<b>3.34</b>	<b>3.79</b>

Dans le **tableau 16** les paramètres comme la moyenne arithmétique, l'écart type, le minimum, le maximum, le mode et les quartiles sont calculés pour chaque mois. On remarque en moyenne que la vitesse du vent est faible entre les mois de Juin et Novembre et bien élevée entre Janvier et Avril. Or la plus faible

valeur de la vitesse du vent enregistrée est de 1.17 m/s en Septembre et la plus grande valeur de la vitesse est de 6.62 m/s enregistrée en Février. De plus, 75% des valeurs de la vitesse du vent en Février sont inférieures ou égales à 3.60 m/s. Ce qui montre en ce mois une grande variation autour de sa moyenne de la vitesse du vent quantifiée à 0.994 m/s. Tandis qu'elle est moins variable en Octobre d'un écart de 0.553 m/s autour d'une moyenne de 3.26 m/s. De plus 50% des valeurs de la vitesse du vent sont en dessous ou égales à 3.38 m/s et 75% en dessous de 3.78 m/s. Ce qui est très proche de la moyenne. La tendance annuelle sur l'ensemble des années considérées montre que la vitesse du vent tourne autour de 3.28 m/s, d'écart en moyenne de 0.72 m/s. Les  $\frac{3}{4}$  des valeurs de la vitesse du vent sont égales ou inférieures à 3.79 m/s, la moitié de ses valeurs est en dessous ou égale à 3.34 m/s, puis seulement 25% de ses valeurs sont inférieures ou égales à 2.85 m/s.

**Tableau 16:** analyse descriptive des données de la vitesse du vent dans la ville de Mongo

Mois	Vitesse de vent	déviati on standard	Min	Max	Mode	Quartile1	Quartile2	Quartile3
Jan	5.13	1.02	3.25	7.75	5.25	4.60	5.25	5.64
Fév.	5.10	1.46	3.00	8.95	5.14	4.00	5.10	6.02
Mars	5.10	1.40	3.12	8.58	3.32	3.65	5.25	5.97
Avril	4.50	0.81	3.19	6.11	4.25	3.96	4.46	5.28
Mai	3.93	0.68	2.32	5.71	3.72	3.46	4.11	4.26
Juin	4.20	0.77	3.07	6.76	4.03	3.67	4.08	4.48
Juil.	3.40	0.54	2.09	5.23	3.21	3.21	3.25	3.38
Août	2.98	0.49	2.14	3.78	3.21	2.49	3.14	3.30
Sept.	2.80	0.51	2.15	3.71	3.11	2.26	3.11	3.19
Oct.	3.30	0.53	2.11	4.30	3.19	3.19	3.26	3.49
Nov.	4.50	1.14	2.44	6.76	4.95	3.54	4.48	5.16
Déc.	4.10	0.73	3.11	5.63	4.79	3.67	3.77	4.62
Mean	<b>4.09</b>	<b>0.84</b>	<b>2.67</b>	<b>6.11</b>	<b>4.01</b>	<b>3.47</b>	<b>4.10</b>	<b>4.57</b>

Les mêmes calculs au **tableau 15** sont effectués dans le **tableau 16** dans le cas de la ville de Mongo. Dans cette dernière, on peut remarquer que la valeur la plus faible enregistrée de la vitesse du vent est de 2.11 m/s en Octobre et le maximum est enregistré en Février de 8.95 m/s. Or en moyenne le vent est plus faible en Septembre et plus fort en Janvier. Ceci peut être expliqué par les fortes variations de la vitesse du vent dans le temps qui se justifient par les valeurs de l'écart type obtenues. On se rend compte qu'en Février les variations sont plus fortes qu'en Janvier d'un écart de 0.03 m/s et qu'en octobre les variations sont plus fortes qu'en septembre d'un écart de 0.02 m/s. De plus 75% des valeurs de la vitesse du vent sont inférieures ou égales à 6.02 m/s en Février par rapport à Janvier où 75% des valeurs de la vitesse du vent sont inférieures ou égales à 5.64 m/s. Aussi en Octobre 50% des valeurs de la vitesse du vent sont inférieures ou égales à 3.26 m/s par contre en Septembre 50% des valeurs de la vitesse du vent sont inférieures ou égales à 3.11 m/s.

Ces indicateurs permettent d’observer, de quantifier et d’analyser les variations et variabilités dans le temps de la vitesse du vent ainsi que les spécificités inobservées du climat sahélien et de ses saisons dans chacune de ces villes. Afin de prendre en compte tous ces facteurs dans cette étude menée, les moyennes mensuelles de la vitesse du vent calculées sur les trente années seront considérées dans la suite du travail.

#### 4.1 Analyse comparative du potentiel éolien des villes d’étude

À partir des moyennes des vitesses calculées à la hauteur de 10m au-dessus du sol, les **tableaux 17** et **18** donnent les résultats obtenus à une résolution temporelle d’un mois des villes d’Abéché et Mongo respectivement. Dans le cas de la ville d’Abéché, on constate qu’en moyenne selon les valeurs du paramètre de forme avec  $3.24 < k \leq 4.15$  la vitesse du vent est plus stable et selon les valeurs de  $c$  son intensité est élevée. Les mois de Janvier, Avril et Octobre se montrent les plus stables avec des probabilités de distribution de la vitesse du vent de 40.45%, 37.91% et 42.87% respectivement. Ces résultats obtenus par rapport aux dispersions autour de la moyenne de la vitesse du vent dans le **tableau 15** le confirment. Ce qui peut être aussi vérifié par les faibles taux de dispersion de la distribution de la vitesse du vent d’environ 17% pendant ces mois. Alors que les mois de Février, Août et Septembre se montrent moins intéressants.

**Tableau 17:** évaluation mensuelle des paramètres de la distribution de Weibull, des densités, des puissances et énergies à Abéché.

Mois	K (-)	C(m/s)	WPD (W/m <sup>2</sup> )	WED (kWh/m <sup>2</sup> )	turbulence index (%)	f(v) (%)	F(v) (%)
Jan	4.14	3.85	27.69	19.93	17.04	40.455	47.484
Feb	3.25	3.83	28.83	20.76	28.89	32.898	50.721
Mar	4.00	4.29	38.34	27.60	19.36	35.398	48.830
Avr	4.15	4.12	33.86	24.38	17.18	37.917	48.012
May	3.99	3.81	26.92	19.38	19.60	39.635	47.946
Jun	3.64	3.38	19.22	13.84	26.08	41.157	48.479
Jul	3.91	3.63	23.48	16.91	21.37	40.813	47.892
Aug	3.49	3.06	14.45	10.40	28.23	43.763	48.572
Sep	3.48	3.03	14.05	10.12	27.82	44.123	48.552
Oct	4.15	3.64	23.27	16.76	16.97	42.873	47.016
Nov	3.82	3.56	22.09	15.91	22.10	40.871	48.085
Dec	3.86	3.67	24.33	17.52	21.19	39.932	48.154
<b>Mean</b>	<b>3.82</b>	<b>3.66</b>	<b>24.71</b>	<b>17.79</b>	<b>22.15</b>	<b>39.986</b>	<b>48.312</b>

En moyenne annuelle, pour une intensité moyenne de 3.66 m/s la densité de puissance de la vitesse du vent est de 24.71 W/m<sup>2</sup> produisant une densité moyenne d’énergie de 17 kWh/m<sup>2</sup> pour une probabilité d’observation de 39.986%. Aussi la probabilité cumulée pour que les valeurs de la vitesse du vent tout au long de l’année soient inférieures ou égales à 3.82 m/s en moyenne est de 48%.

**Tableau 18:** évaluation mensuelle des paramètres de la distribution de Weibull, des densités, des puissances et énergies à Mongo

Mois	K (-)	C (m/s)	WPD (W/m <sup>2</sup> )	WED (kWh/m <sup>2</sup> )	Turbulence index	f(v) (%)	F(v) (%)
Jan	3.96	5.58	86.03	61.94	19.97	26.99	51.21
Feb	3.35	5.55	88.16	63.47	28.71	23.28	52.97
Mar	3.46	5.54	86.99	62.63	27.46	24.04	52.62
Apr	4.08	4.93	59.10	42.55	17.91	31.37	49.76
May	4.12	4.34	40.14	28.90	17.37	35.81	48.55
Jun	4.02	4.62	48.76	35.11	18.33	32.94	49.42
Jul	4.18	3.78	26.45	19.04	15.84	41.51	47.21
Aug	4.19	3.34	18.19	13.10	16.47	46.92	46.31
Sep	4.08	3.15	15.34	11.04	18.07	48.65	46.36
Oct	4.21	3.68	24.38	17.55	15.94	42.85	46.90
Nov	3.61	4.93	60.53	43.58	25.31	28.09	51.27
Dec	4.07	4.52	45.50	32.76	17.84	34.10	49.04
<b>Mean</b>	<b>3.94</b>	<b>4.50</b>	<b>49.96</b>	<b>35.97</b>	<b>19.93</b>	<b>34.71</b>	<b>49.30</b>

Dans le cas de la ville de Mongo (**tableau 18**), on se rend compte que durant les mois les plus stables l'intensité de la vitesse du vent n'est pas forte. Ce qui est le contraire pendant les mois les moins stables. Les mois pendant lesquels la vitesse du vent est plus stable commencent d'Avril en Octobre avec de faibles intensités comprise entre 3.15 m/s et 4.93 m/s. Cette stabilité est marquée par des sources de turbulences moindres dont l'impact est estimé à environ 17%. Alors que pendant les mois les moins stables l'intensité de la vitesse du vent est forte d'environ 5 m/s avec une probabilité d'observation faible autour de 25% et l'impact des sources de turbulences est estimé à environ 22%. Ceux-ci peuvent être dus à la dispersion temporelle importante des données de la vitesse du vent autour de la moyenne quantifiée et observée mensuellement (**tableau 16**). En moyenne annuelle, pour une vitesse moyenne du vent de 4.09 m/s l'intensité est de 4.50 m/s avec une probabilité d'observation de 34.71%. Aussi la probabilité cumulée pour que les valeurs de la vitesse du vent tout au long de l'année soient inférieures ou égales à la moyenne est de 49.30% avec une densité d'énergie estimée à 35.97 kWh/m<sup>2</sup>.

La densité d'énergie du vent croit avec l'intensité de la vitesse du vent dans les deux villes. Les sources de turbulences influencent plus sur la vitesse du vent à Abèche qu'à Mongo. On constate un léger écart de 0.81 m/s entre les vitesses moyennes annuelles du vent dans les deux villes. Ce qui impacte significativement sur la densité de puissance. En moyenne annuelle la densité d'énergie du vent est plus importante à Mongo car l'intensité de la vitesse du vent est nettement supérieure à celle d'Abéché. Ces différences observées peuvent être causées d'une part par l'environnement i.e. la topographie locale et la direction du vent, par les effets différenciés dans les deux villes de l'intensité de l'ensoleillement et d'autre part par d'autres facteurs comme les sources d'hétérogénéités inobservées des climats des deux villes.

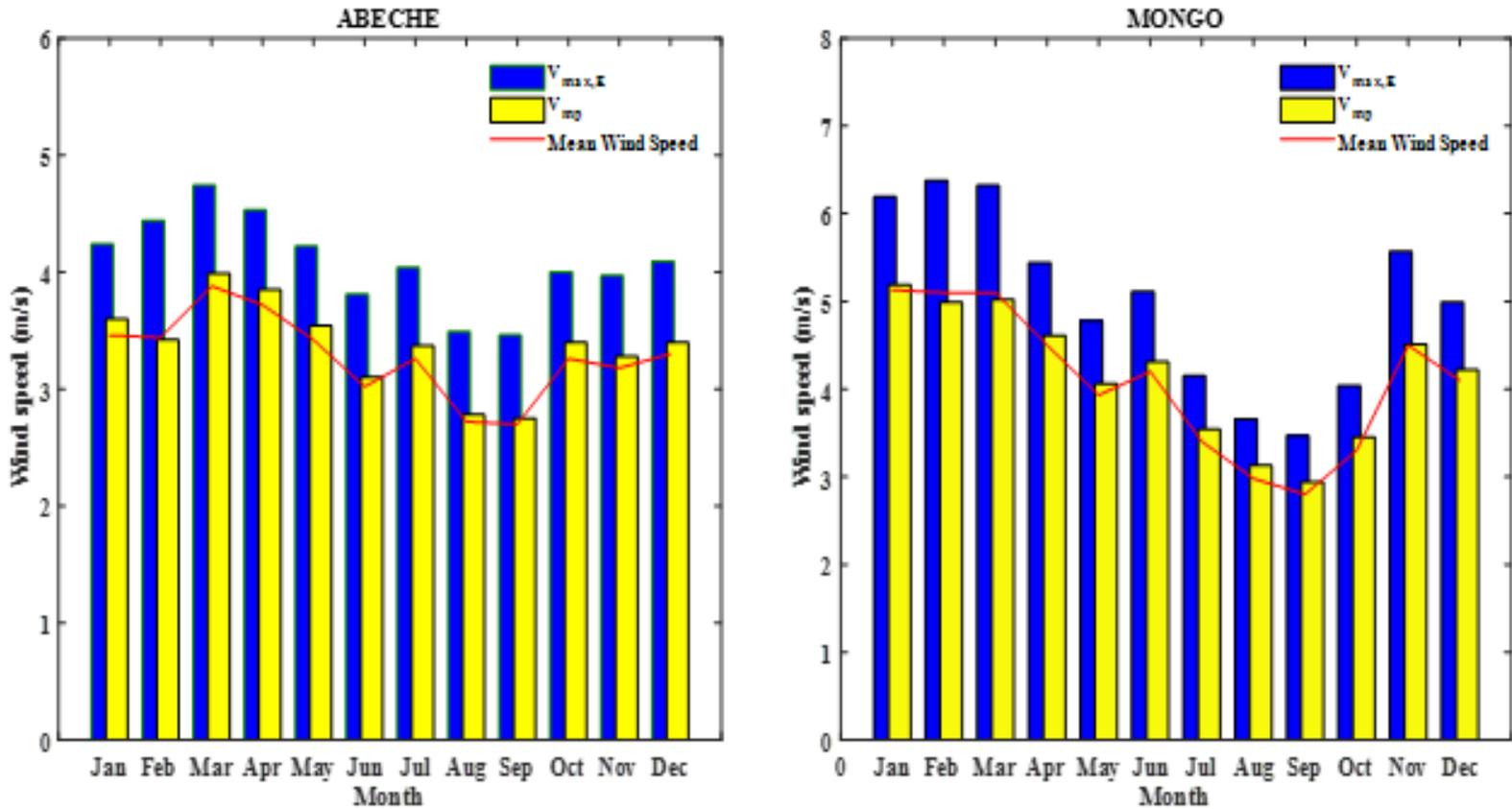


Figure 54 : comparaison du profil mensuel des variations de la vitesse moyenne, vitesse la plus probable et la

Connaissant les résultats des **tableaux 17** et **18** présentant des corrélations spécifiques d’une part entre les caractéristiques temporelles de la vitesse du vent et sa moyenne et d’autre part entre la distribution de la vitesse du vent et sa vitesse moyenne, on peut observer à la **figure 54** un bon accord significatif dans les deux villes entre la vitesse la plus probable  $V_{mp}$  et la vitesse moyenne du vent avec des écarts très petits. Les coefficients de corrélation calculés sont de  $R = 0.9976$  et  $R=0.9929$  respectivement à Mongo et Abéché. La vitesse du vent pouvant transporter l’énergie maximale est faible à Abéché d’une moyenne de  $4.08 \text{ m/s}$  et de  $4.99 \text{ m/s}$  à Mongo avec des variations significatives observées entre les périodes pluvieuses et non pluvieuses du climat. Ces résultats peuvent être soutenus par ceux des estimations des densités d’énergie faites dans les **tableaux 17, 18** et soutenant ainsi leur conclusion. Dans ces contextes, il est important de chercher la hauteur adéquate pour une bonne production électrique en faisant recours à une extrapolation verticale de la vitesse du vent.

