

UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA 1

Faculté de Technologie

Département des Energies Renouvelables

THESE DE DOCTORAT TROISIEME CYCLE

Spécialité : Energies Renouvelables

**ETUDE DU POTENTIEL EXERGETIQUE RENOUELEBLE DE
L'ALGERIE**

Par

Karima SMAILI

Soutenue publiquement le 26 juin 2023 devant le jury composé de :

REKIK BARAHIM	Professeur, U. de Blida	Président
AMROUCHE BADIA	Maitre de conférences, U. de Blida	Examinatrice
ROUDANE MOHAMED	Professeur, U. de Blida	Examineur
SAHEB DJOHRA	Directrice de recherche, CDER	Examinatrice
KASBADJI NACHIDA	Directrice de recherche, UDES/CDER	Directrice
MERZOUK MUSTAPHA	Professeur, U. de Blida	Co-directeur

ملخص

يشمل هذا العمل دراسة إمكانات الجزائر في مجال الطاقة المتجددة. حيث تم تطوير برنامج باستعمال الماتلاب (Matlab) يركز على المعادلات النظرية والبيانات التجريبية والفيزيائية والبصرية ل مَجَمَع شمسي مُسطح، و مجمع شمسي أسطواني مكافئ، واثنين من مولدات الرياح. كما تم الأخذ بالاعتبار البيانات الجغرافية والمناخية وبيانات الإشعاع الشمسي لمختلف المواقع.

أولاً، تم إنشاء برنامج رقمي يسمح بنمذجة الإشعاع الأرضي الأفقي. ثم تم تقييم الأداء وإمكانية الاستغلال على بعد مدة زمنية طويلة الأجل، وكذلك تمت دراسة برا مترجي لتقييم تأثير المؤشرات التالية: درجة الحرارة المتوسطة للسائل الناقل للحرارة و درجة حرارة إدخاله، الكفاءة البصرية ومعامل الخسارة العام على إمكانية الاستغلال.

ثانياً، تم إجراء برنامج لتقدير إمكانات الطاقة الخارجية ل مجمع شمسي من نوع قطع المكافئ الأسطواني Euro Trough ودراسة برا مترجي لتقييم تأثير درجة الحرارة المحيطة و درجة الحرارة عند المدخل، معدل تدفق سائل نقل الحرارة والإشعاع الشمسي المباشر على أداء الطاقة الخارجية.

ثالثاً، تم تقدير إمكانات الرياح القابلة للاستخدام وفقاً لخصائص اثنين من توربينات الرياح على نطاق سنوي. وأخيراً، عرضت المنحنيات والرسوم البيانية وأطلس النتائج التي تم الحصول عليها واستخلصت الاستنتاجات.

RESUME

Le présent travail, porte sur l'étude du potentiel exergétique renouvelable de l'Algérie. Un programme sous MATLAB, il est basé sur des équations théoriques, empiriques et des données physiques et optiques d'un capteur solaire plan, un capteur cylindro – parabolique et deux aérogénérateurs éoliens a été développé. Pour cela, les paramètres géographiques, les données radiométriques et climatiques des différents sites étudiés ont été pris en considération.

En premier lieu, un programme numérique permettant la modélisation de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal a été établi. Les performances (utilisabilité) à long terme, ainsi qu'une étude paramétrique a été réalisée pour évaluer les effets des différents paramètres à savoir : la température moyenne et d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique et le coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité.

En seconde lieu, un programme permettant d'estimer le potentiel exergétique d'un cylindro – parabolique de type Euro Trough ainsi qu'une étude paramétrique ont été réalisés ce qui a permis d'évaluer l'influence de la température ambiante, d'entrée, le débit du fluide caloporteur et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergétique.

En troisième lieu, le potentiel utilisable éolien en fonction des caractéristiques de deux éoliennes, à l'échelle annuelle a été estimé. Au final, les courbes, les histogrammes et les atlas des résultats obtenus ont été présentés et des conclusions ont été tirées.

ABSTRACT

The present work relates to the study of the renewable exergy potential of Algeria. For this purpose, a program was developed under MATLAB. It is based on theoretical equations, empirical and physical data, and optical measurements of a solar collector plane, a cylindrical collector parabolic, and two wind generators. Therefore, the geographical parameters of the studied sites, and radiometric and climatic data of the different sites, were taken into consideration.

A numerical program was established to model global solar irradiation on the horizontal plane. A parametric study was performed to evaluate the effects of the different parameters, namely: the average and inlet temperature of the heat transfer fluid, the optical efficiency, and the global loss coefficient, on the long-term performance (usability)

Second, a program to estimate the exergy potential of a cylindrical parabolic type Euro Trough and a parametric study was conducted to assess the influence of ambient temperature, inlet, a flow rate of heat transfer fluid, and direct solar irradiance on the exergy performance.

The usable wind potential was estimated based on the characteristics of two wind turbines on an annual scale. Finally, the obtained results were presented in curves, histograms, and atlases and conclusions were drawn.

REMERCIEMENTS

Le présent travail a été réalisé à l'université de Blida 1, département des énergies renouvelables « ER » dans le cadre de la préparation d'un doctorat en « ER », option conversion thermique.

Avant tout, je remercie Dieu de m'avoir donné le courage et la patience, pour accomplir ce travail.

Je voudrais d'abord adresser mes vifs remerciements à ma directrice de thèse Madame Kasbadji Merzouk Nachida, directrice de recherche à l'unité de développement des équipements solaires (UDES, Bou Ismail), et mon Co – directeur de thèse Monsieur Merzouk Mustapha, professeur au département des énergies renouvelables (Université de Blida 1), pour leur patience, leur disponibilité, leur encadrement le long de mon cursus doctoral aussi pour leur précieux temps accordé à la lecture et la correction de ce manuscrit.

Mes vifs remerciements s'adressent aussi à Monsieur Rekik Brahim, professeur, au département de physique (Université de Blida 1), qui m'a fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance. Je remercie également les membres de jury, Madame Amrouche Badia, maître de conférence A, au département des énergies renouvelables (Université de Blida 1), Madame Saheb Djohra, directrice de recherche au centre de recherche(CDER) et Monsieur Roudane Mohamed, professeur au département de Mécanique (Université de Blida1), pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger ce travail et participer à la soutenance.

Je tiens à remercier vivement, le professeur Bacha Nacer Eddine, directeur de laboratoire : traitement de surface et matériaux pour m'avoir accueilli au sein de son équipe.

Je remercie toute personne qui a contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail

A

L'âme de mon cher père

L'âme de mon professeur Haddadi Nabila

Ma chère mère

Mes sœurs et mes frères

Mes neveux et nièce

Mes cousins et cousines ainsi qu'à toute ma famille

Mes professeurs Oudjina Nadjia, Khelalfa Kahina, Boukenoui Rachid

Et tout le personnel du département des énergies renouvelables.

Mes amies Mahmoudche Wassiaa Farah, Kassim Mouna, Mahmoudche djawhara

Hala, Khaldi chifa, Ouaad amira chanez

Ainsi qu'à tous ceux qui me sont chers.

NOMENCLATURE

A	Coefficient.
A_a	Surface du capteur cylindro – parabolique, [m ²].
$A_{abs,e}$	Surface du tube absorbeur externe, [m ²].
$A_{abs,i}$	Surface du tube absorbeur interne, [m ²].
A_c	Surface du capteur solaire plan, [m ²].
$A_{v,e}$	Surface du tube verre externe, [m ²].
$A_{v,i}$	Surface du tube verre interne, [m ²].
B	Coefficient.
c	Facteur d'échelle, [m/s].
C	Coefficient.
C	Capacité thermique, J/K.
C_n	Taux nuageux.
C_p	Chaleur spécifique du fluide caloporteur, [J/kg K].
$D_{abs,i}$	Diamètre interne du tube absorbeur, [m].
$D_{abs,e}$	Diamètre externe du tube absorbeur, [m].
E_s	Exergie solaire, [W].
E_u	Exergie utile, [W].
E_{xtherm}	Exergie thermique, [W].
ff_0	Fréquence des vitesses nulles, [%].
$f(V)$	Fréquence des vitesses seuil, [%].
f_r	Coefficient de frottement.
F_R	Facteur de conductance.
h	Hauteur du soleil, [degré].
H	Irradiation solaire journalière sur le plan horizontal, [MJ/m ² Jour].
\bar{H}	Moyenne mensuelle par jour de l'irradiation solaire, [MJ/m ² Jour].
H_a	Humidité absolue, [g _{eau} /kg _{air, sec}].
\bar{H}_d	Moyenne mensuelle par jour de l'irradiation solaire diffuse, [MJ/m ² Jour].
H_g	Irradiation solaire globale sur le plan horizontal, [MJ/m ² Jour].

H_{hcc}	Irradiation solaire globale sur le plan horizontal, cas d'un ciel variable, [MJ/m ² Jour].
H_{hcouv}	Irradiation solaire globale sur le plan horizontal, cas d'un ciel clair, [MJ/m ² Jour].
H_0	Irradiation solaire hors atmosphère, [MJ/m ² Jour].
HR	Humidité relative, [%].
$\overline{H_T}$	Moyenne mensuelle par jour de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal, [MJ/m ² Jour].
I_b	Eclairement solaire direct normal, [W/m ²].
I_{bh}	Eclairement solaire direct sur le plan horizontal, [W/m ²].
I_c	Seuil critique de fonctionnement du collecteur, [W/m ²].
I_d	Eclairement solaire diffus sur le plan horizontal, [W/m ²].
I_g	Eclairement solaire global sur le plan horizontal, [W/m ²].
I_T	Eclairement solaire incident sur une surface du collecteur, [W/m ²].
k	Facteur de forme.
$K(\theta)$	Angle d'incidence modifié.
$k_{\tau\alpha}$	Facteur correctif.
$\overline{k_t}$	Moyenne mensuelle par jour de l'indice de clarté.
L	Longueur du tube, [m].
\dot{m}	Débit massique, [kg/s].
N	Nombre de jour de la période considérée.
N_u	Nombre de Nusselt.
P	Puissance énergétique éolien disponible, [W/m ²].
P_e	Puissance utilisable, [W].
P_r	Nombre de Prandlt.
$P_{réc}$	Puissance éolienne récupérable, [W].
P_u	Puissance utile, [W].
Q_{abs}	Puissance solaire absorbée, [W].
Q_s	Puissance solaire disponible, [W].
Q_u	Puissance thermique utile récupérée par le fluide caloporteur, [W].
$\overline{Q_u}$	Energie utile mensuelle produit par le capteur solaire plan, [MJ].
$Q_{r(abs,v)}$	Puissance thermique échangée par rayonnement entre l'absorbeur et le tube en verre, [W].

Q_p	Puissance thermique cédée à l'environnement, [W].
\bar{R}	Rapport de conversion de l'irradiation journalière globale sur le plan horizontal à l'irradiation journalière globale sur le plan incliné.
$\overline{R_b}$	Rapport de conversion de l'irradiation journalière directe sur le plan horizontal à l'irradiation journalière directe sur le plan incliné.
R_n	Rapport de conversion de l'irradiation journalière sur le plan horizontal à l'irradiation journalière sur le plan incliné à midi.
R_e	Nombre de Reynolds.
S	Durée d'insolation, [heure].
S_0	Durée du jour théorique, [heure].
t	Temps, [heure].
t_{01}	Temps correspond à l'heure du levé de soleil pour le jour, j, [heure].
t_{02}	Temps correspond à l'heure du levé de soleil pour le jour j+1, [heure].
t_{max}	Temps correspond à l'heure la plus chaud de la journée, [heure].
T_a	Température ambiante, [K].
T_{abs}	Température du tube absorbeur, [K].
$\overline{T_{abs}}$	Température moyenne du tube absorbeur, [K].
T_{amb}	Température ambiante, [K].
$\overline{T_{amax}}$	Température ambiante moyenne maximale, [K].
$\overline{T_{amin}}$	Température ambiante moyenne minimale, [K].
T_c	Température du ciel, [K].
T_e	Température d'entrée, [K].
T_{fm}	Température du fluide, [K].
$\overline{T_{fluide}}$	Température moyenne du fluide caloporteur, [K].
T_{in}	Température d'entrée du fluide, [K].
T_{out}	Température de sortie du fluide, [K].
T_s	Température du soleil, [K].
T_{SV}	Temps solaire vrai, [heure].
T_v	Température de vitrage, [K].
U_L	Coefficient de pertes globales du collecteur, [W/m ² K].

Symboles Grecques

α	Absorptivité du tube absorbeur.
β	Angle d'inclinaison du capteur solaire, [degré].
γ	Facteur d'interception.
Γ	Fonction gamma.
δ	Déclinaison du soleil, [degré].
ΔP	Perte de charge, [Pa].
ε_{abs}	Emissivité de l'absorbeur.
ε_v	Emissivité de vitrage.
η_{ex}	Rendement exergetique, [%].
η_{opt}	Rendement optique, [%].
η_{th}	Rendement thermique, [%].
θ	Angle d'incidence, [degré].
μ	Viscosité dynamique, [Pa.s].
λ	Conductivité thermique, [W/m K].
ρ	Masse volumique de l'air, [kg/m ³].
ρ_{fluide}	Masse volumique du fluide, [kg/m ³].
ρ_0	Réflexivité de référence.
ρ_1	Effet d'ombrage.
ρ_2	Erreur de poursuite.
ρ_3	Erreur de la géométrie.
ρ_4	Qualité de la surface (miroir).
ρ_5	Qualité du récepteur.
ρ_6	Facteurs divers.
ρ_s	Albédo du sol.
σ	Constante de Stefan – Boltzmann, [=5.67.10 ⁻⁸ W/m ² K ⁴].
$(\tau\alpha)$	Fraction d'énergie solaire absorbée par la plaque.
$\overline{(\tau\alpha)}$	Moyenne mensuelle de la fraction d'énergie solaire absorbée par la plaque.
ϕ	Utilisabilité horaire.
$\bar{\phi}$	Utilisabilité journalière.
φ	Latitude, [degré].

ω	Angle horaire, [degré].
ω_s	Angle horaire au levé du soleil, [degré].
ω'_s	Angle horaire au levé du soleil sur le plan incliné, [degré].
τ	Transmittivité du vitrage.

Abréviations

CFC	Courbes de fréquences cumulées.
CCP	Concentrateur cylindro-parabolique.
CPC	Concentrateur parabolique composé.
CSP	Cuiseur solaire parabolique.
EES	Engineering equator solver.
MAE	Erreur absolue moyenne.
MBE	Erreur de biais moyenne.
ONM	Office national de la météorologie.
RMES	Erreur quadratique moyenne.

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES	I
LISTE DES TABLEAUX	II
INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre 1 : Etude Bibliographique	4
1.1 INTRODUCTION	4
1.2 MOYENNES MENSUELLES JOURNALIERES DES IRRADIATIONS SOLAIRES GLOBALES ET DIFFUSES	4
1.2.1 Modèles basés sur la durée d'ensoleillement.....	5
1.2.2 Modèles basés sur la température	7
1.2.3 Modèles basés sur d'autres paramètres.....	8
1.3 ESTIMATION DE L'ECLAIREMETN SOLAIRE.....	9
1.4 TEMPERATURE AMBIANTE	11
1.5 UTILISABILITE	12
1.6 EXERGIE	16
1.7 POTENTIEL EOLIEN.....	27
1.8 POSITION DU PROBLEME	36
1.9 CONCLUSION	37
Chapitre 2 : Modélisation du Potentiel Solaire	38
2.1 INTRODUCTION.....	38
2.2 MODELES METEOROLOGIQUES	38
2.2.1 MOYENNE MENSUELLE PAR JOUR DE L'IRRADIATION GLOBAL.....	38
2.2.2 TEMPERATURE AMBIANTE	41
2.3 METHODE DE L'UTLISABILITE APPLIQUEE AU CAPTEUR SOLAIRE PLAN.....	44
2.3.1 Echelle horaire.....	44

2.3.2	Echelle journalière	46
2.4	ANALYSE EXERGETIQUE APPLIQUEE AU CYLINDRO – PARABOLIQUE	49
2.4.1	L'analyse énergétique	49
2.4.2	Rendement thermique.....	53
2.5	L'ANALYSE EXERGETIQUE	53
2.5.1	Exergie solaire.....	54
2.6	EXERGIE UTILE.....	55
2.6.1	Estimation de l'énergie solaire absorbée.....	56
2.6.2	Angle d'incidence modifié	56
2.6.3	Réflectivité finale	58
2.6.4	Les pertes de charges	60
2.7	RENDEMENT EXERGETIQUE.....	61
2.8	ORGANIGRAMME DE CALCUL.....	61
2.9	CONCLUSION	65
Chapitre 3 : Modélisation du Potentiel Eolien		66
3.1	INTRODUCTION	66
3.2	DEGRADATION DE L'ENERGIE	66
3.3	PUISSANCE ENERGETIQUE EOLIEN	67
3.4	ETUDE STATISTIQUE DE LA VITESSE DU VENT	67
3.4.1	Distribution de probabilité de Weibull.....	67
3.4.2	Distribution de probabilité d'hybride Weibull	68
3.5	VITESSE MOYENNE ET LA VITESSE CUBIQUE MOYENNE	68
3.6	ESTIMATION DES PARAMETRES DE WEIBULL	69
3.6.1	Méthode du maximum de vraisemblance.....	69
3.7	EXTRAPOLATION VERTICALE DES PARAMETRES DE WEIBULL	70
3.7.1	Modèle modifié d'extrapolation de Justus	71
3.8	PUISSANCE RECUPERABLE (THEORIE DE BETZ).....	71
3.9	ZONES DE FONCTIONNEMEENT DE L'EOLIENNE	72

3.10	PUISSANCE UTILISABLE	73
3.11	ORGANIGRAMME DE CALCUL	74
3.12	CONCLUSION	75
Chapitre 4	Résultats & Discussions	76
4.1	INTRODUCTION	76
4.2	RESULTATS DE LA PARTIE SOLAIRE	76
4.2.1	DONNEES UTILISES ET SYSTEME CONSIDERE	76
4.2.2	RESULTATS ET DISCUSSIONS	81
4.3	POTENTIEL UTILISABLE	87
4.4	ETUDE DE LA VARIATION MENSUELLE DE L'UTILISABILITE	88
4.4.1	Effet de la température d'entrée du fluide caloporteur	88
4.4.2	Effet du rendement optique sur l'utilisabilité.....	90
4.4.3	Effet du coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité	92
4.5	ETUDE PARAMETRIQUES	94
4.5.1	Variation de l'utilisabilité en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur.....	94
4.5.2	Variation de l'utilisabilité en fonction du rendement optique.....	95
4.5.3	Variation de l'utilisabilité en fonction du coefficient de pertes globales	96
4.6	ANALYSE EXERGETIQUE	97
4.6.1	Effet de la température ambiante et l'éclairement direct sur le rendement exergetique en fonction du débit du fluide caloporteur.....	98
4.6.2	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur.....	102
4.6.3	Résultat comparative de la variation de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique de différents sites	107
4.7	POTENIEL EXERGETIQUE	109
4.8	RESULTATS DE LA PARTIE EOLIENNE	111
4.8.1	Données utilisées	111
4.8.2	Caractéristiques des aérogénérateurs.....	112

4.9	RESULTAS ET DISCUSSIONS.....	113
4.9.1	Fréquence des vitesses nulles et les atlas des vents à 10 m du sol	113
4.9.2	Atlas de puissance annuelle moyenne récupérable de deux aérogénérateurs choisis.....	115
4.9.3	Vitesse cubique moyenne utile.....	116
4.9.4	Atlas de puissance utile des deux aérogénérateurs choisis.....	118
4.9.5	Puissance utilisable des deux aérogénérateurs choisis.....	119
4.10	CONCLUSION	121
	CONCLUSION GENERALE	123
	REFERENCES	126

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 Modélisation de la température ambiante par deux fonctions, [126, 127]. ...	43
Figure 2.2 Les pertes thermiques estimées par rapport à longueur du tube absorbeur de type Scott PRT-70.	52
Figure 2.3 Organigramme du choix du modèle adéquat pour l'estimation de l'irradiation solaire par zone climatique.	62
Figure 2.4 Organigramme de l'estimation de l'utilisabilité d'un capteur solaire plan.	64
Figure 2.5 Organigramme de l'estimation du rendement exergetique d'un cylindro – parabolique.	65
Figure 3.1 Dégradation de l'énergie avant l'utilisation.	66
Figure 3.2 Courbe typique de puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent, [148].	72
Figure 3.3 Organigramme de calcul de la puissance utilisable.	75
Figure 4.1 Zones climatiques en Algérie [151].	77
Figure 4.2 Coupe schématique transversale du capteur solaire plan.	79
Figure 4.3 Paramètres géométriques du collecteur de type (Euro Trough).	81
Figure 4.4 Comparaison entre les valeurs estimées et mesurées sur le site de Bouzaréah.	83
Figure 4.5 Comparaison entre les valeurs estimées et mesurées sur le site de Ghardaïa.	83
Figure 4.6 Variation de l'irradiation solaire journalière durant la saison estivale.	85
Figure 4.7 Variation de l'irradiation solaire journalière durant la saison hivernale.	86
Figure 4.8 Potentiel utilisable produit par le capteur solaire plan, $Fr(\tau\alpha) = 0.72$, $FrUg = 7.9W/m^2K$	87
Figure 4.9 Effet de la température d'entrée du fluide caloporteur sur l'utilisabilité.	89
Figure 4.10 Effet du rendement optique sur l'utilisabilité.	91
Figure 4.11 Effet du coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité.	93
Figure 4.12 Variation de l'utilisabilité en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur.	95
Figure 4.13 Variation de l'utilisabilité en fonction du rendement optique.	96
Figure 4.14 Variation de l'utilisabilité en fonction du coefficient de pertes globales.	97

Figure 4.15	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du debit à Oran.....	98
Figure 4.16	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du debit à Batna.	99
Figure 4.17	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du debit à El Oued.	100
Figure 4.18	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du debit à An Amenas.....	101
Figure 4.19	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du debit à Timimoun.....	102
Figure 4.20	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Oran.....	103
Figure 4.21	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Batna.	104
Figure 4.22	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à El Oued.....	105
Figure 4.23	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à An Amenas.....	106
Figure 4.24	Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Timimoun.....	107
Figure 4.25	Variation du rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur de différents sites.....	108
Figure 4.26	Potentiel exergetique produit par un cylindro – parabolique de type Euro Trough, $T_i = 600\text{ K}$, $m = 5.5\text{ kg/s}$	109
Figure 4.27	Eolienne de type Enercon E33/330.	113
Figure 4.28	Effet des fréquences nulles sur l'atlas des vents à 10 m du sol.....	114
Figure 4.29	Densité de puissance annuelle moyenne récupérable à 40 m du sol.	115
Figure 4.30	Densité de puissance annuelle moyenne récupérable à 55 m du sol.	115
Figure 4.31	Variation de la vitesse cubique moyenne utile pour les deux aérogénérateurs choisis.	117

Figure 4.32 Potentiel utile obtenue par l'aérogénérateur de puissance nominale égale 330 kW.....	118
Figure 4.33 Potentiel utile obtenue par l'aérogénérateur de puissance nominale égale 900 kW.....	118
Figure 4.34 Puissance utilisable moyenne annuelle produites par les deux aérogénérateurs choisis.....	120

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Coefficients D, B dépendent de la qualité du ciel.....	55
Tableau 2.2	Caractéristiques de quelques capteurs cylindro – paraboliques, [139].	57
Tableau 2.3	Angle d’incidence modifié selon le type de CCP, [140].....	57
Tableau 2.4	Propriétés géométriques de CCP.....	59
Tableau 2.5	Propriétés optiques de CCP.....	60
Tableau 4.1	Données des cinq zones climatiques en Algérie.....	78
Tableau 4.2	Caractéristiques des sites de mesures.....	79
Tableau 4.3	Caractéristique thermo- physique du capteur.....	80
Tableau 4.4	Résultats de calcul des erreurs à l’échelle annuelle.....	82
Tableau 4.5	Taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques.....	90
Tableau 4.6	Taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques.....	92
Tableau 4.7	Taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques.....	94
Tableau 4.8	Caractéristiques des sites de mesures.....	111
Tableau 4.9	Caractéristique des aérogénérateurs, [154].....	112

INTRODUCTION GENERALE

Ces dernières années, le monde a connu une augmentation rapide de la demande en énergie, qui coïncide avec la croissance économique et démographique. Par ailleurs l'utilisation des énergies fossiles a un impact néfaste sur l'environnement et le réchauffement climatique, ce qui a conduit le monde entier à se tourner vers les énergies renouvelables (solaire, éolienne, biomasse.....etc.). Ces dernières se sont développées et sont devenues plus compétitifs sur le plan économique [1].

De par sa situation géographique l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation des énergies renouvelables, notamment pour les applications solaires et éoliennes. Ceci au vu l'importance de l'intensité du rayonnement solaire reçu au sol, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (Hauts plateaux, Sahara), ainsi que l'existence de zones à fort potentiel énergétique éolien [2].

Habituellement, le potentiel énergétique d'une source est évalué en considérant la puissance disponible. Cette dernière donnée est fondamentale mais pas suffisante car elle ne donne aucune information sur l'aspect qualitatif de cette énergie. Par conséquent, des transformations thermodynamiques adaptées sont nécessaires. Il est à noter qu'une source avec des potentialités importantes peut être absolument inutile pour l'application considérée. Ceci est d'autant plus vrai que les systèmes solaires sont des systèmes à seuil. Ce seuil est lié au capteur considéré et aux conditions de son exploitation. C'est dans ce sens qu'intervient le terme **utilisabilité** (la partie convertible en chaleur), qui permet de connaître les seuils de rentabilité des systèmes de conversion installés dans plusieurs zones climatiques.

Afin d'optimiser la conception du capteur solaire plan et d'améliorer son rendement, l'estimation de la performance à long terme des systèmes d'énergies solaires pour des applications spécifiques est essentielle. Pour ce faire, il existe

deux approches : la première peut être réalisée à l'aide d'un programme de simulation informatique, tel que TRNSYS [3]. La seconde approche peut être réalisée en estimant la performance à long terme d'un système d'énergie solaire.

La production d'énergie thermique à concentration est l'une des options les plus prometteuses pour la production de l'électricité. Le rayonnement solaire peut être converti en chaleur et en énergie électrique. Lors de la transformation de l'énergie solaire en chaleur puis en travail mécanique l'énergie se dégrade. Pour exprimer cette évolution irréversible on introduit la notion **de l'exergie** (seconde principe de la thermodynamique) qui est la partie convertible en travail.

L'énergie éolienne est considérée comme une source d'énergie écologique, plus rentable, renouvelable et durable. De plus, l'énergie éolienne ne consomme pas d'eau ce qui la rend plus attrayante que les centrales thermiques qui nécessitent un usage intensif d'eau douce pour le refroidissement, en particulier dans les zones chaudes ou arides [1].

L'objet de cette étude est présentée à travers quatre chapitres, encadrés par une introduction générale et une conclusion générale, répartis dans l'ordre qui suit :

Le premier chapitre est dédié à l'état de l'art sur les modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur le plan horizontal, l'éclairement solaire, la température ambiante, le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan ainsi qu'une analyse énergétique et exergétique d'un cylindre – parabolique et on termine par le potentiel utilisable éolien.

Le second chapitre est consacré dans une première partie à la modélisation des modèles théoriques pour l'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal. La détermination de l'utilisabilité d'un capteur solaire plan ainsi que le potentiel exergétique d'un cylindre – parabolique pour les différentes zones climatiques de l'Algérie est réalisée. En suite une étude paramétrique a été établie afin d'évaluer l'influence des différents paramètres constructifs et climatiques sur le potentiel utilisable et sur le potentiel exergétique.

Le troisième chapitre porte sur la détermination du potentiel utilisable éolien. Après le calcul des paramètres annuels de Weibull, des vitesses moyennes et vitesses cubiques moyennes pour les différentes zones climatiques, l'utilisabilité

est déterminée en fonction des caractéristiques de deux machines éoliennes, à l'échelle annuelle.

Le quatrième chapitre est consacré à la présentation et la discussion des résultats obtenus à travers : la modélisation des modèles d'estimation des irradiances solaires sur le plan horizontal et le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan et le potentiel exergétique d'un cylindro-parabolique. Aussi, une étude paramétrique visant l'étude de l'influence de la température moyenne et d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique et le coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité. L'effet de la température ambiante, l'éclairement solaire, le débit et la température d'entrée du fluide caloporteur sur le rendement exergétique.

Le potentiel utilisable éolien a été estimé en fin de chapitre. Les courbes, les histogrammes et les atlas seront présentés et discutés.

On termine l'étude par une conclusion générale et la proposition de différentes perspectives.

Chapitre 1 : Etude Bibliographique

1.1 INTRODUCTION

Les pays du Maghreb et en particulier l'Algérie ont un potentiel solaire très élevé. Les taux d'irradiation des mesures par satellites de l'Agence Spatiale Allemande (DLR), montrent des niveaux d'ensoleillement exceptionnels, de l'ordre de 1200 kWh/m² an dans le Nord du grand Sahara. L'Agence Spatiale Allemande (DLR) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit : 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13.9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien [2].

Par ailleurs, pour connaître les performances à long terme d'un système thermique il est nécessaire d'optimiser son dimensionnement, il existe plusieurs méthodes dans la littérature parmi elles, la méthode employée pour ce travail : on cite l'utilisabilité.

C'est une méthode, qui permet de déterminer la fraction de l'énergie horaire incidente sur un système solaire au – dessus d'une certaine valeur appelée seuil critique.

1.2 MOYENNES MENSUELLES JOURNALIERES DES IRRADIATIONS SOLAIRES GLOBALES ET DIFFUSES

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période dite. A défaut de mesures de ces composantes au niveau du sol on utilise des modèles théoriques pour les estimer. Dans ce qui suit, les modèles de l'estimation de la moyenne mensuelle par jour des irradiations globales et diffuses seront présentées selon les :

- Modèles basés sur la durée d'ensoleillement.
- Modèles basés sur la température.
- Modèles basés sur d'autres paramètres.

1.2.1 Modèles basés sur la durée d'ensoleillement

Sivkov en (1964) [4], a proposé un modèle empirique qui permet d'estimer l'irradiation solaire globale mensuelle aux latitudes de 35° à 65°, il ne dépend que de la durée d'ensoleillement et de la hauteur du soleil.

Barbaro et al (1978) [5], a proposé un modèle pour estimer l'irradiation globale sur un plan horizontal à partir de la durée d'insolation, la hauteur du soleil au milieu de chaque mois (15^{ème} jour de chaque mois) et le facteur climatique.

En 1990, Coppolino [6], a proposé une relation très simple pour prédire la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière à n'importe quel lieu en fonction que de la durée d'ensoleillement et la hauteur du soleil à midi au milieu de chaque mois (15^{ème} jour de chaque mois).

Concernant les applications en Algérie Chegaar et al (1999) [7] ont appliqué deux modèles pour l'estimation de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale sur une surface horizontale pour quatre sites Algériens. Le premier modèle est basé sur le modèle de Barbaro, avec des modifications apportées par les auteurs pour l'adapter aux sites algériens. La seconde est une équation de régression du type d'Angstrom. L'accord entre les valeurs mesurées et calculées est remarquable et les modèles sont tous deux recommandés pour l'utilisation sur n'importe quel site en Algérie avec un climat similaire.

Mefiti et al (1999) [8], ont établi une relation de type Angstrom reliant l'irradiation solaire globale mensuelle à la fraction d'insolation et l'irradiation par ciel clair pour cinq zones énergétiques. Son extrapolation à l'ensemble du territoire algérien est présentée sous forme de cartes. L'irradiation par ciel clair est modélisée, pour cinq stations radiométriques, en fonction de la distance zénithale illustrant la distribution à grande échelle de l'irradiation globale mensuelle.

Chegaar et al (2000) [9], ont développé un modèle qui permet d'estimer la moyenne mensuelle de l'irradiation globale sur le plan horizontal pour différents sites Algériens. A partir de la durée d'ensoleillement, la hauteur du soleil à midi au milieu de chaque mois (15^{ème} jour de chaque mois), l'irradiation extraterrestre et le facteur climatique. L'accord entre les valeurs mesurées et calculées est important et le modèle est recommandé pour l'utilisation sur n'importe quel site en Algérie.

Basé sur différents modèles empiriques proposés dans la littérature, un programme sous simulink a été développé par Koussa et al (2009) [10], pour

estimer l'irradiation moyenne mensuelle journalière et horaire pour le globale et le diffus à Adrar, Bouzaréah et Ghardaïa.

Salmi et al (2010) [11], ont élaboré des modèles pour estimer l'irradiation solaire globale reçu sur un plan horizontal situé dans la région de M'Sila en Algérie. A partir de l'étude de l'irradiation en fonction de l'ensoleillement où il a utilisé l'équation linéaire d'Angstrom (1924) [12] et d'autres modèles qui sont, le modèle quadratique, logarithmique et exponentielle. Les résultats montrent une concordance remarquable entre les valeurs estimées par les quatre modèles et les valeurs mesurées et ceux données par les stations météorologiques de M'Sila, où les valeurs maximale de MBE, MAE, RMES ne dépassent pas 1.996, 6.221 et 13.524 respectivement.

Afin de corrélér la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation diffuse, Boukelia et al (2014) [13], ont exprimé le rapport entre l'irradiation diffuse et l'irradiation globale par une équation linéaire, quadratique, cubique, logarithmique et exponentielle, le rapport est entre la durée d'ensoleillement et l'irradiation solaire globale dans six stations Algériennes : Alger, Constantine, Ghardaïa, Béchar, Adrar et Tamanrasset. L'étude révèle que l'équation quadratique et cubique qui se base sur l'irradiation solaire globale a donné la meilleure précision.

Mecibah et al (2014) [14], corrélant l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle journalière sur un plan horizontal avec la moyenne mensuelle de l'ensoleillement et les données de la température ambiante pour six stations Algériennes : Alger, Oran, Batna, Ghardaïa, Béchar et Tamanrasset. Après les tests, on a déduit que les modèles basés sur l'ensoleillement sont plus précis que les modèles basés sur la température ambiante.

Yaiche et al (2016) [15], ont développé une nouvelle approche pour l'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal basé uniquement sur la durée d'ensoleillement mesurée. Les erreurs relatives ont été utilisées comme indicateurs de l'accord entre l'irradiation globale mesurée et calculée. Il a été prouvé que l'intensité la plus élevée de l'irradiation solaire est située autour de la zone de Djanet et Tamanrasset, alors que la zone la moins intense est située autour de la zone de Skikda à Annaba.

Bailek et al (2017) [16], ont testé trente – cinq modèles empiriques basés sur l'indice de clarté et la durée d'ensoleillement pour construire des modèles plus

précis permettant d'estimer l'irradiation solaire diffuse moyenne mensuelle par jour en un milieu saharien.

Marif et al (2018) [17], ont développés trois modèles empiriques se basant sur la durée d'ensoleillement pour estimer l'irradiation solaire globale dans la région d'Illizi. Les résultats de validation ont montré que les équations empiriques linéaires, quadratiques et cubiques donnent des valeurs très précises de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle sur une surface horizontale, avec des petites erreurs statistiques entre les valeurs mesurées et estimées.

1.2.2 Modèles basés sur la température

Goodin et al (1999) [18], ont affiné le modèle de Bristow et Campbell (1984) [19], en ajoutant un terme H_0 (irradiation hors atmosphère) destiné à agir comme un facteur d'échelle permettant à ΔT de s'adapter à une plus grande gamme de valeurs de H (irradiation solaire global sur le plan horizontal). Les résultats ont prouvé que le modèle fournit des estimations raisonnablement précises de l'irradiation solaire sur des sites non – instrumentés et qu'il peut être utilisé avec succès sur des sites éloignés du site d'étalonnage.

Meza et al (2000) [20], ont évalué le comportement de deux modèles empiriques basés sur la différence entre les températures maximale et minimale. Les résultats ont été comparés avec un modèle basé sur la durée d'ensoleillement. Ils ont conclu que les modèles empiriques basés sur la température ont un plus grand coefficient de détermination que le modèle basé sur la couverture nuageuse pour les conditions normales du Chili.

Au final les modèles proposés par Allen (1995) [21] et Bristow – Campbell (1984) sont adéquats et permettent d'estimer l'irradiation solaire globale en fonction de la variation de la température de l'air.