#### 4.2 Analyse de l’extrapolation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne du vent à différentes hauteurs supérieures au standard

Dans le but de rechercher des vitesses du vent élevé à la suite des analyses des résultats ci-haut, l’extrapolation verticale a été effectuée et les hauteurs varient de  $10\text{m}$  à  $50\text{m}$  par pas de  $10\text{m}$  puis de  $50\text{m}$  à  $100\text{m}$  par pas de  $50$ . Ce qui donne six (6) niveaux de hauteur d’évaluation de la vitesse du vent. La **figure 55**

fait une comparaison des variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent à différents niveaux de hauteur choisis. Dans les deux villes, la vitesse du vent croit avec la hauteur. On remarque un écart moyen significatif entre le profil à 10m et celui à 20m puis un écart moyen moins significatif entre le profil à 50m et celui à 100m par rapport aux différents pas. Ces observations peuvent être bien analysées à travers les paramètres d'échelle et de forme aussi extrapolés aux mêmes hauteurs. Les résultats sont donnés dans les **tableaux 17** et **18** appuyés par la **figure 65**.

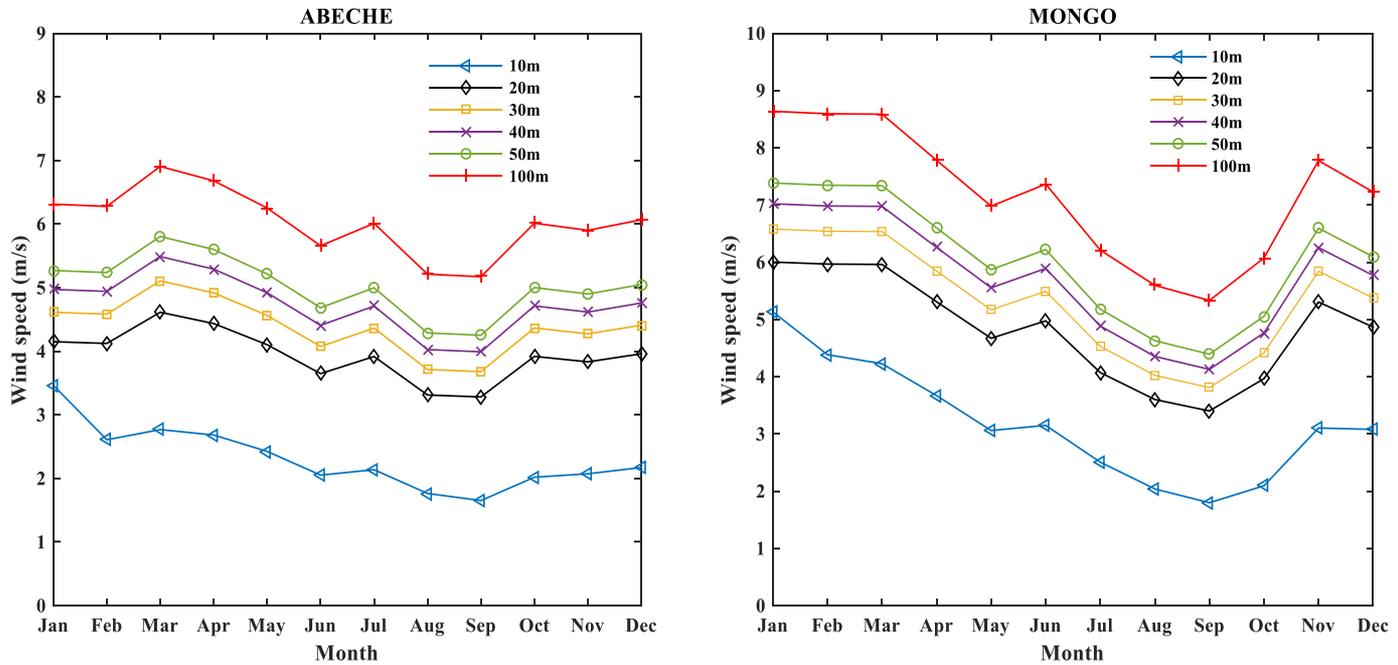


Figure 55 : Profil mensuel de la variation moyenne de la vitesse du vent à différentes

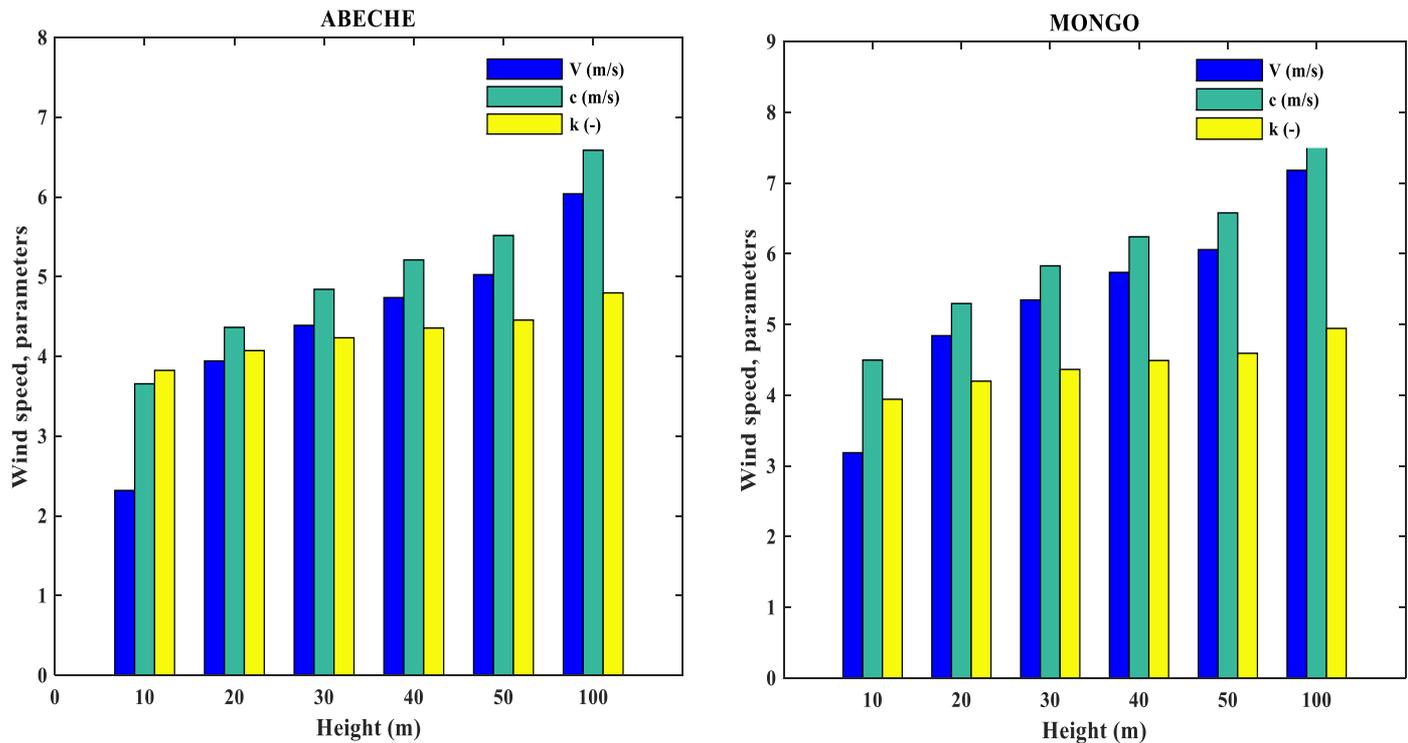


Figure 56 : comparaison à différentes hauteurs du niveau de la stabilité et d'intensité de la vitesse moyenne du vent.

La **figure 55** décrit comment la hauteur a des effets positifs sur la vitesse du vent, améliorant ainsi sa stabilité et son intensité sur les sites choisis. Ce qui minimise implicitement l'influence de certaines sources de turbulences. Dans les deux villes, on constate une évolution significative de la stabilité du vent à un pas de 10 m mais moins significative à pas de 50 m. Ceci signifie qu'à un certain seuil de hauteur, celle-ci croît faiblement avec la stabilité peu importe l'intensité du vent jusqu'à devenir de moins en moins significative. Cette observation est presque la même dans le cas de l'intensité du vent dans les deux villes. Ces constats peuvent être bien observés mensuellement à partir des **tableaux 19** et **20**. Pour des mêmes hauteurs, l'extrapolation est plus favorable à Mongo qu'à Abéché. De ce fait, le vent est moins stable à Abéché et de faible intensité comparativement à Mongo où le vent est plus stable et de forte intensité.

**Tableau 19:** extrapolation mensuelle des paramètres de Weibull à différentes hauteurs dans la ville d’Abéché

Month	c10	c20	c30	c40	c50	c100		k10	k20	k30	k40	k50	k100
Jan	3.85	4.59	5.08	5.46	5.77	6.87		4.14	4.41	4.59	4.72	4.83	5.20
Feb	3.83	4.56	5.05	5.43	5.74	6.83		3.25	3.46	3.59	3.70	3.78	4.07
Mar	4.29	5.07	5.59	5.99	6.33	7.48		4.00	4.26	4.43	4.56	4.66	5.02
Apr	4.12	4.88	5.39	5.79	6.12	7.25		4.15	4.42	4.59	4.72	4.83	5.20
May	3.81	4.54	5.02	5.40	5.72	6.81		3.99	4.25	4.42	4.55	4.65	5.01
Jun	3.38	4.06	4.51	4.87	5.16	6.19		3.64	3.87	4.03	4.14	4.24	4.56
Jul	3.63	4.34	4.82	5.19	5.49	6.56		3.91	4.17	4.33	4.46	4.56	4.91
Aug	3.06	3.70	4.13	4.46	4.74	5.72		3.49	3.71	3.86	3.97	4.06	4.37
Sep	3.03	3.66	4.09	4.43	4.70	5.68		3.48	3.71	3.85	3.96	4.06	4.37
Oct	3.64	4.34	4.82	5.19	5.49	6.56		4.15	4.42	4.60	4.73	4.84	5.21
Nov	3.56	4.25	4.72	5.09	5.39	6.45		3.82	4.07	4.23	4.35	4.45	4.79
Dec	3.67	4.39	4.86	5.24	5.54	6.62		3.86	4.12	4.28	4.40	4.50	4.85
Mean	<b>3.66</b>	<b>4.36</b>	<b>4.84</b>	<b>5.21</b>	<b>5.52</b>	<b>6.59</b>		<b>3.82</b>	<b>4.07</b>	<b>4.23</b>	<b>4.36</b>	<b>4.46</b>	<b>4.80</b>

**Tableau 20:** extrapolation mensuelle des paramètres de Weibull à différentes hauteurs dans la ville de Mongo

Month	c10	c20	c30	c40	c50	c100		k10	k20	k30	k40	k50	k100
Jan	5.58	6.50	7.10	7.56	7.94	9.24		3.96	4.21	4.38	4.51	4.61	4.96
Feb	5.55	6.46	7.06	7.52	7.90	9.19		3.35	3.56	3.70	3.81	3.90	4.20
Mar	5.54	6.45	7.05	7.51	7.89	9.18		3.46	3.69	3.83	3.94	4.03	4.34
Apr	4.93	5.79	6.35	6.78	7.14	8.37		4.08	4.35	4.52	4.65	4.76	5.12
May	4.34	5.13	5.65	6.06	6.39	7.56		4.12	4.38	4.56	4.69	4.79	5.16
Jun	4.62	5.44	5.99	6.41	6.75	7.95		4.02	4.28	4.44	4.57	4.68	5.04
Jul	3.78	4.50	4.99	5.37	5.68	6.77		4.18	4.45	4.63	4.76	4.87	5.24
Aug	3.34	4.01	4.46	4.81	5.10	6.13		4.19	4.46	4.63	4.77	4.88	5.25
Sep	3.15	3.79	4.23	4.57	4.85	5.85		4.08	4.35	4.52	4.65	4.75	5.12
Oct	3.68	4.39	4.87	5.24	5.55	6.62		4.21	4.48	4.66	4.79	4.90	5.28
Nov	4.93	5.78	6.35	6.78	7.13	8.37		3.61	3.84	3.99	4.11	4.20	4.52
Dec	4.52	5.33	5.87	6.28	6.62	7.81		4.07	4.34	4.51	4.64	4.75	5.11
Mean	<b>4.50</b>	<b>5.30</b>	<b>5.83</b>	<b>6.24</b>	<b>6.58</b>	<b>7.75</b>		<b>3.94</b>	<b>4.20</b>	<b>4.36</b>	<b>4.49</b>	<b>4.59</b>	<b>4.94</b>

**Tableau 21:** résultats des performances annuelles des cinq turbines éoliennes utilisées et les énergies produites dans la ville d'Abéché

ABECHE								
Turbine/ Height	10 m		30 m		50 m		70 m	
	C <sub>f</sub> (%)	E <sub>out</sub> (kWh/yr)						
<b>Bonus 300 kW/33</b>	4.7	124763.8	12.4	325183.3	18.6	489955.1	24.5	644199.0
<b>Bonus 1MW/54</b>	3.7	320061.8	9.3	811494.1	13.7	1204106.5	17.9	1565650.9
<b>Vestas 2MW/80</b>	1.3	219567.8	5.2	916988.9	8.7	1527932.9	11.9	2083090.1
<b>De Wind D7</b>	8.5	1122842.7	23.7	3112903.0	36.9	4853824.5	49.8	6543051.6
<b>De Wind D8</b>	5.5	955150.1	14.4	2526006.9	21.9	3836824.3	29.0	5074436.0

**Tableau 22:** résultats des performances annuelles des cinq turbines éoliennes utilisées et les énergies produites dans la ville de Mongo

MONGO								
Turbine/ Height	10 m		30 m		50 m		70 m	
	C <sub>f</sub> (%)	E <sub>out</sub> (kWh/yr)						
<b>Bonus 300 kW/33</b>	16.5	432442.7	34.2	897637.0	49.0	1286719.0	63.0	1655279.7
<b>Bonus 1MW/54</b>	12.7	1116550.2	25.7	2251699.9	36.3	3177915.1	46.2	4043226.5
<b>Vestas 2MW/80</b>	7.7	111847.8	17.8	3125213.0	25.9	4541501.6	33.3	5830260.2
<b>De Wind D7</b>	29.2	3835646.2	64.6	8491136.4	-	-	-	-
<b>De Wind D8</b>	18.8	3299330.8	39.7	6953676.5	57.4	10049369.7	-	-

### 4.3 Analyse des performances et choix des turbines utilisées dans les deux villes

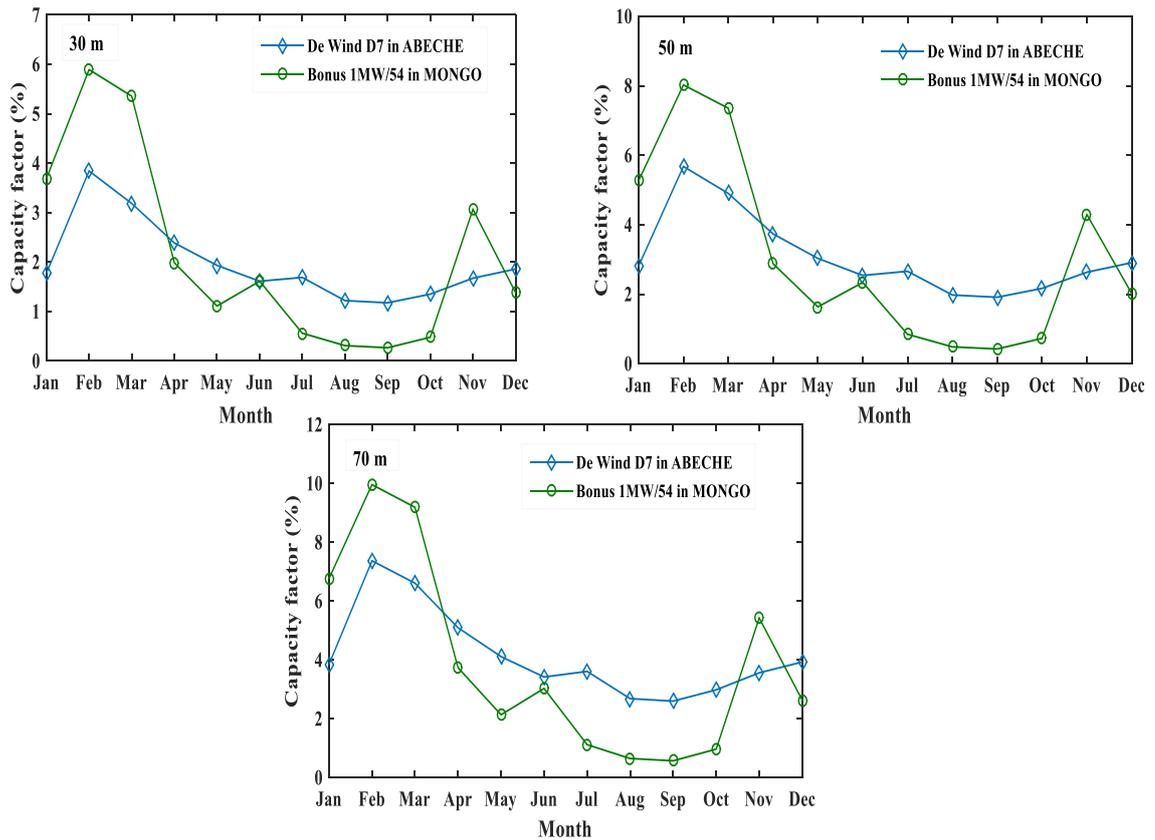
Afin d'exploiter le potentiel éolien et produire de l'énergie électrique, cinq turbines ont été sélectionnées et utilisées dans ce travail. Les caractéristiques nominales de ces turbines sont données dans le **tableau 23**. Les puissances nominales varient de 300 kW à 2000 kW et des hauteurs du moyeu de 30 m à 70 m.