Almorox et al (2011) [22], ont calibré sept modèles existants et développé un nouveau modèle pour estimer l'irradiation solaire globale à partir des données de températures mesurées pour sept stations situées à Madrid (Espagne). L'étude conclut que les modèles empiriques d'estimation de l'irradiation solaire globale journalière sur le plan horizontal basés sur la température donnent de bons résultats pour n'importe quel lieu si les paramètres sont correctement ajustés. Les valeurs de l'irradiation solaire globale journalière estimées par ce modèle peuvent

être utilisées pour la conception et l'estimation de la performance des applications solaires.

Yacef et al (2014) [23], ont utilisé six nouveaux modèles empiriques combinés pour estimer l'irradiation solaire globale journalière en fonction de la température ambiante sur un plan horizontal à Ghardaïa. Ces modèles combinent six modèles standards et régression linéaire basés sur le modèle développé par Daut et al (2011) [24]. Les résultats indiquent que les nouveaux modèles sont aptes d'estimer l'irradiation solaire globale avec une excellente précision à cet endroit.

1.2.3 Modèles basés sur d'autres paramètres

Moyennant les données relatives de 14 stations indiennes, deux relations ont été établies par Swartman (1967) [25]. Ces relations permettent d'estimer l'irradiation globale sur un plan horizontal à partir de la durée d'insolation et l'humidité relative. Dans ce modèle, comme durée astronomique du jour, l'auteur suppose que cette dernière est égale à 12 heures par jour pour chaque mois de l'année.

Se basant sur des données relatives à plusieurs pays du Golf, en particulier, les sites d'Arabie Saoudite, Sabbagh et al (1976) [26], ont développé deux relations empiriques liant les différents paramètres météorologiques qui affectent l'atténuation du rayonnement solaire, à savoir : la durée d'insolation, l'humidité relative, la température maximale, l'altitude la situation géographique (longitude, latitude) et la situation par rapport à la mer ou un lac d'eau caractérisé par le facteur de zone caractéristique.

Le modèle de Sayigh et al (1977) [27], a été développé moyennant les données relatives à plusieurs sites indiens, dont la latitude est comprise entre 8° Nord et 28.6° Nord et la longitude entre 72°Est et 88° Est. Cette relation tient compte des paramètres géographiques, comme la latitude, la longitude et aussi d'autres paramètres astronomiques comme la durée théorique du jour. Sayigh et al (1977), ont caractérisé des zones climatiques par un facteur ψ_{ij} déterminé suivant la moyenne mensuelle par jour de l'humidité relative et suivant le mois considéré. Ils définissent trois zones climatiques caractérisées par les plages de l'humidité relative.

Garg et al (1983) [28], ont développé une relation multilinéaire reliant l'humidité absolue H_a , l'humidité relative HR et la température ambiante T . A partir de la corrélation de la fraction d'insolation S/S_0 (rapport de durée d'insolation S à l'insolation potentielle S_0) et de l'irradiation extraterrestre G_0 calculée sur le plan horizontal.

Le modèle de Hussain (1984) [29] est basé sur le modèle de Garg et al (1983), il permet d'estimer l'irradiation globale en fonction des moyennes mensuelles de l'humidité absolue, de la durée d'insolation et de l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal.

Hussain (1984) a proposé un modèle pour la reconstitution de l'irradiation diffuse fonction de la durée d'insolation, la température ambiante, l'humidité absolue et l'irradiation hors atmosphère sur un plan horizontal.

Sambo (1986) [30], a développé un modèle de type Angstrom pour l'estimation de l'irradiation solaire globale au Nigeria. Ces modèles sont fonction de plusieurs paramètres à savoir : fraction d'insolation, température maximale, minimale, l'irradiation hors atmosphère et l'humidité relative.

1.3 ESTIMATION DE L'ECLAIREMETN SOLAIRE

Pour estimer l'éclairement solaire on utilise des modèles empiriques, semi – empiriques ou même théoriques. Plusieurs recherches ont été menées en Algérie dans le but de présenter une meilleure approche. Parmi ces recherches on cite de Mefti et al (1999) [31] avec son analyse critique de l'atlas solaire de l'Algérie réalisé par Capderou en 1987 [32], (l'Atlas Solaire de l'Algérie).

Yettou et al (2009) [33], ont élaboré une confrontation entre les valeurs de rayonnement solaires sur deux sites Algériens et des valeurs estimées par des modèles théoriques proposés dans la littérature par divers chercheurs. Parmi les modèles théoriques choisis, le modèle de Capderou, est celui qui sert de référence aux concepteurs de systèmes solaires en Algérie et le nouveau modèle R. Sun. L'étude comparative des résultats obtenus a montré que c'est le modèle R. Sun, qui présente une meilleure estimation des composantes directes et diffuses avec une faible erreur relative pour une incidence sur le plan incliné.

Hamdani et al (2011) [34], ont fait une comparaison entre les valeurs mesurées et les valeurs estimées par trois approches. Selon les comparaisons et les

résultats obtenus, le modèle de Capderou est généralement le plus favorable pour l'estimation de l'éclairement solaire incident sur un plan horizontal.

Yettou et al (2011) [35], ont élaboré un logiciel de calcul de l'éclairement solaire destiné aux systèmes thermiques à concentration en Algérie. Les résultats obtenus des tests et de la validation ont révélé que l'utilisation du modèle de Capderou, pour les systèmes à concentration, s'avère acceptable en adoptant quelques modifications.

Mesri – Merad et al (2012) [36], ont simulé les modèles de Lacis & Hansen, Bird & Hulstrom, le modèle d'Atwater & Ball, et celui de Davies & Hay pour les sites de Ghardaïa et Bouzaréah en Algérie. Une étude comparative des résultats obtenus par simulation des quatre modèles Davies & Hay et celui de Bird & Hulstrom donnent une meilleure estimation de composantes solaires, dont des erreurs négligeable entre les valeurs mesurées et celles calculées.

Marif et al (2014) [37], ont utilisé le modèle empirique de Capderou pour modéliser l'éclairement solaire direct incident sur le concentrateur et pour faire une comparaison entre les modes de poursuite solaire.

Moumami et al (2014) [38], ont fait une étude comparative entre deux approches semi – empiriques (Perrin de Brichambaut et Liu Jordan) de calcul du gisement solaire pour le site de Biskra. Les résultats de comparaison obtenus montrent que le modèle de Perrin de Brichambaut basé sur le facteur de trouble de linke est plus proche que celui de Liu Jordan. Les deux modèles étudiés donnent plus d'informations sur le gisement solaire local ainsi que des renseignements sur le climat de la région de Biskra.

Bensaha et al (2016) [39], ont fait une analyse de trois modèles de l'estimation du rayonnement solaire : Perrin de Brichambaut, Capderou et R. Sun. Pour chaque modèle les paramètres géométriques (déclinaison du soleil, hauteur du soleil, angle horaire et l'angle d'incidence) et les paramètres atmosphériques (masse d'air, épaisseur optique de l'atmosphère et le facteur de trouble de linke) ont été modélisés. Les résultats montrent que le modèle de Perrin de Brichambaut donne une bonne estimation du rayonnement solaire, et plus particulièrement pour une incidence sur le plan incliné. Le modèle de R. Sun donne une bonne estimation du rayonnement global sur une surface horizontale durant le mois de

Mars et Mai, mais le mois de Septembre indique que le modèle de Capderou donne de meilleurs résultats.

Yettou et al (2018) [40], ont fait une étude comparative entre deux modèles semi – empiriques (modèle de Capderou et le modèle de Kasten) d'estimation des composantes de l'éclairement solaire au sol. L'application de ces modèles permet d'estimer les composantes directes et diffuses de l'éclairement solaire incident sur un plan horizontal ou incliné pour différentes orientations. La validation des résultats obtenus par comparaison des valeurs calculées avec les valeurs radiométriques mesurées sur le site de Ghardaïa montre un bon accord entre les données estimées et les données expérimentales.

Fekkak et al (2021) [41], ont développé un modèle de prédiction du potentiel solaire basé sur des mesures de données recueillies à partir de deux stations radiométriques installées sur deux sites sélectionnés en Algérie, à savoir le site de Tlemcen et le site de Senia. Le modèle proposé présente une relation linéaire simple et facile à mettre en œuvre qui peut être construit à partir de la combinaison de deux corrélations linéaires liées au rapport entre l'irradiation solaire diffuse journalière et l'irradiation solaire globale journalière. La première corrélation est fonction de la fraction d'ensoleillement et la deuxième corrélation est fonction de l'indice de clarté. Pour valider le modèle proposé, il a fallu vérifier son applicabilité par rapport aux modèles développés dans la littérature. On peut conclure que le modèle proposé peut être un outil prometteur pour la prédiction et l'estimation des composants solaires tels que le rayonnement et l'irradiation et couvre en même temps toutes les régions avec des conditions climatiques différentes et des divergences géographiques, ce qui ne peut être réalisé avec tous les modèles proposés jusqu'à présent.

1.4 TEMPERATURE AMBIANTE

La température ambiante est l'une des variables essentielles qui influe sur les systèmes thermiques. Dans la littérature il existe plusieurs travaux de recherches qui traitent ce sujet. Parmi ces travaux, on peut citer :

Lameiro et al (1978) [42] qui a appliqué une approche stochastique basée sur les chaînes de Markov, pour la prédiction de la température ambiante relative à l'étude du chauffage des locaux.

Lazzarin (1981) [43], a présenté plusieurs méthodes à savoir : la méthode Monte Carlo, la méthode stochastique directe et la méthode des chaînes de Markov pour prédire les variables aléatoires de la température ambiante pour prédire le comportement du chauffe – eau solaire.

Reicosky et al (1989) [44], ont déterminé la précision de plusieurs méthodes pour calculer les températures horaires pendant la saison de croissance à partir des minima et maxima journalière. Les méthodes sélectionnées étaient supposées ne pas être spécifiques au site et nécessitaient des entrées limitées pour calculer les températures horaires. Les résultats ont été comparés aux données horaires recueillies dans le centre – ouest du Minnesota. Ils indiquent que la mesure directe de la température horaire est nécessaire.

Loveday et al (1992) [45], a utilisé la méthode de Box – Jenkins [46] pour estimer l'influence de la température ambiante sur une pompe à chaleur. Des données mesurées sur une période de deux semaines ont été utilisées pour la validation des résultats de la simulation. Il déduit que l'approche de Box – Jenkins donne des résultats proche à la réalité.

Hakem et al (2013) [47], ont développé un modèle permettant la reconstitution de la température ambiante à l'échelle du jour. Les résultats indiquent un bon accord entre le modèle proposé et les données mesurées.

1.5 UTILISABILITE

Le concept de l'utilisabilité a été initialement développé par Whillier (1953) [48], puis généralisé par Liu et Jordan (1963) [49], qui ont mis au point des relations pour le calcul horaire de l'utilisabilité.

Klein (1979) [3], a introduit l'utilisabilité journalière ou $\bar{\phi}$ – chart (l'utilisabilité journalière moyenne mensuelle) pour un capteur solaire plan avec une température d'entrée constante du fluide caloporteur.

Collares – Pereira et Rabel (1979) [50], ont introduit cette méthode pour des différents systèmes solaires, avec ou sans concentration en considérant le fonctionnement à des températures d'entrée du fluide caloporteur constantes.

Klein (1979) [51], a combiné deux méthodes qui sont l'utilisabilité $\bar{\phi}$ -chart et f-chart, ce qui a abouti à une nouvelle approche qui est le $\bar{\phi}$. f-chart qui permet le calcul de l'utilisabilité journalière avec précision.

Gordon et al (1981) [52], ont employé la méthode de l'utilisabilité en exploitant des données radiométriques horaires et journalières de la ville de Bet Dagan et Israël. Les résultats obtenus marquent une différence significative entre l'utilisabilité horaire et journalière.

Leung (1982) [53], a comparé la méthode graphique à celle de ϕ -chart pour prédire les performances à long terme d'un système d'eau chaude à capteurs solaires plans utilisé à Hong Kong, pour le rafraîchissement en été et le chauffage en hiver. Les résultats obtenus par les deux approches sont généralement assez intéressants.

Evans et al (1982) [54], ont développé une technique pour calculer l'utilisabilité mensuelle des capteurs solaires plans, en utilisant uniquement la température moyenne mensuelle et l'indice de clarté.

Gordon et al (1983) [55], ont présenté un algorithme un peu complexe pour évaluer la fonction de l'utilisabilité horaire. L'algorithme a été développé en corrélant les valeurs de ϕ obtenues par intégration numérique du rayonnement horaire pour trois emplacements. Il est démontré que l'algorithme est applicable pour des surfaces de toute orientation.

Clark et al (1984) [56], ont développé une méthode d'évaluation de la fonction de l'utilisabilité pour la performance des systèmes photovoltaïques ayant des batteries de stockage et soumis à un profil de charge diurne quelconque. Cette méthode est basée sur les statistiques de rayonnement et l'utilisabilité, et peut tenir compte de la variabilité de la demande électrique ainsi que de la variabilité du rayonnement solaire.

Bourges (1985) [57], propose une des méthodes les plus utilisées pour estimer l'utilisabilité des capteurs solaires. Elle se base sur l'intégration des courbes de fréquences cumulées (CFC). A Carpentras, une CFC de l'irradiation globale dans 12 endroits européens a été dérivée en utilisant un algorithme qui a été évalué à travers les mesures de 3 ans.

Bida et al (1987) [58] ont développé de nouvelle corrélation de l'utilisabilité pour les capteurs solaires avec des ouvertures à différentes orientations. Ces corrélations utilisent la forme fonctionnelle introduites par Klein/ Theilacker et le rapport de configuration d'ouverture décrivant la disposition de l'ouverture du capteur. Différentes surfaces vitrées et orientations d'ouverture ont été

considérées dans plusieurs climats. Une bonne précision est trouvée pour les nouvelles corrélations qui peuvent être utilisées pour la prédiction de la performance des capteurs thermiques ainsi que pour le calcul de la charge de refroidissement sensible.

Armenta-Deu et al (1991) [59], ont utilisé deux expressions analytiques simples pour le calcul de la fonction de l'utilisabilité des capteurs solaires sans suivi de piste pour différentes inclinaisons et orientations dans plusieurs sites Espagnols. Cette méthode a également servi de test pour la validation des modèles proposés.

Kiatsiriroat et al (1993) [60], ont modifié la fonction de l'utilisabilité pour prédire la performance des systèmes de pompage d'eau photovoltaïques à couplage direct à Bang Kok, estimant ainsi la quantité d'eau journalière moyenne mensuelle.

Chandrasekaran et al (1994) [61], ont développé une méthode simple d'estimation de l'utilisabilité journalière (ϕ) sur une surface horizontale pour deux sites au sud de l'Inde. L'utilisabilité journalière a été dérivée des courbes des fréquences cumulées, les résultats de l'analyse ont été comparés aux données et aux résultats de Klein sur ces deux sites. Ils montrent que la méthode proposée est facile à utiliser et plus précise que celle de Klein.

Loxson et al (1994) [62], ont développé un algorithme simple pour estimer le rendement mensuel à long terme d'un système de pompage photovoltaïque sans batterie de stockage. Le facteur de l'utilisabilité est utilisé pour estimer le volume horaire moyen de l'eau pompée.

Harmim et al (1994) [63], ont développé des modèles mathématiques qui permettent d'estimer l'utilisabilité moyenne en considérant les différentes caractéristiques des collecteurs. Ces modèles sont spécifiques au Sahara Algérien.

Satyamurty et al (2000) [64], ont proposé un jour moyen équivalent pour le calcul de l'utilisabilité journalière moyenne mensuelle. Le jour moyen équivalent est caractérisé par l'indice de clarté égal à la moyenne des indices de clarté des jours qui contribuent à l'énergie utile. Il a été démontré que l'utilisabilité journalière moyenne mensuelle peut être calculée à partir de l'utilisabilité calculée pour un

jour, le jour moyen équivalent. La méthode a été validée pour des capteurs plans d'orientation générale avec des comparaisons étendues.

Une relation basée sur les propriétés mathématiques de la fonction d'utilisabilité est présentée par Fraidenraich et al (2000) [65], pour calculer la moyenne temporelle des quantités pertinentes, valable pour les systèmes solaires caractérisés par un comportement non linéaire, l'expression dérivée a été utilisée pour calculer le volume d'eau moyen pompé par un système de pompage photovoltaïque.

Janarthanan et al (2004) [66], ont démontré que si les données horaires d'insolation à long terme ne sont pas disponibles pour les sites du sud de l'Inde, il est recommandé d'utiliser la corrélation de Klein pour calculer la fraction de l'utilisabilité. Ils ont déduit qu'étant donné que l'écart type relatif moyen a été estimé inférieur à 7% pour les quatre sites du sud de l'Inde, la corrélation de l'utilisabilité dans cette région peut être utilisée pour calculer l'utilisabilité journalière et l'énergie utile collectée par le capteur solaire plan.

Karatasou et al (2006) [67], ont établi des équations simplifiées pour estimer l'utilisabilité horaire et l'utilisabilité moyenne journalière pouvant être utilisées pour la majorité des capteurs solaires plans orientés vers le sud avec une inclinaison égale à la latitude de lieu. Ces équations qui n'utilisent qu'un minimum d'information peuvent donner des résultats similaires ou légèrement meilleurs parfois par rapport aux résultats de simulation.

Larrain et al (2010) [68], ont développé un modèle qui prend en compte l'utilisabilité du capteur en estimant les pertes de chaleur dans l'élément absorbant et en calculant le paramètre de rayonnement critique. Ce niveau de rayonnement critique est défini par le capteur et devient positif. La fraction du rayonnement I_b au-dessus de I_c est appelée l'utilisabilité.

Koussa et al (2014) [69, 70], ont développé une méthodologie pour évaluer la performance à long terme des systèmes PV basée sur l'utilisabilité et le concept de f-chart où seuls les principaux paramètres météorologiques mesurés sont utilisés. Le programme développé a été utilisé pour couvrir la charge électrique relative à une maison individuelle située à Bouzareah, dans le nord de l'Algérie et caractérisée par un climat tempéré. L'étude a été élargie à 10 maisons

individuelles situées à Ghardaia dans le nord du Sahara Algérien et caractérisé par un climat désertique et aride.

Huai Xue (2014) [71], a évalué les performances à long terme d'un système de chauffage solaire domestique de l'eau par des méthodes de type f-chart, logiciel interactif F-chart et $\bar{\phi}, f$ -Chart. Les résultats des estimations ont été comparés pour mieux comprendre leur applicabilité. Les résultats du logiciel F-Chart et de f-chart adéquat sont supérieurs à ceux de la méthode $\bar{\phi}, f$ -Chart.

Smaili et al (2019) [72], ont calculé l'utilisabilité journalière d'un capteur solaire plan installé sur deux zones climatiques de l'Algérie. Pour cela, une simulation numérique a été développée pour estimer les seuils de rentabilité des capteurs solaires plans par zone ainsi que les effets de la température d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique et les pertes globales sur la fonction de l'utilisabilité mensuelle, permettant ainsi l'identification des zones favorables à l'installation des capteurs plans.

Njoku et al (2020) [73], ont évalué l'utilisabilité journalière du capteur solaire plan sur des surfaces horizontales. Les études ont été réalisées dans certaines villes sélectionnées au Nigeria en utilisant les données de rayonnement sur les lieux de l'étude.

1.6 EXERGIE

Un cuiseur solaire de type parabolique (CSP) de conception simple et à faible coût, a été fabriqué et testé par Huseyin Ozturk (2004) [74]. Les rendements énergétiques et exergetiques ont été évalués expérimentalement. Les résultats montrent que la variation de rendement énergétique varie entre 2.8 à 15.7%, tandis que la variation de rendement exergetique varie entre 0.4 à 2.5%.

Ozturk et al (2007) [75], ont étudié un collecteur cylindro-parabolique utilisé pour des applications à moyenne température dans l'industrie. Une méthode de simulation simplifiée du collecteur cylindro- parabolique et des analyses énergétiques et exergetiques sont développées. Il en résulte que le rendement énergétique et exergetique est plus élevé dans le mois de Juillet.

Gang et al (2012) [76], ont étudié les performances d'un système chauffe-eau solaire de type concentrateur parabolique composé (CPC) avec un tuyau en U a été mis en place pour répondre aux exigences de températures plus élevées. Les

expériences ont été menées en décembre à Hefei (311°53'N, 117°15'E), dans la région orientale de la Chine. Le système a montré des performances stables en hiver, avec un rendement thermique global toujours supérieure à 43%. L'eau dans le réservoir a été chauffée de 26.9°C à 55, 65, 75, 85 et 95°C. Grâce à l'étude expérimentale et l'analyse exergétique du système, les résultats des cinq expériences ont donnés un rendement thermique supérieur à 49.0%, pour une température de l'eau de 95°C et un rendement exergétique supérieure à 4.62%, pour une température de l'eau de 55°C. Sur la base de ces résultats, le système de chauffe-eau de type CPC avec un tuyau en U présente des performances thermiques supérieures pour atteindre des températures plus élevées pour utiliser dans les différentes applications (chauffage des locaux, le refroidissement, le dessalement et chauffage industriel).

Padilla et al (2014) [77], ont présenté une analyse éxergetique pour étudier les effets des paramètres opérationnels et environnementaux sur la performance d'un collecteur cylindro-parabolique. Les principaux paramètres pris en compte pour l'analyse sont : température d'entrée du fluide caloporteur, débit massique du fluide caloporteur, la vitesse du vent, la pression ou le vide dans l'anneau et l'irradiation solaire. Les résultats montrent que la température d'entrée, l'irradiation solaire et le vide dans l'anneau ont un effet significatif sur les performances énergétiques et éxergetiques, ainsi que l'effet de la vitesse du vent et le débit massique est négligeable.

Bellos et al (2016) [78], ont développé un modèle numérique d'un cylindro-parabolique sous logiciel "Engineering Equator Solver (EES)". Ce dernier il est basé sur des équations énergétiques et exergétiques. L'objectif de cette étude étant de déterminer les conditions de fonctionnement optimales pour chaque fluide de travail et d'effectuer une comparaison paramétrique entre les gaz examinés (Air, l'azote, le dioxyde de carbone, l'hélium, le néon et l'argon). Le débit massique et la température d'entrée du fluide sont les paramètres examinés afin de prédire quelle combinaison de ces paramètres conduit à un rendement exergétique maximal. Les résultats prouvent que l'hélium est le meilleur fluide de travail pour une température d'entrée allant jusqu'à 700 K, tandis que le dioxyde de carbone est la solution la plus appropriée pour des niveaux de température plus élevés. Le rendement exergétique maximum est atteint avec de l'hélium fonctionnant à une

température d'entrée de 640 K et un débit massique de 0.035 kg/s. En outre, il est essentiel de préciser que le débit massique optimal dépend la température de fonctionnement pour chaque fluide de travail examiné.

Bellos et al (2016) [79], ont amélioré le rendement thermique du collecteur parabolique commercial IST-PTC en augmentant le coefficient de transfert de chaleur convectif entre le fluide de travail et l'absorbeur. Il ya deux facteurs principaux qui influencent ce paramètre, le type de fluide de travail et la géométrie de l'absorbeur. Pour cette raison, trois fluides de travail sont étudiés, l'huile thermique, l'huile thermique avec des nanoparticules et l'eau sous pression. De plus un tube absorbeur à une géométrie ondulé est testé. Les résultats montrent que ces deux techniques améliorent le coefficient de transfert de chaleur et le rendement du collecteur. Plus précisément, l'utilisation de nanofluide augmente le rendement du collecteur de 4.25% tandis que l'amélioration de la géométrie augmente le rendement de 4.55%. De plus, les paramètres du capteur, le rendement exergetique, les pertes de charge et la température de l'absorbeur sont présentés pour tous les cas examinés.

Bellos et al (2016) [80], ont fait une analyse énergétique et exergetique pour une large gamme de températures allant de 300K à 1300K d'un cylindro parabolique du type ET150 sous ESS (Engineering Equator Solver). L'eau sous pression, le Therminol VP-1, le sel fondu de nitrate, le sodium liquide, l'air, le dioxyde de carbone et l'hélium sont les fluides de travail examinés ; chaque fluide étant étudié dans la gamme de températures appropriée. Dans la première partie de cette étude, le débit massique optimal est déterminé pour chaque fluide de travail. A prés ce point la performance énergétique et exergetique du collecteur fonctionnant avec tous ces fluides de travail examinée. Les résultats ont prouvé que le fluide de travail liquide présente des performances supérieures à celles des fluides gazeux. Pour les faibles niveaux de température allant jusqu'à 550K, l'eau sous pression est le fluide de travail le plus approprié, tandis que le sodium liquide est le choix le plus efficace pour des niveaux de température plus élevés allant jusqu'à 1100K. Le dioxyde de carbone et l'hélium fonctionnent de la même manière et sont les meilleures solutions pour les températures extrêmement élevées après 1100K. Il est également important de préciser que les pertes de charge jouent un rôle significatif dans le cas des gaz à cause de la faible densité

de ces fluides de travail. Pour les gaz ils peuvent atteindre une performance exergétique optimale dans la gamme de température de 600 à 650K, bien qu'ils puissent fonctionner jusqu'à 1300K. La performance exergétique maximale de l'air, le dioxyde de carbone et l'hélium est de 40.12%, 42.06% et 42.21% respectivement. La performance exergétique maximale est observée pour le cas du sodium liquide à 800K et le rendement exergétique est égal de 47.48%.

Prakash et al (2017) [81], ont mené une étude expérimentale pour déterminer les performances d'un concentrateur cylindro-parabolique. Les expériences ont été réalisées sur deux concentrateurs cylindro-paraboliques avec différents matériaux réfléchissants l'acier et l'acrylique. Les résultats montrent que les rendements thermiques pour les deux cylindro-paraboliques est de 12.44% et 10.66% a été observé avec un réflecteur en acier inoxydable et avec réflecteur en acrylique. Le rendement exergétique pour le concentrateur cylindro-parabolique est de 32% a été observé avec le réflecteur en acier inoxydable est plus élevé que celui du concentrateur avec un réflecteur en acrylique.

Bellos et al (2017) [82], ont présenté une analyse exergétique détaillé du collecteur cylindro- parabolique commercial LS-2. Le capteur solaire est examiné pour un fonctionnement avec Therminol VP1 et de l'air afin d'examiner les fluides de travail liquides et gazeux les plus représentatifs. Dans l'analyse exergétique, une présentation détaillée des pertes exergétiques et de la destruction d'exergie est donnée pour différents cas de fonctionnement. Plus précisément, différents combinaisons de débits et des niveaux de température d'entrée sont testées pour les deux fluides de travail et les résultats indiquent les raison de la réduction exergétique dans chaque cas. On trouve que le rendement exergétique global maximal pour le fonctionnement avec de l'air est de 25.62% pour une température d'entrée de 500K et un débit de 10000l/min, tandis que pour le Therminol VP1, il est de 31.67% pour 500K et 100l/min. De plus, il est prouvé que la destruction d'exergie est plus intense dans le cas de l'huile thermique, alors que les pertes exergétiques sont plus importantes dans le cas de l'air.

Mansour et al (2018) [83], ont fait une analyse optique et thermodynamique détaillée d'un capteur cylindro-parabolique. Une modélisation optique et thermique 2D d'un CCP est développée. La modélisation thermique et couplée à une analyse exergétique afin de construire un modèle unique pour la prédiction des

performances globales du CCP. Les résultats sont comparés aux mesures expérimentales effectuées au Laboratoire National Sandia. Par ailleurs, une étude paramétrique a été réalisée en utilisant un cylindro-parabolique commercial (Euro Trough ET-150) et un récepteur Schott PTR-70 pour étudier les effets de certains paramètres de fonctionnement et environnementaux sur les rendements énergétiques et exergétiques du CCP. Les pertes d'exergie et les taux de destruction d'exergie par ces paramètres sont également évalués. Dans tous les cas, les résultats sont conformes et montrent un bon accord avec les données expérimentales. Les résultats prouvent que les performances du CCP sont très sensibles au rayonnement solaire et l'angle d'incidence, ainsi qu'à la largeur de l'ouverture du CCP, à la température d'entrée du fluide caloporteur et le débit massique. La simulation de la performance de quatre Euro Trough ET-150 montés en série dans les conditions de fonctionnement du site de Hassi R'Mel (situé au cœur du Sahara Algérien) pour les deux jours typiques (solstice d'été et solstice d'hiver). Au solstice d'été, les rendements maximaux journaliers énergétiques et exergétiques sont de 67.91% et 36.08%, respectivement. Ils diminuent à 31% et 22.1%, respectivement, au solstice d'hiver.

Bellos et al (2018) [84], ont étudié la dispersion des nanoparticules de CuO dans le Syltherm 800 (huile thermique) et dans le sel fondu de nitrate (60% NaNO_3 – 40% KNO_3) pour une utilisation dans un collecteur cylindro-parabolique LS-2. Ce travail comprend une analyse hydraulique des pertes de pression et une analyse exergétique afin d'évaluer la performance totale du collecteur. Les simulations sont effectuées pour des températures allant jusqu'à 650K pour les cas d'huile et jusqu'à 850K pour les cas du sel fondu. Les résultats montrent que l'utilisation de nanofluide à base d'huile conduit à une amélioration du rendement thermique de 76%, tandis que l'utilisation de nanofluide à base du sel fondu conduit à une amélioration du rendement thermique de 26%. L'analyse exergétique a prouvé que les sels fondus conduisent à une meilleure performance exergétique comparée aux huiles. L'utilisation de nanoparticules conduit toujours à une meilleure performance exergétique pour le fluide de base du sel fondu, tandis que l'amélioration exergétique est obtenue pour le cas de l'huile lorsque la température d'entrée est supérieure à 450K. En outre, il est constaté que le rendement exergétique maximal est atteint pour le cas du sel fondu lorsque la température

d'entrée égale à 650K et le rendement exergetique est alors d'environ de 38.4%. Ainsi que, il constaté que dans le fonctionnement avec des nanofluides, la destruction d'exergie est plus élevée tandis que la perte d'exergie est plus faible. Osorio et al (2019) [85], ont étudié l'effet du rapport de concentration sur la performance des collecteurs cylindro-paraboliques et des collecteurs à récepteur central avec l'intégration des matériaux isolants transparents (MIT). Un modèle basé sur des analyses optiques, énergétiques et exergetiques est développé pour déterminer les rendements thermiques et la seconde loi des capteurs solaires concentrés en fonction de la température de l'absorbeur et le rapport de concentration. Les résultats sont comparés avec les configurations de collecteurs traditionnelles sans MIT. En général, les rapports de concentration élevés sont fondamentaux pour maintenir des rendements élevés. On peut voir que l'intégration des matériaux isolants transparents (MIT) dans les capteurs solaires à concentration conduit à des rendements thermiques plus élevées à des températures de fonctionnement élevées, même pour les faibles rapports de concentration.

Arslan et al (2019) [86], ont étudié théoriquement les performances énergétiques et exergetiques d'un collecteur cylindro-parabolique en utilisant 120l/min d'huile synthétique (Dowtherm A), 1200l/min d'air à 100bar (10mpa) et 150l/min de sel fondu qui est un mélange de 60% de nanoparticule de nitrate de sodium (NaNO_3) et 40% de nanoparticule de nitrate de potassium (KNO_3) qui sont utilisés comme fluides de transfert de chaleur. On peut voir que le rendement exergetique maximale est celui du sel fondu suivi par l'huile synthétique et de l'air où il est de 41.19% à 422°C, 40.82% à 400°C et 40.33% à 402°C, respectivement. L'exergie maximale de l'air est supérieure celle des autres fluides de travail jusqu'à 310°C, mais après 310°C, l'exergie du sel fondu est supérieure à celle des autres. Le sel fondu a le meilleur rendement énergétique à ses températures de fonctionnement (250°C à 550°C) que les autres fluides de travail.

Bamisile et al (2019) [87], ont étudié les performances énergétiques et exergetiques d'un nouveau système multi-génération. Ce système est composé de deux cycles de Rankine, de deux cycles d'absorption et d'un réservoir d'eau chaude. Les capteurs cylindro-paraboliques sont utilisés pour générer l'énergie thermique à partir du soleil, qui est ensuite utilisée pour alimenter le système. Il

s'est avéré que le système multi-génération attient un rendement énergétique et exergetique de 77% et 49% respectivement, sans apport solaire. Le rendement énergétique et exergetique du collecteur cylindro-parabolique est de 57% et 40% respectivement.

Pourmoghadam et al (2021) [88], ont évaluées annuellement les performances énergétiques, exergetiques et économique du cycle solaire organique de Rankine en cascade intégré avec le stockage des matériaux à changement de phase et les capteurs cylindro-paraboliques. Plusieurs matériaux à changement de phase, à savoir : l'Isomalt, l'acide Adipique, l'acide Salicylique, l'acide Diméthylol propionique, l'A164 et la composition KNO_3 - NaNO_3 , ont été comparés les uns aux autres. De plus, les effets de trois paires différentes de fluides organiques, R245fa/R134a, R245fa/R500 et R245fa/R123yf, ont été examinés sur les performances du système. Les résultats indiquent que la paire R245fa/R500 présente des rendements énergétiques et exergetiques annuelles maximum, avec 12.67% et 13.87%, respectivement. Parmi les différents matériaux à changement de phase, l'acide Diméthylol propionique a atteint la fraction solaire annuelle la plus élevée avec 59.36%, pendant les mois chauds de l'année. L'acide Salicylique et l'A164 ont montré les meilleures performances. En général, la paire R245fa/R500 combinée à l'acide Diméthylol propionique présenté les meilleures performances en termes d'énergie, d'exergie et d'économie.

Cao et al (2021) [89], ont évalué et comparé les aspects exergetiques et exergoéconomiques d'une configuration modifiée d'un système de trigénération alimenté par l'énergie solaire au système conventionnel. Le système conventionnel est composé de capteurs solaires cylindro-paraboliques intégrés à des réservoirs de stockage thermique comme sous-système solaire, d'un cycle organique de Rankine, d'un refroidisseur à absorption à un seul effet et d'un échangeur de chaleur pour la production de chauffage. Des modifications ont été apportées au système en utilisant trois échangeurs de chaleur pour la production de chauffage, deux cycles organiques de Rankine et un refroidisseur à absorption à double effet. Les résultats de la simulation ont été comparés pour les systèmes dans trois modes de fonctionnement : faible rayonnement (mode solaire), fort rayonnement (mode solaire et stockage) et rayonnement nul (mode stockage). Une étude paramétrique et une optimisation multi-objective ont été menées. En

tenant compte des résultats de l'étude paramétrique, le ratio de la masse d'huile du sous-système solaire a un impact remarquable sur les critères d'exergie et de coût du système tout au long de la journée. De plus, le processus de modification fournit les meilleures performances exergétiques et économiques. Cette capacité augmente le rendement exergétique globale de 0.8, 0.6 et 0.4 points de pourcentage, et le facteur exergoéconomiques de 0.4, 0.9 et 2.1 points de pourcentage pour les modes de fonctionnement solaire susmotionnés, respectivement.

Dilip Kumar et al (2022) [90], ont mené une étude expérimentale pour améliorer les performances des capteurs solaires paraboliques en dispersant des nanoparticules de TiO_2 dans les fluides de transfert de chaleur utilisés traditionnellement. Un modèle mathématique unidimensionnel est conçu pour étudier les résultats des nanoparticules de TiO_2 dispersées dans le fluide de base pour le CCP à température variable. Les résultats montrent que le nanofluide de TiO_2 améliore légèrement le rendement thermique du CCP. Les températures de travail élevées sont les plus appropriées pour les nanofluides qui sont utilisés pour générer le gain le plus élevé d'énergie déchargée. On constate que l'amélioration du rendement exergétique est plus importante que le rendement énergétique. Le rendement exergétique maximal est atteint par le nanofluide à base de TiO_2 est de 28,09%. Le gain relatif le plus élevé de l'énergie thermique déchargée est de 9,66% supérieur à celui du collecteur à base de l'eau en utilisant 0,3% de TiO_2 dans le fluide de base.

Said et al (2022) [91], ont développé un modèle sous MATLAB, basé sur une analyse énergétique, exergétique, économique et environnemental d'un cylindro-parabolique. Des nanoparticules de Mxène (Ti_3C_2) ont été ajoutées à l'huile de silicone à des concentrations de 0.05, 0.08 et 0.1%. Pour la concentration la plus élevée, la conductivité thermique du nanofluide a été améliorée de 70%-89%. D'après les résultats le rendement optique du collecteur a été estimé à 79%, tandis que les rendements énergétiques et exergétiques de 74.21% et 22.44% avec une concentration de 0.1%. Ils ont constaté que l'huile de silicone à base de Mxène peut réduire le coût du système de 0.021M\$ et améliorer l'énergie gagnée de 1.51% à une concentration de 0.10% par rapport à l'huile pure. On outre, l'atténuation annuelle du CO_2 du côté énergétique varie de 2.25 à 2.30 tonnes de

CO₂/an, tandis que le gain environnemental annuel se situe entre 32.73 et 33.28 \$/an et entre 9.065 et 9.102 \$/an pour les études énergétiques et exergetiques.