**Tableau 23:** caractéristiques de cinq différentes turbines commerciales [14, 34]

Caractéristique	Bonus 300 kW/33	Bonus 1MW/54	Vestas 2MW/80	De Wind D7	De Wind D8
Hauteur du moyeu (m)	30	50	67	70	80
Puissance nominale (kW)	300	1000	2000	1500	2000
Vitesse démarrage (m/s)	3	3	4	3	3
Vitesse nominale (m/s)	14	15	16	12	13.5
Vitesse d'arrêt (m/s)	25	25	25	25	25

Les **tableaux 24** et **25** présentent les performances des turbines respectivement à Abéché et Mongo pour des hauteurs du moyeu de 10 m, 30 m, 50 et 70 m. A Abéché, jusqu'à 50 m de hauteur seule la turbine De Wind D7 fournit une capacité de charge avoisinant la moyenne d'une valeur de 23.69% à 30 m et 36.94% à 50 m. Sa meilleure performance est à 70 m d'une capacité de charge de 49.79% et d'une énergie produite annuelle de 537 MWh/an. Néanmoins la turbine De Wind D8 peut être une alternative à des hauteurs de 50 m et 70 m avec une meilleure capacité de production de 28.96% et 417 MWh/an de production d'énergie effective. A Mongo la ville la plus venteuse, les turbines en moyenne fournissent de bonne capacité de production dès 30 m avec une énergie annuelle produite allant de 73 MWh/an à 697 MWh/an. En tenant compte de la hauteur nominale du moyeu, la turbine Bonus 1MW/54 donne de bonnes capacités de production allant de 25.70% à 30 m à 36.25% à 50 m. Néanmoins la turbine De Wind D7 peut être une alternative à 30 m et la turbine De Wind D8 à 50 m.

Les performances des turbines sont meilleures à Mongo qu'à Abéché car celle-ci est moins venteuse. Ce qui impacte bien le fonctionnement des turbines en leur régime nominal. Ces préférences sont de point de vue énergétique. Cependant du point de vue économique les choix peuvent changer selon les prix d'achat des turbines, coûts de maintenance et le dimensionnement du site.



**Figure 57 : comparaison du profil mensuel de la variation de la capacité de production des meilleures turbines dans les deux villes à différentes hauteurs du moyeu**

La **figure 57** présente une tendance presque similaire des profils à différentes hauteurs du moyeu des capacités de charge pour chaque turbine utilisée dans chaque ville. Elle montre les moments les plus favorables et défavorables de la capacité de production des turbines De Wind D7 et Bonus 1 MW/54 respectivement à Abéché et Mongo. Ces périodes correspondent d’une part aux périodes de la saison pluvieuse pendant laquelle les paramètres météorologiques influencent significativement sur la fréquence de la vitesse du vent et son intensité ainsi que d’autres aspects qui sont des sources de turbulence et d’autre part par la faible influence de ses paramètres météorologiques sur les caractéristiques du vent (saison sèche). Cette capacité de charge dépend fortement du caractère intermittent du vent. En tenant compte de la plage expérimentale des valeurs du facteur de capacité donnée dans la littérature des résultats de Cf en dessous de 59 % sont jugés plus significatifs.

#### 4.4 Analyse économique du choix des turbines éoliennes sur les différents sites.

**Tableau 24:** Résultats de l'analyse économique d'étude éolienne dans les villes d'Abéché et Mongo

<b>Abéché</b>					
<b>30 m</b>					
<b>Caractéristique</b>	<b>Bonus 300 kW/33</b>	<b>Bonus 1MW/54</b>	<b>Vestas 2MW/80</b>	<b>De Wind D7</b>	<b>De Wind D8</b>
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	325	811	916	3112	2526
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	12.4	9.3	5.2	23.7	14.4
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.196	0.307	0.543	0.120	0.197
<b>50m</b>					
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	9799	24082	30558	97076	76736
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	18.6	13.7	8.7	36.9	21.9
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.130	0.207	0.326	0.077	0.130
<b>70m</b>					
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	12883	31313	41661	130861	101488
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	24.5	17.9	11.9	49.8	29.0
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.099	0.159	0.239	0.057	0.098
<b>Mongo</b>					
<b>30m</b>					
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	897	2251	3125	8491	6953
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	34.2	25.7	17.8	64.6	39.7
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.071	0.094	0.136	0.038	0.061
<b>50m</b>					
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	1286	3177	4541	12579	10049
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	49	36	26	96	57
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.050	0.067	0.094	0.025	0.042
<b>70m</b>					
<b>E<sub>T</sub>(MWh/Year)</b>	1655	4043	5830	16512	13000
<b>C<sub>F</sub>(%)</b>	63.0	46.2	33.3	125.7	74.2
<b>CPU(\$/KWH)</b>	0.039	0.053	0.073	0.019	0.033

**Tableau 25:** plage des coûts spécifiques des turbines éoliennes basés sur la puissance Nominale [35]

Wind turbine size (kW)	Specific cost (\$/kW)	Mean specific cost (\$/kW)
<20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	1775
>200	700-1600	1150

Après avoir estimé le potentiel éolien dans les villes considérées dans cette étude et simulé la capacité de production électrique mensuelle puis annuelle à différentes hauteurs de moyeu, il est important de faire une analyse économique du projet d'installation de la ferme éolienne. Cette analyse est basée sur l'évaluation du coût d'électricité produite pour différentes turbines éoliennes utilisées à 30 m, 50 m et 70 m. Le **tableau 24** présente les résultats d'estimation basés sur la plage des coûts spécifiques des turbines éoliennes donnée dans le **tableau 25**.

A Abéché, le coût par unité varie entre 0.0557 \$/kWh à 70 m et 0.543 \$/kWh à 30 m. Cependant la turbine ayant de meilleurs coûts par unité est la turbine éolienne De Wind D7 d'un minimum de 0.0557 \$/kWh lorsqu'elle est utilisée à 70 m produisant une énergie électrique de 130861 MWh/an d'une capacité de charge de 49.8% et d'un maximum de 0.120 \$/kWh à 30 m d'une capacité de production électrique de 23.7%.

A Mongo, le coût par unité varie entre 0.0442 \$/kWh à 50 m et 0.136 \$/kWh à 30 m. La turbine ayant de meilleurs coûts par unité est la turbine Bonus 1MW/54 d'un minimum de 0.053 \$/kWh lorsqu'elle est évaluée à 70 m et 0.094 \$/kWh à 30 m d'une capacité de charge de 25.7% pour une production électrique annuelle de 2251 MWh/an. Cependant en tenant compte des caractéristiques nominales, cette turbine à 50 m présente le coût par unité de 0.067 \$/kWh d'une capacité de production de 36%.

Les coûts minimum et maximum d'énergie par unité dans ces deux localités évaluées avec le choix des meilleures turbines sont très compétitifs comparés aux prix d'électricité payés par les consommateurs du secteur des ménages au Tchad qui est d'environ 0.16 \$/kWh. L'installation d'une ferme éolienne dans ces villes améliorera significativement la situation socio-économique et le bien-être de ménages leur permettant de développer des activités génératrices de revenus pour un coût d'électricité abordable pour tous répondant ainsi au 7<sup>ème</sup> objectif du développement durable. Cependant l'investissement massif dans la recherche et développement pourrait améliorer positivement l'efficacité des parcs éoliens et ses

composantes tout en générant de plus-values locales en contribuant et diversifiant le mix énergétique tchadien. Ce qui constituera un vecteur de la croissance économique et d'un développement structurel.

Dans cette étude menée au Tchad dans les villes d'Abéché et de Mongo le potentiel éolien, l'énergie éolienne ont été estimés et une analyse économique a été faite à partir d'une longue série des données mesurées de la vitesse du vent. De toute cette étude les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- L'analyse descriptive montre que la ville de Mongo est plus venteuse que celle d'Abéché d'une moyenne respectivement de 4.09 m/s et 3.28 m/s.
- L'analyse des paramètres de la statistique de distribution de Weibull précise qu'à 10 m de hauteur la densité d'énergie du vent croit avec l'intensité de la vitesse du vent dans les deux villes et que la vitesse du vent est moins stable et moins intense à Abéché tandis qu'à Mongo elle est plus intense et plus stable. Ceci relève de l'influence des sources de turbulences quantifiées à environ 22.15% à Abéché et 19.93 % à Mongo sur la distribution spatiale et temporelle de la vitesse du vent.
- L'extrapolation verticale des paramètres de Weibull et de la vitesse du vent de 10 m à 100 m montre une bonne corrélation positive entre la hauteur et la vitesse du vent permettant aussi d'améliorer la stabilité et l'intensité du vent dans ces villes. Cette extrapolation est plus favorable à Mongo qu'à Abéché.
- Parmi les turbines éoliennes de différentes caractéristiques utilisées dans les deux villes, les résultats précisent que la turbine De Wind D7 est plus adéquate d'une meilleure capacité de production de 49.8% à 70 m à Abéché et la turbine Bonus 1MW/54 d'une capacité de production de 36.3% à 50 m à Mongo.
- L'analyse économique basée sur le calcul de CPU montre que les meilleurs coûts minimums (0.057 \$/kWh à Abéché à 70 m et 0.067 \$/kWh à 50 m à Mongo) obtenus sont issus de l'utilisation des mêmes turbines jugées adéquates en termes de facteur de capacité ci-haut. Ces coûts minimums et maximums d'énergie par unité obtenus en utilisant ces deux meilleures turbines dans les deux villes sont plus compétitifs comparés au prix d'électricité payé par les ménages d'environ 0.16 \$/kWh au Tchad.

Ainsi dans la zone climatique sahélienne notamment dans les villes d'Abéché et de Mongo, pour la production de l'électricité, la turbine De Wind D7 et la turbine Bonus 1MW/54 sont recommandées respectivement pour la construction des fermes éoliennes. Vu le caractère

intermittent du vent, un système hybride constituerait une solution plus efficace et durable pour une production électrique continue.

## **5. Evaluation de la faisabilité technique et économique d'un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie dans la localité sahélienne de Mongo au Tchad.**

### **5.1 Présentation de logiciel HOMER**

HOMER est un logiciel développé pour des systèmes de production d'énergie de petites puissances. Il permet de faire des simulations de systèmes avec des énergies renouvelables et avec des énergies fossiles. Un de ses grands atouts est la possibilité de pouvoir simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elle soit renouvelable ou fossile. La première version a été développée en 1992 pour NREL (US National Renewable Energy Laboratory), il a ensuite subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions. Depuis, il y a eu 2 nouvelles versions disponibles pour 2.75 et 2.76 qui sont maintenant vendues pour un faible coût 99\$US pour les nouveaux utilisateurs et pour 49 \$US pour les anciens utilisateurs. La version 2.68 beta est toujours disponible gratuitement. Ce logiciel est largement utilisé dans plus de 190 pays et par plus de 40 000 utilisateurs.

#### **5.1.1 Principales caractéristiques**

Tout d'abord, ce logiciel permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés. La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus.

Le logiciel permet de faire la simulation d'un système selon des données de gisement (solaire, éolien, diesel, etc.) en fonction d'une demande énergétique (besoins en énergie). Par la suite, il est possible d'analyser plusieurs configurations différentes pour ce même système afin d'en obtenir un système optimisé au niveau du coût. Le logiciel simule toutes les configurations demandées et donne la meilleure solution, la solution la moins chère, parmi celles-ci. Ensuite, il est finalement possible de faire des analyses de sensibilité afin de savoir si la solution trouvée reste la meilleure même s'il y a certains changements dans les différents

paramètres entrés (variation du coût de la technologie, variation dans les données de gisement, etc.). Il est donc possible de faire bon nombre d'analyses avec de nombreuses configurations différentes en moins de quelques minutes de simulation. Le logiciel permet de faire des simulations avec différents systèmes de production d'énergie :

- Panneaux solaires photovoltaïque,
- Éoliennes,
- Barrage hydroélectrique au fil de l'eau,
- Biomasse,
- Génératrices (diesel, essence, biogaz, etc.),
- Réseau électrique,
- Microturbines,
- Piles à combustible.

Homer offre aussi une vaste gamme de dispositifs d'accumulation ou de récupération d'énergie:

- banque de batteries,
- flow batteries,
- hydrogène.

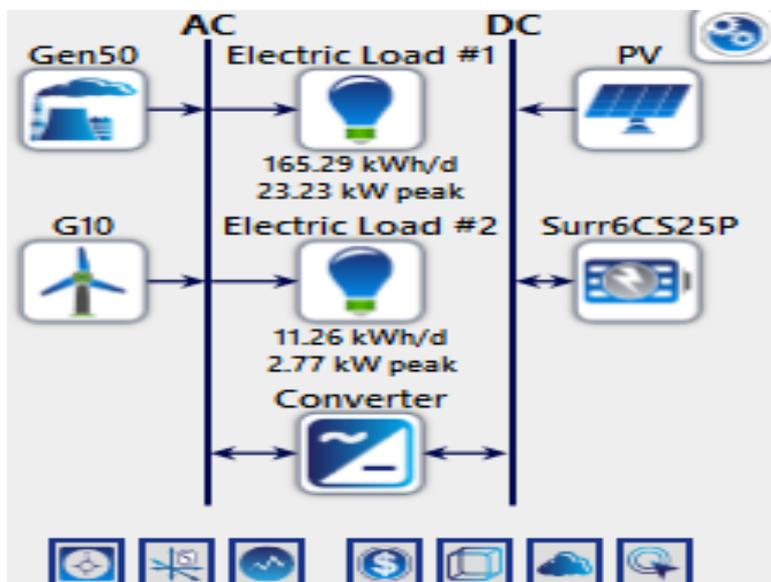


Figure 58 : Le système hybride PV/éolien/diesel/batteries

On peut aussi entrer divers types de besoins énergétiques :

- profils de consommation journaliers avec des variations selon les saisons,
- charge différée pour le pompage d'eau ou pour la réfrigération,
- charge thermique,

- mesures d'efficacité énergétique.

Homer peut donc simuler un large éventail de systèmes différents en plus de toutes les combinaisons possibles de systèmes hybrides.

### 5.1.2 Résultats donnés par HOMER

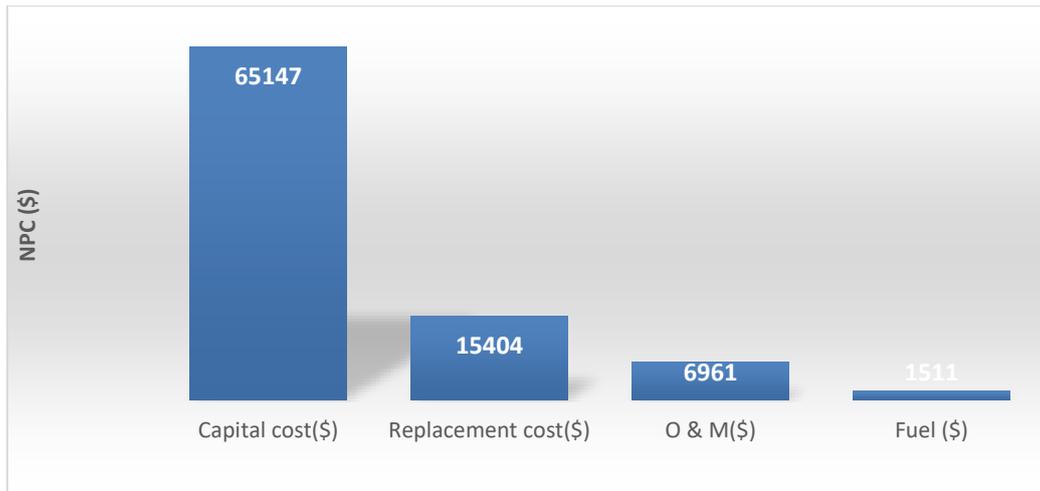
Cette étude conçoit un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie pour répondre à la demande de charge du village Mongo, au Tchad.

En faisant un survol de tous les résultats et simulations, on en déduit tout d'abord que le profil de consommation et le gisement ont une influence complexe sur les coûts et l'excès d'énergie, alors que le coût de revient de l'énergie en \$/kWh est simplement lié au gisement de la source d'énergie (solaire ou éolienne). Dans le cas des systèmes seuls autonomes, les coûts initiaux pour le photovoltaïque sont très élevés et le coût de revient d'énergie aussi, alors que pour l'éolien et le diesel, le coût de revient est similaire. La seule différence est issue de la provenance des coûts, le système éolien a des coûts initiaux importants, alors que la génératrice diesel a des coûts en carburant non négligeables.

Pour la comparaison des systèmes hybrides hors réseau, le système photovoltaïque - batteries est le choix optimal avec les coûts offerts présentement. Si on effectue des analyses de sensibilité sur les différents coûts des équipements, le système photovoltaïque-éolien-diesel avec batteries devient intéressant et le système photovoltaïque avec batteries est toujours bon dernier. Globalement, les systèmes éolien-photovoltaïques sans génératrice performant mieux que les systèmes photovoltaïque et éolien seuls et nécessitent moins de batteries.

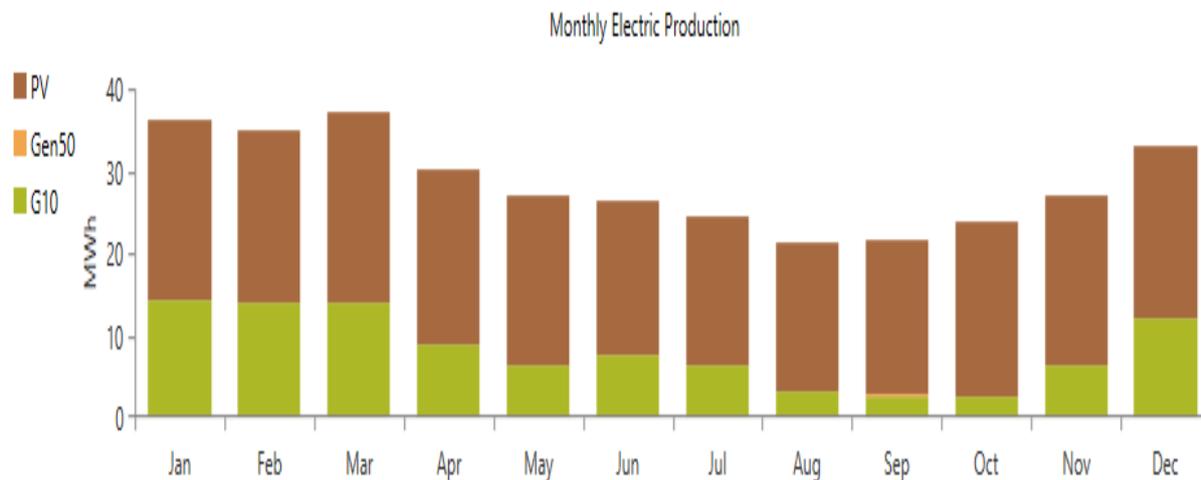
L'outil de simulation HOMER a été utilisé pour la conception du système hybride en trouvant la configuration optimale du système en utilisant la charge du village et les paramètres des composants.

Finalement, l'étude du cas hors réseau avec les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les batteries et le groupe diesel, on remarque que le coût de NPC est de 9,839 \$/kWh et celui de l'électricité (COE) est de 0.185\$/kWh, le système photovoltaïque-éolien-diesel-batterie devient encore cher. La **figure 59** présente la configuration du système hybride dans le logiciel HOMER.



**Figure 59 : la configuration du système hybride dans le logiciel HOMER.**

Evaluation de la faisabilité technique et économique dans un système énergétique hybride PV/éolien/diesel/batterie



**Figure 60 : Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites**

La production totale annuelle d'énergie électrique délivrée par ce système est de 342,258 kWh/an. Le champ PV délivre 244,448 kWh/an de cette énergie, soit 71,4%, l'aérogénérateur délivre 97,629 kWh/an, soit 28,5% et le groupe diesel quant à lui assure 181 kWh/an équivalente aux 0,05% restante.

### 5.1.3 Optimisation du système

Les résultats de la simulation HOMER Pro montrent que 8,752 solutions ont été simulées, dont seulement 7,630 solutions réalisables, classées selon l'architecture du système en quatre catégories, comme indiqué ci-dessous.

La configuration optimale comprend 160 kW de panneaux photovoltaïques, d'un générateur de 50 kW, de 320 unités de batteries et d'un convertisseur de 80 kW. Elle a un NPC total de 9,839\$ et un COE de 0.185\$. Pour cette configuration, le coût d'investissement le plus élevé est celui de l'énergie solaire photovoltaïque, suivi de celui des batteries et le convertisseur du système tandis que le générateur diesel a le coût le moins élevé. Sur la base du NPC, les batteries ont le NPC le plus élevé en raison des coûts de remplacement, suivies par le générateur solaire PV et le générateur diesel en raison du coût du carburant, le convertisseur de système a le coût le plus élevé. Le convertisseur de système a le NPC le moins élevé.

Le **tableau 26** présente un résumé de la configuration optimale et des différents types de coûts. Le graphique montre que le coût de captage est la principale dépense du système qui comprend principalement les batteries et le système photovoltaïque, suivi par le coût de remplacement et du carburant. Les coûts de fonctionnement et d'entretien sont très minimes parce que le système hybride conçu est principalement alimenté par les énergies renouvelables, qui ont un coût très faible.

**Tableau 26:** Analyse des systèmes hors réseau pour la consommation d'une maison moyenne avec les coûts évalués initialement

Architecture										Cost			
			PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
			13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77	\$6,132
					6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48	\$7,817
			0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71	\$9,408
			6.95	160	1	50.0	3	2.43	CC	\$23,993	\$0.451	-\$193.51	\$26,494
					3	50.0	4	2.87	LF	\$24,633	\$0.463	-\$88.23	\$25,773
			13.3	160		50.0	3	2.68	LF	\$25,369	\$0.477	-\$67.69	\$26,244
						50.0	8	11.3	LF	\$69,224	\$1.30	\$3,014	\$30,254
			36.0	160	24	50.0		1.51	CC	\$147,445	\$2.77	\$8,856	\$32,964
					39	50.0			CC	\$203,998	\$3.84	\$13,026	\$35,600
			36.0	160		50.0		1.67	CC	\$470,632	\$8.85	\$34,596	\$23,396

### 5.1.4 Analyse de sensibilité

Il existe certaines contraintes et variables de contrôle qui influencent le coût d'exploitation et de production du système et doivent être définies à des fins d'analyse technico-économique. En raison des incertitudes liées aux énergies renouvelables, certaines de ces variables doivent être prises en compte dans l'étude de sensibilité du système hybride. Pour cette étude, la source renouvelable et le prix du diesel ont été pris en compte pour effectuer l'analyse en négligeant la vitesse du vent. Bien que le prix du diesel soit plafonner à 1.2\$ par

litre, il varie de 1.2\$/L à 1.7\$/L compte tenu du coût supplémentaire dû au coût de transport. Le rayonnement solaire varie également en fonction du prix du diesel. Le résultat indique qu'une diminution du prix du diesel et une augmentation de la valeur de source renouvelable diminuent le COE et le NPC, tandis qu'une augmentation du prix du diesel et une diminution du rayonnement solaire augmentent le COE et le NPC. La configuration PV/éolien/Batteries est la configuration optimale dans tous les cas de sensibilité présentés dans le **tableau 26**, avec des variations dans le dimensionnement et le coût des composants dues à l'effet de la variation du prix du diesel et de sources renouvelables. Avec l'augmentation du prix du carburant, il y a une augmentation du NPC et une augmentation du rayonnement solaire.

### **5.1.5 Analyse de sensibilité pour un système hybride avec consommation totale.**

En considérant la consommation totale du village, les différents systèmes hybrides en situation hors réseau comprenant des panneaux solaires, des éoliennes, des batteries et le générateur diesel ont été analysés. Le **tableau 27**, montre les systèmes en ordre : du plus économique au moins économique selon le NPC (Net Present Cost).

On remarque donc que le meilleur système serait celui de PV/ batteries et le deuxième meilleur serait le système éolien/batterie. Les deux pires systèmes sont les systèmes PV/diesel et éolien/diesel. Le système diesel seul n'est pas, au fil des ans, la solution la plus économique à choisir. Le système PV/éolien/diesel/batterie vient après les systèmes PV/éolien/batteries.

#### **a. Analyse de sensibilité pour les batteries:**

Le **tableau 27 et 28** présente une analyse de sensibilité avec un coût des batteries à l'achat de 25% au plus faible et 15% au plus élevé, tout en conservant le coût des autres équipements fixes.

**Tableau 27:** Modification du coût de 15% de plus du coût initial des batteries

Architecture										Cost			
				PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)
				13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77
						6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48
				0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71
				6.95	160	1	50.0	3	2.43	CC	\$23,993	\$0.451	-\$193.51
						3	50.0	4	2.87	LF	\$24,633	\$0.463	-\$88.23
				13.3	160		50.0	3	2.68	LF	\$25,369	\$0.477	-\$67.69
							50.0	8	11.3	LF	\$69,224	\$1.30	\$3,014
				36.0	160	24	50.0		1.51	CC	\$147,445	\$2.77	\$8,856
						39	50.0			CC	\$203,998	\$3.84	\$13,026
				36.0	160		50.0		1.67	CC	\$470,632	\$8.85	\$34,596

**Tableau 28 :** Modification du coût de 25% de moins du coût initial des batteries

Architecture										Cost			
				PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)
				46.4	160			400	30.8	CC	\$71,928	\$0.103	\$1,360
				42.5	160	1		400	30.1	CC	\$73,401	\$0.105	\$1,458
				46.3	160		50.0	400	43.8	LF	\$85,641	\$0.122	\$814.15
				40.2	160	1	50.0	400	38.2	CC	\$87,066	\$0.125	\$912.11
						15		400	39.2	CC	\$91,881	\$0.131	\$2,841
						14	50.0	400	59.0	LF	\$104,083	\$0.149	\$2,198
				414	160	40	50.0		35.0	CC	\$231,214	\$0.331	\$15,827
						57	50.0			CC	\$298,459	\$0.427	\$21,828
				498	160		50.0		22.5	CC	\$357,944	\$0.512	\$28,041
							50.0	1,200	54.0	CC	\$569,030	\$0.814	\$34,197

En comparaison avec la situation initiale, l'augmentation du coût de 15 % des batteries n'affecte pas le classement des différents systèmes, alors qu'en diminuant de 25 % ce même coût, le système PV/batterie et les systèmes hybrides PV/éolien/diesel/batterie gardent leur position mais les restes ont changés de positions. En somme, la variation du coût des batteries dans ce cas influence peu le classement de système donc les systèmes à prioriser.

**b. Analyse de sensibilité pour l'éolienne**

En faisant varier le coût des batteries à l'achat de **25%** au plus faible et **15%** au plus élevé, tout en conservant le coût des autres équipements fixes.

**Tableau 29:** Modification du coût de 15% de plus du coût initial des éoliennes

Architecture										Cost			
			PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
			13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77	\$6,132
					6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48	\$7,817
			0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71	\$9,408
			6.95	160	1	50.0	3	2.43	CC	\$23,993	\$0.451	-\$193.51	\$26,494
					3	50.0	4	2.87	LF	\$24,633	\$0.463	-\$88.23	\$25,773
			13.3	160		50.0	3	2.68	LF	\$25,369	\$0.477	-\$67.69	\$26,244
						50.0	8	11.3	LF	\$69,224	\$1.30	\$3,014	\$30,254
			36.0	160	24	50.0		1.51	CC	\$147,445	\$2.77	\$8,856	\$32,964
					39	50.0			CC	\$203,998	\$3.84	\$13,026	\$35,600
			36.0	160		50.0		1.67	CC	\$470,632	\$8.85	\$34,596	\$23,396

En comparaison avec la situation initiale, l'augmentation du coût de 15 % des éoliennes n'affecte pas le classement des 3 premiers et des 3 derniers systèmes, alors que les positions médianes sont modifiées. Parmi ces positions médianes, les systèmes ayant des photovoltaïques ont reculés d'une à 2 positions. En diminuant de 25% le coût des éoliennes, les 3 premières positions et les 3 dernières restent les mêmes par rapport à celle du cas initial, alors que les médianes sont modifiées. En somme, en faisant varier le coût des éoliennes les 3 premiers systèmes à prioriser restent les mêmes ainsi que le dernier système, les systèmes à éviter restent le photovoltaïque/diesel et éolien /diesel.

**c. Analyse de sensibilité pour le diesel : Le coût initial est de 1.2\$/L**

Une autre analyse de sensibilité a été effectuée pour le coût du diesel (**Tableau 30**). Le coût estimé de départ est de **1.2\$/L**. Les autres coûts analysés sont **1.6\$/L**, **1.8\$/L** et **2\$/L**.

**Tableau 30:** Modification du coût des diesels et coûts des autres équipements fixes.

1.6\$/L

Architecture										Cost			
			PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
			13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77	\$6,132
					6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48	\$7,817
			0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71	\$9,408
					4	50.0	4	2.79	LF	\$24,974	\$0.470	-\$91.59	\$26,158
			0	160	4	50.0	4	2.80	LF	\$24,977	\$0.470	-\$91.53	\$26,160
			9.72	160		50.0	4	2.68	CC	\$25,849	\$0.486	-\$103.51	\$27,187
						50.0	8	11.3	LF	\$81,135	\$1.53	\$3,936	\$30,254
			36.0	160	30	50.0		1.95	CC	\$180,583	\$3.40	\$11,226	\$35,452
					39	50.0			CC	\$252,192	\$4.74	\$16,754	\$35,600
			36.0	160		50.0		1.67	CC	\$594,821	\$11.19	\$44,202	\$23,396

1.8\$/L

Architecture										Cost			
			PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	
			13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77	
					6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48	
			0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71	
					4	50.0	4	2.79	LF	\$25,144	\$0.473	-\$78.43	
			0.0000852	160	5	50.0	4	2.82	LF	\$25,230	\$0.475	-\$103.21	
			8.44	160		50.0	4	2.68	LF	\$25,860	\$0.486	-\$101.24	
						50.0	9	11.6	LF	\$87,104	\$1.64	\$4,315	
			36.0	160	30	50.0		1.70	CC	\$196,929	\$3.70	\$12,495	
					45	50.0			CC	\$276,145	\$5.19	\$18,422	
			36.0	160		50.0		1.67	CC	\$656,916	\$12.35	\$49,006	

2\$/L

Architecture										Cost			
			PV (kW)	PV-MPPT (kW)	G10	Gen50 (kW)	Surr6CS25P	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	
			13.0	160			3	2.14	CC	\$9,839	\$0.185	\$286.77	
					6		5	2.08	CC	\$10,447	\$0.197	\$203.48	
			0.500	160	6		4	2.50	CC	\$12,326	\$0.232	\$225.71	
					5	50.0	4	3.13	LF	\$25,305	\$0.476	-\$102.20	
			9.85	160		50.0	4	2.68	LF	\$25,862	\$0.486	-\$102.73	
			1.00	160	6	50.0	3	3.19	LF	\$26,577	\$0.500	-\$152.94	
						50.0	9	11.6	LF	\$92,902	\$1.75	\$4,763	
			36.0	160	34	50.0		1.77	CC	\$213,381	\$4.01	\$13,643	
					52	50.0			CC	\$299,712	\$5.64	\$20,028	
			36.0	160		50.0		1.67	CC	\$719,011	\$13.52	\$53,809	

Pour le coût du diésel de **1,6\$/L** et de **1,8\$/L**, seules les 4<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> ont subi une modification. Le premier système à favoriser est donc le système hybride PV/éolien/diésel/batteries. Le système photovoltaïque avec batteries occupe toujours la première place.