Touaibi et al (2013) [92], ont fait une analyse énergétique et exergetique d'un système de refroidissement par absorption au bromure de lithium à eau (LiBr/H₂O) à simple effet alimenté par la chaleur fournie par un champ de capteurs solaires thermiques d'une capacité de refroidissement de 10kW. L'étude est consacrée à l'évaluation de la distribution de l'exergie détruite pour chaque composant constituant ce type du système. Ces modèles sont employés dans un programme informatique utilisant le logiciel EES (Engineering Equation Solver). Les résultats indiquent que la contribution de certains composants à la perte d'exergie globale est très importante. L'analyse exergetique montre aussi que la répartition de l'exergie détruite dans le système entre les composants dépend fortement des températures de fonctionnement.

Zhong Ge et al (2014) [93], ont mis en place un modèle théorique pour l'analyse exergetique des capteurs solaires plans en considérant la non – uniformité de la distribution de la température de la plaque absorbante. Les résultats des calculs correspondent bien aux données expérimentales. Les effets de la température ambiante, de l'éclairement solaire, de la température d'entrée et le débit massique du fluide sur le taux de l'énergie utile, le taux de l'exergie utile et le taux de perte d'exergie sont examinés. La température optimale d'entrée du fluide calculée est de 69°C, et le taux d'exergie utile maximum est de 101.6W. La distribution du taux d'exergie est analysée lorsque la température ambiante, l'éclairement solaire, le débit massique du fluide, et la température d'entrée du fluide sont fixés à 20°C, 800W/m², 0.05 kg/s et 50°C, respectivement. Le rendement exergetique est de 5.96%, et la perte d'exergie la plus importante est causée par la différence de température entre la surface de la plaque de l'absorbeur et le soleil, représentant 72.86% du taux d'exergie total.

Maghsoud et al (2017) [94], ont étudié l'analyse énergétique et exergetique d'un Capteur solaire plan, pour trois fluides à savoir : l'eau, air et nanofluide TiO₂. Selon les résultats obtenus et dans les mêmes conditions, l'exergie de destruction de l'eau est supérieure à celle de deux autres fluides et le nanofluide TiO₂ à la plus faible quantité d'exergie de destruction. De même, en augmentant l'éclairement solaire sur une surface inclinée, le rendement exergetique du nanofluide TiO₂ est

supérieur à celle des autres fluides. En augmentant la température ambiante, le rendement exergetique avec l'eau comme fluide de travail diminue. Dans les conditions appropriées, le rendement du collecteur se situe entre 45% - 50%, le capteur solaire plan (CSP) est donc l'un des meilleurs dispositifs pour l'utilisation domestique.

Wenceslas et al (2018) [95], ont fait une optimisation d'un capteur solaire plan utilisé dans un chauffe – eau solaire à thermosiphon. Les résultats de l'optimisation ont été utilisés pour fabriquer un capteur solaire plan avec des matériaux disponibles localement. Ensuite, le chauffe – eau construit a été testé dans les conditions climatiques de la ville de Santa au Cameroun et les données mesurées ont été utilisées pour valider le modèle théorique proposé. Le code de calcul qui permet d'obtenir la bonne combinaison des paramètres de conception qui maximise le rendement exergetique. Les résultats de l'optimisation montrent la capacité de l'appareil de chauffage à atteindre des performances élevées avec une surface inférieure du collecteur. Les résultats de simulation expérimentale et numérique d'un jour choisi ont été confrontés, et la concordance s'avère acceptable. Il a été aussi observé que la plaque absorbante en Aluminium aurait les mêmes performances, que celle en Cuivre si son épaisseur est augmentée jusqu'à 0.005m et que l'augmentation de l'épaisseur de l'isolant jusqu'à environ 0.05m conduit à une diminution considérable des coefficients de chaleur et par conséquent à une augmentation de rendement du système.

Amjad et al (2019) [96], ont fait une analyse énergétique et exergetique détaillée basée sur l'analyse énergétique d'un séchoir alimentaire à flux d'air en ligne intégrer à une source de chauffage hybride. En utilisant des piments verts comme moyen de séchage sous différents modes de sources de chauffage (gaz et capteur solaire à tube sous vide). Le piment vert utilisé (90 kg) a été séché à partir d'un taux d'humidité initial de 84% à 15% sous trois modes de chauffage. Il a été constaté que le taux de consommation d'énergie était inférieur (0-13 kW) avec un rendement énergétique de 0-47.8% dans le cas de l'utilisation d'un collecteur à tube sous vide comme source de chauffage, par rapport aux modes de chauffage à base de gaz simple et double (gaz et solaire). L'analyse exergetique a montré que le composant de chauffage composé d'un échangeur de chaleur et d'un capteur à tube sous vide présentait plus de possibilités d'amélioration (valeur plus

élevée du taux d'amélioration, soit 2.016 kW) que les autres modes de chauffage. Les paramètres exergetique (rendement exergetique, taux d'amélioration et le facteur exergetique) pour la chambre de séchage ont montré des valeurs presque similaires pour tous les modes de chauffage, ce qui montre que l'isolation du composant de séchage était bonne. En tenant compte de ces résultats, l'utilisation de l'énergie dans un séchoir à flux d'air en ligne peut être augmentée par l'optimisation et le contrôle des paramètres de séchage.

Ghritlahre et al (2020) [97], ont développé trois modèles différents pour estimer avec précision le rendement exergetique des chauffe – air solaires. Dans ce but, la méthode de groupe de traitement de données, le réseau neurone artificiel et les modèles de régression multi linéaire ont été appliqués. Pour ces modèles, un total de 210 ensembles de données a été collecté à partir de diverses expériences. Ces expériences ont été réalisées avec deux capteurs solaires différents à surface lisse et rugueuse, en utilisant un débit massique de 0.007 à 0.0222 kg/s. Dix différents types de variables, qui sont la température d'entrée du fluide, la vitesse du vent, l'humidité relative, la température ambiante, la température moyenne du fluide, le débit massique, la température de la plaque et la direction du vent, ont été sélectionnés comme variables indépendantes dans tous les modèles. Ces techniques de groupe de traitement des données, le réseau neurone et les modèles de régression multi linéaire ont donné des résultats précis avec des valeurs de coefficient de corrélation (R) de 0.98977, 0.99981 et 0.97693, respectivement. L'étude comparative de tous le modèles, montre que la technique de réseau neurone et la plus performante. Le rendement exergetique du chauffe – air prédite à l'aide de la technique de réseau neurone donne la plus grande précision.

Dubey et al (2021) [98], ont fait une étude énergétique et exergetique d'un distillateur solaire à double pente couplé à un collecteur à tube sous vide. Les performances sont évaluées pour un débit optimal dans les tubes sous vide, en vue d'une extraction maximale de la chaleur. Les rendements énergétiques et exergetiques sont augmentés de 8.0% et 6%, respectivement, avec l'augmentation du débit de 0.01 à 0.24kg/s. Avec l'augmentation de la température de l'eau, l'exergie de la fraction évaporatoire augmente, allant de 0.2 à 0.9. Le revêtement, la masse d'eau, la couverture en verre et le collecteur ont des

rendements exergetiques journaliere de 8.12, 30.1, 41, 18%, tandis que le rendement exergetique global et rendement exergetique sont estimes à 4.9 et 7.1%, respectivement.

1.7 POTENTIEL EOLIEN

Depuis des milliers d'annees, l'homme a utilise l'energie eolienne. Les perses de l'antiquite utilisaient deja la force du vent pour pomper l'eau. Le monde a ete explore à l'aide de navires entraines par le vent bien avant l'invention du moteur. En 1920, un grand nombre d'eoliennes servaient à pomper l'eau et à fournir de l'electricite ont ete installees à travers le monde.

La ressource eolienne en Algerie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat diversifie [2].

Hammouche (1990) [99], a etabli l'atlas du vent de l'Algerie, en employant le logiciel Wasp, mettant ainsi en evidence les resultats de l'etude statistique de 37 stations. Ces resultats sont presentes sous forme de tableaux qui donnent les parametres annuels de Weibull à 10, 50 et à 100 m, les frequences directionnelles des vitesses pour un pas donne et les vitesses arithmetiques moyennes mensuelles et annuelles.

Kasbadji Merzouk (1999) [100], a edite une carte du vent de l'Algerie à la hauteur standard de 10 m du sol et vu que les differentes eoliennes produites sont generalement installees à une altitude egale ou superieure à 25 m du sol, il a fallu extrapoler à cette hauteur les resultats standards obtenus à 10m. Aussi un programme de traitement des donnees de mesure des vitesses du vent a ete conçu et a permis la determination de la vitesse moyenne annuelle de l'annee type representante. Pour un travail plus complet et plus precis l'analyse comprend des donnees supplementaires des vitesses moyennes annuelles du vent de 18 stations meteorologiques appartenant à l'office National de la Meteorologie (ONM), augmentant ainsi la densite des points de mesure sur le territoire Algerien dans le trace. Les donnees recoltees ont permis la production de la carte des vents standards de l'Algerie à 10 m du sol et d'estimer les vitesses du vent qui varient de 1 à 5.5 m/s et de 1.5 à 7 m/s respectivement à 10 m et 25 m du sol, notant que les regions les plus ventees sont situees au sud. Les applications

énergétiques éoliennes offrent de meilleurs résultats lorsque les aérogénérateurs sont implantés à des altitudes égales ou supérieures à 25 m du sol.

Daaou Nedjari (2004) [101], s'est servi d'un modèle numérique pour déterminer l'écoulement du vent suite à l'extrapolation au sol d'un champ de vitesse du vent mesuré à un niveau non perturbé de 700 hPa. Le but principal de ce travail était la cartographie du site « les grands vents de Dely Ibrahim », réalisé avec l'application du modèle AIOLOS, qui a nécessité la connaissance des données orographiques du site (altitude et rugosité) ; aussi les données de six points situés à 700 hPa au alentour de la région d'étude ont été utilisées pour la production des champs de vitesse du vent directionnel sur un plan horizontal. Les résultats obtenus sont des fichiers de vitesse moyenne estimée à des altitudes de 10 m, 25 m, et 60 m pour les huit directions. Sur les cartes du vent on peut lire que la région étudiée « les grands vents de Dely Ibrahim » est moyennement ventée, étant donné que les vitesses maximales estimées sont de l'ordre de 5.68 m/s à 10 m du sol et de 5.72 m/s pour l'altitude de 25 m et atteignant la valeur de 5.92 m/s à 60 m du sol.

Kasbadji Merzouk et al (2004) [102], ont estimé les paramètres de Weibull k et c pour trois sites situés dans l'ouest des hauts plateaux de l'Algérie (Tiaret, Djelfa et El Bayadh). Les paramètres de Weibull ont été extrapolés à 45 m de la hauteur du rotor de l'éolienne et les vitesses cubiques moyennes et la densité de puissance mensuelle moyenne ont été calculées. En utilisant la vitesse de démarrage et la vitesse nominale d'un aérogénérateur donné, avec 100 kW, 600 kW et 850 kW de puissance nominale, la vitesse cubique moyenne mensuelle utilisable du vent pour les sites sélectionnés a été calculée. Les résultats montrent qu'une éolienne de 600 kW et 850 kW sont tout à fait équivalentes, en termes de densité de puissance utile. Le choix d'une éolienne appropriée dépendra des besoins énergétiques locaux.

L'évaluation du gisement éolien en Algérie et la contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent ont été présentés par Kasbadji Merzouk (2006) [103], où les données de 64 stations météorologiques ont été utilisées, pour l'établissement des modèles empiriques d'extrapolation verticale des paramètres de Weibull, par classe de stabilité et s'adaptant mieux au climat semi-aride des hauts plateaux, notant que ces données ont été mesurées par

l'office National de la Météorologie (ONM) à l'aide d'un pylône installé à Ksar El Chellala .

Les atlas de la densité de puissance énergétique éolienne récupérable ont été établis à 10 m et 50 m du sol. Le potentiel énergétique éolien utile représente moins de 30% du potentiel disponible d'où la nécessité d'un soin particulier en matière d'optimisation.

Kasbadji Merzouk et al (2006) [104], ont estimé le potentiel énergétique éolien utilisable de la partie ouest des hauts plateaux algériens, en considérant deux sites représentatifs, à savoir : Tiaret et El Bayadh. Les puissances utiles et utilisables ont été estimées mensuellement en considérant les limites de 3 éoliennes de commerce de 100 kW, 600 kW et 850 kW de puissance nominale. Les quantités d'eaux que l'on peut pomper quotidiennement ont été estimées pour les mois de (Janvier et Juillet). Les résultats montrent que le potentiel éolien disponible dans les régions de Tiaret et El Bayadh comptent parmi les plus importants des hauts plateaux. Ainsi que, le choix de la machine doit être fait avec soin en fonction du régime des vents du site considéré.

Kasbadji Merzouk et al (2007) [105], ont développé un modèle semi – empirique pour l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull en fonction des classes de stabilité atmosphérique, à savoir : stable, instable et neutre afin d'estimer la puissance énergétique réellement récupéré par la machine pour un site donné. Les résultats montrent, qu'en ignorant les classes de stabilité, on aboutit à une expression de l'exposant assez proche de celle trouvée pour le cas neutre, les expressions d'extrapolation verticale des paramètres de Weibull k et c ont permis la détermination de la vitesse moyenne et de la puissance récupérable en fonction de l'altitude pour une région semi – aride.

Kasbadji Merzouk et al (2007) [106], a modélisé le profil du vent dans une zone semi – aride en fonction de la stabilité thermique de l'atmosphère. Les résultats indiquent que les conditions atmosphériques sont très sensibles aux climats. Le passage de la classe de stabilité stable à instable se fait lorsque l'éclairement solaire est à 14% de son maximum atteint. Aussi, le profil vertical de la vitesse du vent varie selon la classe de stabilité de l'atmosphère (stable ou instable) et que l'hypothèse de neutralité posée par plusieurs auteurs n'est pas fondée.

Boukli Hacène et al (2007) [107], ont établi l'atlas vent de la région de Cheliff. En premier lieu, une étude statistique des mesures du vent basée sur la distribution de Weibull permet la détermination des vitesses moyennes annuelles. Ceci a permis l'établissement de la carte du vent de la région étudiée. La deuxième partie est consacrée à l'estimation du potentiel énergétique éolien de la vallée de Cheliff et au tracé de l'atlas de la densité de puissance de la région. Les résultats montrent que le site de Ténès est le plus venté de la région étudiée.

Diaf et al (2007) [108], ont fait une analyse d'utilisation de l'énergie éolienne, comme source d'énergie de remplacement dans six sites choisis distribués dans le sud de l'Algérie. Les données de distribution de fréquence de vitesse du vent obtenu à partir de l'Office National de la Météorologie sont utilisées pour déterminer la vitesse moyenne, la puissance et le potentiel du vent disponible. L'énergie annuelle produite par l'éolienne Fuhrlander FL 30 est obtenue en utilisant deux méthodes. Au sud algérien, l'analyse montre, qu'à une altitude de 10 m, le potentiel éolien disponible varie entre 160 et 280 W/m² à l'exception de Tamanrasset. Le maximum est obtenu à Adrar, avec 88% du temps où la vitesse du vent est au-dessus de 3 m/s. Cependant, l'énergie éolienne annuelle produite par ce type de machine peut varier entre 33 et 61 MWh, et seulement 17 MWh à Tamanrasset.

Maouedj et al (2010) [109], ont étudié le gisement éolien dans six sites Algériens (Alger, Oran, Tlemcen, Djelfa, Adrar et Ghardaia). L'étude est basée sur l'atlas du vent de l'Algérie établi par l'Office National de la Météorologie qui dispose de 37 stations de mesure. Les caractéristiques de la vitesse du vent et le potentiel éolien pour chaque station ont été déterminées en appliquant la distribution de Rayleigh. La vitesse du vent a été extrapolée de la hauteur standard 10 m à 30 m et 50 m en utilisant les lois d'extrapolation verticale. Les résultats montrent que la vitesse moyenne annuelle du vent pour les sites considérés s'étend de 3.63 m/s à 6.38 m/s et le potentiel moyen de vent varie entre 79.78 et 283.12 W/m² à la hauteur standard de 10 m.

Himri et al (2010) [110], ont fait une analyse statistique des vitesses de vent à Tindouf en Algérie en utilisant le programme d'analyse et d'application de l'atlas éolien (WAsP). Les effets des obstacles, de la rugosité et des variations de la hauteur du terrain ont été étudiés. En utilisant les données horaires de la vitesse

du vent sur une période de 5 ans (2002-2006), ont été obtenues par le bureau R&D de SONALGAZ. Les résultats montrent que la vitesse moyenne du vent à une hauteur de 17 m du sol peut atteindre de 7.19 à 7.9 m/s. Les paramètres de Weibull c et k varient entre 8.0 et 8.9 m/s et 2.54-3.23, respectivement, avec une densité de puissance moyenne comprise entre 318 et 458 W/m².

Benbdelkader et al (2011) [111], ont fait une étude du pompage éolien appliqué à l'irrigation du palmier dattier dans trois sites, situés dans la région de Béchar à savoir : Béni Abbès, Béchar Nord et Moughel. Dans cette étude, la distribution statistique du vent a été établie à la hauteur du mat de l'aérogénérateur choisi, sur la base du débit quotidien maximal à satisfaire pour cette culture à une manométrique de 30 m. Les débits moyens quotidiens susceptibles d'être pompés ont été estimés et comparés pour les sites d'étude concernées. En conclusion, on peut voir l'intérêt du jumelage de l'utilisation de l'énergie éolienne dans le pompage d'eau et l'application de la technique moderne d'irrigation localisée au palmier dattier dans la région de Béchar.

Adjiri et al (2013) [112], ont déterminé le potentiel éolien disponible dans la région d'In Salah, située au centre du Sahara en Algérie. Cette étude a été effectuée à l'aide du logiciel WASP. Ce dernier prend en considération les différentes données de rugosité, de topographie et de vitesse du vent d'In Salah. En effet, afin de caractériser la nature du terrain, la rugosité a été définie suivant les classes données par WASP. La topographie a été obtenue par un modèle numérique du terrain (MNT). En outre, les données tri- horaires des vitesses du vent obtenues par l'Office National de la Météorologie (ONM) ont été utilisées afin d'obtenir l'atlas vent de la région. Les résultats obtenus montrent que la distribution du potentiel énergétique à 10 m est assez satisfaisante, et apte à accueillir des applications comme l'implantation des petites éoliennes de pompage d'eau.

Belabes et al (2014) [113], ont estimé le coût de l'électricité produite par les différents types d'aérogénérateurs installés dans les régions de Sétif et Tiaret, deux sites localisés dans les hauts plateaux du nord de l'Algérie. L'étude est basée sur des données du vent de l'Office National de la Météorologie (ONM) mesurées au niveau des deux stations citées. Les données considérées portent sur dix années de mesures. Le traitement statistique des données a été effectué

avec le logiciel WAsP. On trouve que la vitesse moyenne annuelle du vent est de 3.46 m/s à Sétif et de 5.07 m/s à Tiaret et ce à 10 m de hauteur par rapport au sol. Les paramètres de Weibull (facteur de forme, k et facteur d'échelle, c) ont été déterminés à 10 mètres, puis à différents hauteurs (30, 50 et 70 m) par extrapolation en utilisant une loi de puissance basée sur les paramètres de Weibull. A l'aide du logiciel WAsP, trois modèles d'aérogénérateurs disponibles dans le marché ont été retenus à savoir, Bonus 300 kW/33, Bonus 1.0 MW/54 et Vestas 2.0MW/V80 dont on a évalué leurs performances avec le calcul du facteur de capacité et de l'énergie annuelle produite pour chaque type d'aérogénérateur, dans les deux régions. Un calcul économique a été effectué avec la méthode de PVC (Present Value Cost). Les résultats obtenus indiquent que le plus faible coût de la production de l'électricité est obtenu avec le modèle Vestas 2 MW/V80 avec un prix de revient du kilowattheure (kWh) de l'ordre de 0.0644 \$/kWh à Sétif et de 0.0342 \$/kWh à Tiaret.

Boukli Hacène et al (2015) [114], ont évalué la faisabilité de l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau afin d'alimenter la région de Ténès en Algérie. L'évaluation commence par la prise des données des vitesses et la direction du vent acquises à 10 m du sol pour établir un modèle d'analyse statistique en utilisant la distribution de Weibull. Ce modèle de puissance éolienne développé est ensuite corrélé aux débits d'eau en utilisant les données recueillies dans les deux pompes à turbines locales. Les paramètres de Weibull ont été déterminés mensuellement à partir des données de pompage d'eau des stations de Ténès et les résultats sont extrapolés à 45 m à la hauteur de l'éolienne. Les résultats obtenus montrent que le débit d'eau prévu par ce modèle peut répondre aux besoins de la population de Ténès.

Belabes et al (2015) [115], ont fait une évaluation technique et économique pour la production de l'électricité à l'aide d'éolienne sur six sites du nord de l'Algérie. La vitesse moyenne annuelle du vent des six stations (Oran, Sétif, Skikda, Tlemcen, Tiaret et Miliana) a été obtenue comme suite : 4.20, 3.46, 3.18, 2.64, 5.07, 2.91 m/s à 10 m du sol, respectivement. En utilisant les données du vent enregistrées sur 10 ans pour ces sites. Les paramètres de Weibull (k) et (c) pour tous les mois à différentes hauteurs (30, 50 et 70 m) ont été obtenus par extrapolation des données à 10 m sur tous les sites. Pour faire ce travail

programme de WAsP a été utilisé ainsi que trois éoliennes commerciales, à savoir, AN Bonus 300 kW/33, 1.0 MW/54 et Vestas V80/2 MW. Elles ont été évaluées techniquement pour la production de l'électricité dans les six sites en calculant leurs facteurs de capacité, leur puissance annuelle et leur rendement énergétique. L'évaluation économique a été estimée à l'aide de la méthode du coût de la valeur actuelle (PVC). Les résultats montrent que la valeur mensuelle moyenne du paramètre de forme de Weibull k est comprise entre 1.02 à Tlemcen et de 2.06 sur le site d'Oran tandis que la valeur mensuelle du paramètre d'échelle c est comprise entre 2.20 m/s sur le site de Tlemcen et de 9.20 m/s sur le site de Tiaret. En outre, les facteurs de capacité des trois turbines dans les sites sélectionnés sont compris entre 5.40% et 33.16%. Le coût minimum moyen par kWh a été obtenu à Tiaret à 0.0342 US\$/kWh avec Vestas V80/2 MW tandis que le coût moyen le plus élevé est de 0.2105 US\$/kWh avec AN Bonus 1.0 MW/54 à Tlemcen. Le coût le plus élevé dans chaque site a été obtenu avec l'éolienne moyenne (AN Bonus 1.0 MW/54). En outre, Tiaret et Oran se sont avérés aussi être très économiques pour tous les modèles d'éoliennes adoptés. Miliana, Skikda et Tlemcen se sont avérés plus rentable pour les applications électriques et mécaniques.

Abdeslame et al (2017) [116], ont déterminé les atlas régionaux de la vitesse du vent et la densité de puissance, en utilisant les données du vent (vitesse et direction) mesurées sur une période de 10 années consécutives, sur quatre sites situés dans les hauts plateaux algériens à savoir : Tiaret, Ksar El Chellala, M'Sila et Sétif. Les résultats ont permis d'estimer la production optimale d'un parc éolien composé de quatre éoliennes totalisant une capacité nominale de 8 MW. Les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance ont été estimés en fonction des différentes valeurs de hauteurs et de facteurs de rugosité. Les effets sur la production annuelle de l'électricité en fonction du facteur RIX qui détermine le meilleur site du parc éolien dans la région et les effets de sillage ont été analysés. Les résultats montrent que les deux sites, Tiaret et M'Sila, sont les plus rentables et adaptées à l'installation des parcs éoliens par rapport aux autres.

Derai et al (2017) [117], ont fait une étude de faisabilité technico – économique de ferme éolienne en Algérie. L'étude est basée sur l'utilisation de données de

vitesses de vent fournies par le logiciel Météonorm. Ces données sont générées à partir des données réelles mesurées au niveau des stations météorologiques. Pour cette étude, on a choisi seize (16) sites algériens représentant les quatre régions du pays à savoir : la région côtière, la région de l'atlas tellien, la région des hauts plateaux et enfin la région Saharienne. Les données utilisées sont collectées sur la décennie 2000-2009. Le traitement statistique a été effectué avec logiciel WAsP et le logiciel Windographer. Pour valoriser cette étude, six (06) modèles d'aérogénérateurs disponibles dans le commerce ont été retenus: Gamesa G58 0.5MW, Vergnet GEV HP 1.0 MW, GE 1.5-77 1.5 MW, Gamesa G114 2.0 MW, Enercon E-82 E2 2.0 MW et Vestas 2.0 MW/V90. On a évalué leurs performances en utilisant deux indicateurs de rentabilité économique et énergétique à savoir : le facteur de capacité et l'énergie annuelle produite par chaque type d'aérogénérateur et ce, pour les 16 sites. Les résultats montrent que les quatre meilleurs sites choisis pour chaque région sont, Annaba, Tébessa, Djelfa et Adrar. La région Saharienne possède le potentiel énergétique éolien le plus élevé. Un atout qui favorise l'exploitation de ce type d'énergies en cette région. Le site d'Adrar donne les meilleures valeurs de facteur de capacité alors que le site de Tlemcen donne les plus faibles valeurs. Ceci permet de noter que le facteur de capacité dépend du site. Ainsi donc le site avec les meilleures ressources de vent donne les meilleures valeurs de facteurs de capacité.

Daaou Nedjari et al (2018) [118], ont estimé le potentiel éolien de 74 stations en Algérie et 21 stations dans les pays voisins afin d'établir une carte du vent annuelle et saisonnier à 10 m et 80 m d'altitude. En utilisant le système d'information géographique (SIG) basé sur la méthode d'interpolation pondérée par la distance inverse (IDW). En effet à partir de la vitesse du vent d'un certain nombre de stations dispersées connues, la méthode déterministe (IDW) a été utilisée pour calculer la vitesse du vent des régions inconnues en utilisant le moyen pondéré des valeurs disponible. Les résultats montrent que plusieurs sites ventés comme Adrar et Tiaret ont été confirmés et de nouvelles régions intéressantes ont été mises en évidence dans ce travail comme par exemple Mechria, M'Sila, Hassi R'Mel, In Salah, Rhourd Noss, Illizi, An Amenas et autres. D'autre part, les sites favorables les plus identifiés sont situés dans les régions désertiques du sud, où les températures extrêmes atteignent 50°C en été, une

valeur qui peut endommager le système des éoliennes. Il est donc nécessaire d'adapter le mode de fonctionnement de la machine de conversion à ces conditions extrêmes, en améliorant leur étanchéité et leur système de sécurité.

Touaibia et al (2019) [119], ont fait une comparaison entre la méthode d'extrapolation à long et à court terme des paramètres du vent avec des données prélevées par les anémomètres aux hauteurs différentes (10, 20 et 30 m) à Ksar El Chellala. La comparaison des résultats s'effectuent à travers le calcul de l'erreur relative des paramètres (k et c) et de la distribution de Weibull estimée par la méthode de vraisemblance. Les résultats ont été confirmés par les résultats tracés des profils de vitesse moyenne du vent. En utilisant les mesures et l'extrapolation des données de vitesse du vent à 40 m, le modèle le plus approprié a été déterminé. Les résultats montrent que pour la méthode à court terme, la loi de puissance à coefficient variable est plus appropriée et pour la méthode à long terme, les modèles de Justus et Mikhaïl sont les plus adaptés.

Himri et al (2020) [120], ont évalué le potentiel éolien et la rentabilité économique des parcs éoliens par les outils RETScreen et Wasp, respectivement, pour la région du sud – ouest de l'Algérie. Le but de cette étude est le développement de l'atlas des caractéristiques du vent. En utilisant les données horaires moyennes du vent enregistré pendant les années 2003 à 2008 par l'ONM (l'Office National de la Météorologie). La vitesse moyenne du vent, le flux d'énergie, la direction dominante du vent, la distribution de fréquence et les paramètres de Weibull k et c (les facteurs d'échelle et forme) ont été déterminés et analysés. Enfin, le logiciel RETScreen est utilisé pour estimer la production d'énergie et pour réaliser la faisabilité économique du parc éolien en termes de période de récupération simple, de taux du rendement interne, la durée de vie, de valeur actuelle nette et le coût de production de l'électricité. Les résultats obtenus montrent que le projet dans la région d'Adrar était économiquement rentable avec une bonne production d'énergie de 3146 MWh/an et un facteur de capacité de 36%. La période de récupération simple a été trouvée à environ 3.9 ans, et le coût de production de l'électricité est de 3.25 US Cents/ kWh a été trouvé inférieur au prix de gros de l'électricité pendant la période du tarif de rachat.

1.8 POSITION DU PROBLEME

Généralement le potentiel énergétique d'une source est évalué en considérant la puissance disponible. Certes, cette donnée est fondamentale mais non suffisante car elle ne donne aucune information sur l'aspect qualitatif de cette énergie. À savoir, l'utilisation qui peut en être faite en passant par les transformations thermodynamiques adaptées.

La présente étude consiste à estimer le potentiel exergétique renouvelable de l'Algérie. Rappelons, que ce concept d'exergie a été introduit dès 1889 par un français, [121] sous le nom d'énergie utilisable, c'est pour cela que la partie solaire est divisée en deux aspects: l'utilisabilité et l'exergie.

Partie 1 : Potentiel solaire

- Estimation du potentiel disponible par des modèles théoriques pour chaque zone climatique.
- Acquisition et traitement des données météorologiques et radiométriques.
- Choix du modèle adéquat selon la zone climatique.
- Estimation du potentiel utilisable (la partie convertible en chaleur) par zone climatique des systèmes solaires. On a choisi le capteur solaire plan comme système de conversion de l'énergie électromagnétique en chaleur. Cette dernière peut être utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire ou bien le chauffage des locaux.

D'après l'analyse des travaux de recherches cités par la littérature qui concerne l'analyse énergétique et exergétique des capteurs solaires plans on trouve que, le rendement exergétique de ce système est assez faible, c'est pour cela qu'on s'est orienté vers les systèmes à concentration solaire qui sont considérés comme les systèmes les plus prometteurs pour la production de l'électricité.

- Estimation du potentiel exergétique (la partie convertible en travail) d'un cylindro – parabolique par zone climatique.

Partie 2 : Potentiel éolien

- Etude et traitement des données vent recueillies.
- Etude statistique par les distributions de Weibull et hybride Weibull.
- Estimation du potentiel utilisable par zone climatique pour deux aérogénérateurs choisis.

Les résultats font suite à un programme développé sous Matlab pour caractériser et déterminer les sites favorables à l'installation des systèmes solaires et éoliens selon les zones climatiques aussi les cartes ont été tracées à l'aide du logiciel géo référencé MapInfo (SIG).

1.9 CONCLUSION

Nous avons présenté dans ce chapitre une vision complète et détaillée sur l'état de l'art qui concerne les modèles d'estimation de l'irradiation solaire, la température ambiante ainsi que, l'utilisabilité des capteurs solaires plans et l'analyse énergétique et exergétique des cylindro – paraboliques passant par le potentiel éolien. Nous avons terminé le chapitre par la problématique du sujet. Ceci, dans le but de vous introduire la modélisation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire, le concept de l'utilisabilité des capteurs solaires plans et l'analyse énergétique et exergétique des cylindro – paraboliques, qui est présentée dans le chapitre qui suit.

Chapitre 2 : Modélisation du Potentiel Solaire

2.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre sont présentés les modèles d'estimation du potentiel disponible par des modèles théoriques, l'estimation de la température ambiante ainsi que, l'estimation du potentiel utilisable d'un capteur solaire plan ; l'analyse énergétique et exergétique d'un cylindro – parabolique pour arriver au rendement exergétique est présentée en fin de chapitre.

2.2 MODELES METEOROLOGIQUES

Les modèles météorologiques utilisent des relations linéaires permettant de transformer les données mesurées au sol (l'insolation, température, l'humidité relative,) en équation d'estimation du flux global d'irradiation solaire. Ces modèles ont l'avantage d'être simple. Ils utilisent des équations mathématiques pas trop lourdes pour l'étude de gisement solaire et l'estimation de l'énergie incidente à n'importe quel site et pour n'importe quel état du ciel (ciel quelconque).

2.2.1 MOYENNE MENSUELLE PAR JOUR DE L'IRRADIATION GLOBAL

Afin de choisir le modèle le plus adéquat pour les régions climatiques algériennes, nous avons testé la validité de plusieurs modèles d'estimation que nous allons citer plus bas.

2.2.1.1 Modèle de sivkov

Sivkov (1964) a proposé un modèle qui estime l'irradiation globale sur le plan horizontal. Ce modèle est donné par [4] :

$$H_g = 4.9(S)^{1.31} + 10500(\sin(h)) \quad 2.1$$

Avec

S Durée d'insolation en heure [heure].

h Hauteur du soleil [degré].

2.2.1.2 Modèle de swartman

Swartman (1967) a établi deux formules qui permettant d'estimer l'irradiation globale sur le plan horizontal. Ces deux relations sont données par [25] :

$$H_g = 11.6 * 490 * \left(\frac{S}{12}\right)^{0.357} * (HR)^{-0.262} \quad 2.2$$

$$H_g = 11.6 * 460 * \exp\left(0.607 * \left(\frac{S}{12} - HR\right)\right) \quad 2.3$$

Où HR est l'humidité relative [%].

2.2.1.3 Modèle de sabbagh

Sabbagh et al (1976) ont développé deux relations empiriques pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal. Ces relations sont de la forme [26] :

$$H_g = 18.1 * k * \exp\left(\varphi \left(\frac{S}{12}\right) - \left(\frac{HR}{100}\right)^{\left(\frac{1}{3}\right)} - \left(\frac{1}{T_{max}}\right)\right) \quad 2.4$$

$$H_g = 18.4(419.391 * S - 292.73 * HR + 330.71) \quad 2.5$$

Avec

φ Latitude du lieu en radian.

$$k = 100 \left(n * S_0 + \psi_{ij} \cos(\varphi) \right), \quad n = \frac{1}{(1 + 0.1\varphi)}$$

T_{max} Température moyenne maximale du mois considérée [°C].

$\psi_{i,j}$ Facteur climatique.

2.2.1.4 Modèle de sayigh

Le modèle développé par sayigh et al (1977), pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal est exprimé par l'équation suivante [27] :

$$H_g = 11.6 * k * N * \exp \left[\varphi \left(\frac{S}{S_0} \right) - HR - \frac{1}{T_{\max}} \right] \quad 2.6$$

Avec

$$N = 1.7 - 0.458\varphi$$

2.2.1.5 Modèle de garg

Garg et al (1983) ont développé une équation multilinéaire pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal sous la forme suivante [28] :

$$H_g = H_0 \left(0.14 + 0.4 \left(\frac{S}{S_0} \right) - 0.0055 H_a \right) \quad 2.7$$

Avec

H_a Humidité absolue [$\text{g}_{\text{eau}}/\text{kg}_{\text{air sec}}$].

H_0 Moyenne mensuelle par jour de l'irradiation hors atmosphère [$\text{MJ}/\text{m}^2\text{Jour}$].

S_0 Durée du jour théorique en heure.

2.2.1.6 Modèle hussain

Hussain (1984) a proposé un modèle qui estime l'irradiation globale sur le plan horizontal. Cette expression est donnée comme suit [29] :

$$H_g = H_0 \left(0.394 + 0.364 \left(\frac{S}{S_0} \right) - 0.0035 H_a \right) \quad 2.8$$

2.2.1.7 Modèle de coppolino

Le modèle proposé par (coppolino, 1990), pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan horizontal est [6] :

$$H_g = 7.8 * S^{0.5} (\sin(h))^{1.15} \quad 2.9$$

H_g Moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale [MJ/m²Jour].

S Durée d'ensoleillement (l'insolation) le 15^{ème} jour du mois en heure.

h Hauteur du soleil à midi le 15^{ème} jour du mois [degré].

2.2.1.8 Modèle de yaiche

Yaiche et al (2016) ont développé un modèle qui permet d'estimer l'irradiation globale sur le plan horizontal [15] :

$$H_g = (1 - C_n)(H_{hcc} - H_{hcouv}) + H_{hcouv} \quad 2.10$$

Avec

H_{hcc} L'irradiation globale sur le plan horizontal, cas d'un ciel variable [MJ/m²Jour].