Pour 2\$/L, les positions 1, 2, 3 et les 3 dernières n'ont pas changé des positions. Le système PV/diesel/batteries est passé de 6<sup>e</sup> au 5<sup>e</sup> et le système PV/éolien/diesel/batteries a reculé d'un pas. Ces analyses du coût du diésel montrent que dès qu'il y a une augmentation du coût du diésel, le système hybride PV/éolien/diesel/batteries est à privilégier, alors que le système photovoltaïque avec batteries est toujours à proscrire. De toutes ces analyses, on en ressort que le système photovoltaïque avec batteries est toujours à proscrire pour la situation étudiée, par contre le système hybride PV/éolien/diesel avec batteries est à favoriser pour une diminution du coût des panneaux de 50% ou encore dès qu'il y a augmentation du coût du diésel. Globalement, les systèmes à envisager sont le système hybride PV/éolien/diésel avec batteries dans un futur proche (vu que le coût des panneaux est à la baisse et que le coût du diésel est à la hausse) et le système PV avec batteries est un choix pour les systèmes d'aujourd'hui, mais il ne sera pas la solution à long terme.

### 5.1.6 Discussion

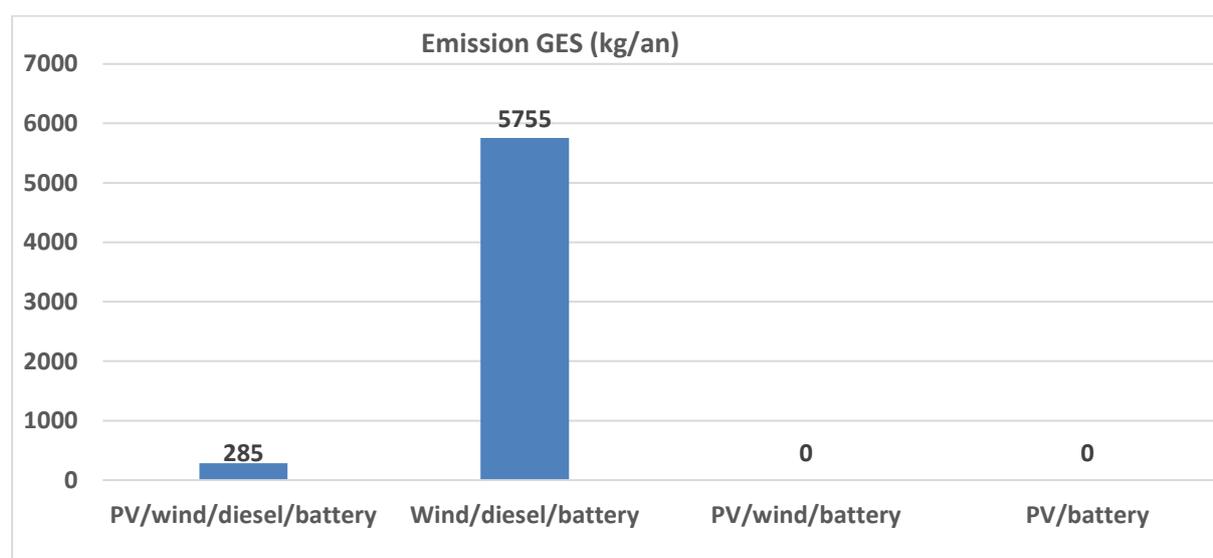
L'évaluation de la viabilité économique d'un système hybride proposé est examinée dans cette étude. Les résultats de simulation de HOMER ont été analysés sur la base du NPC et du COE de la configuration optimale du système, comme indiqué précédemment. D'après les résultats obtenus, la configuration du système hybride PV/éolien/diesel/batterie est la configuration optimale. L'impact environnemental, l'évaluation des paramètres énergétiques et l'évaluation économique de la configuration optimale ont été analysés et discutés comme suit.

### 5.1.7 Impact sur l'environnement

D'après la configuration simulée par HOMER, le système hybride PV/diesel/batterie est celui qui émet le plus de gaz à effet de serre, soit 5,755 kg/an, suivi de la configuration Hybride PV/éolien/diesel/batterie, qui émet 258 kg/an de gaz à effet de serre. Les configurations PV/éolien/batterie et PV/batterie n'émettent aucun gaz à effet de serre car le système est alimenté à 100% par des énergies renouvelables. Cela montre que les systèmes hybrides PV/éolien/batterie et PV/batterie sont les configurations les plus respectueuses de l'environnement avec zéro émission, mais ne sont malheureusement pas viables d'un point de

vue écologique car ils ont le NPC et le COE les plus élevés par rapport au système de configuration optimale. Le système avec la configuration optimale basée sur NPC et le COE les plus bas est toujours respectueux de l'environnement parce qu'il a produit le moins d'émission de gaz à effet de serre comparé à un système diesel seul et à d'autres configurations de système, il a également une fraction renouvelable de 99,7%. Le **tableau 31** présente les émissions de GES produites par les différentes configurations simulées par HOMER, tandis que la figure 70 présente les différentes émissions de GES pour notre système.

<b>Tableau 31: Comparaison de l'impact environnemental</b>	
<b>Configuration</b>	<b>GHG emission (kg/year)</b>
Wind/diesel/battery	5,755
PV/wind/diesel/battery	285
PV/wind/battery	0
PV/battery	0



**Figure 61: Comparaison de l'impact environnemental**

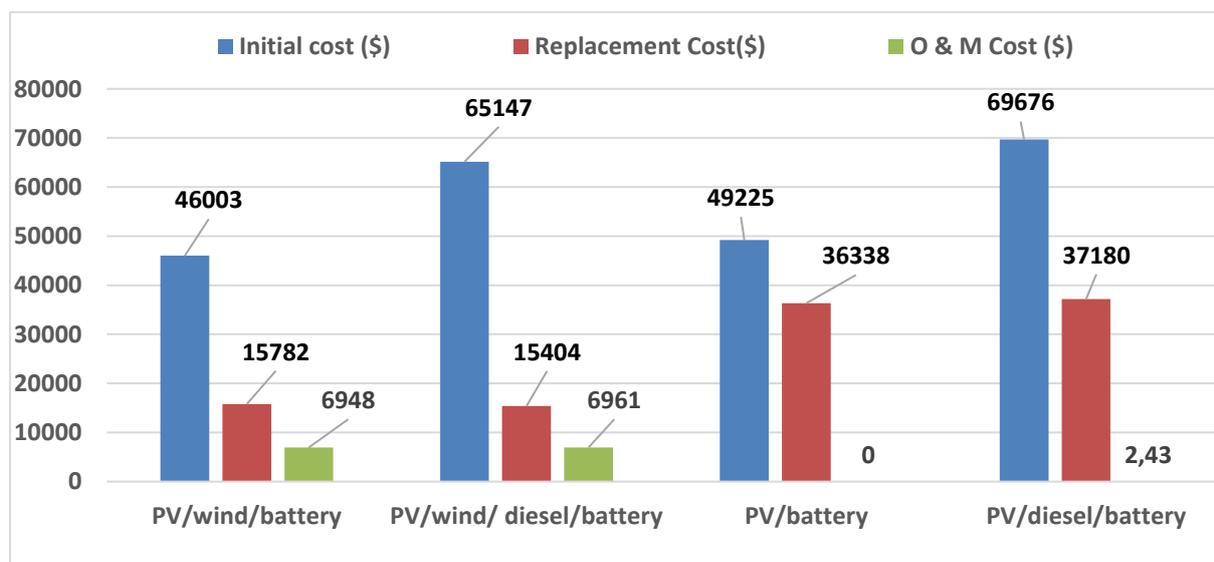
Cette configuration peut contribuer à maintenir une communauté respectueuse de l'environnement.

### 5.1.8 Evaluation économique

Le **tableau 32** présente une comparaison des paramètres économiques pour chacune des configurations simulées dans le logiciel HOMER. Les paramètres comprennent le coût initial, le coût actuel net, le coût de remplacement et le coût d'exploitation et de maintenance. La

configuration PV/éolien/batterie a le coût initial le plus bas, soit 46,002\$ comme le montre le **tableau 32**. La configuration hybride PV/éolien/diesel/batterie qui a un coût initial un peu élevé, soit 65,147\$. Les deux autres configurations PV/batterie et PV/diesel/batterie ont les coûts initiaux les plus élevés respectivement 49,225\$ et 69,676.52\$. Il s'agit de la configuration dont les coûts d'exploitation et de maintenance sont les plus élevés. Les PV/éolien/batterie et PV/batterie ont des coûts d'exploitation et d'entretien nuls car ils sont tous deux alimentés à 100% par des énergies renouvelables.

Configuration	Coût Capital (\$)	Coût remplacement (\$)	Coût de fonctionnement et d'entretien (\$)
<b>PV/éolien/batteries</b>	46,002.49	15,782.08	6,948.17
<b>PV/ éolien/diesel/batteries</b>	65,147.25	15,404.20	6,960.67
<b>PV/batteries</b>	49,225.02	36,338.31	0
<b>PV/diesel/batteries</b>	69,676.52	37,179.92	2.43



**Figure 62 : Comparaison de l'évaluation économique**

En outre, la configuration PV/diesel/batterie a un coût de remplacement le plus élevé, ce qui est dû au grand nombre de batteries et de panneaux PV utilisés dans cette configuration.

La configuration PV/batterie a le coût de remplacement le plus élevé, suivie par configurations PV/éolien/batterie et PV/éolien/diesel/batteries avec un coût de remplacement élevé. On note que le nombre de batteries a le coût de remplacement le plus élevé, ce qui permet de conclure que le nombre de batteries affecte le coût d'un système.

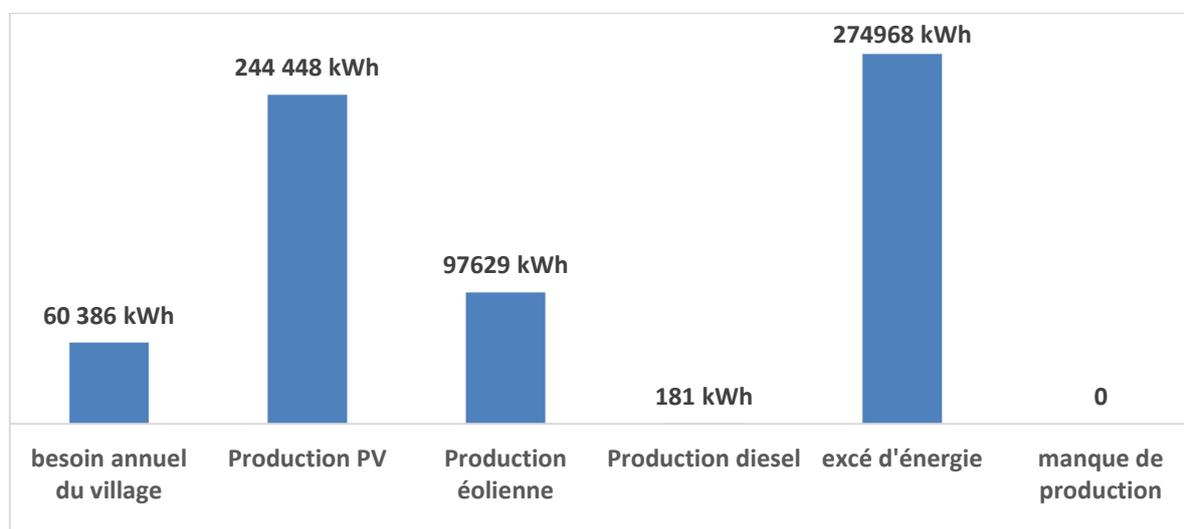
**Tableau 33:** Comparaison de l'évaluation des paramètres énergétiques

Configurations	Production d'énergie (kWh/an)	Consommation d'énergie (kWh/an)	Energie excédentaire (kWh/an)
PV/éolien/batterie	341,568	60,357	274,270
PV/éolien/diesel/batterie	342,258	60,386	274,968
PV/diesel/batterie	356,460	60,386	275,651
PV/batterie	536,652	60,340	724,728

Les deux configurations ont une production d'électricité de 341,568 kWh/an et 342,258 kWh/an, avec un excédentaire d'énergie de 274,270 kWh/an et 274,968 kWh/an. Ces deux configurations ont la production d'énergie la plus faible et satisfont toutes deux à la consommation d'énergie annuelle de 60,386 kWh/an. Le **tableau 33** et la **figure 66** présentent une comparaison de l'évaluation des paramètres énergétiques.

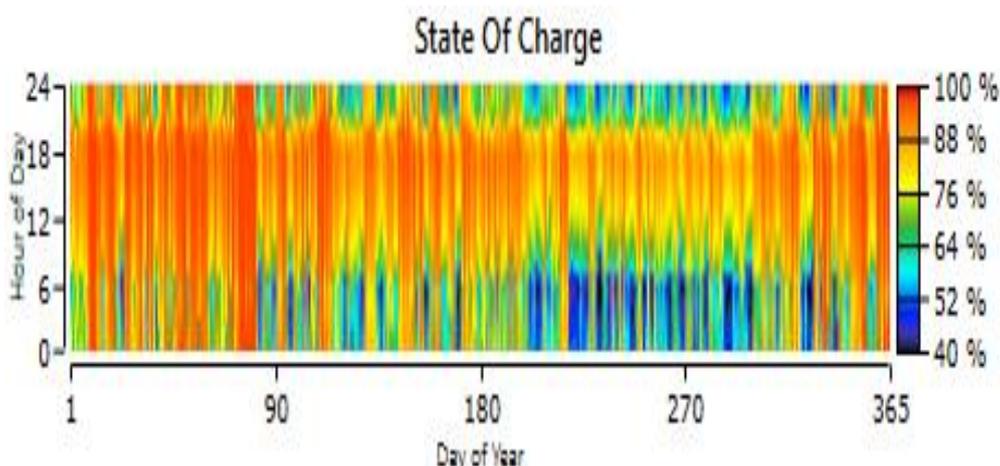
### 5.1.9 Evaluation des performances

Un des objectifs de la procédure d'optimisation est d'obtenir un dimensionnement qui assure les besoins en électricité au communauté à 95% au moins et présentant un excès de production raisonnable garantie d'un système bien dimensionné.



**Figure 63: Bilan énergétique de l'année type avec la configuration optimale**

La **figure 68**, représente l'évaluation de performance des batteries. Concernant l'état de charge des batteries, il est tout au long de l'année toujours compris entre 40 % et 100%.



**Figure 64 : Etat de charge des batteries tout au long de l’année**

L’énergie emmagasinée dans la batterie est de 26,621 kWh/an et celle utilisée est de 20,494 kWh/an soit un excès d’énergie de 6,127 kWh/an.

### 5.1.10 Analyse du cycle de vie

- Analyse économique (Life Cycle Cost Analysis)

Les coûts du projet durant toute sa durée de vie : prise en compte du prix du matériel, du coût de l’installation, de remplacement et de maintenance.