H_{hcouv} L'irradiation globale sur le plan horizontal, cas d'un ciel clair [MJ/m²Jour].

C_n Taux nuageux.

2.2.2 TEMPERATURE AMBIANTE

Température ambiante est une variable aléatoire. Son influence sur les performances des systèmes thermiques solaires est importante. Nous allons citer quelques formules développées dans la littérature.

2.2.2.1 Modèle de lazzarin

Lazzarin (1981) considère que l'évolution de la température au cours de la journée peut être divisée en deux parties. Une partie croissante et une partie décroissante.

La partie croissante qui s'écrit comme suit [43,122] :

$$T_a = \frac{\bar{T}_{a\max} + \bar{T}_{a\min}}{2} - \frac{\bar{T}_{a\max} - \bar{T}_{a\min}}{2} \cos \left[\frac{\pi(t - t_{01})}{t_{\max} - t_{01}} \right] \quad 2.11$$

La partie décroissante s'écrit comme suit :

$$T_a = T_2 + (\bar{T}_{a\max} - T_2) \cos \left[\frac{\pi(t - t_{\max})}{t_{02} - t_{\max}} \right] \quad 2.12$$

Avec

$$T_2 = \bar{T}_a \frac{24}{t_{02} - t_{\max}} - \frac{\bar{T}_{a\max} + \bar{T}_{a\min}}{2} \frac{t_{\max} - t_{01}}{t_{02} - t_{\max}} \quad 2.13$$

Où

t_{01} Correspond à l'heure du levé de soleil pour le jour, j [heure].

t_{\max} Correspond à l'heure la plus chaude de la journée (en générale on considère que c'est 14 heures) [heure].

t_{02} Correspond à l'heure du levé de soleil pour le jour, j+1 [heure].

2.2.2.2 Modèle d'idliman

Idliman et al (1990) ont proposé un modèle pour calculer la température ambiante. Le modèle est basé sur la température maximale et minimale journalière [123] :

$$T_a = T_1 + T_2 \cos \left[(14 - T_{sv}) \frac{\pi}{12} \right] + 273.15 \quad 2.14$$

Avec

$$T_1 = \frac{(T_{a\max} + T_{a\min})}{2}, \quad T_2 = T_{a\max} - T_{a\min} \quad 2.15$$

Où

T_{amax} , T_{amin} sont des températures ambiantes maximale et minimale au cours d'une journée [°C].

T_{SV} Temps solaire vrai [heure].

2.2.2.3 Modèle saadaoui

Saadaoui (2006) propose un modèle sinusoïdale de la température ambiante de l'air qui est donné par [124, 125] :

$$T_a = \frac{T_{amax} + T_{amin}}{2} + \frac{T_{amax} - T_{amin}}{2} \sin\left(\pi \frac{t-1}{12}\right) \quad 2.16$$

2.2.2.4 Modèle de hakem

Hakem et al (2014) ont proposé un modèle permettant la reconstitution de la température ambiante à l'échelle du jour. La figure (2.1) représente l'évolution de la température au cours d'une journée. Les données sont divisées en deux parties et modélisée par deux fonctions, le point d'inflexion se situe au niveau de l'heure correspondant à la température moyenne [126, 127].

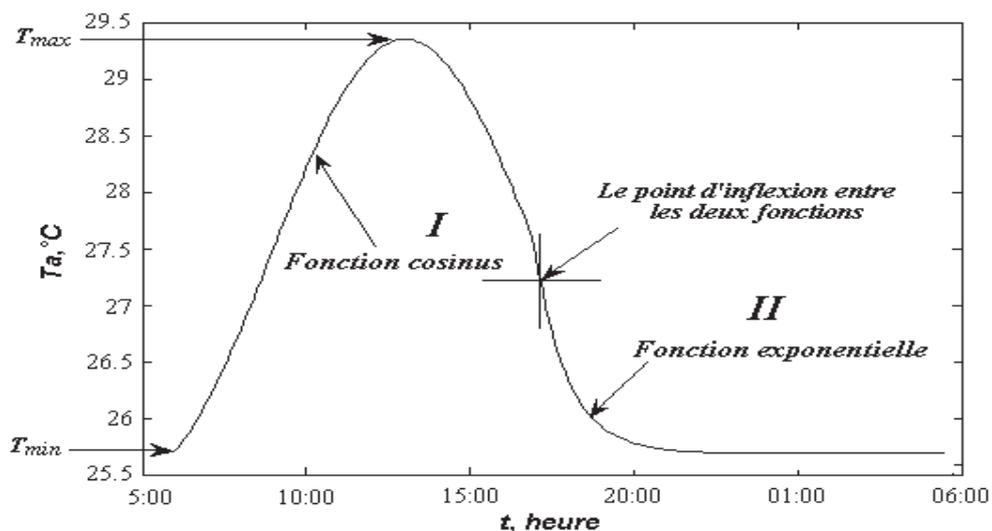


Figure 2.1 Modélisation de la température ambiante par deux fonctions, [126, 127].

Une première fonction cosinus pour l'intervalle de temps compris entre 6h et 18h, sous la forme :

$$T_a(t) = a \cos(p_1 t + p_2) \quad 2.17$$

Où

a , p_1 et p_2 sont respectivement, l'amplitude, la période et le déphasage.

Les coefficients p_1 , p_2 et a sont estimés en utilisant la méthode non linéaire des moindres carrées.

Une deuxième partie ajustée par une fonction exponentielle pour l'intervalle de temps allant de 18h à 6h du matin, qui s'écrit :

$$T(t) = C \left(1 - \exp \left(- \left(\frac{t_0 - t(i)}{b} \right) \right) \right) \quad 2.18$$

t_0 Temps correspondant au point d'inflexion [heure].

$t(i)$ Temps correspondant à l'instant i [heures].

2.3 METHODE DE L'UTILISABILITE APPLIQUEE AU CAPTEUR SOLAIRE PLAN

Dans cette partie, la méthode de l'utilisabilité a été développée pour le cas du capteur solaire plan.

2.3.1 Echelle horaire

L'énergie utile récupérée par le capteur solaire plan en régime permanent est fonction des paramètres de conception du capteur et les conditions météorologiques, comme le montre la formule suivante [128] :

$$Q_u = A_c \left(I_T F_R (\tau \alpha) - F_R U_L (T_e - T_a) \right) \quad 2.19$$

Où

Q_u L'énergie utile du capteur solaire plan [W].

A_c Surface du capteur [m^2].

I_T Eclairement solaire incident sur une surface du capteur [W/m^2].

$F_R(\tau\alpha)$ Rendement optique et $F_R U_L$ Coefficient de perte global du capteur solaire plan.

T_e Température d'entrée du fluide caloporteur [$^{\circ}C$].

T_a Température ambiante [$^{\circ}C$].

Les paramètres du capteur, $F_R(\tau\alpha)$ et $F_R U_L$, sont données par le fabricant, ils dépendent des caractéristiques optiques et physiques des matériaux du capteur solaire.

Cependant, l'énergie utile et produite, lorsque l'éclairement solaire dépasse le niveau critique déterminé pour une énergie utile Q_u égale à zéro. La valeur I_c est donné par :

$$I_c = \frac{F_R U_L (T_e - T_a)}{F_R(\tau\alpha)} \quad 2.20$$

En utilisant l'équation (2.20), l'énergie utile récupérée peut être exprimée en fonction de l'éclairement critique comme suit :

$$Q_u = A_c F_R(\tau\alpha) (I_T - I_c)^+ \quad 2.21$$

Le signe plus dans l'équation (2.21) indique que seules les valeurs positives de $(I_T - I_c)$ sont prises en compte.

L'utilisabilité ϕ est définie comme la fraction du rayonnement horaire moyen à long terme supérieur au niveau critique I_c , tel que :

$$\phi = \frac{1}{N} \sum \frac{(I_T - I_c)^+}{I_T} \quad 2.22$$

2.3.2 Echelle journalière

La méthode citée au dessus peut être utilisée lorsque les données mesurées sont disponible. Cependant, en l'absence des données, Klein (1978) [3] a développé une méthode pour estimer la moyenne mensuelle de l'utilisabilité journalière, donné par :

$$\bar{\phi} = \exp \left[\left(A + B \left(\frac{R_n}{R} \right) \right) (X_c + CX_c^2) \right] \quad 2.23$$

Les constantes A , B et C dépendent de l'indice de clarté k_t . Elles sont calculées comme suit :

$$A = 2.943 - 9.271\bar{k}_t + 4.031\bar{k}_t^2 \quad 2.24$$

$$B = -4.345 + 8.854\bar{k}_t - 3.602\bar{k}_t^2 \quad 2.25$$

$$C = -0.170 - 0.306\bar{k}_t + 2.936\bar{k}_t^2 \quad 2.26$$

\bar{R} Est le rapport de conversion de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière sur le plan incliné, tel que :

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \left(\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad 2.27$$

\bar{R}_b Étant le rapport de conversion de l'irradiation journalière directe sur le plan horizontal à l'irradiation journalière directe sur le plan incliné, donné par :

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin \varphi \sin \delta} \quad 2.28$$

Le rapport de conversion de l'irradiation journalière sur le plan horizontal à l'irradiation journalière sur le plan incliné à midi est donné par :

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{d,n}}{r_{T,n}} \left(\frac{H_d}{H}\right)\right) R_{b,n} + \frac{r_{d,n}}{r_{T,n}} \left(\frac{H_d}{H}\right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad 2.29$$

Où

$r_{d,n}$, $r_{T,n}$ et $R_{b,n}$ sont données par les formules suivantes :

$$r_{d,n} = \left(\frac{\pi}{24}\right) \left(\frac{1 - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \cos \omega_s} \right) \quad 2.30$$

$$r_{T,n} = r_{d,n} [1.07 + 0.025 \sin(\omega_s - 60)] \quad 2.31$$

$$R_{b,n} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta} \quad 2.32$$

Par ailleurs, le seuil critique est donné par :

$$X_c = \frac{I_c}{r_{T,n} R_n H_T} \quad 2.33$$

L'énergie utile mensuelle produite par le capteur solaire est alors définie comme suit :

$$\overline{Q}_u = A_c F_R (\overline{\tau \alpha}) \overline{\phi} \overline{H_T} N \quad 2.34$$

$F_R(\overline{\tau \alpha})$ est exprimé par la formule suivante :

$$F_R(\overline{\tau\alpha}) = F_R(\tau\alpha)_n \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} \quad 2.35$$

$F_R(\tau\alpha)_n$ est donné par le constructeur et $\frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n}$ peut être calculé en utilisant le facteur correctif $k_{\tau\alpha}$ qui tient compte la variation du rendement en fonction de l'angle d'incidence pour une journée donnée. L'expression de $k_{\tau\alpha}$ peut être estimée théoriquement [128] ou déterminée expérimentalement. Pour les capteurs solaires plans Souka et Safwat (1966) [129] donnent :

$$k_{\tau\alpha} = \frac{(\tau\alpha)_\theta}{(\tau\alpha)_n} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad 2.36$$

Avec

θ Angle d'incidence.

b_0 Coefficient qui dépend de la qualité du verre et de son épaisseur.

Le rapport $\frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n}$ est donné par :

$$\frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} = \frac{\overline{R}_b}{\overline{R}} \left(1 - \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} \right) \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} + \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2\overline{R}} \right) \frac{(\tau\alpha)_{dc}}{(\tau\alpha)_n} + \rho_s \left(\frac{1 - \cos \beta}{2\overline{R}} \right) \frac{(\tau\alpha)_{ds}}{(\tau\alpha)_n} \quad 2.37$$

Les angles équivalent dépendent des composantes (diffus ciel, diffus sol et directe) sont données comme suit :

Pour le diffus ciel

$$\theta_{e,dc} = 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \quad 2.38$$

Pour le diffus sol

$$\theta_{e,ds} = 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \quad 2.39$$

Pour le direct

$$\theta_{e,b} = a \cos \left[\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \right] \quad 2.40$$

2.4 ANALYSE EXERGETIQUE APPLIQUEE AU CYLINDRO – PARABOLIQUE

Dans cette partie, l'analyse exergetique a été développée pour le cas d'un cylindro – parabolique.

2.4.1 L'analyse énergétique

L'énergie utile Q_u , gagnée par le collecteur, peut être calculée à partir de l'équation suivante [79-80, 82] :

$$\dot{Q}_u = \dot{m} c_p (T_{out} - T_{in}) \quad 2.41$$

L'énergie utile peut être aussi calculée en examinant le transfert de chaleur entre le tube absorbeur et la température du fluide de travail. Le mécanisme de transfert de chaleur est la convection qui est modélisée en utilisant le coefficient de transfert de chaleur \bar{h}_{fluide} , comme l'indique l'équation (2.42) :

$$\dot{Q}_u = \bar{h}_{fluide} A_{abs,i} (\bar{T}_{abs,i} - \bar{T}_{fluide}) \quad 2.42$$

La température moyenne du fluide est calculée comme la moyenne entre la température d'entrée et la température de sortie. Cette température est utilisée pour déterminer les propriétés du fluide de travail [82].

$$\bar{T}_{fluide} = \frac{T_{out} + T_{in}}{2} \quad 2.43$$

Le coefficient de transfert de chaleur peut être estimé en utilisant le nombre de Nusselt qui est défini comme suit :

$$Nu_{fluide} = \frac{\bar{h}_{fluide} D_{abs,i}}{\lambda_{fluide}} \quad 2.44$$

Pour un régime turbulent, le nombre de Nusselt peut être calculé en utilisant l'équation de Dittus – Boelter [130] :

$$Nu_{fluide} = 0.023.Re_{fluide}^{0.8} . Pr_{fluide}^{0.4} \quad 2.45$$

Le nombre de Reynolds Re et le nombre de Prandtl Pr sont définis par les équations (2.46) et (2.47) :

$$Re_{fluide} = \frac{4 \dot{m}}{\pi D_{abs,i} \mu_{fluide}} \quad 2.46$$

$$Pr_{fluide} = \frac{\mu_{fluide} c_{p,fluide}}{\lambda_{fluide}} \quad 2.47$$

Le modèle thermique développé est basé sur le bilan énergétique du tube absorbeur égale à la somme de l'énergie utile et les pertes thermiques, comme l'indique l'équation ci – dessous :

$$Q_{abs} = Q_u + Q_p \quad 2.48$$

Les pertes thermiques du collecteur peuvent être calculées en examinant le mécanisme de transfert de chaleur entre le tube absorbeur et le tube en verre. A cause du vide entre le tube absorbeur et la tube en verre (niveau de pression de quelques Pascal), le phénomène de convection est négligé, et seulement les pertes thermiques par rayonnement sont prises en considération, [79- 80, 82].

Le flux radiatif entre l'absorbeur et le tube en verre, est donné par l'équation suivante :

$$Q_{r(abs,v)} = \frac{A_{abs,e} \sigma (T_{abs}^4 - T_v^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \frac{1 - \varepsilon_v}{\varepsilon_v} \left(\frac{A_{abs,e}}{A_{v,i}} \right)} \quad 2.49$$

En régime permanent, les pertes thermiques de l'absorbeur vers la couverture sont égales aux pertes thermiques de la couverture vers l'environnement. Ces pertes thermiques, comprennent les pertes par rayonnement et par convection, comme indiqué dans l'équation suivante [79-80, 82] :

$$Q_p = A_{v,e} h_{air} (T_v - T_{amb}) + A_{v,e} \sigma \varepsilon_v (T_v^4 - T_c^4) \quad 2.50$$

La température du ciel peut être estimée par l'équation suivante [131] :

$$T_c = 0.0553 T_{amb}^{1.5} \quad 2.51$$

Le coefficient de transfert thermique par convection entre le tube en verre et l'air ambiant est calculé en utilisant une équation de la littérature ou le nombre de Nusselt est donné par, [132] :

$$Nu_{air} = 0.193 \cdot Re_{air}^{0.618} \cdot Pr_{air}^{0.33} \quad 2.52$$

Les propriétés de l'air sont calculées en fonction de la température moyenne entre le tube en verre et la température ambiante ($T_{v,amb}$), comme le montre l'équation suivante, [132] :

$$T_{v,amb} = \frac{T_v + T_{amb}}{2} \quad 2.53$$

Une méthode plus simplifiée qui résume la méthode citée au dessus pour estimer les pertes thermiques du collecteur cylindro – parabolique de type Euro Tough composé d'un récepteur de type Scott PTR-70.

Les pertes thermiques d'un récepteur dépendent de la différence entre la température moyenne du fluide caloporteur et la température ambiante. Des expériences sont faites pour un récepteur solaire de type Scott PTR-70. Les pertes thermiques, sont généralement exprimées par une équation où les coefficients utilisés sont obtenus expérimentalement à travers des tests en laboratoires, est donné comme suit [133] :

$$Q_p = 4.217\Delta T + 1.407 \cdot 10^{-7} \Delta T^4 \quad 2.54$$

Où ΔT est la différence entre la température moyenne du fluide caloporteur et la température ambiante.

La figure ci – jointe représente les pertes thermiques expérimentales d'un récepteur de type Scott PTR-70 en absence du vent et pour une température ambiante de 25°C.

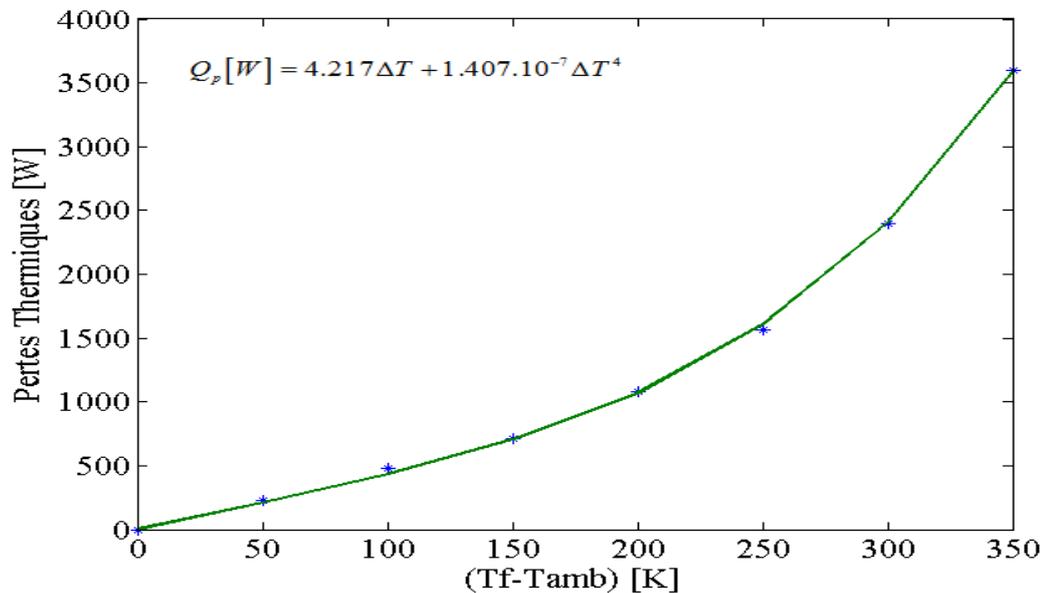


Figure 2.2 Les pertes thermiques estimées par rapport à longueur du tube absorbeur de type Scott PRT-70.

2.4.2 Rendement thermique

Le rendement thermique (η_{th}) du collecteur solaire est égal au rapport entre la puissance utile et la puissance solaire disponible :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_s} \quad 2.55$$

Où \dot{Q}_s la puissance disponible [W].

2.5 L'ANALYSE EXERGETIQUE

L'analyse exergetique est un outil d'ingénierie simple et efficace, qui fournit une image précise des performances énergétique des différents systèmes aux quels elle est appliquée.

L'exergie thermique E_{xtherm} , pour les systèmes solaires, est due à la différence entre la température de la source chaude et la température de la source froide et est donnée par, [134] :

$$E_{xtherm} = C(T_c - T_{amb})\theta \quad 2.56$$

Avec

$\theta = 1 - \frac{T_{amb}}{T_c}$ paramètre sans dimension appelé facteur de CARNOT car son expression est identique à celle du rendement (de CARNOT) d'une machine thermique idéal fonctionnant entre T_{amb} et T_c .

Si la quantité de matière que libère cette exergie est à la température constante T_c , et que la quantité de chaleur qu'elle échange avec le milieu extérieur est notée Q , l'exergie correspondante s'écrira, sous la forme la plus usuelle $E_{xtherm} = Q.\theta$. Le facteur de CARNOT représente ainsi la fraction exergetique de la quantité de chaleur Q . Plus cette fraction est élevée, (par ce que la température T_c , l'est), et plus la quantité de chaleur échangée sera riche en exergie c'est-à-dire potentiellement convertible en travail, [134].

2.5.1 Exergie solaire

Le taux d'exergie de l'énergie solaire est une question très discutée, car le soleil est un réservoir radiatif et non thermique, comme les réservoirs habituels. Pour cette raison, plus de paramètres devront être pris en considération afin de déterminer son taux d'exergie. Le modèle le plus accepté est basé sur la théorie de Petela [135] qui est présenté par l'équation suivant :

$$E_s = Q_s \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{T_{amb}}{T_{soleil}} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{T_{amb}}{T_{soleil}} \right)^4 \right] \quad 2.57$$

La température du soleil qui est utilisée dans cette équation est d'environ de 5770 K [136].

L'énergie disponible sur l'ouverture du capteur Q_s est calculée comme le produit de la surface de l'ouverture (A_a) et de l'éclairement solaire direct normal (I_b), comme présenté ci-dessous, [79-80, 82] :

$$Q_s = A_a \cdot I_b \quad 2.58$$

Selon la préface de Perrin Brichambaut, Capderou (1987), [32] propose un modèle pour estimer les composantes de l'éclairement incident sur le plan horizontal.

L'éclairement diffus sur le plan horizontal, est donné par :

$$I_d = B(\sinh)^{0.4} \quad 2.59$$

L'éclairement global sur le plan horizontal, est exprimé par :

$$I_g = D(\sinh)^{1.22} \quad 2.60$$

Les coefficients D et B dépendent la qualité du ciel et donné dans le tableau suivant :

Tableau 2.1 Coefficients D , B dépendent de la qualité du ciel.

Ciel	B (W/m ²)	D (W/m ²)
Très pur	87	1150
Moyen	125	1080
Pollué	187	990

L'éclairement direct sur le plan horizontal, est égal à la différence entre le global et le diffus et est donné par :

$$I_{bh} = I_g - I_d \quad 2.61$$

L'éclairement direct normal, est donné par :

$$I_b = \frac{(I_g - I_d)}{\sin h} \quad 2.62$$

Où h est l'angle de la hauteur du soleil situé entre la direction du soleil et le plan horizontal.

2.6 EXERGIE UTILE

La production d'exergie utile peut être calculée selon l'équation suivante, [79-80, 82] :

$$\dot{E}_u = \dot{Q}_u - \dot{m} c_p T_{amb} \ln \left[\frac{T_{out}}{T_{in}} \right] - \dot{m} T_{amb} \frac{\Delta P}{\rho_{fluide} T_{jm}} \quad 2.63$$

L'équation (2.63) peut être appliquée aux fluides de travail liquides et gazeux. En particulier pour les liquides, le dernier terme de la perte de charge (ΔP) est généralement faible et peut être négligé.

2.6.1 Estimation de l'énergie solaire absorbée

L'énergie Q_{abs} absorbée par le tube absorbeur est donné par, [79-80, 82] :

$$Q_{abs} = Q_s \cdot \eta_{opt} \quad 2.64$$

Les pertes optiques sont exprimées par le rendement optique (η_{opt}). On précise que, la réflectivité du concentrateur (ρ), le facteur d'interception (γ), la transmittivité du tube en verre (τ), l'absorptivité (α), ainsi que l'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ sont utilisés dans la définition du rendement optique, [132] :

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \cdot K(\theta) \quad 2.65$$

Où

ρ Réflectivité du concentrateur.

γ Facteur d'interception.

α Absorptivité du tube absorbeur.

τ Transmittivité du tube en verre.

$K(\theta)$ Angle d'incidence modifié.

2.6.2 Angle d'incidence modifié

L'angle d'incidence modifié $K(\theta)$ et fonction de l'angle d'incidence θ et est généralement présenté par un modèle polynomiale, où les coefficients utilisés sont déterminés expérimentalement à travers des tests en laboratoire.

Dans la littérature plusieurs expressions permettent l'évaluation de ce paramètre où chaque expression est spécifique à un type prédéfini de CCP, [137, 138]. Le tableau (2.2) représente les caractéristiques de quelques capteurs cylindro – paraboliques [139].

Le tableau (2.3) montre les différents angles d'incidence modifié selon le type de CCP, [140].

Tableau 2.2 Caractéristiques de quelques capteurs cylindro – paraboliques, [139].

Type de collecteur	LS- 2	LS-3	IST	Euro Trough
Structure	Tube de torsion	Charpente métallique triangulée V	Cadre de l'espace	Boite de torsion
Largeur d'ouverture (m)	5	5.76	2.3	5.76
Distance focale (m)	1.49	1.71	0.76	1.71
Longueur totale du capteur (m)	49	99	49	100-150
Longueur du module (m)	8	12	6.1	12
Diamètre du tube absorbeur (m)	0.07	0.07	0.04	0.07
Rendement optique maximum (%)	76	80	78	80

Tableau 2.3 Angle d'incidence modifié selon le type de CCP, [140].

Types de Cylindro – Paraboliques	Angle d'incidence modifié $K(\theta)$
LS – 2	$1 + 0.000884 \frac{\theta}{\cos \theta} - 0.00005369 \frac{\theta^2}{\cos \theta}$
LS – 3	$1 - 2.2307 \cdot 10^{-4} \theta - 1.1 \cdot 10^{-4} \theta^2 + 3.18596 \cdot 10^{-6} \theta^3 - 4.85509 \cdot 10^{-8} \theta^4$
IST	$1 + 0.0003178 \frac{\theta}{\cos \theta} - 0.00005369 \frac{\theta^2}{\cos \theta}$
Euro Trough	$1 - 5.25097 \cdot 10^{-4} \frac{\theta}{\cos \theta} - 2.859621 \cdot 10^{-5} \frac{\theta^2}{\cos \theta}$

Dans notre cas d'étude, nous avons utilisé le capteur de type Euro Trough dont l'angle d'incidence modifié est exprimé par, [140] :

$$K(\theta) = 1 - 5.25097 \cdot 10^{-4} \frac{\theta}{\cos \theta} - 2.859621 \cdot 10^{-5} \frac{\theta^2}{\cos \theta} \quad 2.66$$

L'angle d'incidence présente l'angle entre le rayonnement direct incident et la normale à la surface d'ouverture du concentrateur, pour un plan fixé quelconque le cosinus d'angle d'incidence est défini par la relation suivante, [137, 148] :

$$\cos \theta = \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \quad 2.67$$

Avec

δ Déclinaison du soleil [degré].

φ Latitude du lieu [degré].

ω Angle horaire [degré].

D'après Capderou le cosinus d'angle d'incidence est variable en fonction du mode de poursuite solaire, pour une poursuite totale du soleil (réglage continu) [37] :

$$\theta = 0 \Rightarrow \cos \theta = 1 \quad 2.68$$

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe de la terre avec inclinaison égale à la latitude du lieu (Est – Ouest polaire) :

$$\cos \theta = \cos \delta \quad 2.69$$

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Est – Ouest horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Nord – Sud :

$$\cos \theta = \sqrt{(\cos(\delta) \sin(\varphi) \cos(\omega) - \cos(\delta) \cos(\omega))^2} \quad 2.70$$

Dans le cas d'un suivi solaire suivant l'axe Nord – Sud horizontal, le tube récepteur du concentrateur est parallèle à l'axe Est – Ouest :

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2(\delta) \sin^2(\omega)} \quad 2.71$$

2.6.3 Réflectivité finale

Le calcul de la réflectivité finale est une équation complexe car de nombreux facteurs doivent être pris en compte, à l'exception de la réflectivité de

référence (ρ_0). L'équation (2.72) montre que la réflectivité finale (ρ) est un produit de plusieurs facteurs, qui représentent les différentes pertes optiques [132] :

$$\rho = \rho_0 \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \rho_3 \cdot \rho_4 \cdot \rho_5 \cdot \rho_6 \quad 2.72$$

ρ_0 Réflectivité de référence.

ρ_1 Effet d'ombrage.

ρ_2 Erreur de poursuite.

ρ_3 Erreur de la géométrie.

ρ_4 Qualité de la surface (miroir).

ρ_5 Qualité du récepteur.

ρ_6 Facteurs divers.

La qualité du récepteur est calculée par la formule suivante, [132] :

$$\rho_5 = \frac{\rho_4 + 1}{2} \quad 2.73$$

Les tableaux 2.3 et 2.4 représentent les propriétés optiques et géométriques de CCP de type Euro Trough, [80, 86, 141].

Tableau 2.4 Propriétés géométriques de CCP.

Paramètres	Symbole	Valeur	Unité
Longueur	L	12	m
Largeur de l'ouverture	W_a	5.76	m
Diamètre interne du tube absorbeur	D_{abi}	0.065	m
Diamètre externe du tube absorbeur	D_{abe}	0.07	m
Diamètre externe du tube en verre	D_{ex}	0.125	m

Tableau 2.5 Propriétés optiques de CCP.

Paramètres	Symbole	Valeur	Unité
Absorptivité du tube absorbeur	α	0.95	-
Transmittivité du tube en verre	τ	0.95	-
Facteur d'interception	γ	0.92	-
Réflectivité de référence	ρ_0	0.935	-
Effet d'ombrage	ρ_1	0.974	-
Erreur de poursuite	ρ_2	0.994	-
Erreur de la géométrie	ρ_3	0.980	-
Qualité de la surface (miroir)	ρ_4	0.980	-
Qualité du récepteur	ρ_5	0.990	-
Facteurs divers	ρ_6	0.960	-

2.6.4 Les pertes de charges

Le fonctionnement avec des fluides de travail gazeux est associé à des pertes de charge élevée, à cause de la faible densité des gaz, qui devra être prise en compte.

Les pertes de pression par rapport à la longueur du tube (ΔP) peuvent être calculées selon l'équation suivante, [82] :

$$\Delta P = f_r \frac{L}{D_{abs,i}} \left(\frac{1}{2} \rho_{fluide} u_{fluide}^2 \right) \quad 2.74$$

Le coefficient de frottement f_r , est calculé selon l'équation (2.75), pour un écoulement turbulent [130] :

$$f_r = \frac{1}{\left[0.79 \ln(\text{Re}_{fluide}) - 1.64 \right]^2} \quad 2.75$$

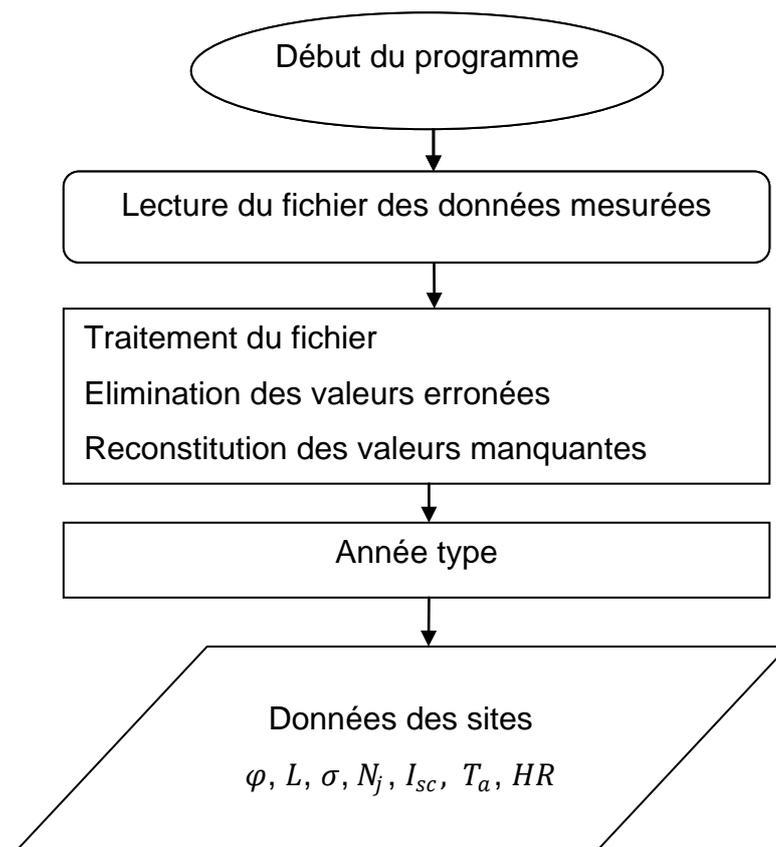
2.7 RENDEMENT EXERGETIQUE

Le rendement exergetique du collecteur solaire (η_{ex}) est définie comme le rapport entre l'exergie utile produite et l'exergie solaire disponible, comme l'indique l'équation suivante [79-80, 82] :

$$\eta_{ex} = \frac{E_u}{E_s} \quad 2.76$$

2.8 ORGANIGRAMME DE CALCUL

Les organigrammes permettent de résumer les méthodes utilisées pour estimer l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal, l'énergie utilisable d'un capteur solaire plan et le potentiel exergetique d'un cylindro – parabolique, pour les différentes zones climatiques de l'Algérie.



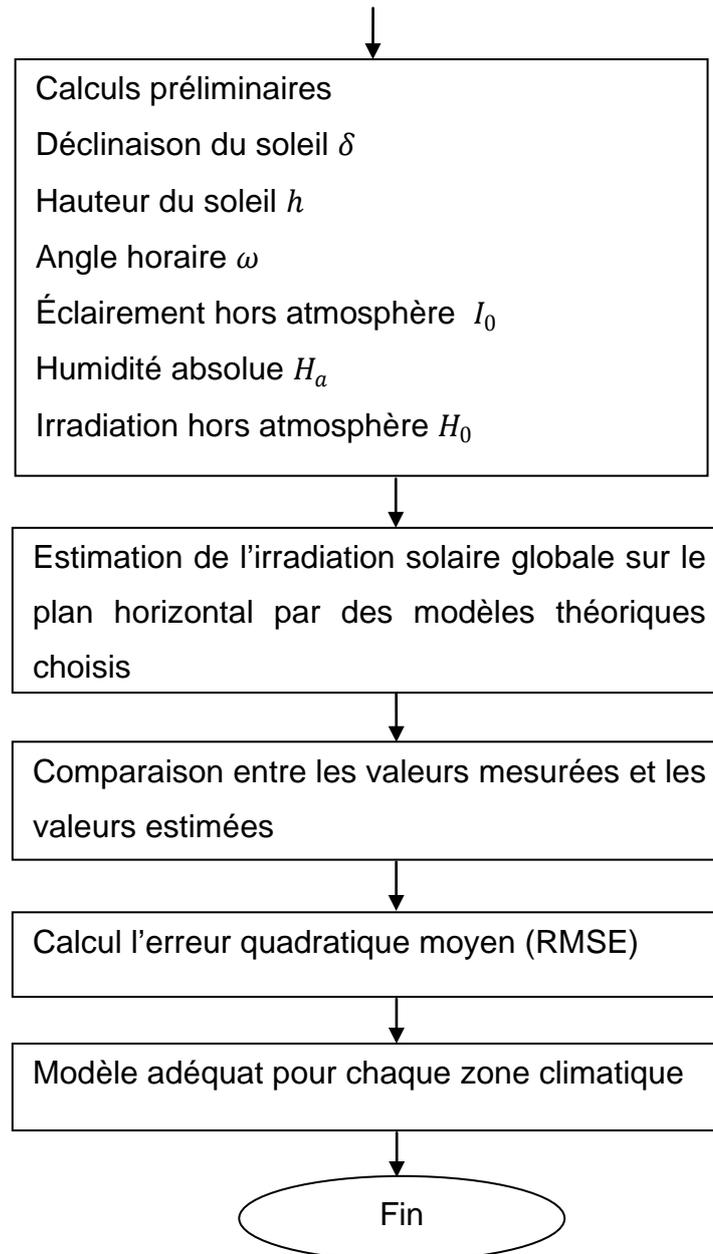
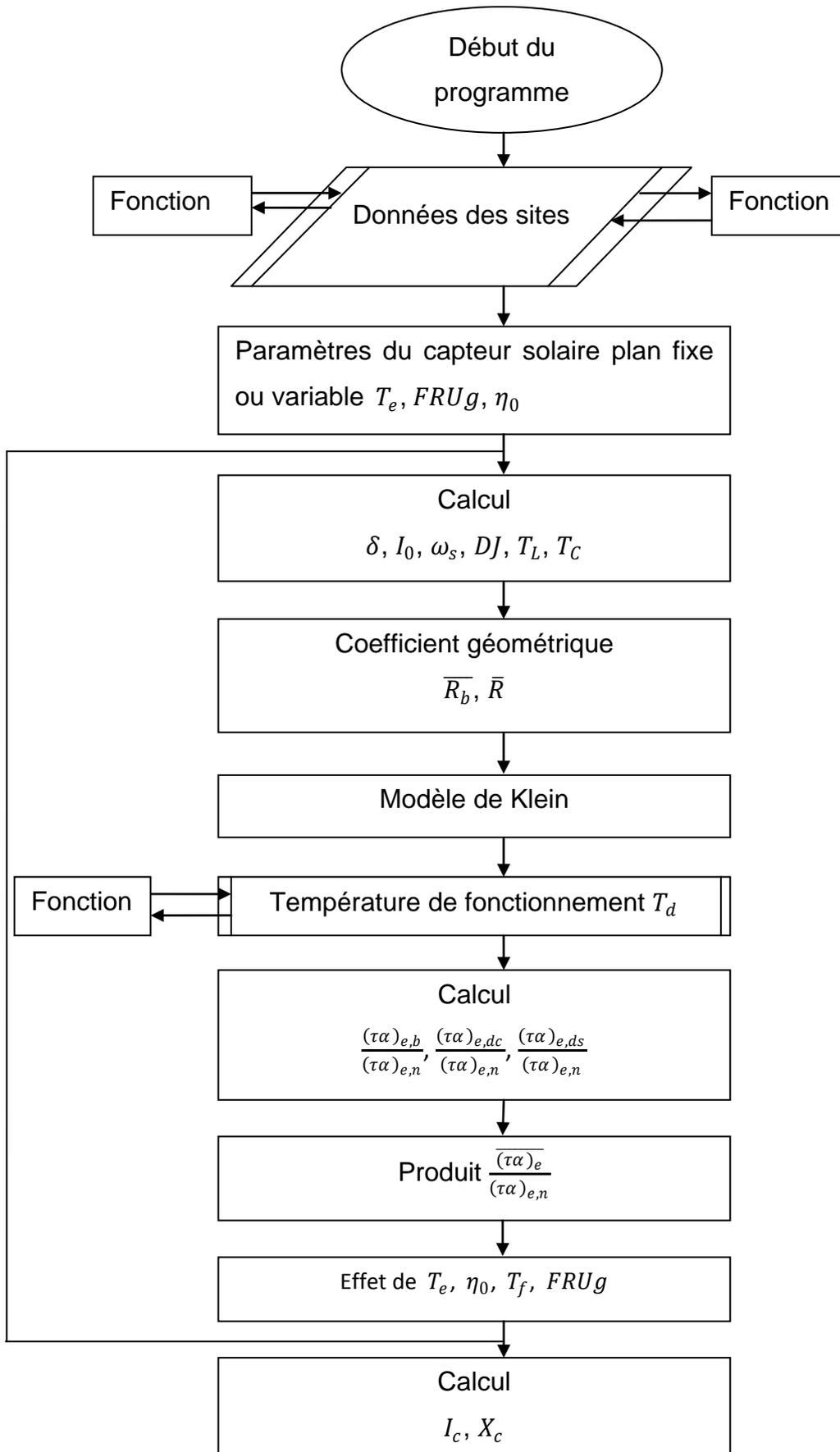


Figure 2.3 Organigramme du choix du modèle adéquat pour l'estimation de l'irradiation solaire par zone climatique.