**Tableau 34:** Evaluation économique du système hybride

Eléments	Coût (\$)	Valeur actuelle (\$)	% total LCC
<b>Coûts initiaux</b>			
panneaux	2500	2500	7,35
Eolienne	4000	4000	1,18
Diesel	20 000	20 000	58,80
Batteries	1000	1000	2,94
Régulateur de charge	150	150	0,44
Tour d’éolienne (12m)	420	420	1,23
PV contrôleur de MPPT	840	840	2,47
Onduleur	200	200	0,59
Installation	1147	1147	3,37
<b>Coût récurrents</b>			
Maintenance	616.3	4251.9	12,50

<b>Remplacement</b>			
Batterie 5 ans	695	631.28	1,86
Batterie 10 ans	695	573.28	1,69
Batterie 12 ans	800	800	2,35
Batterie 15 ans	695	473.09	1,39
Régulateur de charge 15 ans	150	112.41	0,33
PV contrôleur MPPT 15 ans	420	314.75	0,93
Onduleur 15 ans	200	200	0,59
<b>Total</b>		<b>34 013.71\$</b>	<b>100</b>

Si on suppose que l'année type est reproduite pour les 25 ans, le coût du kWh produit par le système hybride avec des sources renouvelables revient à :

$$\text{Prix\_kWh\_re} = \frac{LCC}{[\text{Energie\_produite/an}]^{25}}$$

$$= 34013.71 / [(244448+97629+181) *25] = 0,0397\$/\text{kWh} = 25,80 \text{ FCFA/kWh}$$

### Conclusion

Parvenu au terme de ce chapitre qui avait pour objectifs la présentation, l'analyse et l'interprétation des résultats, il en ressort que les méthodes de gestion du profil de charge sont très importantes en ce sens qu'elles permettent de réduire le pic de puissance permettant ainsi de mieux gérer l'énergie disponible. De plus il est important de prendre en compte le facteur démographique dans tout dimensionnement photovoltaïque et éolien afin de rendre le système plus efficace, et d'appliquer le changement d'appareils conduisant à l'utilisation des appareils économiques pour rendre le système plus efficient.

Nous avons présenté des modèles des composants des différents systèmes, utilisés pour la conversion du potentiel primaire énergétique des sources d'énergie renouvelables en électricité. Différentes simulations ont été réalisées avec les modèles créés dans un environnement HOMER avec pour objectif de vérifier leur stabilité et leur fidèle représentation des processus physiques.

Dans cette étude, un système hybride d'énergie renouvelable (SHER) comprenant un système photovoltaïque, une éolienne, une batterie et un générateur diesel est proposé pour produire de l'électricité dans un village de mongo au centre du Tchad. La modélisation et la

simulation du système ont été réalisées à l'aide de l'outil de simulation HOMER. La configuration optimale du système a été obtenue sur la base du NPC et du COE les plus faibles. Quatre configurations optimales ont été obtenues, à savoir les systèmes PV/éolien/batterie, PV/éolien/diesel/batterie, éolien/diesel/batterie et PV/batterie, telles que simulées par HOMER, afin de trouver la solution la plus appropriée. Les résultats obtenus permettent de conclure que:

- La configuration avec le COE le plus bas de 0,185\$ kW et le NPC de 9,839 \$ est la configuration PV/éolien/ batterie et elle est optimale pour tous les cas de sensibilité. Cette configuration présente une fraction renouvelable de 99,94% et des émissions de gaz effet de serre de seulement 285 kg/an.
- Le système hybride PV/éolien/diesel/batterie a le COE et le NPC les plus élevés, soit 0,116\$ kWh et 81,670\$ million de dollars respectivement. Le coût élevé de cette configuration est dû au coût élevé des batteries et des panneaux photovoltaïques. Heureusement, le système n'émet pas de gaz à effet de serre car il est composé à 100% d'énergie renouvelable.
- Sur la base des variables de sensibilité, à savoir le rayonnement solaire et le prix de gazole, on peut conclure que le NPC et le COE diminuent lorsque le coût du gazole est plus faible et les valeurs de source renouvelable plus élevées, et qu'ils augmentent lorsque le prix du gazole est plus élevé et les valeurs de source renouvelable.
- L'analyse économique et l'évaluation de l'impact sur l'environnement ont prouvé que le système hybride PV/éolien/diesel/batterie est écologiquement et économiquement viable pour la production d'électricité dans la communauté de Mongo. Il est non seulement économiquement réalisable, mais aussi respectueux de l'environnement parce qu'il réduit une grande partie des émissions de CO<sub>2</sub>. Il réduit également le coût d'exploitation du système car une quantité moindre de diesel sera utilisée pour alimenter le générateur.

# CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Ce travail portait sur l'étude d'une centrale électrique hybride photovoltaïque-éolien-diesel muni d'un système de stockage dans le climat sahélien du Tchad. Il était question de concevoir, dimensionner, et commander un tel type de système afin de pallier aux problèmes de déficit énergétique en assurant un approvisionnement permanent en énergie électrique. Le site d'expérimentation choisi a été la localité de Mongo où nous avons identifié des problèmes de besoin de la population. Cependant, il existe plusieurs freins et barrières qui entravent le développement de toutes ces technologies. Il met en évidence la situation paradoxale existant en Afrique subsaharienne où on a une population de plus en plus nombreuse et très demandeuse en matière d'énergie alors que la région regorge d'énormes potentiels énergétique non exploités.

Dans l'optique d'atteindre les objectifs fixés, nous avons tout d'abord défini le profil de consommation, le second intégrait le facteur démographique et enfin le troisième prenait en compte le facteur efficacité énergétique. Par la suite nous avons déterminé le gisement solaire des localités d'Abéché, de Bitkine, de Mongo et de N'Djamena et le gisement éolien pour deux localités Abéché et Mongo, ainsi qu'une évaluation de la demande énergétique pressentie dans la ville de Mongo.

Les applications de notre travail sont énormes et peuvent varier selon le type de système qu'on souhaite concevoir, réaliser et commander. Dans le domaine de la santé, la mise sur pied d'un tel système contribuera à sauver des vies humaines particulièrement dans le cadre des opérations et des interventions d'urgence; d'un point de vue éducatif on s'attend à une amélioration des conditions d'apprentissage conduisant à un meilleur rendement scolaire, sur le plan économique, ce projet permettra de réduire les pertes et les désagréments causés par les délestages et enfin sur le plan environnemental, ce nouveau système permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre contribuant à la protection de l'environnement et l'atténuation du réchauffement climatique.

Pour le système hybride le modèle connecté à bus DC a été utilisé pour calculer une puissance nominale. Et enfin une étude de dimensionnement technologique présentée a permis de déterminer les différents compartiments de la centrale pour une fourniture de la puissance électrique demandée par la population de Mongo avec les prix de différents composants qui constituent ce système.

La pertinence technique et économique du modèle ainsi développé a ensuite été validée par le logiciel HOMER.

**Recommandation :** Les difficultés de réalisation de ce projet ont favorisé la mise au point d'un modèle de gestion des charges intégrant les charges défavorables dans la conception du système. Cependant l'ensemble des résultats obtenus de chacun des critères constitue aussi une plateforme de décision pour un investisseur, ce qui montre que les approches de conception développées dans cette thèse constituent un outil d'aide à la décision pour faciliter la vulgarisation des systèmes hybrides PV/Eolien/Diesel/Batterie.

Cependant, ce travail peut être considéré comme une première étape car il ne tient pas compte de l'aspect distribution de l'énergie électrique produite dans les ménages. Une deuxième perspective à cette thèse serait de développer des modèles de conception optimale des réseaux de distribution adaptés aux autres zones rurales. Compte tenu d'une croissance continue de la demande en énergie, il semble évident que pour une localité qui n'a jamais été électrifiée, il soit opportun d'effectuer une étude approfondie sur le modèle de tarification qui lui est adapté et la variabilité de la demande au fil des ans. Cela constitue une troisième perspective à cette thèse. Le modèle de tarification pourra intégrer à la fois la nécessité d'utiliser au maximum les sources d'énergies renouvelables localement disponibles, et le pouvoir d'achat de la population en matière d'énergie. Enfin, en dernière perspectives, nous envisageons d'étudier d'une part l'influence de l'insertion de sources photovoltaïques-éolienne au réseau de distribution et élargir ces systèmes dans toutes les régions. Ceci dans l'optique d'éviter des déconnexions injustifiées et augmenter les performances des onduleurs PV afin d'augmenter leur taux d'insertion au réseau électrique central et d'autre part de déterminer comment rentabiliser d'avantage la filiale photovoltaïque-éolienne afin de réduire au maximum le temps de retour sur investissement.

# BIBLIOGRAPHIE

- [1] Mahamat Hassane Babikir, Njomo, D. Mahamat Barka, Venant Sorel Chara-Dackou, Yvon Simplicite Kondji, and Mahamoud Youssouf Khayal. (2021), Thermal modelling of a parabolic trough collector in a quasi-steady state regime, J. Renewable Sustainable Energy. <https://doi.org/10.1063/1.5145272>.
- [2] Babikir, M. H., Chara-Dackou, V. S., Njomo, D., Barka, M., Khayal, M. Y., Kamta Legue, D. R., and Gram Shou, J. P., (2020), "Simplified Modeling and Simulation of Electricity Production from a Dish/Stirling System", International Journal of Photoenergy Volume 2020, 31 March, Article ID 7398496, 14 pages, <https://doi.org/10.1155/2020/7398496>.
- [3] Judith F. Ngbara Touafio, Oumarou Sanda, Salomon Malenguinza, Jean M' Boliguipa, Ruben M. Mouangue (2020), Analysis of a wind turbine project in the city of Bouar (Central African Republic). Journal homepage: [www.elsevier.com/locate/sciaf](http://www.elsevier.com/locate/sciaf).
- [4] Chara-Dackou, V. S., Njomo, D., Babikir, M. H., Mbouombouo, I. N., Gboulie, A. S. P., and Tchinda, R., (2022). "Processing Sunshine Duration Measurements for the Assessment of Solar Radiation in Climatic Regions of the Central African Republic", Journal of Solar Energy Engineering 15 June 2022, Vol. 144 / 031002, <https://doi.org/10.1115/1.4053483>
- [5] Rabin Dhakal, Bharosh Kumar Yadav, Niwesh Koirala, Binod Babu Kumal, Hanna Moussa (2020), Feasibility study of distributed wind energy generation in Jumla Nepal", international journal of renewable energy research Vol.10, No.3, September.
- [6] Younes El Khchine, Mohammed Sriti, Nacer Eddine El Kadri Elyaman (2019), "Evaluation of wind energy potential and trends in Morocco". journal homepage: <http://www.heliyon.com>. "Potentiel énergétique éolien et profil de consommation d'énergie dans le village Wouro Kessoum Ngaoundéré Cameroun" Journal of Renewable Energies 23 (2020) 72–85, <http://revue.cder.dz/index.php/rer>.
- [8] Nkue Valérie et Njomo Donatien [2009], Analyse du système énergétique camerounais dans une perspective de développement Soutenable.
- [9] Fondja, W. (2012), "Energie, Economie et Environnement, Contradiction ou Co-Développement? Le Cas du Cameroun", Paris, Editions de l'Harmattan, 296 p., 2012.

- [10] Hassane Babikir, M., Njomo, D., Khayal, M.Y., Temene, H.D. and Joel, D.T. (2018) Estimation of Direct Solar Radiation of Chad. *Energy and Power Engineering*, 10, 212-225. <https://doi.org/10.4236/epe.2018.105015>.
- [11] I.H. Abdelhamid, J.M. Hauglustaine et T. Abakarm (2016), La promotion des énergies renouvelables: une réponse durable à la problématique énergétique des ménages ruraux au Tchad.
- [12] M.H. Soulouknga , D.K. Kaoga, N. Djongyang et S.D. Yamigno (2016), Comparaison du potentiel énergétique éolien des trois zones climatiques du Tchad. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 19 N°1 (2016) 49 – 58
- [13] Le deuxième recensement général de la population et de l'habitat (RGPH 2, 2009)
- [14] Pierre Fourel, Mongo, une petite ville en croissance au Sahel 2014.
- [16] NJOMO DONATIEN (1989) "Modélisation des variations mensuelles de l'irradiation solaire reçue au Cameroun", AMSE press, 1989, pp. 39-64.
- [17] Ministère de l'économie du plan et de la coopération international, "plan national de développement 2013-2015", N'Djamena (2013)
- [18] FAO (Organisation des Nations Unies pour l'Alimentation et l'Agriculture), 'Rapport National sur les Ressources Forestières Naturelles et les Plantations Incluant les Arbres Hors Forêt', 2002.
- [19] Mahamat, A.H. (2001), "Etude Prospective du Secteur Forestier en Afrique (FOSA)-Tchad', Juillet 2001.
- [20] Programme du Système d'Information pour le Développement Rural et l'Aménagement (P-SIDRAT). ATLAS du TCHAD (Une carte extraite du site PVGIS).
- [21] Ariori S.L. et P. Ozer, 'Evolution des Ressources Forestières en Afrique de l'Ouest Soudano Sahélienne Au Cours des 50 Dernières Années', *Geo-Eco-Trop* 29, pp.61-68, 2005.
- [22] Stoyanov, L. (2011) "Etude de Différentes Structures de Systèmes Hybrides à Sources d'Energie Renouvelables", Thèse de Doctorat en Energétique, Université Technique de Sofia, 2011.
- [23] Bouharchouche, A. E.M. Berkouk and Ghennam T. [2013], 'Control and Energy Management of a Grid Connected Hybrid Energy System PV-Wind with Battery Energy Storage for Residential Applications', Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER'13, Monte-Carlo, Monaco, March 27-30, 2013.

- [24] Zhou, W. C. Lou, Z. Li, L. Lu and H. Yang, (2010) 'Current Status of Research on Optimum Sizing of Stand-Alone Hybrid Solar–Wind Power Generation Systems', *Applied Energy*, Vol. 87, N°2, pp. 380 – 389, 2010.
- [25] Mulder, G., De Ridder, F., Six D., (2010). Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels. *Solar Energy*, vol. 84, pp. 1284-1293, 2010.
- [26] Nandi, S.K., Ghosh, H.R., (2010). Prospect of wind-PV–battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh. *Energy*, vol. 35, pp. 3040-3047, 2010.
- [27] Babikir, M. H., Njomo, D., Khayal, M.Y., Temene, H.D., and Joel, D.T., (2018), "Estimation of Direct Solar Radiation of Chad", *Energy and Power Engineering*, 10, 212-225, <https://doi.org/10.4236/epe.2018.105015>
- [28] Abakar Mahamat Tahir, Mahamat Adoum Abdraman, Ruben Mouangue, Alexis Kuitche. Estimate of the Wind Resource of Two Cities in the Sahara and Sahel in Chad. *International Journal of Energy and Power Engineering*. Vol. 9, No. 6, 2020, pp. 86-94. <https://doi.org/10.11648/j.ijepe.20200906.11>
- [29] Bali Tamegue Bernard, Venant Sorel Chara-Dackou, Deli Goron, Mahamat Hassane Babikir, Donatien Njomo (2022), Empirical Relationships Between Global and Diffuse Radiation and Sunshine Duration in Chad: Polynomial Regression Approach. Vol. 40, No.1, February, 2022, pp. 121-129. Journal homepage: <http://iieta.org/journals/ijht>.
- [30] Marcel Hamda Soulouknga, Timoleon Crepin Kofane, Dumitru-Dorin Lucach, Serge Yamigno Doka (2020), Techno-economic assessment of wind energy conversion systems for power generation for the city of N'Djamena in Chad, *Journal of Renewable Energies* 23 (2020) 318–330. <http://revue.cder.dz/index.php/rer>.
- [31] Djamal Hissein Didane, Nurhayati Rosly, Mohd Fadhli Zulkafli and Syariful Syafiq, Evaluation of Wind Energy Potential as a Power Generation Source in Chad, *International Journal of Rotating Machinery* Volume 2017, Article ID 3121875, 10 pages <https://doi.org/10.1155/2017/3121875>.
- [32] Soulouknga, M.H., Oyedepo, S.O., Doka, S.Y. and Kofane, T.C. (2017) Assessment of Wind Energy Potential in the Sudanese Zone in Chad. *Energy and Power Engineering*, 9, 386-402. <https://doi.org/10.4236/epe.2017.97026>.
- [33] Soulouknga M.H., Doka S.Y., Revanna N., Djongyang N., Kofane T.C., (2018) "Analysis of wind speed data and wind energy potential in Faya-Largeau, Chad, using Weibull distribution, Renewable" *Energy* 121 1e8, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.002>

- [34] Shahram Hanifi, Xiaolei Liu, Zi Lin and Saeid Lotfian (2020), A Critical Review of Wind Power Forecasting Methods-Past, Present and Future. <http://www.mdpi.com/journal/energies>
- [35] Olga Tsvetkova, Taha B.M.J. Ouarda. A review of sensitivity analysis practices in windresource assessment, Energy Conversion and Management 238 (2021) 114112, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114112>
- [36] Christopher Jung, Dirk Schindle, Wind speed distribution selection – A review of recentdevelopment and Progress, Renewable and Sustainable Energy Reviews 114 (2019) 109290, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109290>
- [37] Paola Crippa, Mariana Alifa, Diogo Bolster, Marc G. Genton , Stefano Castruccio (2021), a temporal model for vertical extrapolation of wind speed and wind energy assessment. Journal homepage : [www.elsevier.com/locate/apenergy](http://www.elsevier.com/locate/apenergy)
- [38] A. Ayik, N. Ijumba, C. Kabiri, P. Goffin (2021), Preliminary wind resource assessment in South Sudan using reanalysis data and statistical methods. <http://www.elsevier.com/locate/rser>.
- [39] Huseyin Calik, Ahmet Dabakoglu, Yuksel Oguz(2021), Investigation of Dynamic Behaviour of Double Feed Induction Generator and Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbines in Failure, Vol.11, No.2, June, 2021.
- [40] Mehr Gul, Nengling Tai, Wentao Huang, Muhammad Haroon Nadeem and Moduo Yu (2020).Evaluation of Wind Energy Potential Using an Optimum Approach based on Maximum Distance Metric. <http://www.mdpi.com/journal/sustainability>.
- [41] Ping Jiang, Zhenkun Liu, Xinsong Niu and Lifang Zhang (2020), A Combined ForecastingSystem based on Statistical Method, Artificial Neural Networks, and Deep LearningMethods for Short-Term Wind Speed Forecasting. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119361>.
- [42] Seydou Ouedraogo, Komlan Lolo, Kodjo Attipou, Ayite Senah Akoda Ajavon and Sonnou Tiem (2020), ‘Assessment of Wind Potential in the Perspective of Water Pumping in Sahelian Area of Burkina Faso’ Vol. 9 Issue 03, March-2020. <http://www.ijert.org>.
- [43] Jose Galarza, David Condezo, Becquer Camayo, Enrique Mucha (2020), ‘Assessment of Wind Power Density Based on Weibull Distribution in Region of Junin, Peru’, Energy and Power Engineering, 2020, 12, 16-27 : <https://www.scirp.org/journal/epe>.