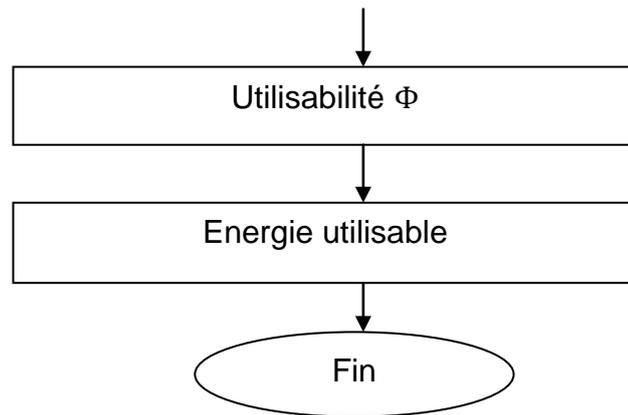
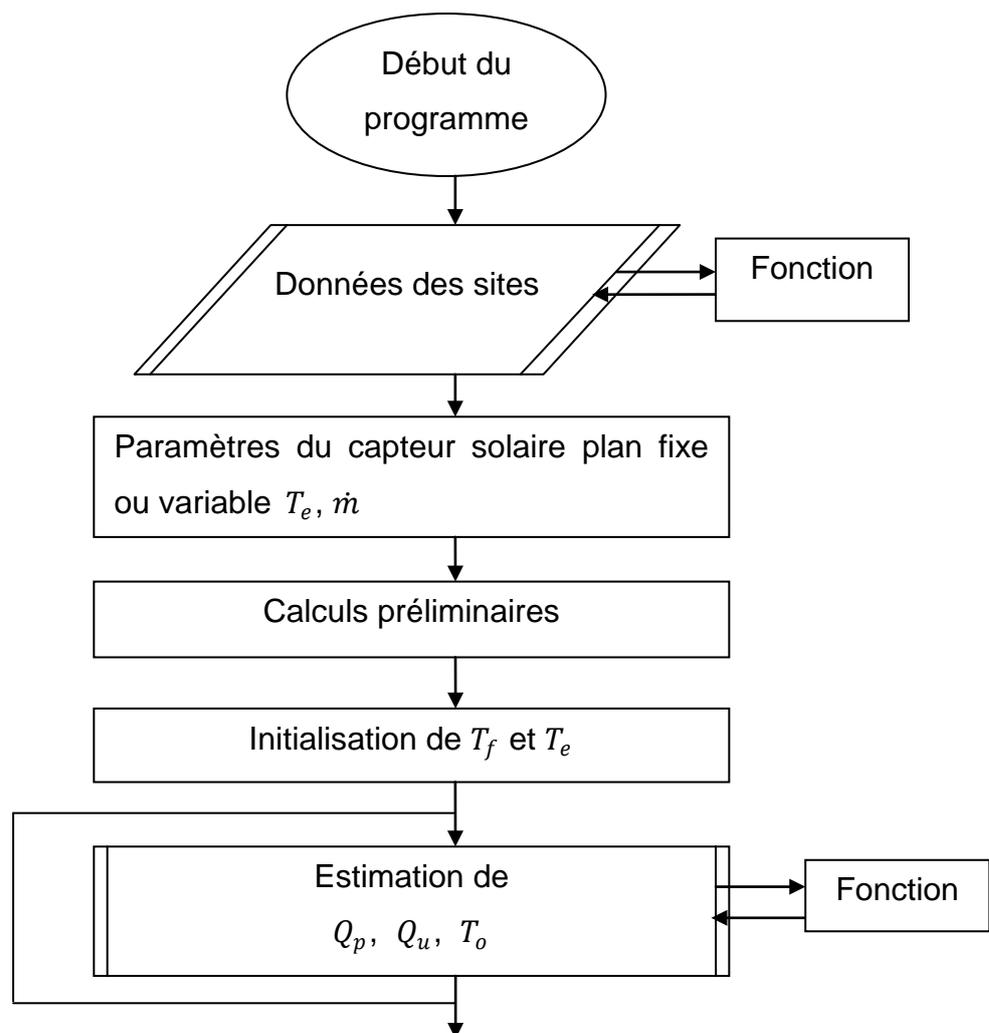


Figure 2.4 Organigramme de l'estimation de l'utilisabilité d'un capteur solaire plan.



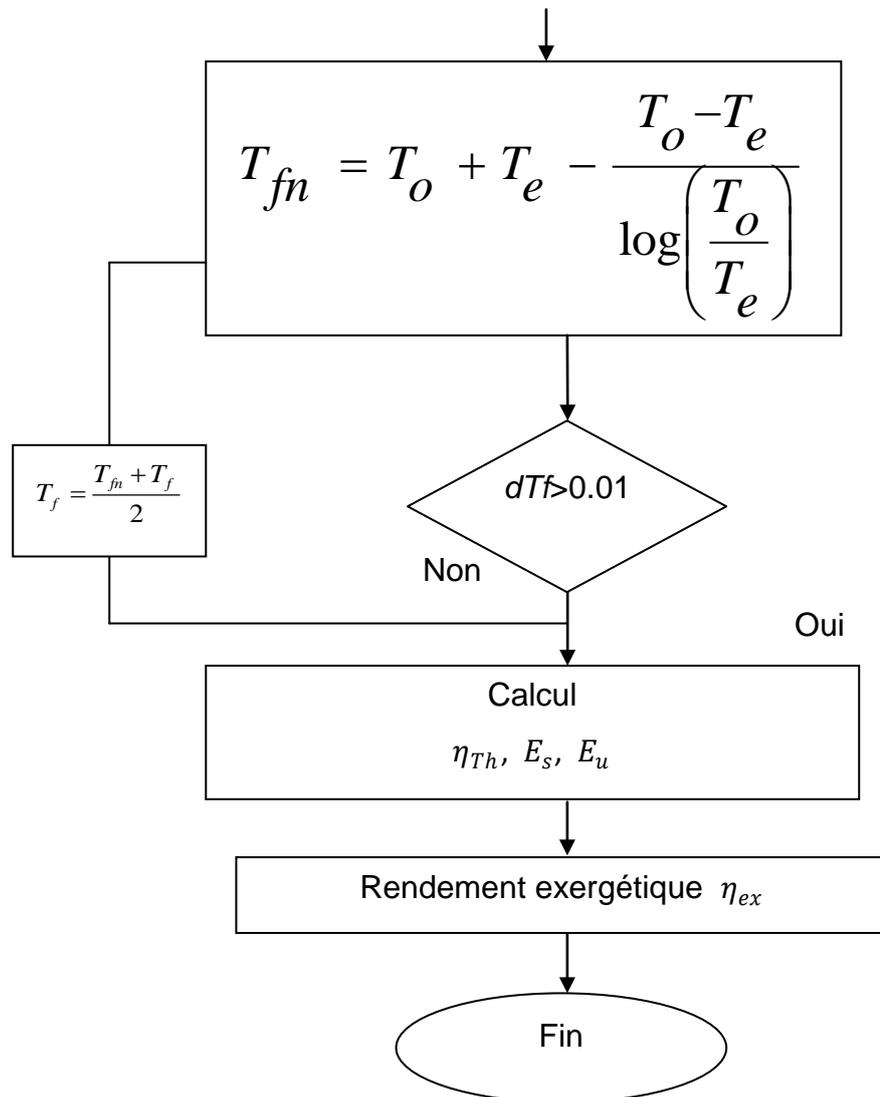


Figure 2.5 Organigramme de l'estimation du rendement exergetique d'un cylindro – parabolique.

2.9 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les modèles d'estimation du potentiel disponible, la température ambiante ainsi que, le concept de l'utilisabilité des capteurs solaires plans et l'analyse énergétique et exergetique des cylindro – paraboliques. Les équations décrivant le système en régime permanent ont été établies. La résolution numérique a été faite sous MATLAB en utilisant une méthode analytique et itérative.

Chapitre 3 : Modélisation du Potentiel Eolien

3.1 INTRODUCTION

Pour l'application de l'énergie éolienne, l'étape primordiale consiste à connaître localement la nature des vents à l'endroit où l'on souhaite implanter les machines (éoliennes). En premier lieu, les données du vent permettent de définir le potentiel du site ainsi que la nature des éoliennes à utiliser et leur répartition optimale. Ces données sont aussi fondamentales pour le fonctionnement de la machine (prévision a court terme) [142]. Le troisième chapitre sera consacré à l'estimation du potentiel disponible des sites et la présentation du modèle d'extrapolation utilisé pour déterminer le potentiel utile et utilisable d'une machine à une hauteur désirée.

3.2 DEGRADATION DE L'ENERGIE

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, Le potentiel énergétique disponible subit une succession de pertes (limite de Betz, les pertes de conversion et les pertes de seuil machine) jusqu'à arriver à la sortie de la machine, [103]. Donc seule partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, dite puissance utile est réellement obtenue en fin de parcours à la sortie de l'éolienne. Comme le montre la figure 3.1.



Figure 3.1 Dégradation de l'énergie avant l'utilisation.

3.3 PUISSANCE ENERGETIQUE EOLIEN

La puissance éolienne caractérise la quantité d'énergie disponible par unité de surface et de temps. Elle exprime la spécificité du site et s'écrit, [103, 104] :

$$P = \frac{1}{2} \rho \overline{V^3} \quad 3.1$$

Où

ρ Masse volumique de l'air égale en moyenne à 1.25 kg/m³.

$\overline{V^3}$ Vitesse cubique moyenne du vent [m³/s³].

3.4 ETUDE STATISTIQUE DE LA VITESSE DU VENT

La vitesse du vent est une variable aléatoire. Il est nécessaire d'utiliser des outils statistiques pour la description de ce phénomène non stationnaire. Plusieurs études ont été menées pour caractériser les variations de la vitesse des vents. La fonction de densité de probabilité des vitesses du vent d'un site peut être approchée par une caractéristique de Weibull ou hybride Weibull, car la distribution classique de Weibull est mal adaptée dans les régions où les fréquences des vitesses calmes sont supérieures ou égale à 15%.

3.4.1 Distribution de probabilité de Weibull

La distribution de Weibull est une distribution statistique qui dépend de deux paramètres: le facteur de forme k et le facteur d'échelle c .

La densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent [103, 116], s'écrit:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad 3.2$$

Avec

$f(V)$ Fréquences des vitesses seuils.

V Vitesse du vent [m/s].

3.4.2 Distribution de probabilité d'hybride Weibull

Sur des sites où les fréquences des vents calmes sont relativement élevées (plus ou égale à 15%) la distribution de Weibull n'est pas toujours adaptée. Pour cela, on définit une nouvelle densité de probabilité [103]:

$$f(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \text{ Pour } V > 0 \quad 3.3$$

$$f(V) = ff \quad \text{Pour } V = 0 \quad 3.4$$

3.5 VITESSE MOYENNE ET LA VITESSE CUBIQUE MOYENNE

La vitesse moyenne et cubique moyenne du vent est calculée à partir de l'intégrale du produit de la vitesse du vent et de la distribution de Weibull. S'écrit sous les formes suivantes :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad 3.5$$

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad 3.6$$

Le résultat de l'intégration de l'équation (3.2) et (3.3) est:

$$\bar{V} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad 3.7$$

$$\bar{V}^3 = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad 3.8$$

Où

Γ Représente la fonction gamma.

3.6 ESTIMATION DES PARAMETRES DE WEIBULL

Il existe plusieurs méthodes pour analyser les données statistiques du vent, afin de déterminer les paramètres de la distribution de Weibull (k et c). Les méthodes les plus utilisées que nous allons présenter sont la méthode du maximum de vraisemblance.

3.6.1 Méthode du maximum de vraisemblance

La méthode du maximum de vraisemblance c'est une méthode itérative permettant d'évaluer les paramètres de la distribution de Weibull (k et c) [143, 144].

Supposons que $(V_1, V_2, V_3, \dots, V_n)$ soit un échantillon aléatoire avec une fonction de densité de probabilité de la distribution de Weibull de la forme de l'équation (3.2). La fonction de vraisemblance de cet échantillon aléatoire est $L(k, c, V_1, V_2, V_3, \dots, V_n)$. S'écrire comme suit :

$$L(k, c, V_1, V_2, V_3, \dots, V_n) = \prod_{i=1}^N f(k, c, V_i) \quad 3.9$$

Puis on prend le logarithme :

$$\log L = \sum_{i=1}^N \log [f(V_i)] \quad 3.10$$

$$\log L = N[\log k - k \log c] + (k-1) \sum_{i=1}^N \log(V_i) - c^{-k} \sum_{i=1}^N (V_i)^k \quad 3.11$$

Pour N échantillon indépendants, le maximum de la fonction de vraisemblance est obtenu en résoudre le système des équations :

$$\frac{\partial \log L}{\partial k} = 0 \quad 3.12$$

$$\frac{\partial \log L}{\partial c} = 0 \quad 3.13$$

La solution de l'ensemble des équations (3.12) et (3.13) ci – dessus donne les formules pour estimer k et c qui sont illustrées ci – dessous

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \log V_i}{\sum_{i=1}^N V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \log V_i^k}{N} \right)^{-1} \quad 3.14$$

$$c = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i)^k \right]^{\frac{1}{k}} \quad 3.15$$

N Nombre total d'observations non nulles.

V_i Vitesse non nulle du vent à instant i .

Cette méthode est très utilisée mais elle a un inconvénient majeur qui est la nécessité d'utiliser des vitesses de vent non nulles. En effet, pour les sites où la probabilité d'avoir des vitesses de vent nulles est importante, cette méthode risque de donner des résultats peu réalistes.

3.7 EXTRAPOLATION VERTICALE DES PARAMETRES DE WEIBULL

Généralement les hauteurs des éoliennes sont supérieures à celle des anémomètres dans les stations météorologiques qui sont à 10 mètre du sol. Le dimensionnement de tout système éolien passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et ses variations au niveau de l'hélice, c'est pour cela que l'étude s'est orientée vers l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull qui déterminent le potentiel d'un site donné. Plusieurs formules empiriques ont été établies, elles sont toutes basées sur la théorie de similitude de Monin – Obukov (1954) [145], qui détermine le profil vertical du vent.

3.7.1 Modèle modifié d'extrapolation de Justus

L'expression de l'extrapolation des paramètres de Weibull donnée par [Mikhail et al, 1981] [146], s'écrit :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1}{1 - 0.0881 \ln \left(\frac{z_2}{z_1} \right)} \quad 3.16$$

$$\frac{c_2}{c_1} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad 3.17$$

L'exposant α est donné par :

$$\alpha = \frac{1}{\ln \left(\frac{z_g}{z_0} \right)} - 0.0881 \ln \left(\frac{c_1}{6} \right) \quad 3.18$$

Avec

z_0 : Rugosité du lieu.

z_g ; Hauteur géométrique est donnée par :

$$z_g = (z_1 * z_2)^{1/2} \quad 3.19$$

3.8 PUISSANCE RECUPERABLE (THEORIE DE BETZ)

La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, implique que l'énergie du vent n'a pas été complètement extraite. Ce phénomène dû à la limite de Betz, est caractérisé par un coefficient égal à 16/27, qui signifie que seule 59% de l'énergie cinétique du vent est récupérée [105, 111].

La puissance éolienne récupérable après le passage de la roue de l'aérogénérateur s'exprime par l'équation suivante :

$$P_{rec} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho \overline{V^3} \quad 3.20$$

3.9 ZONES DE FONCTIONNEMENT DE L'ÉOLIENNE

La caractéristique essentielle d'une éolienne est sa courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent. Il est noté que l'éolienne ne peut pas fonctionner pour n'importe quelle vitesse du vent. Il existe une vitesse minimale pour son démarrage et une vitesse maximale au – delà de laquelle la turbine risque de s'endommager. En fait, l'éolienne possède quatre zones de fonctionnement comme l'indique la figure (3.4), [147, 148].

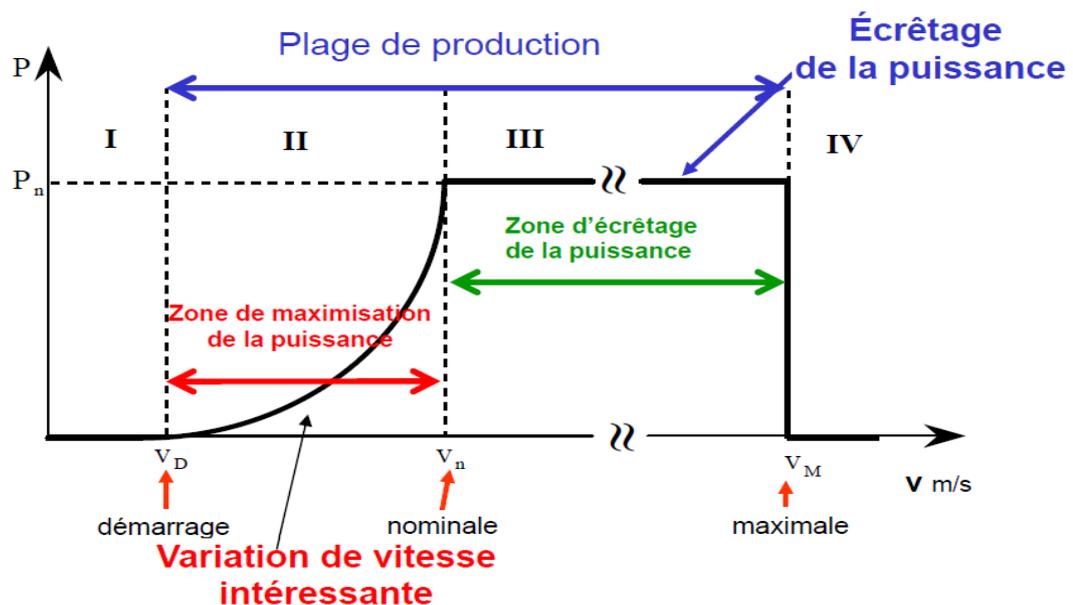


Figure 3.2 Courbe typique de puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent, [148].

Zone I : la vitesse est inférieure à la vitesse de démarrage, la turbine ne fonctionne pas.

Zone II : la vitesse du vent est comprise entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale, c'est la zone où l'on recherche à maximiser la récupération d'énergie du vent.

Zone III : à partir de la vitesse nominale, la puissance est maintenue constante avec des méthodes mécaniques de limitation de vitesse de la turbine.

Zone IV : au – delà d'une vitesse d'arrêt, il est dangereux de laisser l'éolienne en fonction. A cet effet, des systèmes de freinage mécaniques, souvent un frein à disque, sont activés pour arrêter complètement la machine.

La puissance utile est donnée par :

$$P_u = \begin{cases} 0 & V < V_i \\ \frac{1}{2}\rho V^3 & V_i \leq V \leq V_n \\ \frac{1}{2}\rho V_n^3 & V_n \leq V \leq V_s \\ 0 & V \geq V_s \end{cases} \quad 3.21$$

La vitesse cubique utile moyenne est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par fonction de probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine, à savoir :

$$\overline{V_u^3} = \int_{V_i}^{V_n} V^3 f(V) dV + V_n^3 \int_{V_n}^{V_s} f(V) dV \quad 3.22$$

Soit, après intégration et en utilisant la fonction gamma normalisée :

$$\overline{V_u^3} = \left[\Gamma_n \left[\left(\frac{V_n}{c} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right] - \Gamma_n \left[\left(\frac{V_i}{c} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right] \right] \overline{V^3} + V_n^3 \left[\exp \left[- \left(\frac{V_n}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{V_s}{c} \right)^k \right] \right] \quad 3.23$$

Avec

$$\Gamma_n(x, a) = \Gamma(x, a) / \Gamma(x) \quad 3.24$$

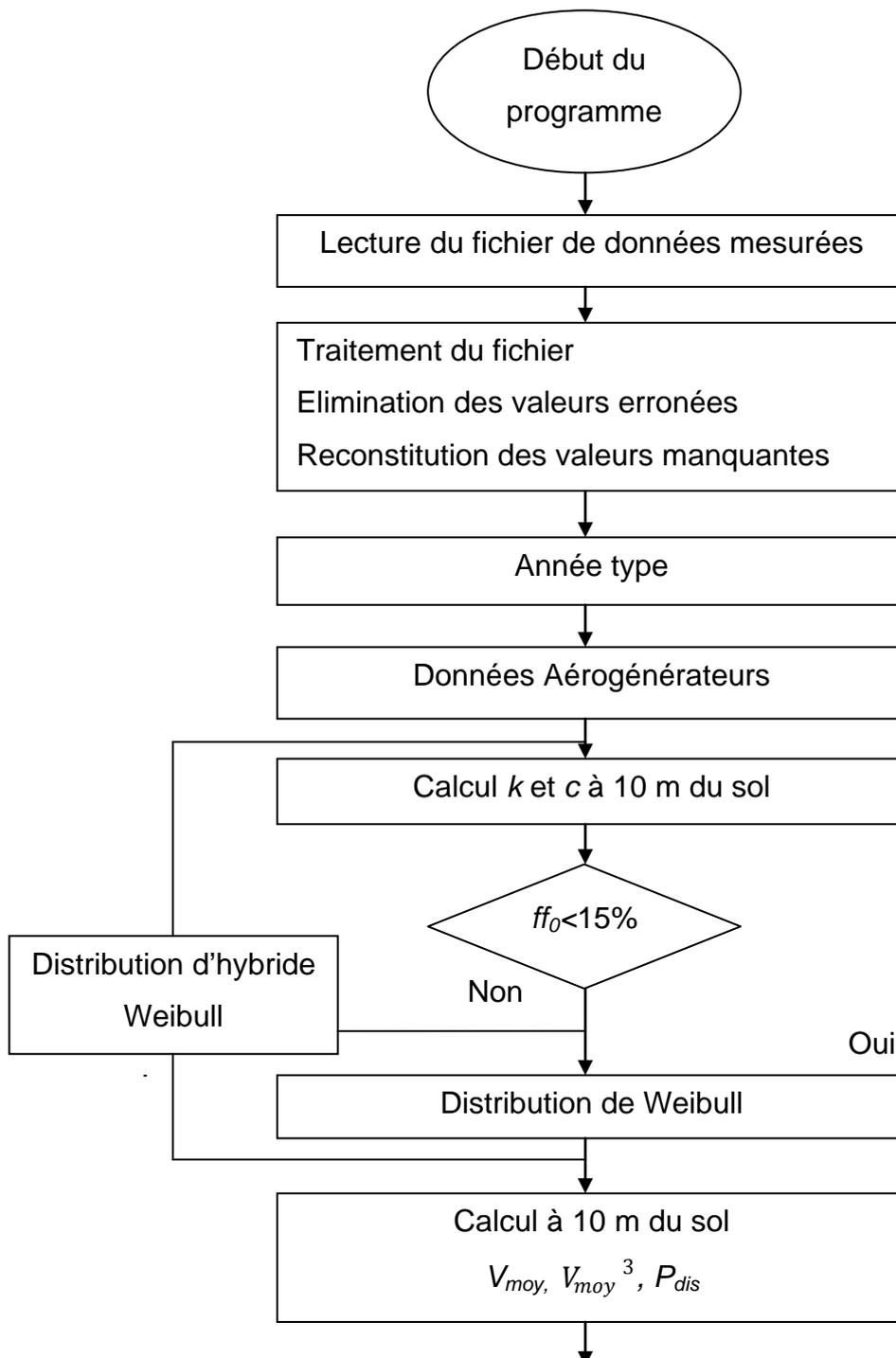
3.10 PUISSANCE UTILISABLE

En utilisant la puissance utile donnée en (3.21) et en introduisant le rendement η électrique et mécanique de la machine, la puissance utilisable sortie aérogénérateur s'écrit [103] :

$$P_e = \eta P_u \quad 3.25$$

3.11 ORGANIGRAMME DE CALCUL

L'organigramme ci – dessous permet l'estimation du potentiel disponible, utile et utilisable des deux aérogénérateurs choisis, pour les différentes zones climatiques de l'Algérie.



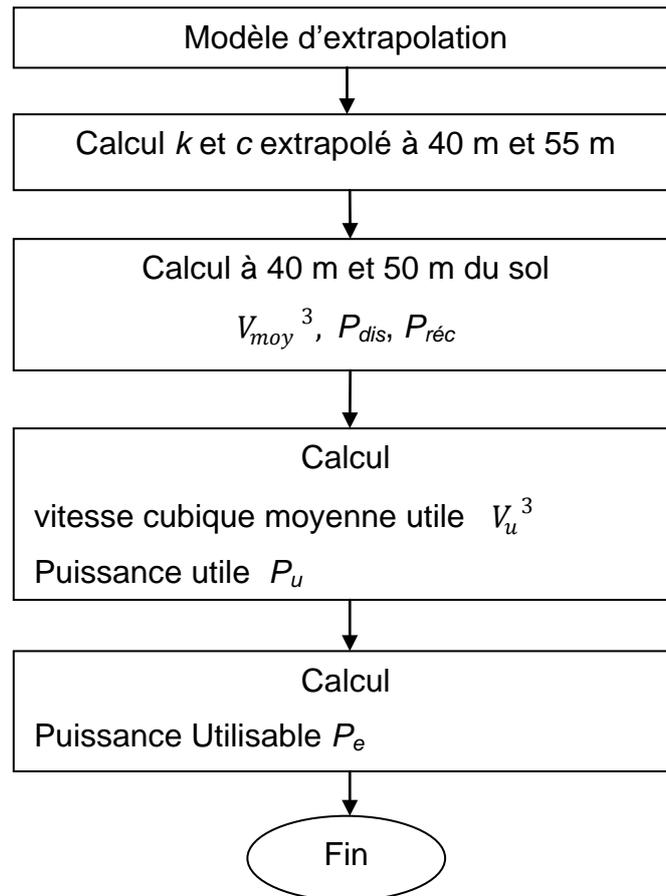


Figure 3.3 Organigramme de calcul de la puissance utilisable.

3.12 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a présenté les méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien. Nous avons présenté la distribution de Weibull et hybride Weibull qui décrit la distribution statistique des fréquences des vitesses du vent ainsi que les différentes méthodes utilisées pour déterminer les deux facteurs, de forme et d'échelle. Aussi nous avons présenté le modèle d'extrapolation des paramètres de Weibull. La fin du chapitre était consacrée à la présentation des lois utilisées pour évaluer la puissance disponible, la puissance utile et utilisable d'une machine.

Chapitre 4 : Résultats & Discussions

4.1 INTRODUCTION

Dans le présent chapitre nous présentons, les résultats obtenus de la modélisation présentée dans les chapitres précédents.

Dans la première partie du chapitre nous exposons les résultats des modèles d'estimations des irradiations solaires sur le plan horizontal, aussi le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan et le potentiel exergetique d'un capteur cylindro – parabolique.

Une étude paramétrique est ensuite présentée afin d'évaluer la sensibilité du système par rapport à : la température moyenne et d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique, le coefficient de pertes globales, débit, l'éclairement solaire et la température ambiante. Des atlas et les courbes comparatives y sont alors représentés et discutés.

La deuxième partie du chapitre, est dédiée à l'estimation du potentiel récupérable, utile et utilisable des deux aérogénérateurs de puissance nominale différente. Les résultats de cette partie sont représentés à travers des histogrammes comparatifs et des atlas.

4.2 RESULTATS DE LA PARTIE SOLAIRE

4.2.1 DONNEES UTILISEES ET SYSTEME CONSIDERE

4.2.1.1 Zones climatiques

L'Algérie est un pays qui comprend différents climats du Nord au Sud. Plusieurs études ont été réalisées pour classier les zones climatiques de l'Algérie. La première classification a été présentée par Borel, 1962 [149], qui a proposé 7 zones climatiques, comprenant des sous – zones pour les périodes d'hiver et d'été. La deuxième classification, dans laquelle cinq zones climatiques ont été

proposées pour la période estivale, a été rapportée en 1993 par le centre national d'étude et de recherche intégrée aux bâtiments(CNERIB) d'Algérie [150].

La classification du CNERIB qui présente les zones climatiques existantes en Algérie est illustrée dans la figure 4.1.

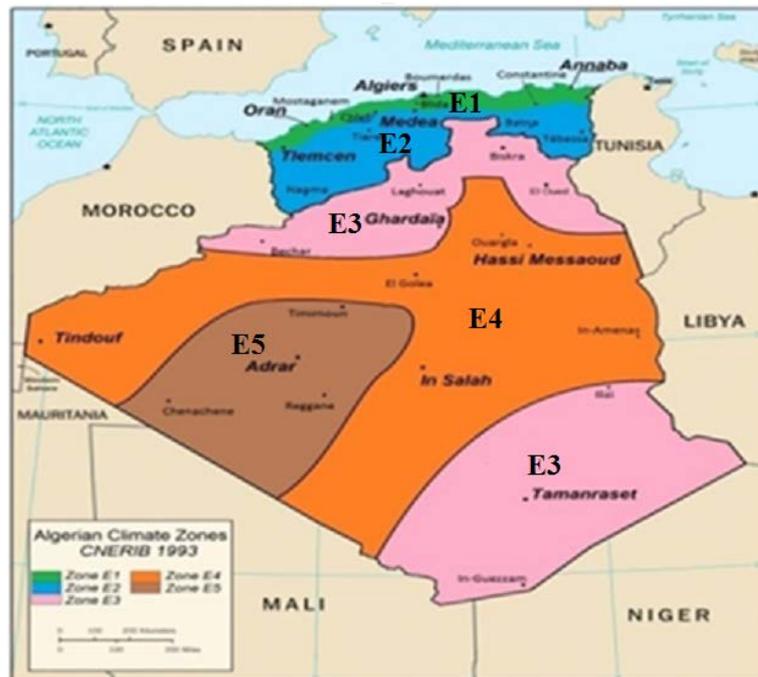


Figure 4.1 Zones climatiques en Algérie [151].

Selon la figure 4.1, on peut remarquer que l'Algérie est divisée en 5 zones climatiques, à savoir :

E1 : Zone côtière.

E2 : Montagnes et hauts plateaux.

E3 : Pré – Sahara.

E4 : Sahara.

E5 : Tanegrouft.

Le tableau 1.1 présente un résumé des données climatiques pour les cinq zones climatiques en Algérie, ces données ont été fournies par l'Office National de la Météorologie (ONM), [150].

La température moyenne minimale et maximale, l'irradiation solaire moyenne et l'humidité relative pour le mois le plus chaud de l'année (Juillet) ont été présentée en utilisant la classification du CNERIB.

Tableau 4.1 Données des cinq zones climatiques en Algérie.

Le mois le plus chaud de l'année (Juillet)						
Zones climatiques	Température [°C]			Humidité relative [%]		Irradiation global sur une surface horizontale [Wh m ⁻²]
	Moy	Min	Max	Min	Max	
E1: Zone côtière	24.2	18.4	30.6	40.8	91.2	6936
E2: Hauts plateaux	24.9	14.7	34.5	27.0	83.8	7494
E3: Pré - Sahara	32.5	24.5	40.4	16.9	55.8	6924
E4: Sahara	33.4	24.3	42.4	10.8	42.5	7516
E5: Tanegrouft	36.5	26.8	44.9	9.1	20.5	8108

D'après le tableau 1.1, on peut voir que les zones côtières et les hauts plateaux (E1 et E2), caractérisées par des températures moyennes maximales et une humidité relative maximale de 30.6 et 34.5°C et 91.2% et 93.8% respectivement, tandis que les trois dernières zones climatiques (E3, E4 et E5), situées dans les régions semi – arides et arides, sont caractérisées par une température maximale de l'air ambiant allant de 40.4 à 44.9°C et une faible humidité relative allant de 55.8 à 20.5%.

4.2.1.2 Données radiométriques

Vu la disponibilité des données de mesures brutes, 3 années successives pour le site de Ghardaïa qui est situé dans la zone climatique E3 et de 4 ans pour le site de Bouzaréah qui est situé dans zone climatique E1 ont été utilisées. Une fois le fichier « données » établi, un premier traitement est effectué afin d'extraire les données erronées (tels que les valeurs négatives) et reconstituer les données manquantes. Une année type pour chaque site a été identifiée pour faire la modélisation et la comparaison avec les modèles cités dans le chapitre 2. Le tableau suivant représente les caractéristiques des sites de mesures.

Tableau 4.2 Caractéristiques des sites de mesures.

Sites	Bouzaréah	Ghardaïa
Latitude (°)	36.8 N	32.4 N
Longitude (°)	3.17 E	3.8 E
Altitude (m)	345	468
Nbre d'année de mesure	4	3
Zone climatique	E1	E3

4.2.1.3 Capteur solaire plan considéré

Le capteur solaire plan considéré est caractérisé par un rendement optique et un coefficient de perte thermique global égale à 0.72 et 7.9 W/m²K respectivement. Les caractéristiques du capteur, mesurées ou estimées, sont données dans le tableau 4.3. Et une coupe transversale représentant la configuration du capteur est donné en figure 4.2.