- [44] Teklebrhan Negash, Erik Möllerström and Fredric Ottermo (2020), An Assessment of Wind Energy Potential for the Three Topographic Regions of Eritrea, <http://www.researchgate.net/publication/340613286>.
- [45] N.A. Satwika, R. Hantoro, E. Septyaningrum and A.W. Mahmashani (2019), 'Analysis of wind energy potential and wind energy development to evaluate performance of wind turbine installation in Bali, Indonesia', DOI : <http://doi.org/10.15282/jmes.13.1.2019.09.0379>.
- [46] J.L. Nsouandélé, D.K. Kidmo, S.M. Djetouda and N. Djongyang (2016), Estimation statistique des données du vent à partir de la distribution de Weibull en vue d'une de la production de l'énergie électrique d'origine éolienne sur le Mont Tinguelin à Garoua dans le Nord Cameroun, <https://www.researchgate.net/publication/315099241>.
- [47] Akp A.B., Damada J.C.T., Donnou H.E.V., Kounouhewa B. et Awanou C.N. (2015), "Evaluation de la production énergétique d'un aérogénérateur sur un site isolé dans la région côtière du Bénin". Revue des Energies Renouvelables Vol. 18 N°3 (2015) 457–468: <http://www.researchgate.net/publication/299408781>
- [48] Drissa Boro, Hagninou Elagnon Venance Donnou, Imbga Kossi, Nebon Bado, Florent P. Kieno, Joseph Bathiebo (2019), 'Vertical Profile of Wind Speed in the Atmospheric Boundary Layer and Assessment of Wind Resource on the Bobo Dioulasso Site in Burkina Faso', Smart Grid and Renewable Energy, 2019, 10, 257-278. <http://www.scirp.org/journal/sgre>.
- [49] Ijjou Tizgui, Hassane Bouzahir, Fatima El Guezar, and Brahim Benaïd (2016), Estimation of Electricity Production for a Morocco Wind Farm. <http://www.researchgate.net/publication/312571205>
- [50] Mukhtar M. Salah, Ahmed G. Abo-khalil, R.P. Praveen (2021), Wind speed characteristics and energy potential for selected sites in Saudi Arabia. Journal homepage: <http://www.sciencedirect.com>
- [51] Extraits de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
- [52] FAO (Organisation des Nations Unies pour l'Alimentation et l'Agriculture), 'Rapport National sur les Ressources Forestières Naturelles et les Plantations Incluant les Arbres Hors Forêt', 2002.
- [53] D. Yamegueu (2012), "Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/Diesel sans batteries de stockage : validation du concept 'Flexy-Energy'." Thèse doctorat, 2iE-UPVD, Oct-2012.

- [54] Harry Suehrcke, R. S. Bowden and K.G.T. Hollands. (2013), Relationship between sunshine duration and solar radiation, *Solar Energy*, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.02.026>
- [55] Coulibaly, O and Ouedraogo A. (2016), Correlation of global solar radiation of eight synoptic stations in Burkina Faso based on linear and multiple linear regression methods. *Journal of Solar Energy*, Article ID 7870907.
- [56] Pandey C. K and Katiyar A. K. (2013), A Review of Solar Radiation Models—Part I, *Journal of Renewable Energy*, <http://dx.doi.org/10.1155/2013/168048>
- [57] A. G. Kaplan and Y. A. Kaplan. (2020), Developing of the new models in solar radiation estimation with curve fitting based on moving least-squares approximation, *Renewable Energy* 146 (2020) 2462e2471, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.095>
- [58] Dhaker Abbes (2012), 'Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome'.
- [59] AIE (Agence Internationale de l'Énergie), 'World Energy Outlook', 2010.
- [60] Deli Gorong et Njomo Donatien (2016), étude de faisabilité, simulation et optimisation d'une plate-forme multifonctionnelle photovoltaïque soumise aux variations de l'irradiation solaire d'un climat sahélien au Cameroun, 2016.
- [61] Ludmil Stoyanov (2011), Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00653412>
- [62] Saka Goni, Haroun Ali Adanno, Dialo Diop, Adoum Kriga, Mahamoud Youssouf Khayal, Bado Nebon, Aboubaker Cheidikh Beye, Serigne Abdoul Aziz Niang, Mamadou S. Drame. (2019), Observation and Simulation of Available Solar Energy at N'Djamena, Chad, *Smart Grid and Renewable Energy*, 10, 165-178, <https://doi.org/10.4236/sgre.2019.106011>
- [63] Goni, S., Adannou, H.A., Diop, D., Drame, M.S., Tikri, B., Barka, M. and Beye, A.C. (2019) Long-Term Variation of Sunshine Duration and Their Inter-Action with Meteorological Parameters over Chad, Central Africa. *Natural Resources*, 10, 47-58. <https://doi.org/10.4236/nr.2019.103004>
- [64] DANG MINH TRUNG, « élaboration de cellules solaires photovoltaïques base de polymères conjugués, études des systèmes », thèse de doctorat, Université de Bordeaux 26/11/2009.
- [65] J. N. Black, C.W. Bonython and J. A. Prescott. (1954), Solar radiation and the duration of sunshine, Adelaide, South Australia.
- [66] C. Augustine, M.N. Nabuchi. (2009), Empirical Models for the Correlation of Global Solar Radiation with Meteorological Data for Enugu, Nigeria, *The Pacific Journal of Science and Technology*, Volume 10. Number 1. May 2009 (Spring).

- [67] K. Ulgen, and A. Hepbasli. (2009), Diffuse solar radiation estimation models for Turkey's big cities, Energy Conversion and Management. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.08.013>.
- [68] Enrique A. Enríquez-Velásquez, Victor H. Benitez, Sergey G. Obukhov, Luis C. Félix-Herrán and Jorge de-J. Lozoya-Santos. (2020), Estimation of Solar Resource Based on Meteorological and Geographical Data: Sonora State in Northwestern Territory of Mexico as Case Study, Energies, 13, 6501; <https://doi.org/10.3390/en13246501>
- [69] Stone RJ. (1993), Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation models. Solar Energy 1993; 51(4):288–91 .
- [70] Stone RJ. (1993), Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models, Solar Energy 1993; 51(4):288–91.
- [71] Mbiake R, Beya Wakata, Mfoumou E, Ndjeuna E, Fotso L, Tiekwe E, Kaze Djamien J.R and Bobda C. (2018) The Relationship between Global Solar Radiation and Sunshine Durations in Cameroon. Open Journal of Air Pollution, 107-119. <https://doi.org/10.4236/ojap.2018.72006>
- [72] D. Rekioua, Z. Roumila et T. Rekioua, (2008), Etude d'une centrale hybride photovoltaïque - éolien-diesel, *Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°4* (2008) 623-633.
- [73] S. A. Mousavi Maleki, H. Hizam and C. Gomes. (2017), Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited, Energies 2017, 10, 134; <https://doi.org/10.3390/en10010134>.
- [74] Rachid Maouedj et al (2007). Etude des performances d'un système éolien, application pour des sites algériens. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.08.013>.
- [75] Mehr Gul, Nengling Tai, Wentao Huang, Muhammad Haroon Nadeem and Moduo Yu (2020). Evaluation of Wind Energy Potential Using an Optimum Approach based on Maximum Distance Metric. <http://www.mdpi.com/journal/sustainability>.
- [76] Sunday O Oyedepo, Muyiwa S Adaramola and Samuel S Paul. Analysis of wind speed data and wind energy potential in three selected locations in south-east Nigeria, International Journal of Energy and Environmental Engineering 2012, 3:7 <http://www.journal-ijeee.com/content/3/1/7>.
- [77] Aynur Ucar, Figen Balo. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey, Applied Energy 86 (2009) 1864–1872. doi : 10.1016/j.apenergy.2008.12.016
- [78] E. O. Falayi, J. O. Adepitan and A. B. Rabi. (2008), Empirical models for the correlation of Global solar radiation with meteorological data for Iseyin, Nigeria, International Journal of Physical Sciences Vol. 3 (9), pp. 210-216, <http://www.academicjournals.org/IJPS>.

- [79] COLIN Bernard, "Groupes électrogènes de secours," Tech. Ing. Réseaux Électr. Ind. \_ Tert., vol. base documentaire : TIB265DUO, no. ref. article : d5180, Feb. 1998.
- [80] Ruben M. Mouangua, Myrin Y. Kazetb, Alexis Kuitcheb and Jean-Marie Ndjak (2014), "Influence of the Determination Methods of K and C Parameters on the Ability of Weibull Distribution to Suitably Estimate Wind Potential and Electric Energy". <http://dx.doi.org/10.14710/ijred.3.2.145-154>
- [81] Djeudjo Temene Hermann, Njomo Donatien, Talla Konchou Franck Armel, Tchinda René (2022), Techno-economic and environmental feasibility study with demand-side management of photovoltaic/wind/hydroelectricity/battery/diesel: A case study in Sub-Saharan Africa. [www.elsevier.com/locate/enconman](http://www.elsevier.com/locate/enconman).
- [82] Collen Zalengera (2015), a study into the techno-economic feasibility of photovoltaic and wind generated electricity for enhancement of sustainable livelihoods on Likoma Island in Malawi. <https://dspace.lboro.ac.uk/2134/16630>.
- [83] A. G. Kaplan and Y. A. Kaplan. (2020), Developing of the new models in solar radiation estimation with curve fitting based on moving least-squares approximation, Renewable Energy 146 (2020) 2462e2471, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.095>
- [84] C. Chevassu, "Couplage des alternateurs," Cours L'Ecole Natl. Mar. Marchande Nantes Mis En\_Ligne Par Reselec Réseau Natl. Ressour. En Électrotechniques [Httpwww lufmrese Cict Frcontribnavalecoupla1 Pdf](http://www.lufmrese.cict.fr/contribnavalecoupla1.pdf).
- [85] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab, and S. S. Paul, "Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana," Energy Convers. Manag., vol. 88, pp. 284–295, décembre 2014.
- [86] G. Notton, M. Muselli, and P. Poggi, "Costing of a stand-alone photovoltaic system," Energy, vol. 23, no. 4, pp. 289–308, avril 1998.
- [87] D.Rekioua and E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems.Springer,2012.
- [88] Akassewa Tchapo SINGO (2010), Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome. [http://www.cfcopies.com/v2/leg/leg\\_droi.php](http://www.cfcopies.com/v2/leg/leg_droi.php)
- [89] Md. Nazmul Islam Sarkar. (2016), Estimation of solar radiation from cloud cover data of Bangladesh, Renewables, <https://doi.org/10.1186/s40807-016-0031-7>

- [90] Quansah E, Amekudzi L. K, Preko K, Aryee J, Boakye O. R, Boli D, et al. (2014). Empirical models for estimating global solar radiation over the Ashanti region of Ghana. *Journal of Solar Energy*, Article ID 897970.
- [91] S. A. Klein. (1977), Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces, *Solar Energy*, Vol.19, pp. 325-329.
- [92] K. Ulgen, and A. Hepbasli. (2009), Diffuse solar radiation estimation models for Turkey's big
- [93] A. Ayik, N. Ijumba, C. Kabiri, P. Goffin (2021), Preliminary wind resource assessment in South Sudan using reanalysis data and statistical methods. <http://www.elsevier.com/locate/rser>
- [94] Huseyin Calik, Ahmet Dabakoglu, Yuksel Oguz(2021), Investigation of Dynamic Behaviour of Double Feed Induction Generator and Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbines in Failure, Vol.11, No.2, June, 2021.
- [95] Rabin Dhakal, Bharosh Kumar Yadav, Niwesh Koirala, Binod Babu Kumal, Hanna Moussa (2020), "Feasibility study of distributed wind energy generation in Jumla Nepal", international journal of renewable energy research R. Dhakal et al., Vol.10, No.3 September, 2020.
- [96] Zoutene Pabame, Cheikh Mouhamed F. Kebe, Boudy Ould Bilal, Ababacar Ndiaye, Assane Gueye and Pape Alioune Ndiaye. A Study of the Wind Potential in Climatic Zones of Chad, *InterSol 2018*, LNICST 249, pp. 100–107, 2018. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-98878-810>.
- [97] Sunday O Oyedepo, Muyiwa S Adaramola and Samuel S Paul. Analysis of wind speed data and wind energy potential in three selected locations in south-east Nigeria, *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 2012, 3:7 [http : // www.journal-ijeee.com/content/3/1/7](http://www.journal-ijeee.com/content/3/1/7)
- [98] Aynur Ucar, Figen Balo. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey, *Applied Energy* 86 (2009) 1864–1872, doi:10.1016/j.apenergy.2008.12.016
- [99] S. Diaf, G. Notton. Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (2013) 37–51, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.026>[91]
- [100] A. NCellik, Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of standalone photovoltaic systems. *Renewable Energy*, vol.32:2096–2115, 2007.
- [101] J. SEIGNEURBIEUX, G. ROBIN, H. BEN AHMED, and B. MULTON. Optimization with energy management of PB battery stand-alone systems over the entire life cycle. *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 21, 2006.

- [102] A. EL KHADIMI, "Modélisation de l'Irradiation Solaire Globale d'un Plan Horizontal et de la Vitesse du Vent en Vue de leur Utilisation dans le Dimensionnement d'un Système Hybride", Thèse de Doctorat de 3ème Cycle, Université Cadi Ayyad, Faculté des Sciences Semlalia, Marrakech, 1998.
- [103] [http://www.toujourspret.com/techniques/orientation/topographie/rose\\_des\\_vents](http://www.toujourspret.com/techniques/orientation/topographie/rose_des_vents).
- [104] A.MCMAHAN,"Design&OptimizationofOrganicRankineCycleSolar-Thermal Power plants", UNIVERSITY OF WISCONSIN-MADISON (2006)
- [105] Thibaut DESRUES« Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2009.