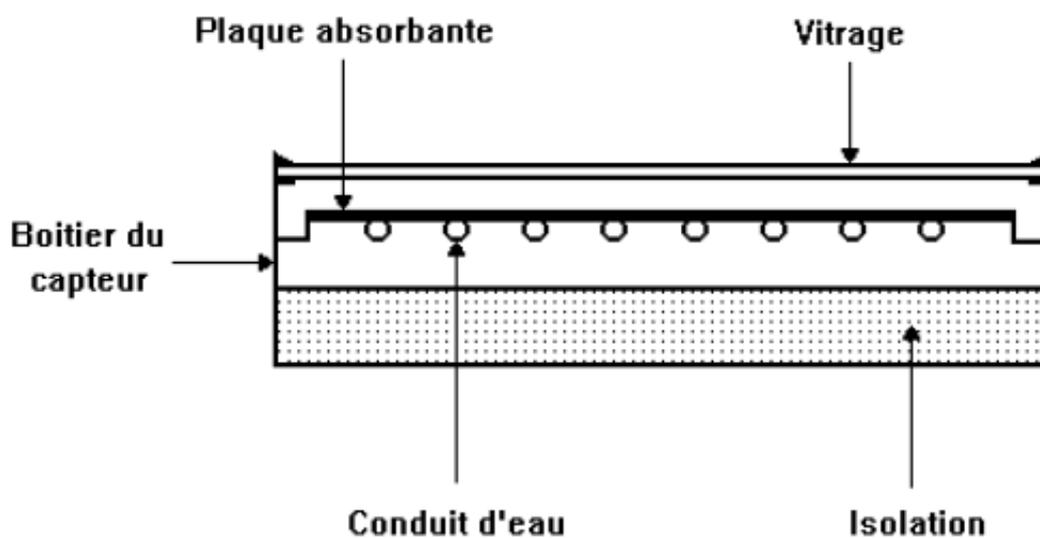
**Figure 4.2** Coupe schématique transversale du capteur solaire plan.

Tableau 4.3 Caractéristique thermo- physique du capteur.

Désignation	Unité	Nature ou dimension
Dimension brutes	m	1.939*0.93*0.08
Ouverture	m	1.83*0.88
Couvert :		
Nature	-	Vitre ordinaire
Nombre	-	1
Epaisseur	mm	4
C. ext	m ⁻¹	16
Indice	-	1.52
Emissivité	-	0.88
Absorbeur :		
Nature	-	Aluminium
Surface	-	Peintre noire
Absorptivité	-	0.94
Emissivité	-	0.88
Dimension	m	1.83*0.812
Largeur ailet	m	0.09
Nombre ailet	-	9
Epaisseur	mm	0.6
Conductivité	W/m K	214
Echelle tubulaire :		
Nature	-	Cuivre
Diamètre tube	mm	12/14
Longueur	m	1.85
Diamètre collecteur	mm	20/22
Isolation :		
Nature	-	Mousse de polyuréthane
Epaisseur arrière	mm	29.4
Epaisseur latérale	mm	34.4
Conductivité	W/m K	0.026
Lames d'air :		
Plaque – vitre	mm	47.2
Plaque – isolation	mm	2.0

4.2.1.4 Cylindro – parabolique considéré

Les caractéristiques géométriques du collecteur de type Euro Trough, sont représentées sur la figure 4.3.

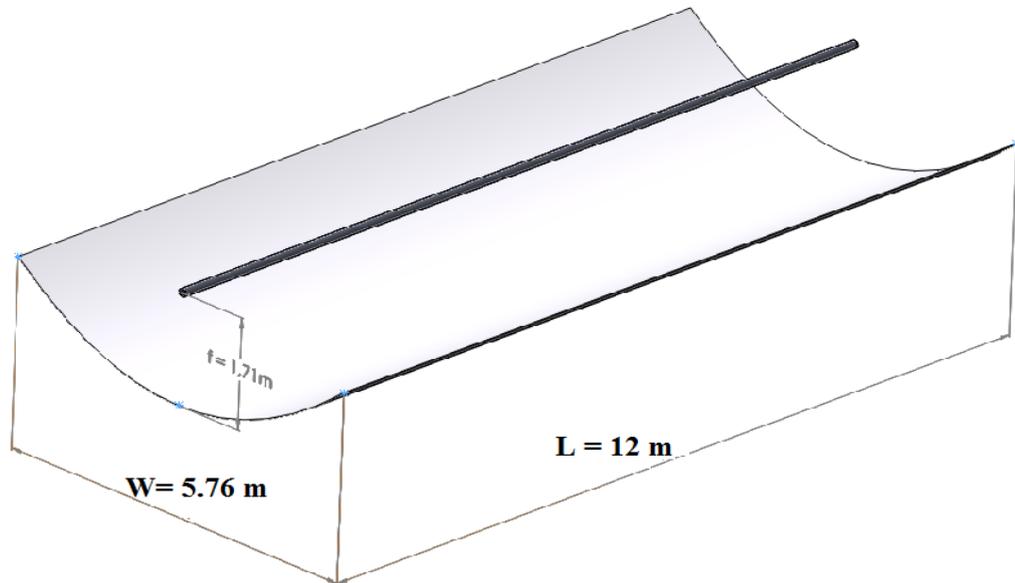


Figure 4.3 Paramètres géométriques du collecteur de type (Euro Trough).

4.2.2 RESULTATS ET DISCUSSIONS

4.2.2.1 Choix du modèle adéquats

Un programme a été développé sous Matlab pour estimer les irradiances solaires selon les différents modèles ainsi que l'erreur quadratique moyenne entre les valeurs mesurées sur un site situé dans une zone climatique précise et les valeurs estimées, selon la formule suivante, [152] :

$$RMES = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_{i,m} - y_{i,c})^2} \quad 4.1$$

Les erreurs quadratiques moyennes estimées pour chaque modèle sont données dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4 Résultats de calcul des erreurs à l'échelle annuelle.

Modèles	Erreur (le site de Bouzaréah)	Erreur (le site de Ghardaïa)
Modèle de Yaiche Eq (2.10)	0.99	2.01
Modèle de Garg Eq (2.7)	2.02	1.42
Modèle de Hussain Eq (2.8)	1.43	1.75
Modèle de Swartman Eq (2.2) et (2.3)	5.94	6.57
Modèle de Sabbagh Eq (2.4) et (2.5)	7.60	9.80
Modèle de Sayigh Eq (2.6)	9.14	13.33
Modèle de Sivkov Eq (2.1)	9.38	6.58
Modèle de Coppolino Eq (2.9)	2.62	5.40

Au vu des erreurs, on constate que le modèle proposé par Yaiche est plus adéquat pour la zone climatique E1 (Côtère). Par ailleurs, le modèle de Garg est plus adéquat pour la zone climatique E3 (Pré – Sahara).

Pour balayer toutes les zones climatiques Algériennes, les résultats de Koussa et al (2007, 2009) [153, 154], ont été utilisés. Ces derniers déduisent que le modèle de Hussain et al (1984) est plus adapté pour estimer l'irradiation solaire pour les zones climatiques E2 (Hauts Plateaux) et E5 (Tanegrouft).

4.2.2.2 Comparaison des valeurs mesurées et estimées

En figure 4.4 et 4.5 sont comparées pour la validation, les irradiances solaires journalières estimées selon les modèles sélectionnés par zone avec les mesures de l'irradiation journalière.

On remarque que pour le site de Bouzaréah le modèle de Yaiche surestime l'irradiation solaire toute l'année alors que le modèle de Garg n'affiche des résultats surestimés que pour les six premiers mois de l'année.

Les modèles de Yaiche et celui de Garg, ont produit des résultats satisfaisants et peuvent être utilisés pour estimer les irradiances de n'importe quel site algérien situé dans la même zone climatique.

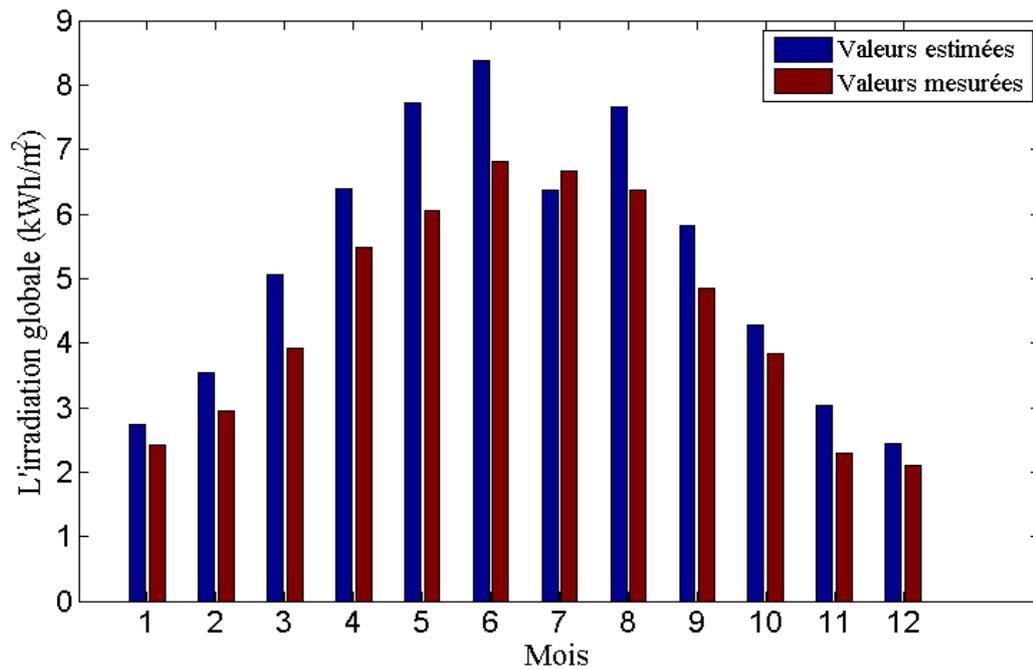


Figure 4.4 Comparaison entre les valeurs estimées et mesurées sur le site de Bouzaréah.

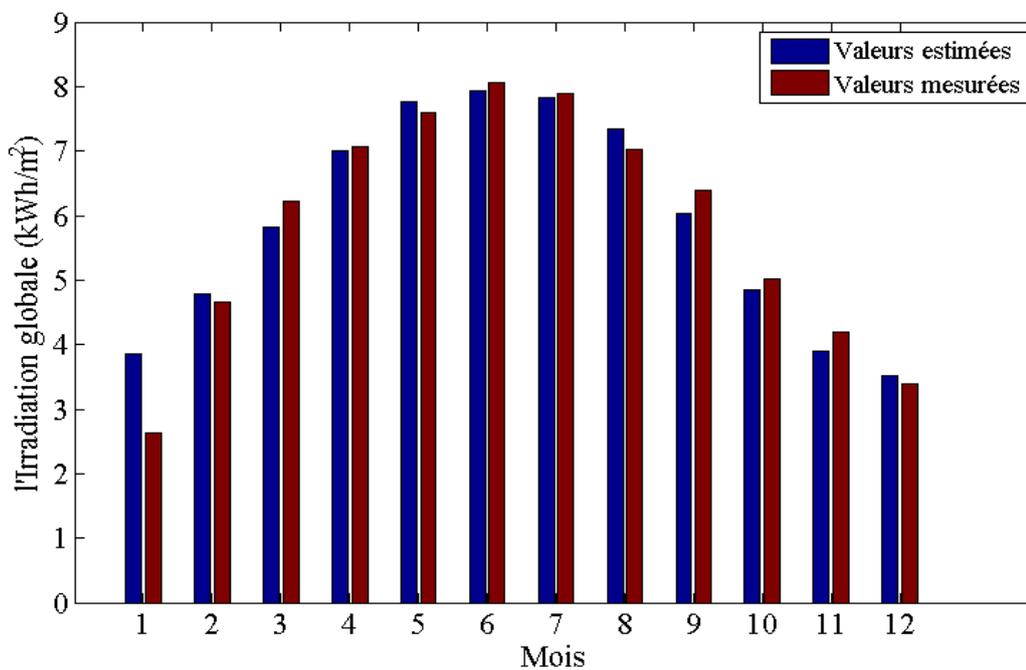


Figure 4.5 Comparaison entre les valeurs estimées et mesurées sur le site de Ghardaïa.

4.2.2.3 Atlas des irradiances solaires journalières

Les modèles validés ont été utilisés pour l'estimation de l'irradiation solaire journalière des sites où les données climatiques n'étaient pas disponibles ceci a permis l'obtention de plusieurs points permettant l'établissement de la cartographie regroupant toutes les zones climatiques.

Les figures 4.6 et 4.7 représentent les atlas de l'irradiation solaire journalière (la journée type de chaque mois) sur l'ensemble des zones d'étude. A partir des résultats obtenus, on constate que d'un site à un autre, le potentiel solaire disponible varie entre 1 kWh/m² à 8 kWh/m².

La figure 4.6 indique que l'irradiation solaire journalière atteint des valeurs appréciables dans les zones climatiques E3, E4 et E5 situées au sud que celles des valeurs obtenues dans les zones climatiques E1 et E2.

La figure 4.7 montre que l'irradiation solaire journalière est plus faible pour les mois les plus froids, mais on remarque toujours que dans la partie sud (les zones climatiques : E3, E4 et E5) elle est plus importante que dans la partie nord (zones climatiques : E1 et E2).

On peut conclure que la variation de l'irradiation journalière est assez grande pour les mois estivaux (Juin, Juillet et Août) par rapport aux mois hivernaux (Décembre, Octobre et Novembre).

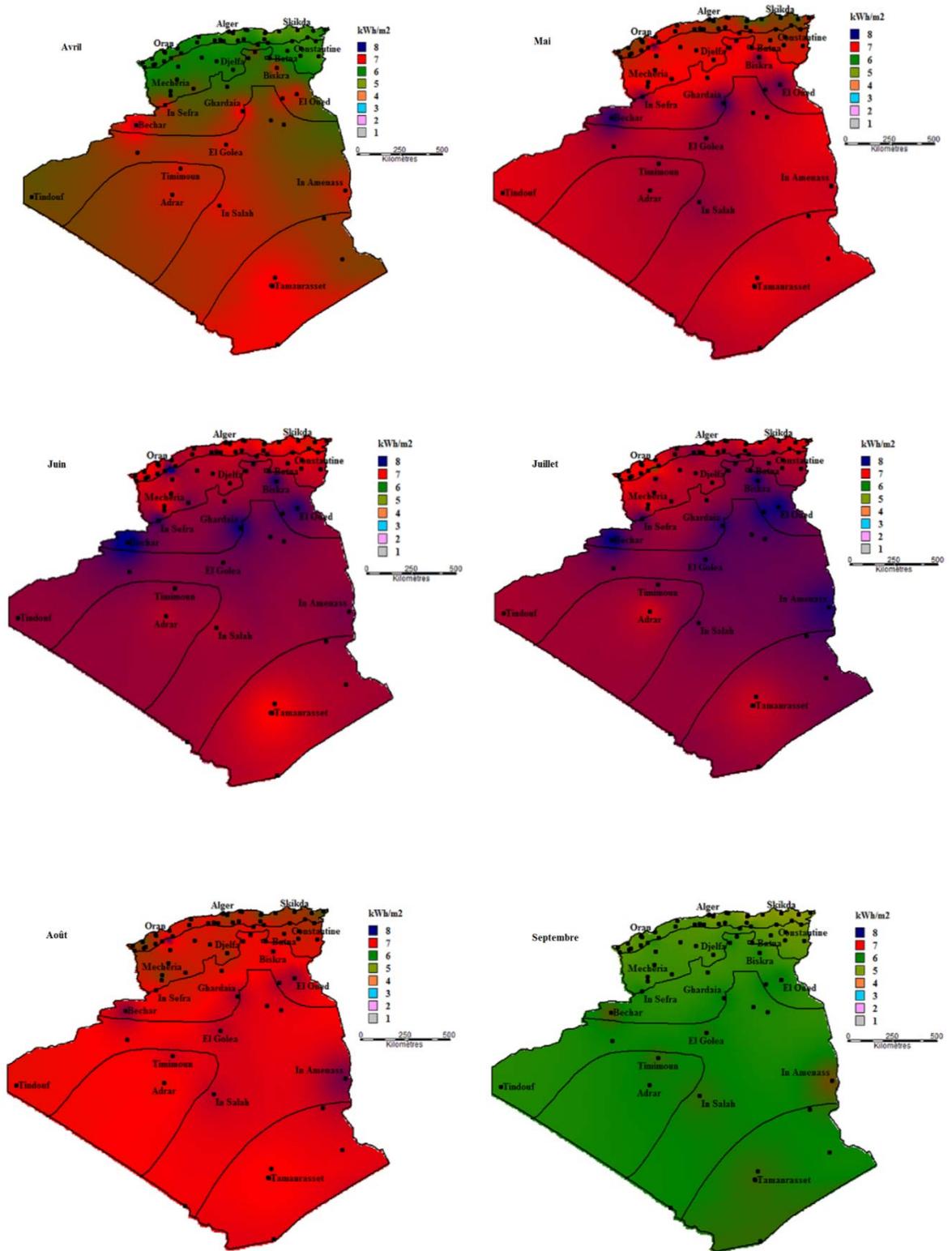


Figure 4.6 Variation de l'irradiation solaire journalière durant la saison estivale.

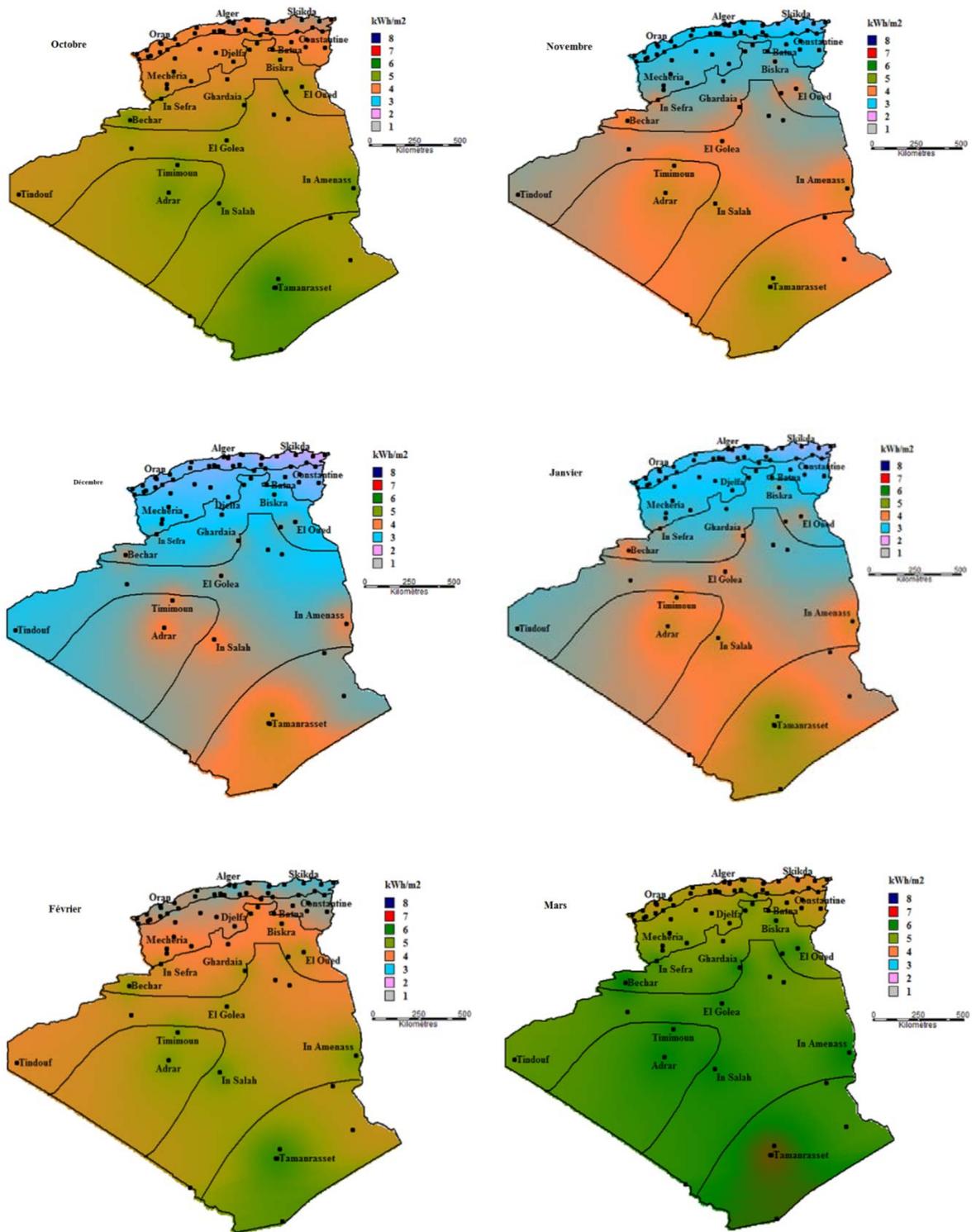


Figure 4.7 Variation de l'irradiation solaire journalière durant la saison hivernale.

4.3 POTENTIEL UTILISABLE

Le potentiel utilisable du capteur solaire plan considéré, dépend de l'irradiation solaire et de la température diurne.

Dans cette étape, on va étudier le potentiel utilisable pour les différentes saisons sur un capteur solaire plan testé au centre de développement des énergies renouvelables selon la norme ASHRAE Standard, [155].

Les atlas des potentiels utilisables saisonniers sur l'ensemble des zones d'études, sont présentés dans la figure 4.8. On constate que d'une saison à une autre le potentiel utilisable varie entre 300 à 1700 MJ/m².

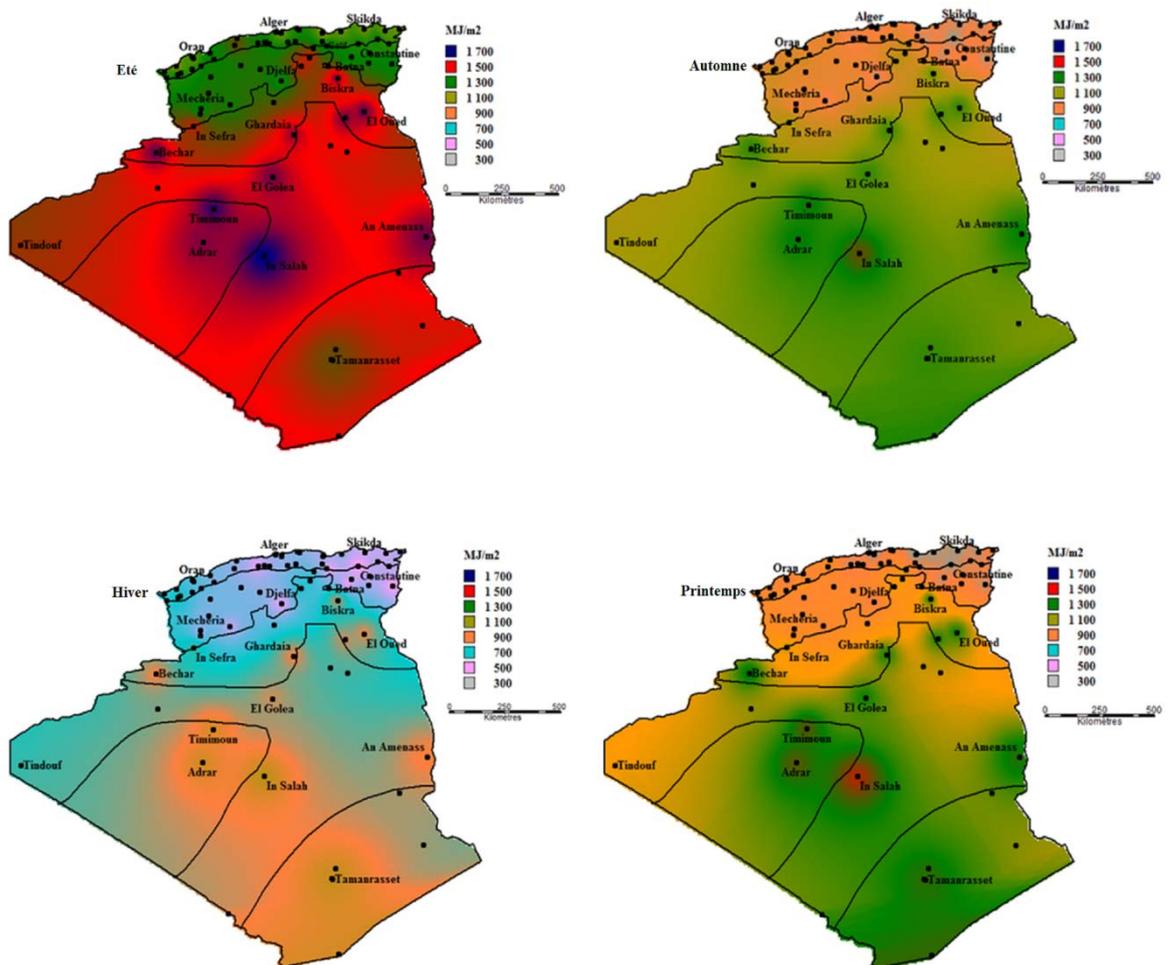


Figure 4.8 Potentiel utilisable MJ/m² produit par le capteur solaire plan, $Fr(\tau\alpha) = 0.72$, $FrU_g = 7.9W/m^2K$.

La figure 4.8 indique que durant la saison estivale, le potentiel utilisable atteint des valeurs appréciables dans les zones climatiques E3, E4 et E5 situés au sud par rapport aux valeurs obtenus dans les zones climatiques E1 et E2 à cause de l'irradiation solaire qui est plus importante dans ces régions.

En hivers, le potentiel utilisable reste important dans les zones climatiques chaudes (E4 et E5) à l'exception de la zone micro climat autour d'El Oued, Biskra, In Sefra, Batna et Djelfa où le potentiel utilisable est assez faible à cause de la température hivernale qui est assez basse.

La figure indique une évolution similaire due à l'irradiation solaire au printemps et en automne. Les zones chaudes restent intenses aux mêmes endroits par rapport aux zones froides. Quelque soit la saison, tous les atlas établis présentent les zones climatiques E3, E4 et E5 comme étant les zones les plus favorables à la conversion de l'énergie solaire en énergie thermique à travers le capteur solaire plan.

4.4 ETUDE DE LA VARIATION MENSUELLE DE L'UTILISABILITE

Une étude paramétrique est réalisée afin de montrer l'influence de la température d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique et le coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité moyenne par site et par mois. Les sites choisis par zone climatiques sont : Oran (zone : E1), Batna (zone : E2), El Oued (zone : E3), An Amenas (zone : E4) et Timimoun (zone : E5).

4.4.1 Effet de la température d'entrée du fluide caloporteur

En figure 4.9, sont tracés la variation de l'utilisabilité mensuelle pour des températures d'entrée du fluide caloporteur fixée à 40, 50 et 60°C.

On remarque une évolution mensuelle identique de l'utilisabilité quelque soit la zone climatique avec des maximums obtenus en été et des minimums en hivers. Pour une température d'admission minimale de 40°C, le taux de récupération (utilisabilité moyenne mensuelle) atteint la valeur maximale de 99% dans les zones du sud en été et minimale de 29% dans les zones du nord.

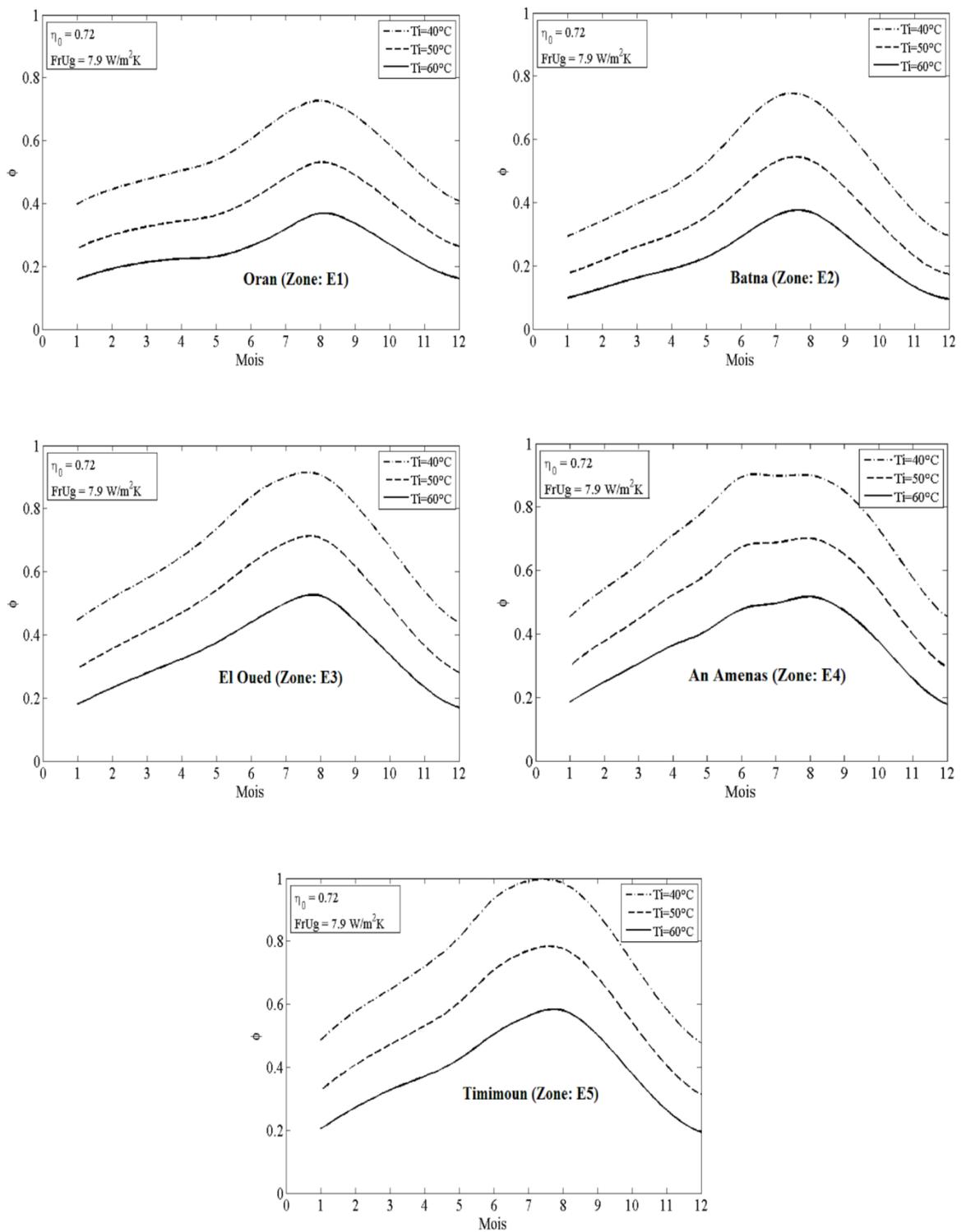


Figure 4.9 Effet de la température d'entrée du fluide caloporteur sur l'utilisabilité.

Au tableau 4.5 sont donnés les taux de récupération (utilisabilité) en Été et Hiver selon les zones climatiques.

Tableau 4.5 Taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques

Sites	Température du fluide caloporteur $T_e = 40^\circ\text{C}$	
	Taux de récupération en Eté	Taux de récupération en Hiver
Oran (zone E1)	72%	39%
Batna (zone E2)	73%	29%
El Oued (zone E3)	90%	44%
An Amenas (zone E4)	89%	45%
Timimoun (zone E5)	99%	48%

On remarque que l'utilisabilité varie inversement avec l'augmentation de la température d'entrée du fluide caloporteur.

4.4.2 Effet du rendement optique sur l'utilisabilité

En figure 4.10 est tracé l'utilisabilité mensuelle en fonction de différentes valeurs du rendement optique (0.6, 0.7 et 0.8) pour des sites situés dans les différentes zones climatiques.

On remarque que les courbes ont la même allure avec des maximums en été et des minimums en hivers ce qui indique la forte dépendance de l'utilisabilité aux radiations solaires. L'amélioration minimale du rendement optique de 60%, entraîne une augmentation de l'utilisabilité moyenne mensuelle, les valeurs maximales sont de l'ordre de :

99% pour le site de Timimoun (zone E5), 90% pour le site d'El Oued (zone E3), 89% pour le site d'An Amenas (zone E4), 72% pour le site de Batna (zone E2) et 71% pour le site d'Oran (zone E1), durant la période estivale.

Cette amélioration entraîne une diminution du taux de récupération jusqu'à atteindre une valeur minimale de 27% dans le site de Batna par rapport aux autres sites pendant la saison hivernale.

On constate aussi que l'utilisabilité est plus élevée durant la saison estivale par rapport à celle la saison hivernale. Car, l'irradiation estimée pendant la saison estivale est plus importante que la saison hivernale. Selon l'équation (2.33), on constate que lorsque l'irradiation augmente, la valeur critique (le seuil de

conversion) diminue et entraîne donc une augmentation de la fraction d'énergie utilisable.

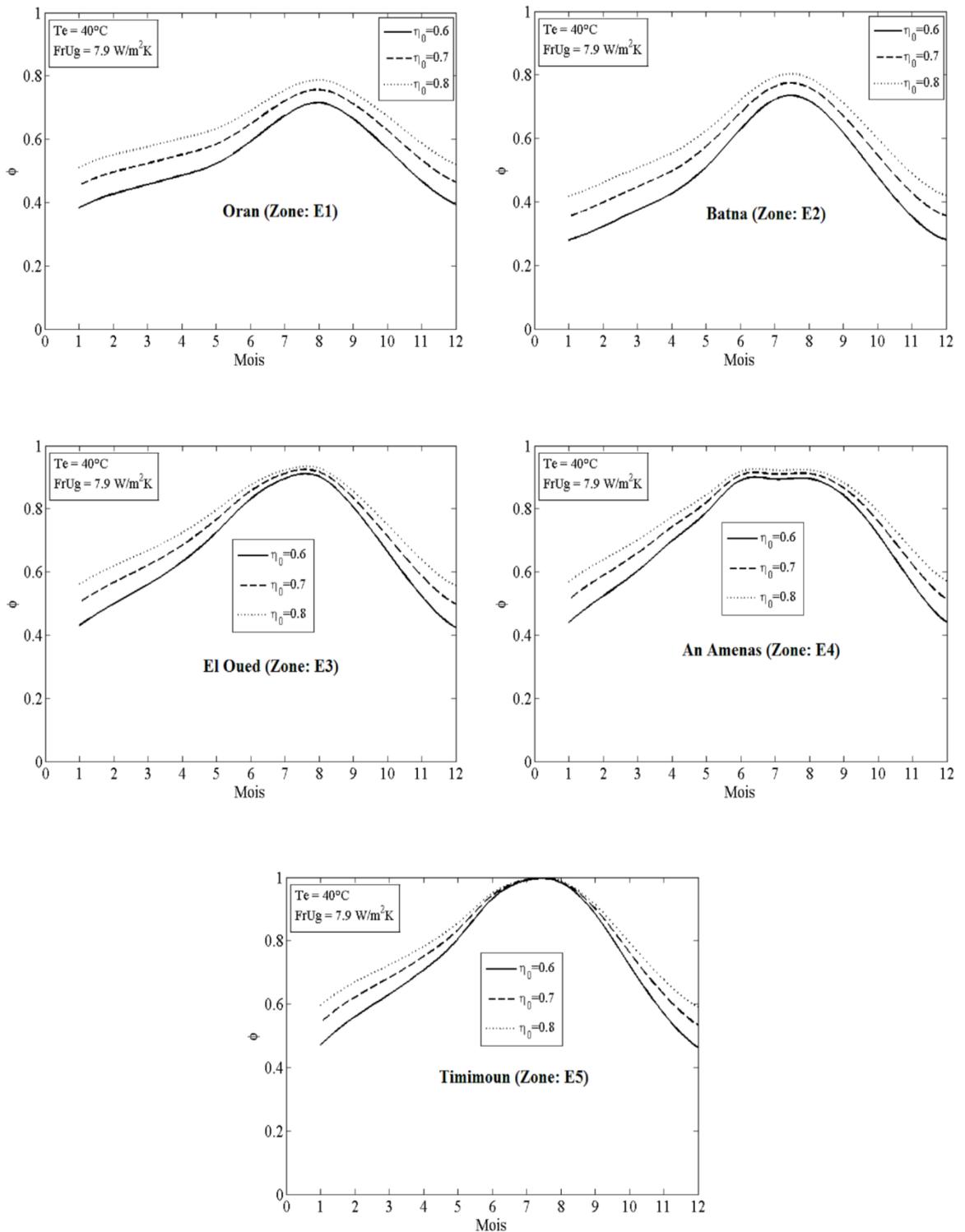


Figure 4.10 Effet du rendement optique sur l'utilisabilité.

Au tableau 4.6 sont donnés les taux de récupération (utilisabilité) en Été et en Hiver selon les zones climatiques.

Tableau 4.6 Taux de récupération (utilisabilité) en Été et en Hiver selon les zones climatiques.