## Annexe 1

**Tableau 1:** Une étroite convergence avec les objectifs du millénaire pour le développement.

Objectifs et cibles	Contribution des plates-formes multifonctionnelles a l'atteinte des objectifs et des cibles
<p><b>Objectif 1: Eradiquer la faim et la pauvreté extrême</b></p> <p><b>Cible 1:</b> Réduire de moitié, la proportion des personnes dont le revenu est de moins de 1\$ par jour</p> <p><b>Cible 2 :</b> réduire de moitié, la proportion des personnes qui souffrent de la faim.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Augmentation et diversification des revenus des populations par l'augmentation de la productivité dans la transformation agricole grâce aux Services d'Énergie Renouvelable (SER). Plus de temps et d'énergie seront disponibles pour les activités génératrices de revenu ;</li> <li>• Augmentation et diversification du revenu pour les hommes à travers les raisons ci-dessus mentionnées et à travers une plus grande productivité avec l'usage direct des services de SER;</li> <li>• Une production alimentaire plus élevée et diversifiée à travers la réallocation de l'énergie et du temps humain sauvés par les femmes et les filles dans leurs différentes activités quotidiennes relatives à la préparation des aliments ;</li> </ul>
<p><b>Objectif 2 : Parvenir à une éducation du Primaire à l'Université.</b></p> <p><b>Cible 3:</b> Assurer que d'ici 2028, tous les enfants, garçons et filles, seront à mesure de compléter le cycle entier de l'école primaire.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Augmenter la fréquentation scolaire à travers les services d'énergie des SER qui se substituent à la main-d'œuvre enfantine.</li> <li>• Les services d'énergie des SER augmentent le revenu des femmes particulièrement pour couvrir les coûts de la scolarisation.</li> </ul>
<p><b>Objectif 3: Promouvoir l'égalité des genres et renforcer le pouvoir des femmes</b></p> <p><b>Cible 4:</b> Eliminer la disparité du genre au niveau de</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les services d'énergie de SER avec un potentiel d'impact relativement positif sur l'éducation des filles à travers les voies suivantes :</li> <li>• Une grande réduction de la main d'œuvre des filles par</li> </ul>

l'éducation primaire et secondaire.	<p>rapport à celle des garçons, étant donné que les services des Plateformes visent en premier lieu les activités des filles.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Augmentation du revenu des femmes qui lui permettent à accorder plus d'attention aux dépenses liées à l'éducation des enfants et en particulier des filles.</li> <li>• Une fréquentation et une performance relativement plus élevées pour les filles, comme étant le résultat de la réduction du temps de la main d'œuvre impayée. Ce qui augmentera leur chance d'atteindre le niveau de l'éducation primaire.</li> <li>• Plus de temps pour le repos, la récupération physique et mentale, qui sont essentiels pour l'apprentissage d'activités. Ces avantages sont renforcés par la fourniture d'éclairage par les plateformes.</li> </ul>
<p><b>Objectif 7: Assurer un environnement durable</b></p> <p><b>Cible 10:</b> Réduire de moitié d'ici 2025 la proportion de personnes sans accès à l'eau pure.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'utilisation finale de l'équipement des SEH - la pompe électrique peut être utilisée pour se substituer à la collection ardue et intensive, au transport, au traitement, et à la distribution de l'eau à partir des puits assurant aussi une meilleure qualité de l'eau de boisson.</li> </ul>

Même si les plates-formes multifonctionnelles ne peuvent pas résoudre tous les problèmes, il s'agit d'une solution viable aux problèmes de pauvreté rurale induits par le manque d'accès à l'énergie, sachant que les communautés rurales ne seront vraisemblablement pas desservies par des réseaux de distribution électrique avant au moins une vingtaine d'années.

Les tableaux ci-dessous présentent les enjeux environnementaux et leur sensibilité évalués à partir de la grille suivante :

**Tableau 2:** Sensibilité des items environnementaux

Fort	<p>Sensibilité forte vis-à-vis de la création d'un SHER:</p> <p>Les paramètres de l'environnement avec lesquels le projet aura une interaction directe et/ou permanente conduisant à une dégradation ou à une amélioration de leur état ;</p>
------	---

	Les paramètres de l'environnement nécessitant une maîtrise technique particulière.
Modérée	Sensibilité modérée vis-à-vis de la création d'un SHER: Les paramètres de l'environnement présentant une sensibilité particulière avec lesquels le projet aura seulement une interaction indirecte et/ou provisoire conduisant à une dégradation ou amélioration de leur état ; Les paramètres de l'environnement nécessitant quelques adaptations techniques.
Faible	Sensibilité faible vis-à-vis de la création d'un SHER: Les paramètres de l'environnement avec lesquels le projet aura une interaction indirecte et/ou provisoire n'entraînant pas de modification ou d'amélioration de leur état
Négligeable	Sensibilité négligeable voire nulle vis-à-vis de la création d'un SHER

**Tableau 3:** Synthèse des sensibilités de l'état initial

Thème environnemental	Enjeux	Sensibilité
<b>Environnement physique</b>		
<b>Climat</b>	Le site est localisé en zone bioclimatique sahélienne caractérisée par une saison des pluies de juin à septembre et une période sèche qui s'étend de novembre à mai.  La région est de plus affectée par le changement climatique et possède un approvisionnement énergétique très carboné (centrales au fioul, bois de chauffe, etc).	<b>Faible</b>
<b>Sols et sous-sols</b>	Les terrains de la zone d'étude sont d'origine sédimentaire, de sols légers sablo-limoneux, hydromorphe et vertisols, sols sableux, sols ferrugineux et granitiques et sols argileux.	<b>Faible</b>
<b>Relief / topographie</b>	Le site présente une topographie montagneuse encerclant la ville de Mongo.	<b>Fort</b>

<b>Eaux souterraines</b>	Des prélèvements d'eaux souterraines ont été réalisés à une profondeur de 30 m à 60 m ce qui signifie que la nappe souterraine se trouve à une profondeur importante. De plus, la nappe n'est pas connectée. L'eau n'est pas de bonne qualité.	<b>Faible</b>
<b>Eaux superficielles</b>	Il existe une très forte variabilité de ressource en eau en fonction des saisons au niveau de la zone du projet. L'eau, abondante pendant la saison des pluies, se raréfie rapidement à la saison sèche. topographie du site.	<b>Faible</b>
<b>RISQUES</b>		
<b>Risques technologiques</b>	<p>Impact des éoliennes sur la faune :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Les animaux sont également sensibles à ce syndrome. Les animaux domestiques, vaches laitières, chevaux... ressentent aussi un stress important.</li> <li>- Le gibier fuit la proximité des éoliennes, désertant les zones de chasse à proximité.</li> <li>- Les oiseaux migrateurs paient un lourd tribut aux éoliennes.</li> </ul> <p>Le bruit que génèrent les éoliennes peut être d'origine mécanique (rotation du rotor et fonctionnement de la génératrice) ou d'origine aérodynamique (lorsque les pales « fendent »).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Les chauves-souris sont victimes des variations de pression liée à la rotation des pales et qui entraînent une forte mortalité ;</li> <li>-Rupture de pale, chute, incendie (avec projection de morceau de pale à plusieurs centaines de mètres)</li> </ul>	<b>Modérée</b>

<b>Risques naturels</b>	L'aire d'étude est potentiellement soumise à un risque d'inondation en raison des forts épisodes pluvieux durant la saison des pluies combinés à l'imperméabilité des sols, empêchant l'infiltration des eaux de pluie.	<b>Faible</b>
<b>Environnement humain</b>		
<b>Population</b>	La zone d'étude est une petite ville et faiblement peuplée (30 000 habitants). La présence de personnes vulnérables, essentiellement des ménages pauvres, est probable du fait du niveau de développement faible du pays.	<b>Faible</b>
<b>Foncier</b>	Les terres de la zone du Projet relèvent de la gestion de la mairie de Mongo. Le terrain où le projet doit être implanté a ainsi été occupé par les agriculteurs. La légalité de ventes est faible au regard du droit foncier tchadien, même si les acheteurs se sentent légitimes dans leurs droits. La raréfaction des ressources foncières pourrait conduire à terme à une paupérisation des populations locales, dépendantes de l'accès au foncier pour leurs activités économiques essentiellement agricoles.	<b>Fort</b>
<b>Activités économiques et moyens de subsistance</b>	Les populations de Mongo sont des agropasteurs fortement dépendants des activités agricoles, essentiellement l'agriculture et l'élevage, pour leur subsistance et leurs revenus. Ces activités reposent sur l'exploitation de terres arables et surtout de points d'eau pérennes ou d'abreuver les troupeaux mais aussi de développer des réseaux	<b>Fort</b>

	<p>d'irrigation afin de pratiquer le maraîchage en saison sèche.</p> <p>Les terres de la zone du projet sont utilisées de plusieurs façons par les riverains : à la fois comme site de pâturage, espace cultivé et zone de passage du bétail.</p>	
<b>Exploitation des ressources naturelles</b>	<p>Plusieurs types de ressources naturelles sont exploités sur le site du Projet mais d'une façon très limitée au regard du faible couvert forestier (impliquant une faible production de produits ligneux) et de la production saisonnière très limitée de produits herbacés à la faible diversité, causés par une forte pression anthropique.</p>	<b>Faible</b>
<b>Patrimoine culturel</b>	<p>Dans la zone du projet, rien n'indique la présence de patrimoine archéologique. Il n'y a pas de site sacré dans l'emprise du site du projet.</p>	<b>Faible</b>

### A/ Irradiation Globale horizontale (kWh/m<sup>2</sup>. j) pour les 4 villes sahéniennes du Tchad

#### ABECHE

Mois année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Janvier</b>	5,98	5,84	6,00	6,09	6,00	5,87	6,22	6,07	5,66
<b>Février</b>	6,69	6,53	6,64	6,46	6,93	6,58	6,38	6,57	6,51
<b>Mars</b>	6,87	7,15	6,51	6,25	6,15	6,73	7,06	7,29	6,78
<b>Avril</b>	7,17	7,02	6,23	7,33	7,02	6,95	7,48	7,45	7,08
<b>Mai</b>	6,35	7,02	6,51	6,68	6,86	6,59	7,16	7,50	7,15
<b>Juin</b>	6,71	6,67	6,78	6,83	6,16	6,19	6,72	7,19	7,14
<b>Juillet</b>	5,76	6,38	6,20	6,28	6,04	5,89	6,02	7,01	7,08
<b>Août</b>	5,66	5,66	5,71	5,78	6,03	5,76	6,29	7,21	7,30
<b>Sept.</b>	6,54	6,41	6,37	6,19	6,54	6,25	5,90	6,88	6,90

**ANNEXES**

<b>Oct.</b>	6,10	6,41	6,37	6,36	6,39	6,35	6,60	6,37	6,27
<b>Nov.</b>	6,01	6,18	6,12	6,18	5,88	5,92	6,05	5,77	5,70
<b>Dec.</b>	5,69	5,78	5,83	5,61	5,57	5,65	5,65	5,59	5,53

**Bitkine**

<b>Mois année</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Janvier</b>	6,11	6,01	6,15	6,20	6,13	5,99	6,35	6,18	6,08
<b>Février</b>	6,61	6,59	6,53	6,37	6,91	6,70	6,51	6,63	6,87
<b>Mars</b>	6,88	6,96	6,40	6,12	5,93	6,79	6,72	7,26	7,02
<b>Avril</b>	6,98	6,84	6,28	6,92	6,74	6,81	6,85	7,33	7,32
<b>Mai</b>	6,11	6,48	6,24	6,44	6,25	6,31	6,61	7,26	7,27
<b>Juin</b>	6,05	6,18	6,16	6,34	5,54	5,73	6,00	7,04	7,10
<b>Juillet</b>	5,25	5,82	5,89	5,82	5,51	5,60	5,65	7,10	7,15
<b>Août</b>	5,20	5,42	5,31	5,54	5,46	5,21	5,83	7,33	7,31
<b>Sept.</b>	5,71	6,04	5,78	6,03	6,01	6,03	5,66	6,95	6,99
<b>Oct.</b>	5,99	6,31	6,08	6,09	6,19	6,31	6,28	6,58	6,55
<b>Nov.</b>	6,09	6,34	6,18	6,21	6,10	6,09	6,10	6,15	6,07
<b>Dec.</b>	5,69	5,78	5,83	5,61	5,57	5,65	5,65	5,59	5,53

**MONGO**

<b>Mois année</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Janvier</b>	6,11	6,02	6,16	6,20	6,12	6,00	6,32	6,17	6,06
<b>Février</b>	6,62	6,11	6,55	6,39	6,93	6,69	6,50	6,62	6,84
<b>Mars</b>	6,87	6,94	6,33	6,14	5,96	6,76	6,79	7,27	7,01
<b>Avril</b>	7,02	6,88	6,22	7,00	6,84	6,83	6,99	7,34	7,32
<b>Mai</b>	6,14	6,51	6,28	6,51	6,24	6,30	6,67	7,28	7,28
<b>Juin</b>	6,24	5,97	6,09	6,34	5,69	5,70	6,11	7,04	7,11
<b>Juillet</b>	5,22	5,70	5,87	5,95	5,54	5,58	5,57	7,09	7,14
<b>Août</b>	5,32	5,46	5,27	5,50	5,44	5,20	5,88	7,32	7,32
<b>Sept.</b>	5,63	5,94	6,05	5,97	6,16	6,08	5,64	6,94	6,97
<b>Oct.</b>	6,03	6,23	5,99	5,98	6,09	6,28	6,24	6,56	6,53
<b>Nov.</b>	6,05	6,34	6,17	6,24	6,08	6,09	6,11	6,13	6,04
<b>Dec.</b>	5,86	5,90	5,94	5,84	5,76	5,87	5,90	5,97	5,93

## N'DJAMENA

Mois année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Janvier	5,92	5,75	5,88	5,86	5,79	5,79	6,10	5,91	5,93
Février	6,42	6,29	6,27	6,20	6,47	6,42	6,22	5,81	6,56
Mars	6,59	6,79	6,24	5,73	5,87	6,70	6,78	6,72	6,59
Avril	6,70	6,64	6,37	6,67	6,76	6,48	6,78	6,60	6,72
Mai	6,10	6,60	6,23	6,67	6,32	6,16	6,48	6,33	6,46
Juin	5,57	6,00	6,35	6,37	5,41	5,79	5,87	6,05	6,30
Juillet	5,38	5,74	5,78	5,76	5,41	5,85	5,60	5,83	5,75
Août	5,18	5,28	5,42	5,24	5,48	5,01	5,75	5,33	5,47
Sept.	5,93	6,09	5,81	6,06	6,08	5,93	5,64	5,90	5,54
Oct.	6,11	6,15	5,93	6,14	6,21	6,24	6,41	5,53	6,14
Nov.	5,99	6,15	5,95	5,93	5,91	6,02	6,05	6,00	6,07
Dec.	5,85	5,66	5,67	5,26	5,45	5,53	5,69	5,98	5,90

## B/ Vitesse moyenne de vent (m/s) à 10 m au-dessus du sol pour Mongo

Mois	Vitesse moyenne de vent (m/s)
Janvier	6.260
Février	6.520
Mars	6.200
Avril	5.220
Mai	4.660
Juin	4.940
Juillet	4.630
Août	3.770
Septembre	3.690
Octobre	3.650
Novembre	4.700
Décembre	5.810

## C/ Estimation de la demande d'électricité pour le village de Mongo.

Unités		Quantité	Puissance (W)	Durée (h/jr)		Energie consommée (kWh/jr)
<b>Charge 1: résidentielle</b>						
<b>Les Ménages</b>	Ampoules	6	30	8		1.44
	Ventilateurs	3	50	16		2.4
	Télévision + Radio	1	120	9		1.08
	Lumière de sécurité	2	30	12		0.72
<b>Total pour 85 ménages</b>						<b>479.4</b>
<b>Charges 2: Centre de santé et Ecole</b>						
<b>Centre de Santé</b>	Ampoules	6	25	8		1.2
	Ventilateurs	2	50	12		1.2
	Réfrigération	1	800	18		14.4
	Télévision+ Radio	1	120	8		0.96
	Lumière de sécurité	3	30	12		1.08
<b>Total pour centre de santé</b>						<b>18.84</b>
<b>Ecole primaire</b>						
Ampoules		8	25	5		1
Ventilateurs		8	50	6		2.4
Lumière de sécurité		4	30	12		1.44
<b>Total pour l'école</b>						<b>4.84</b>
<b>Total pour charge 2</b>						<b>23.68</b>
<b>Charge total</b>						<b>505,08</b>