Sites	Rendement optique $\eta_0 = 0.6$	
	Taux de récupération en Été	Taux de récupération en Hiver
Oran (zone E1)	71%	38%
Batna (zone E2)	72%	27%
El Oued (zone E3)	90%	43%
An Amenas (zone E4)	89%	43%
Timimoun (zone E5)	99%	47%

On remarque que l'effet du rendement optique sur l'utilisabilité moyenne mensuelle est faible pendant l'été.

4.4.3 Effet du coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité

La figure 4.11 montre l'évolution de l'utilisabilité moyenne mensuelle en fonction des valeurs du coefficient de pertes globales (1, 3, 5, 7 et 9) pour des sites situés dans différentes zones climatiques.

On remarque que les courbes de l'utilisabilité moyenne mensuelle prennent la forme d'une cloche avec une valeur maximale observée durant le mois d'Août pour les sites d'Oran, Batna et d'El Oued et le mois juillet pour le site de Timimoun.

On note une variation presque linéaire de l'utilisabilité moyenne mensuelle avec la diminution des pertes globales pour toutes les zones climatiques. Ceci s'explique par le fait que ce facteur intervient sur le calcul de l'éclairement critique ou sa diminution entraîne un faible effet sur l'utilisabilité.

On constate dans les zones chaudes où la température ambiante est élevée un écart réduit entre la température du fluide caloporteur et celle de la température ambiante, par conséquent cela se traduit par une diminution des déperditions thermiques, ce qui donne une utilisabilité plus élevée. Contrairement, aux zones

froides où la température ambiante est un peu faible ce qui conduit à un écart très grand entre la température du fluide caloporteur et celle de la température ambiante, cela se explique par une augmentation des déperditions thermiques, réduisant ainsi l'utilisabilité.

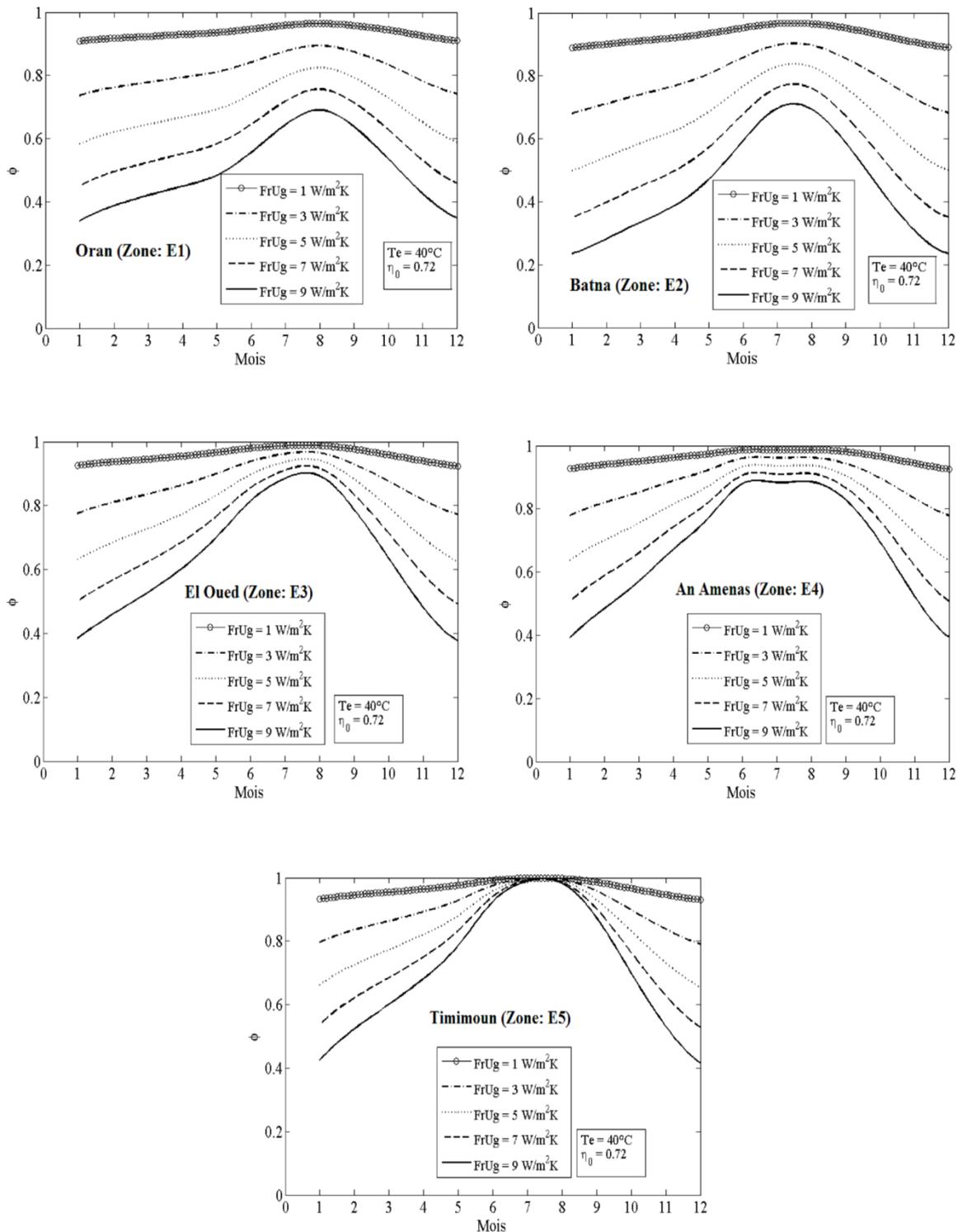


Figure 4.11 Effet du coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité.

Au tableau 4.7 sont donnés les taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques.

Tableau 4.7 Taux de récupération (utilisabilité) en Eté et en Hiver selon les zones climatiques

Sites	Coefficient de pertes globales $FrUg=7W/m^2K$	
	Taux de récupération en Eté	Taux de récupération en Hiver
Oran (zone E1)	75%	45%
Batna (zone E2)	76%	34%
El Oued (zone E3)	91%	50%
An Amenas (zone E4)	91%	50%
Timimoun (zone E5)	98%	53%

Les courbes obtenues montrent que lorsque le coefficient de pertes globales diminue, l'utilisabilité augmente.

4.5 ETUDE PARAMETRIQUES

L'effet de la température moyenne du fluide caloporteur, le rendement optique et le coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité saisonnière selon les zones climatiques. Différents sites ont été sélectionnés pour les mois de Janvier, Avril, Juillet et Octobre.

4.5.1 Variation de l'utilisabilité en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur

La figure 4.12 montre la variation de l'utilisabilité saisonnière en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur. L'utilisabilité est plus élevée dans les zones sahariennes.

Toutes les courbes ont la même allure quelque soit la zone climatique, notant qu'il y a une diminution de l'utilisabilité avec l'augmentation de la température moyenne du fluide caloporteur.

Aussi on note que, plus on va vers les mois chauds l'écart entre les courbes de l'utilisabilité des régions du nord et du sud est important, il est dû aux conditions climatiques et radiométriques qui sont plus importantes au sud qu'au nord.

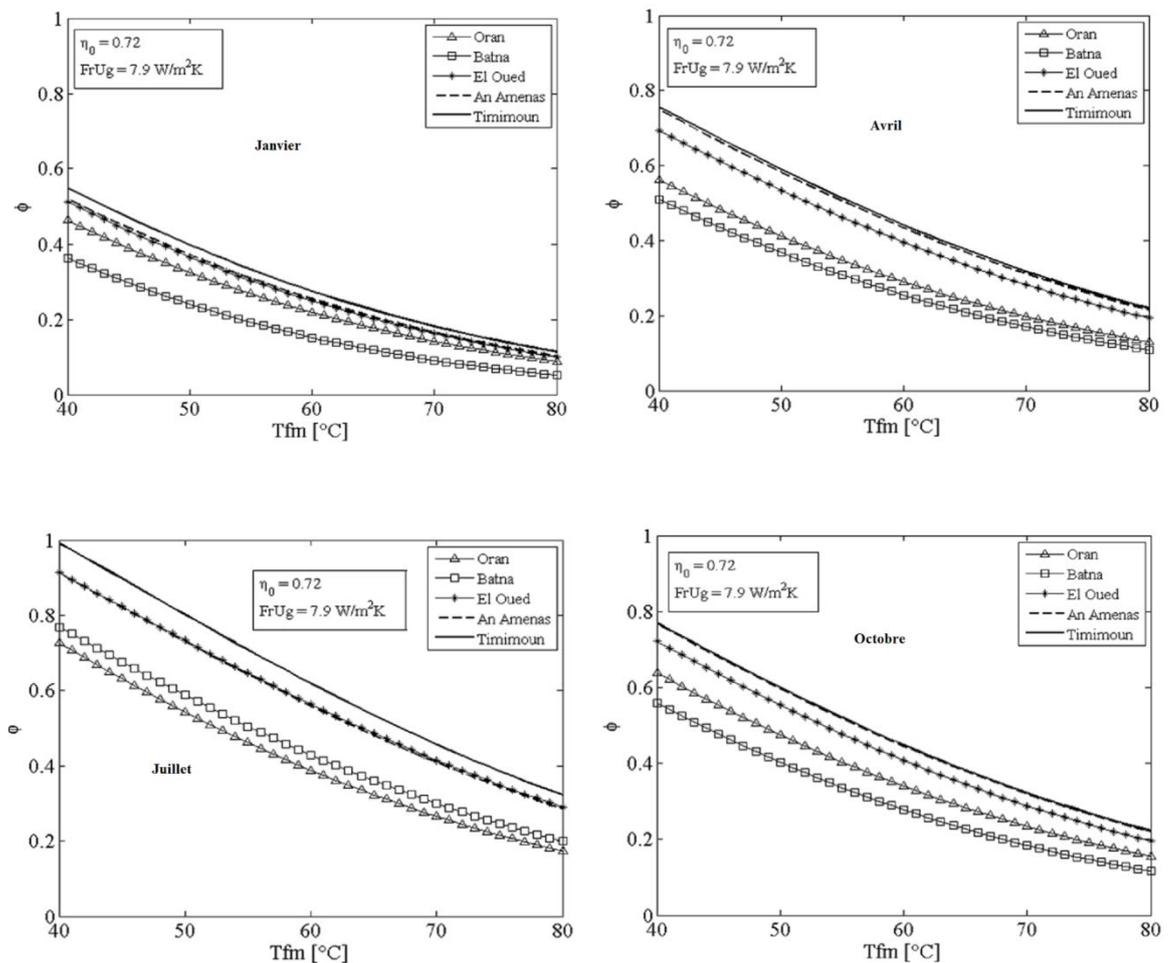


Figure 4.12 Variation de l'utilisabilité en fonction de la température moyenne du fluide caloporteur.

4.5.2 Variation de l'utilisabilité en fonction du rendement optique

La variation de l'utilisabilité saisonnière en fonction du rendement optique est illustrée sur la figure 4.13. L'écart est remarquable entre les zones du nord et du sud, or, les courbes du sud ont des valeurs très élevées par rapport à celle du nord.

Les courbes de l'utilisabilité durant les mois froids ont une forme linéaire contrairement aux courbes des mois chauds.

Les courbes obtenues montrent que, l'utilisabilité augmente avec l'amélioration du rendement optique.

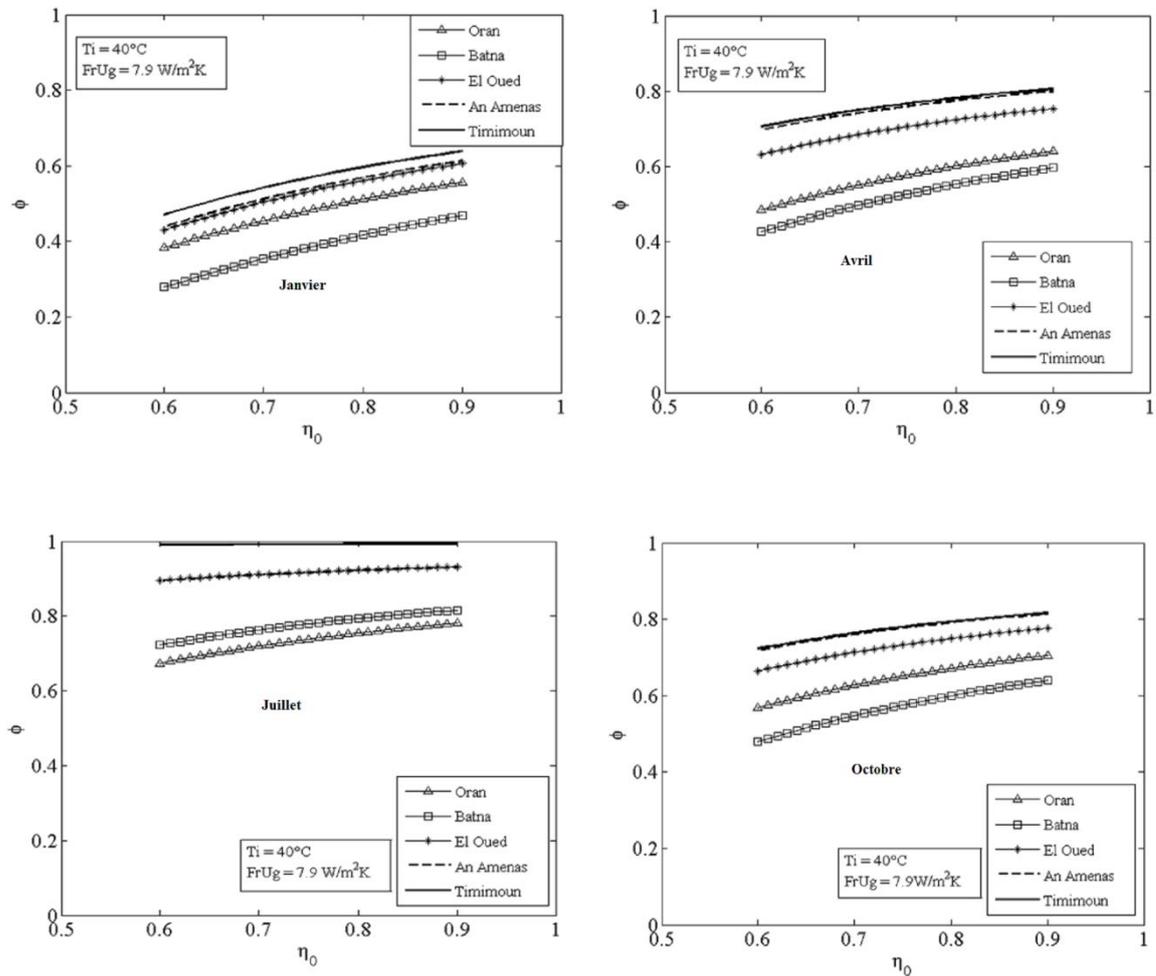


Figure 4.13 Variation de l'utilisabilité en fonction du rendement optique.

4.5.3 Variation de l'utilisabilité en fonction du coefficient de pertes globales

Figure 4.14, montre la variation de l'utilisabilité saisonnière en fonction du coefficient de pertes globales. Les courbes de l'utilisabilité durant les mois chauds ont une forme linéaire contrairement aux autres courbes des mois froids.

L'utilisabilité est plus élevée dans les zones du sud par rapport aux zones du nord. Les courbes de l'utilisabilité montrent que, l'utilisabilité diminue avec l'augmentation du coefficient de pertes globales.

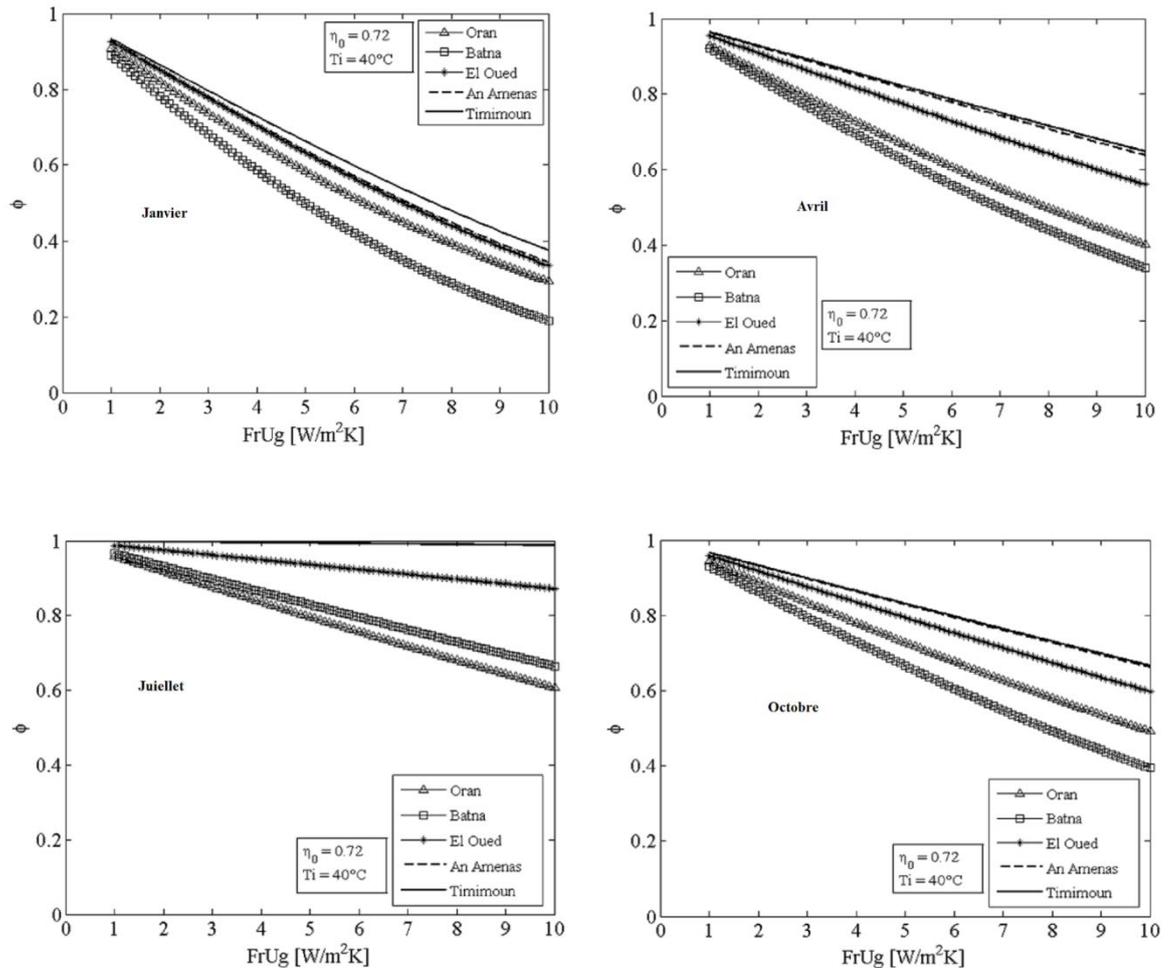


Figure 4.14 Variation de l'utilisabilité en fonction du coefficient de pertes globales.

4.6 ANALYSE EXERGETIQUE

L'analyse exergetique a été développée pour un collecteur commercial de type (Euro Trough), en utilisant l'huile VP1 comme fluide caloporteur pour le montage (N-S). Les conditions climatiques et radiométriques sont variées durant la simulation pour avoir des résultats proche à la réalité. Une étude paramétrique a été réalisée afin de montrer l'effet de la température ambiante, et l'éclairement solaire direct avec de la variation de la température d'entrée et le débit du fluide caloporteur sur le rendement exergetique par site et par mois. Les sites choisis par zone climatiques sont : Oran (zone : E1), Batna (zone : E2), El Oued (zone : E3), An Armenas (zone : E4) et Timimoun (zone : E5), pour les mois, on a opté pour : Janvier, Avril, Juillet et octobre.

4.6.1 Effet de la température ambiante et l'éclairement direct sur le rendement exergétique en fonction du débit du fluide caloporteur

Les figures 4.15 - 4.19, indiquent l'effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergétique en fonction du débit du fluide caloporteur.

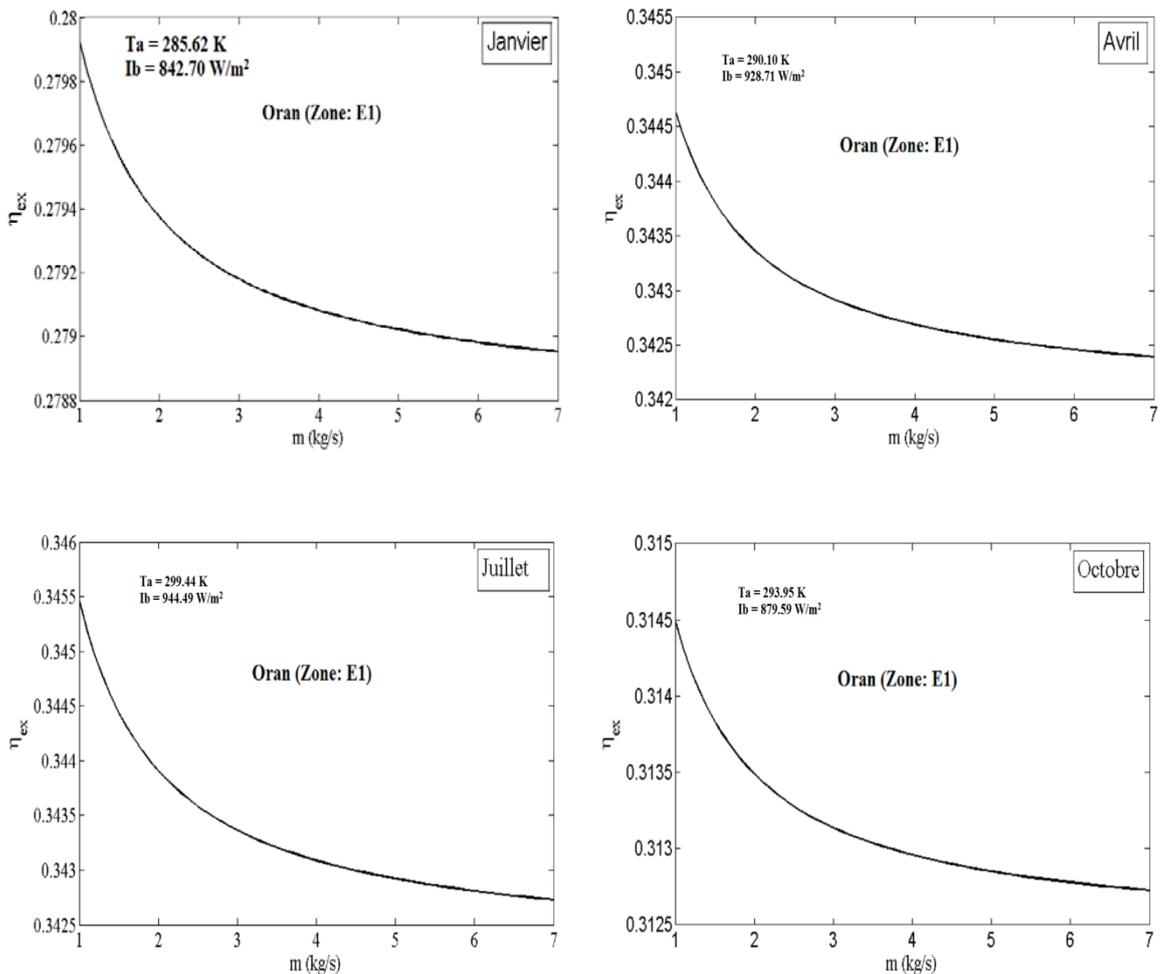


Figure 4.15 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergétique en fonction du débit à Oran.

Les figures montrent que les courbes ont la même allure mais une amplitude variable pour tous les sites et les mois choisis, on remarque qu'il y a une réduction du rendement exergétique quand le débit du fluide caloporteur augmente.

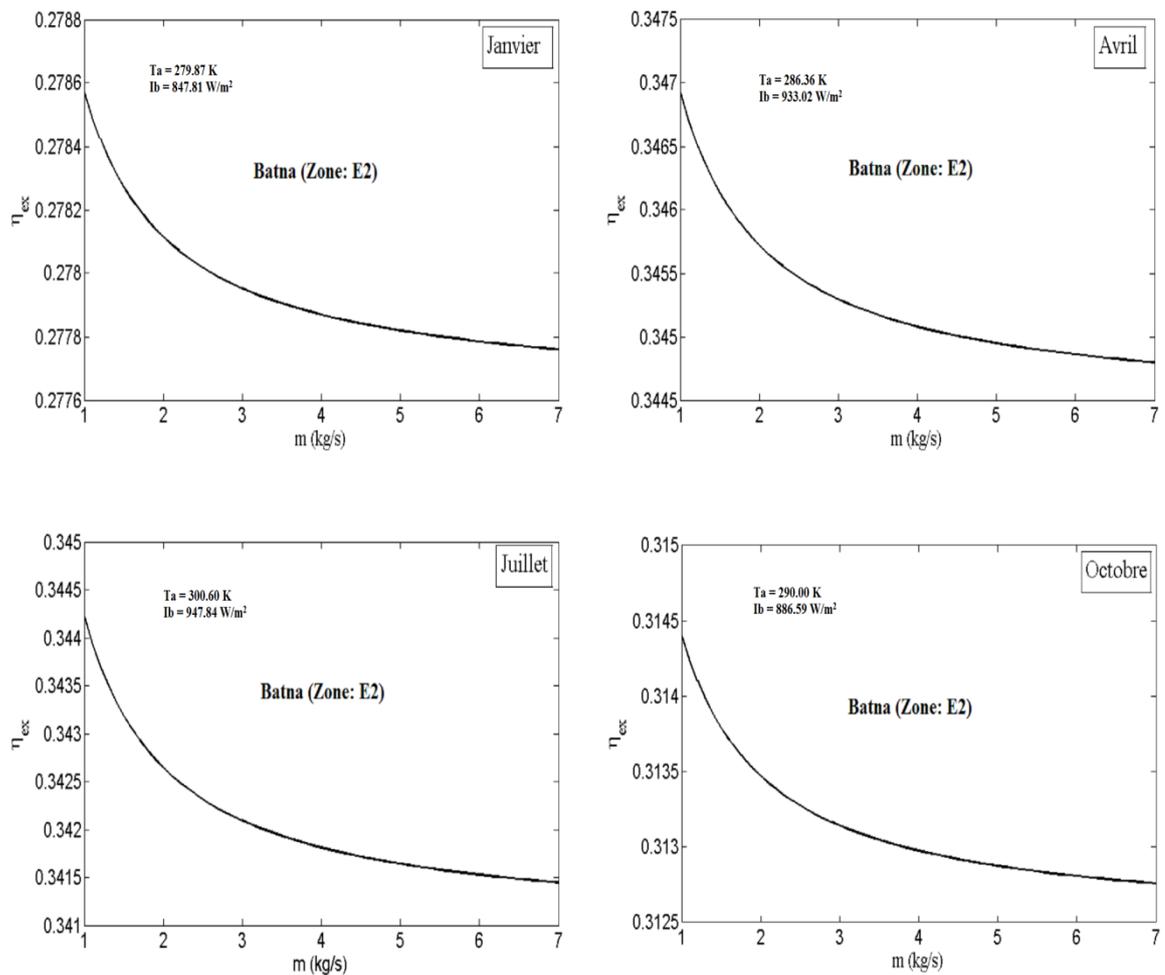


Figure 4.16 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du débit à Batna.

On peut voir que durant les mois froids le rendement exergetique est plus élevé dans la partie sud (El Oued, An Amenas et Timimoun) que dans la partie nord (Oran et Batna) à cause de l'éclairement solaire.

Alors que pendant les mois chauds on remarque que le rendement exergetique est plus faible dans les zones climatiques E3, E4 et E5 (El Oued, An Amenas et Timimoun) que dans les zones E1 et E2 (Oran et Batna), sachant que la température ambiante est plus importante dans les zones climatiques E3, E4 et E5.

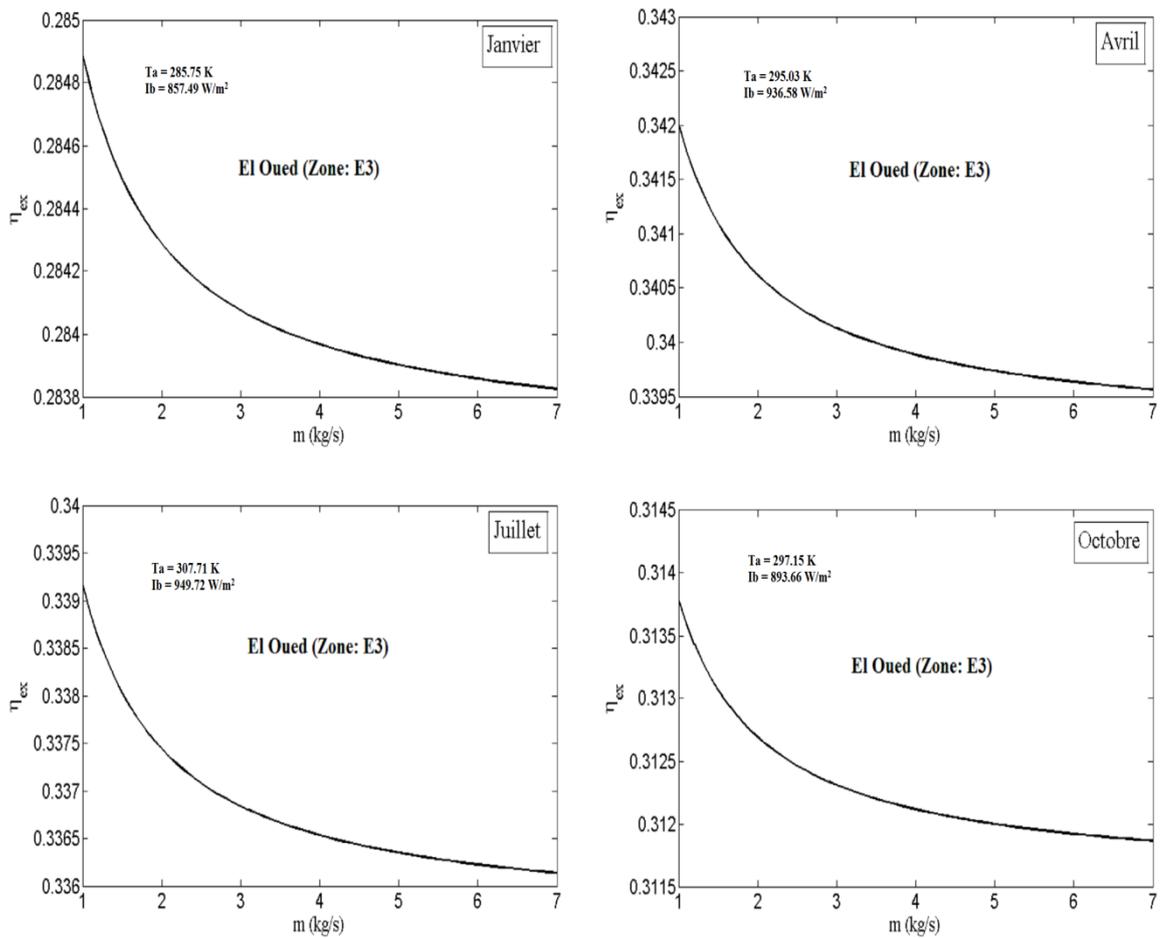


Figure 4.17 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du débit à El Oued.

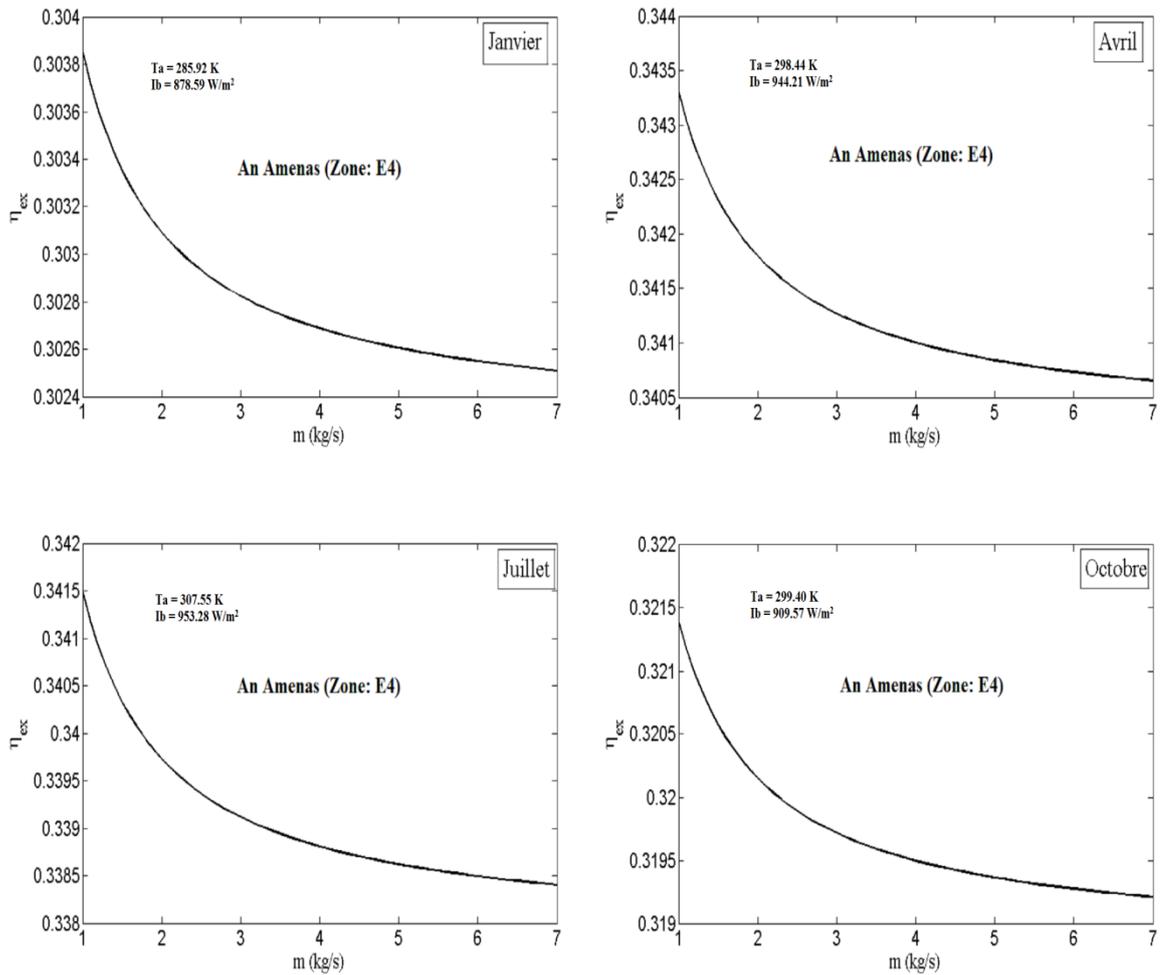


Figure 4.18 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du débit à An Amenas.

On peut conclure que le débit du fluide caloporteur a un faible effet sur le rendement exergetique, notant que le débit optimum est de l'ordre de 5.5 kg/s (0.0813 kg/s.m²) au delà de cette valeur, le rendement exergetique est stable.

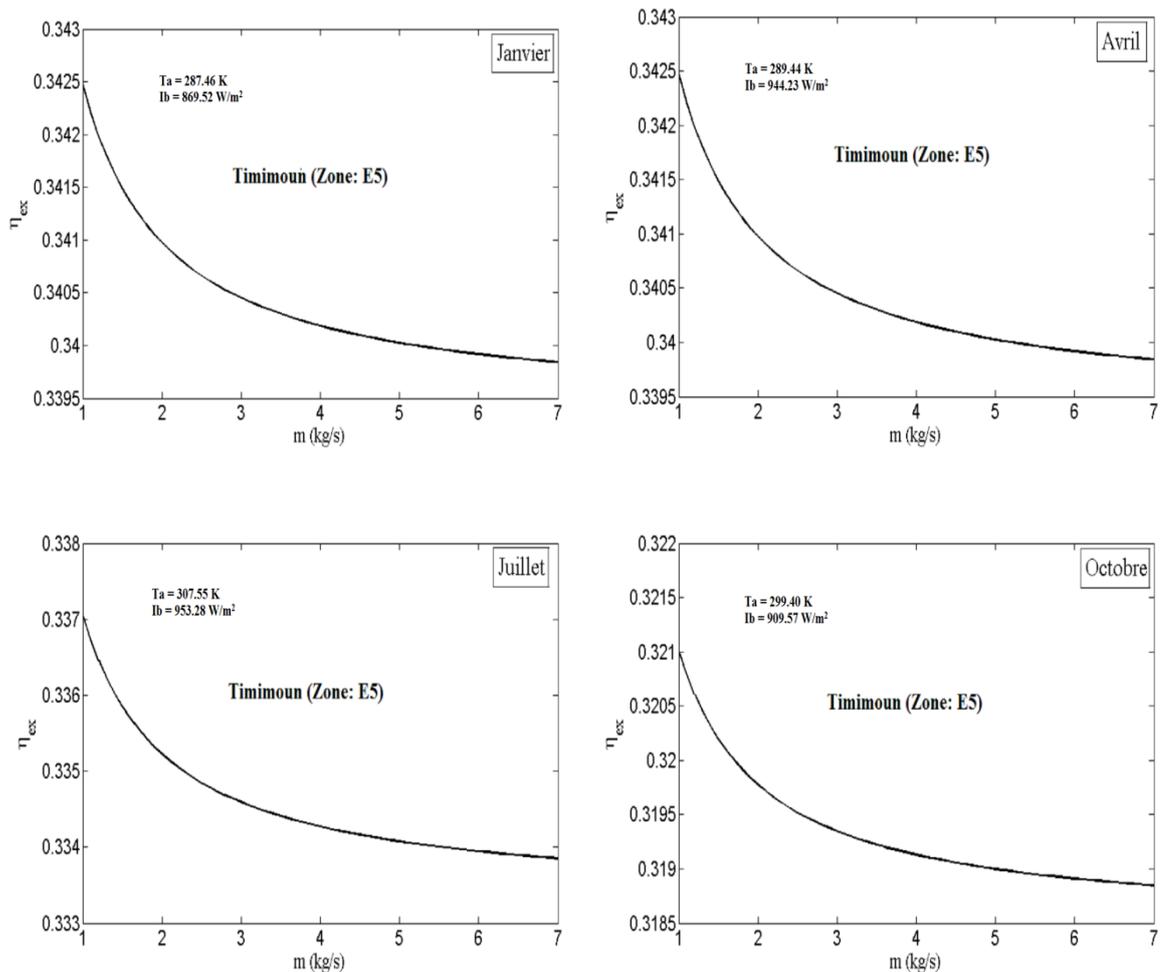


Figure 4.19 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur la variation du rendement exergetique en fonction du débit à Timimoun.

4.6.2 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur

L'effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique est illustrée sur les figures 4.20 – 4.24.

Les figures, représentent l'évolution du rendement exergetique. On remarque qu'avec l'augmentation de la température ambiante et l'éclairement solaire ainsi que la température d'entrée du fluide caloporteur le rendement exergetique augmente pour tous les sites jusqu'à atteindre la température optimale qui est de l'ordre de 640 K à 650 K durant la saison hivernale et automnale puis elle diminue. Durant la saison estivale et printanière la température optimale est de l'ordre de 700 K à 720 K.

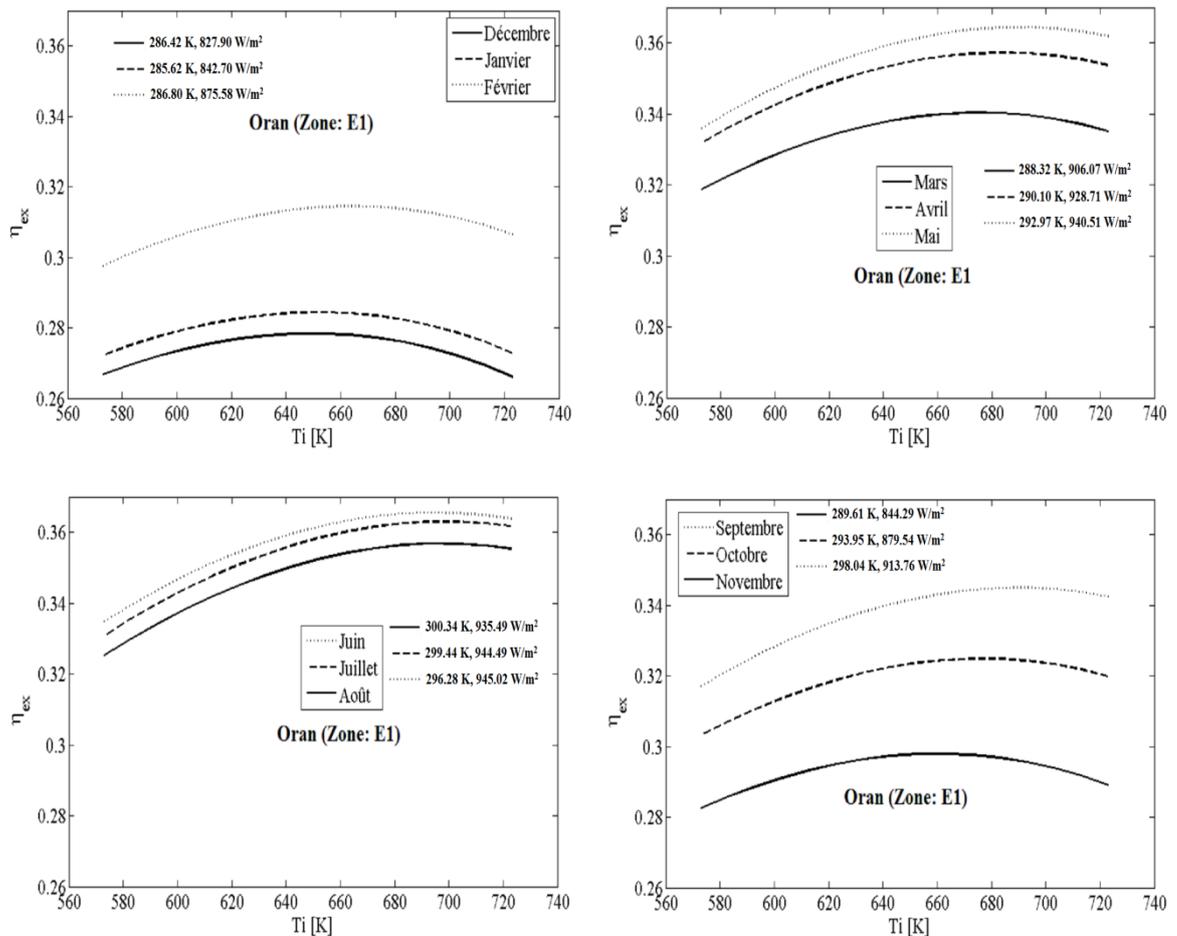


Figure 4.20 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Oran.

Durant la saison hivernale (décembre, janvier et février) le rendement exergetique est plus élevé pour les sites de Timimoun et An Amenas compare aux sites d'Oran, Batna et El Oued avec un écart remarquable entre les mois (Décembre, Janvier et Février) ceci est expliqué par la variation de l'éclairement solaire.

Pendant la saison printanière (Mars, Avril et Mai) le rendement exergetique du site de Batna est meilleure que dans les sites d'Oran, El Oued, An Amenas et Timimoun, car le site de Batna a une température ambiante plus basse que les autres sites, celui d'Oran est mieux que les sites d'El Oued durant les mois d'Avril et Mai, ceci est dû à l'éclairement solaire élevé ,aussi le rendement exergetique

est assez élevé durant le mois de Mars à An Amenas et Timimoun par rapport aux autres sites car l'éclairement est plus élevé pendant ce mois.

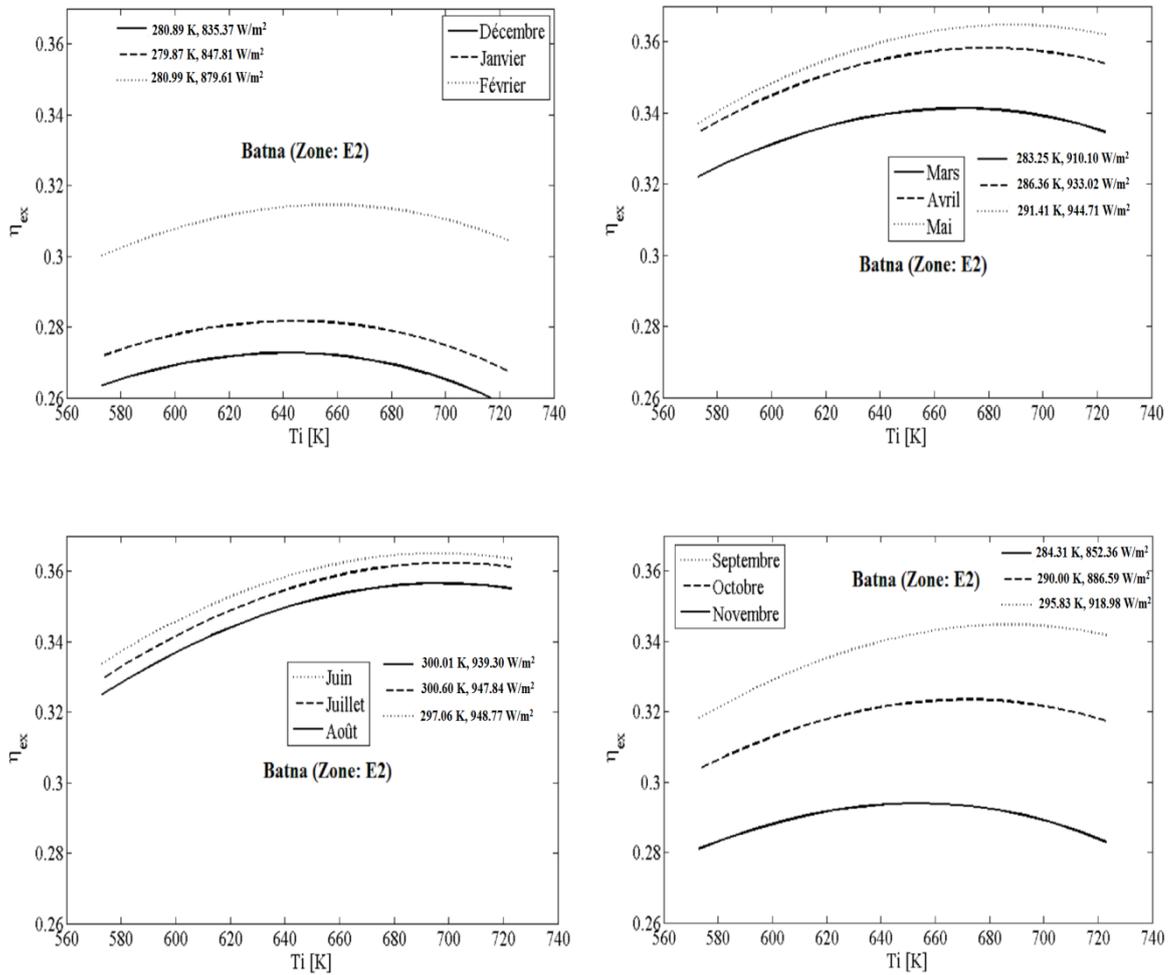


Figure 4.21 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Batna.

Durant la saison estivale (Juin, Juillet et Août) le rendement exergetique du site de Batna est plus élevé que les sites d'Oran, El Oued, An Amenas et Timimoun durant le mois de Juin, à cause de l'éclairement solaire du site de Batna qui est plus important que le ce site d'Oran avec un écart très faible de la température ambiante entre le site de Batna et Oran.

Par contre, pour le mois de Juillet on remarque que le site d'Oran est mieux que les autres sites à cause de la faible température ambiante.

Pour le mois d'Août on constate que le rendement exergetique est assez intéressant sur le site d'An Amenas que les autres sites.

Durant la saison automnale, le rendement exergetique est plus élevé dans les sites situés dans la partie sud (Timimoun et An Amenas) que les sites de la partie nord (Oran, Batna et El Oued) avec un écart remarquable entre les mois (Septembre, Octobre et Novembre) ceci est dû à la variation de la température ambiante et l'éclairement solaire.

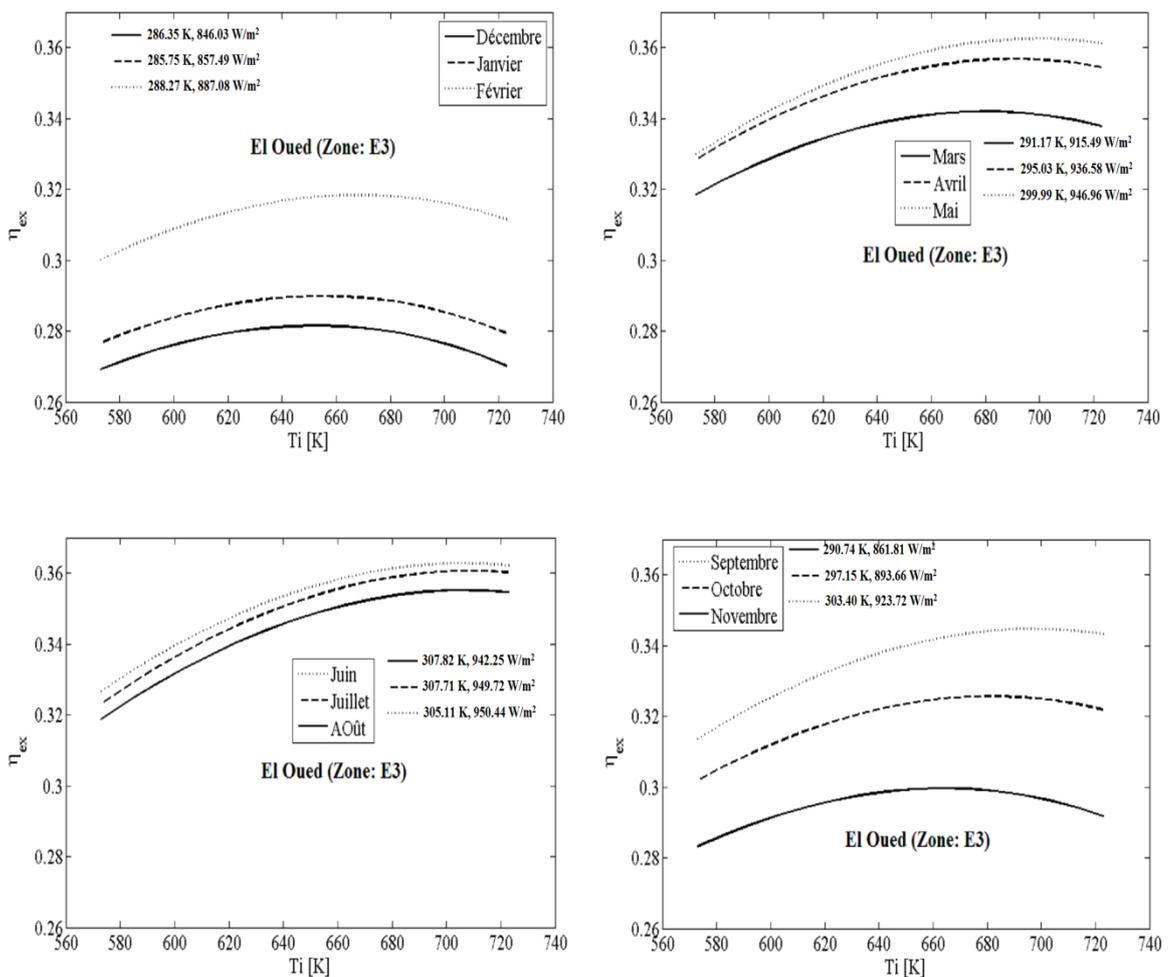


Figure 4.22 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à El Oued.

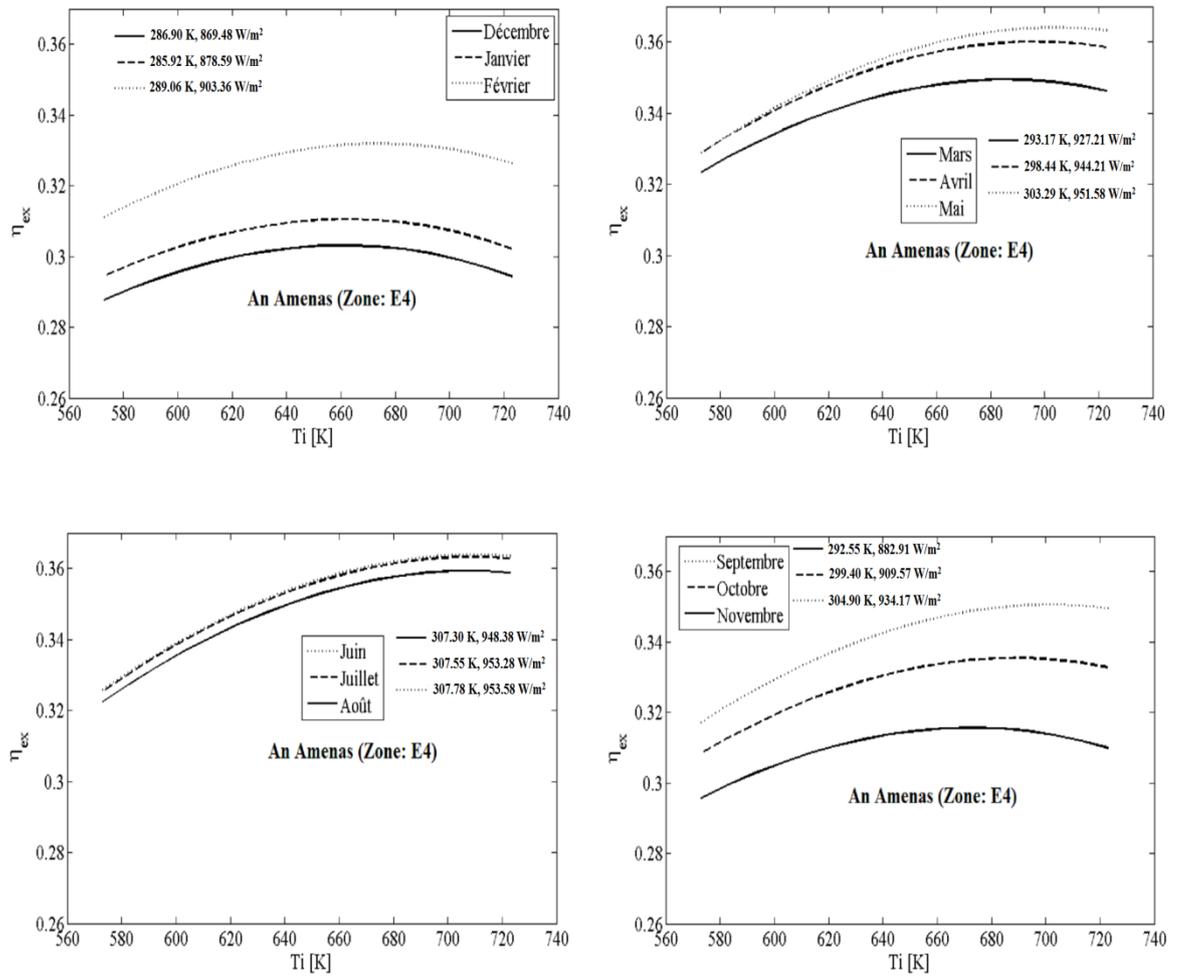


Figure 4.23 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergétique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à An Amenas.

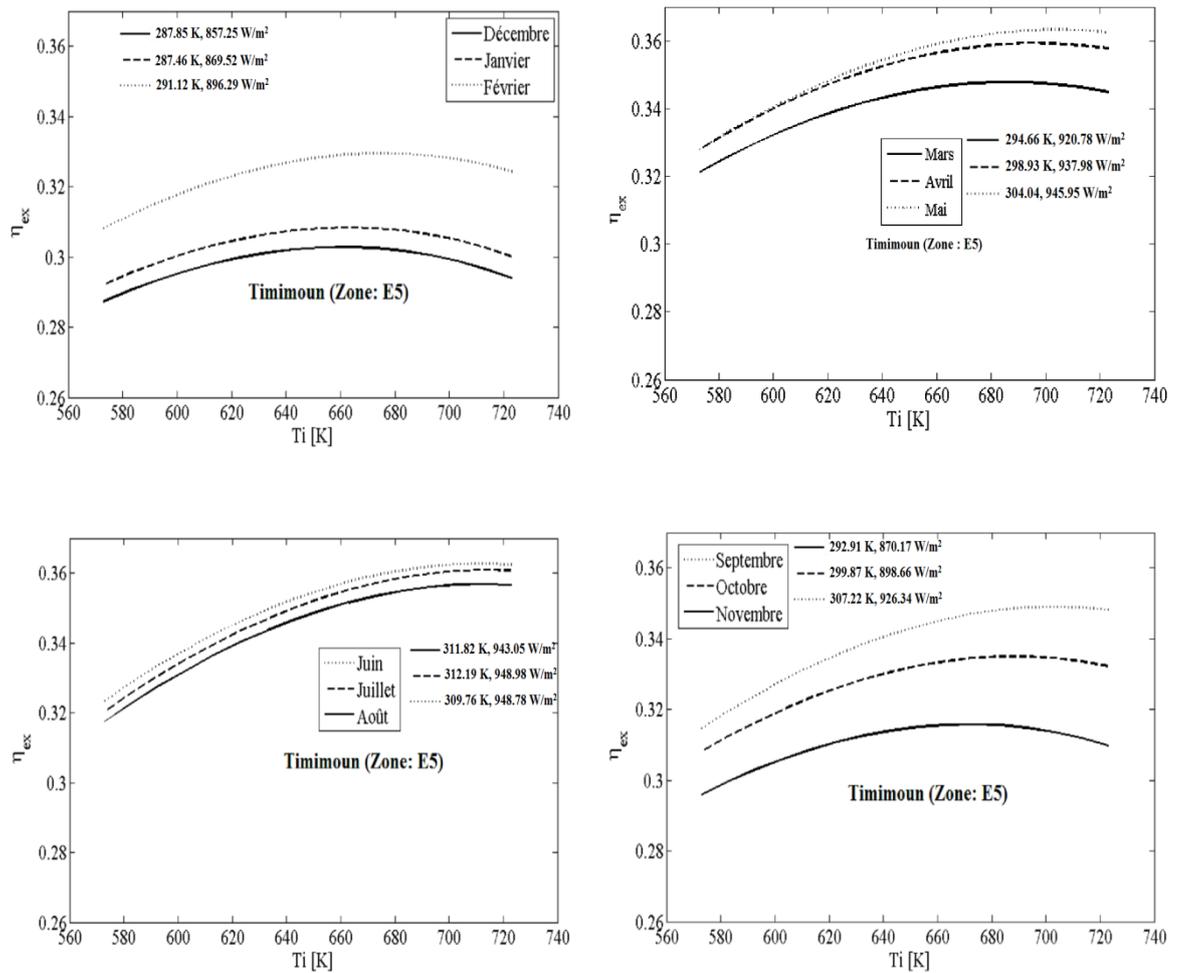


Figure 4.24 Effet de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur à Timimoun.

4.6.3 Résultat comparative de la variation de la température ambiante et l'éclairement solaire direct sur le rendement exergetique de différents sites

La figure 4.25, montre la variation du rendement exergetique saisonnier avec la variation de la température ambiante et l'éclairement solaire en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur.

On remarque que durant les mois froids (Janvier,.....) le rendement exergetique de la partie sud est plus élevé que la partie nord avec un écart important entre les deux partie ceci est dû à la variation de la température ambiante et l'éclairement solaire.

On note aussi que durant le mois d'Avril le rendement exergetique des sites de Batna et Oran sont les plus élevés que les autres sites choisis avec un écart très faible entre les sites, cet écart est dû aux conditions climatiques et radiométriques qui sont presque identique.

aussi on constate que plus on va vers les mois chauds (Juillet,...) le rendement exergetique de la partie nord et plus élevé que la partie sud à cause de la température ambiante qui est un peu faible dans la partie nord que la partie sud, et durant le mois d'Octobre on peut voir que le rendement exergetique est assez élevé dans les sites de Timimoun et An Amenas qu'aux sites d'Oran, Batna et El Oued et un écart remarquable entre la partie sud et la partie nord.

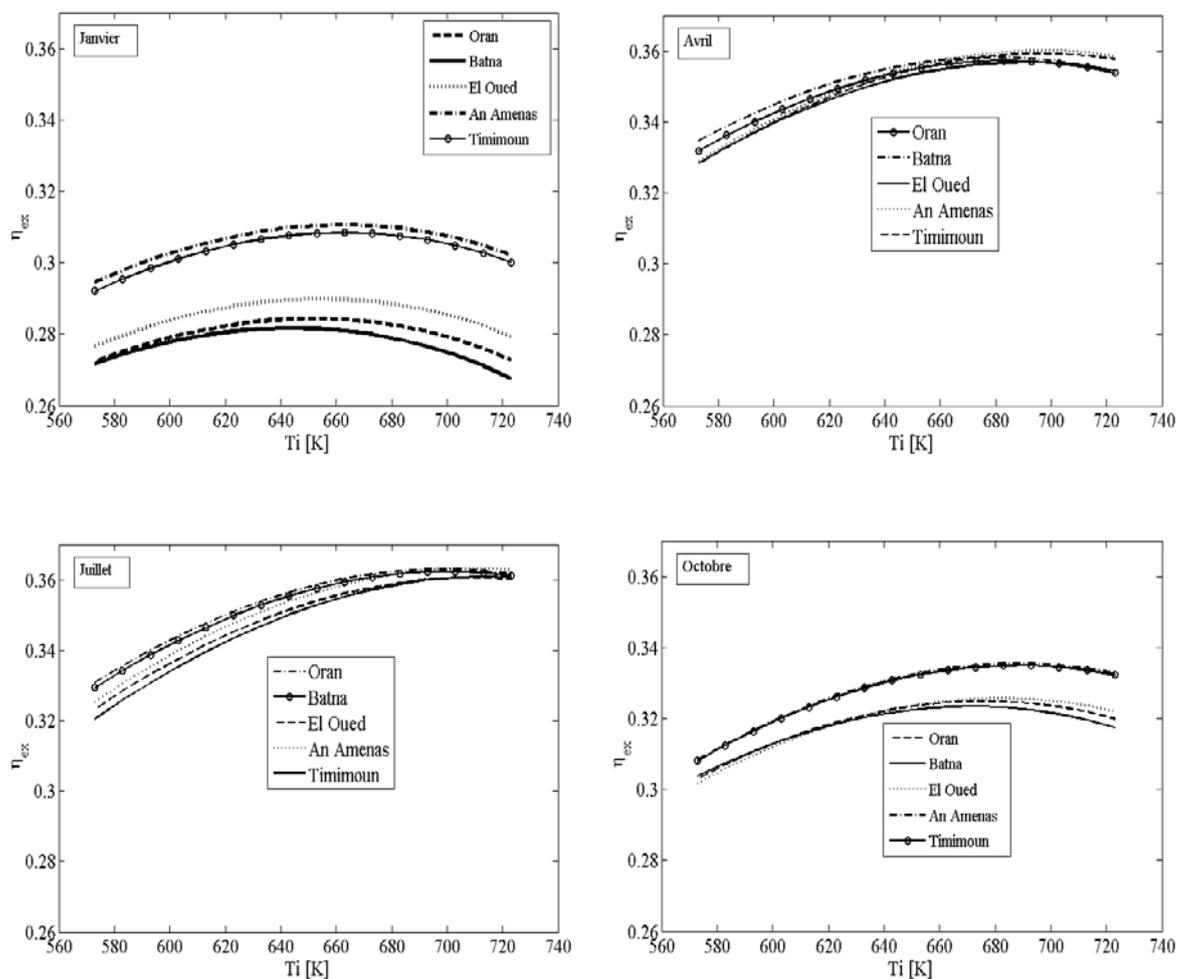


Figure 4.25 Variation du rendement exergetique en fonction de la température d'entrée du fluide caloporteur de différents sites.

4.7 POTENIEL EXERGETIQUE

Le potentiel exergetique d'un cylindro – parabolique dépend de la température ambiante et l'éclairement solaire direct.

Dans cette étape, on va tracer les atlas du potentiel exergetique pour les différentes saisons pour un cylindro – parabolique avec un débit de 5.5 kg/s et une température d'entrée du fluide caloporteur de 600 K. Pour cette partie on va utiliser les résultats de la partie précédente.

Les atlas des potentiels exergetiques saisonniers sur l'ensemble des zones d'études, sont présentés sur la figure 4.26. On constate que le potentiel exergetique varie entre 1686 MJ/m² à 2415 MJ/m² par saison.

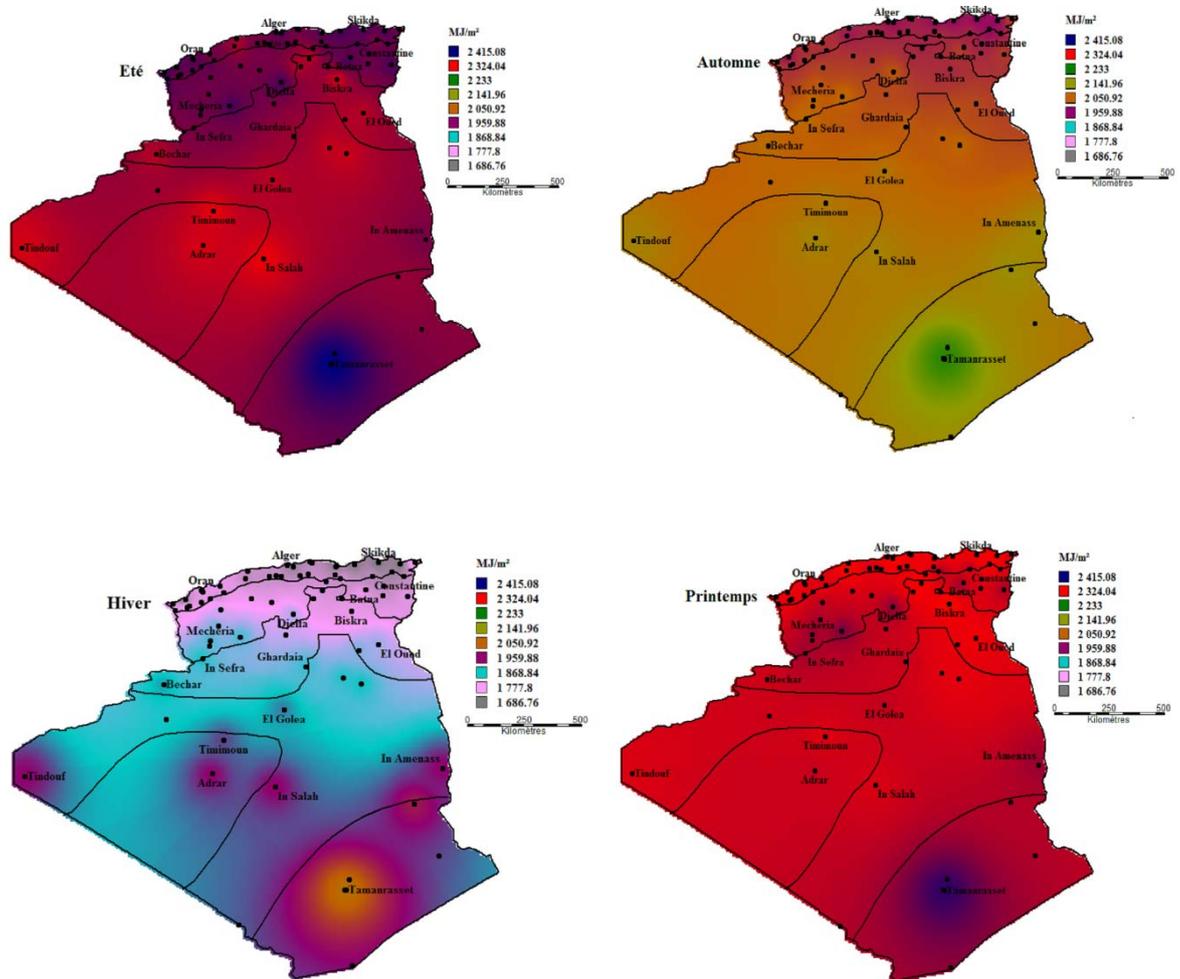


Figure 4.26 Potentiel exergetique produit par un cylindro – parabolique de type Euro Trough, $T_i = 600$ K, $m = 5.5$ kg/s.

La figure 4.26, montre que durant la saison estivale, le potentiel exergétique atteint des valeurs appréciables dans les zones climatiques E1 et E2 situés au nord par rapport aux valeurs obtenues dans les zones climatiques E3, E4 et E5 à cause des températures ambiantes qui sont plus élevées dans ces zones climatiques.

Contrairement en hiver, le potentiel exergétique est plus important dans les zones climatiques E3, E4 et E5 que celui des zones climatiques E1 et E2, ceci est dû au potentiel solaire disponible.

On remarque aussi que durant la saison automnale le potentiel exergétique est plus intéressant dans la partie sud (E3, E4 et E5) que dans la partie nord (E1 et E2).

La figure 4.26, indique que la saison printanière est presque similaire à la saison estivale car les températures ambiantes des deux saisons sont presque identiques.

Les sites de: Tindouf, Adrar, In Salah, An Amenas et Tamanrasset, ont le potentiel exergétique le plus élevés pendant la saison hivernale et la saison automnale, à l'exception du site de Tamanrasset qui est le site le plus favorable pour toutes les saisons. Car ce dernier est caractérisé par des températures ambiantes plus basses que les sites qui sont situés dans la partie sud et aussi il a un bon éclairage solaire par rapport aux autres sites.

Les cartes suivantes présentent les zones climatiques les plus adéquates à la transformation de l'énergie thermique en travail à travers le capteur cylindro – parabolique.

4.8 RESULTATS DE LA PARTIE EOLIENNE

4.8.1 Données utilisées

Les caractéristiques des sites de mesure sont données par le tableau suivant.

Tableau 4.8 Caractéristiques des sites de mesures.

Sites	Zone climatique	Rugosité	Nbre d'année de mesure
Bejaia	E1	0.01	10
Annaba	E1	0.01	10
Oran	E1	0.02	05
Arzew	E1	0.02	05
Mostaganem	E1	0.01	10
Skikda	E1	0.01	10
Alger	E1	0.01	10
Essenia	E1	0.01	10
Miliana	E2	0.50	10
Tebessa	E2	0.03	10
Chlef	E2	0.01	10
Constantine	E2	0.01	10
Djelfa	E2	0.08	10
El-Bayadh	E2	0.01	10
Sétif	E2	0.01	10
Batna	E2	0.01	10
Tiaret	E2	0.02	08
Béchar	E3	0.03	10
Noumerat	E3	0.01	10
Biskra	E3	0.02	10
Tkhamalet	E3	0.01	10
InGezzam	E3	0.01	06
Amguid	E3	0.01	05
Asskrem	E3	0.01	10
M'Sila	E3	0.03	10
Guemar	E3	0.01	09
Rhourd Nouss	E3	0.01	10
Tamanrasset	E3	0.1	10
Tamanrasset	E3	0.1	05
Tiska	E3	0.01	10
Inziza	E3	0.01	06
Inezzane	E3	0.01	05
Insalah	E4	0.02	10
In Amenas	E4	0.00001	10
El-Golea	E4	0.02	10
Tindouf	E4	0.001	05
Bordj-Badji-Mokhtar	E5	0.01	09
Adrar	E5	0.01	05
Timimoun	E5	0.1	10

Cette étude est basée sur des données météorologiques en termes de vitesse moyenne journalière (tri-horaire et horaire) collectée, à 10 m du sol, pour 39 stations météorologiques répartis sur l'ensemble du territoire national. La période de mesure s'est effectuée durant les années (1981 à 2017) allant de 5 à 10 années de mesure.

Le traitement est effectué afin d'extraire les valeurs erronées et reconstituer les données manquantes c'est-à-dire, en prenant la valeur inconnue de la vitesse du vent entre deux temps de mesure t_{n-1} et t_{n+1} , la moyenne des deux valeurs enregistrées est la valeur estimée à un temps t_n . Après cette étape nous avons sorti une année type pour chaque site pour faire l'étude statistique de la vitesse du vent par la distribution de Weibull et hybride de Weibull.

4.8.2 Caractéristiques des aérogénérateurs

La performance de deux aérogénérateurs a été testée (par simulation) sur les différentes zones climatiques. Leurs caractéristiques sont portées dans le tableau 4.9.

Tableau 4.9 Caractéristique des aérogénérateurs, [156].

Paramètres	V_i (m/s)	V_n (m/s)	V_s (m/s)	D (m)	H (m)
Enercon E33/330 (330 kW)	3	15	25	33.4	40
Enercon E44/900 (900 kW)	2	16	25	44	50

La figure montre une éolienne de type Enercon E33/330 de puissance nominale de 330 kW.



Figure 4.27 Eolienne de type Enercon E33/330.

4.9 RESULTAS ET DISCUSSIONS

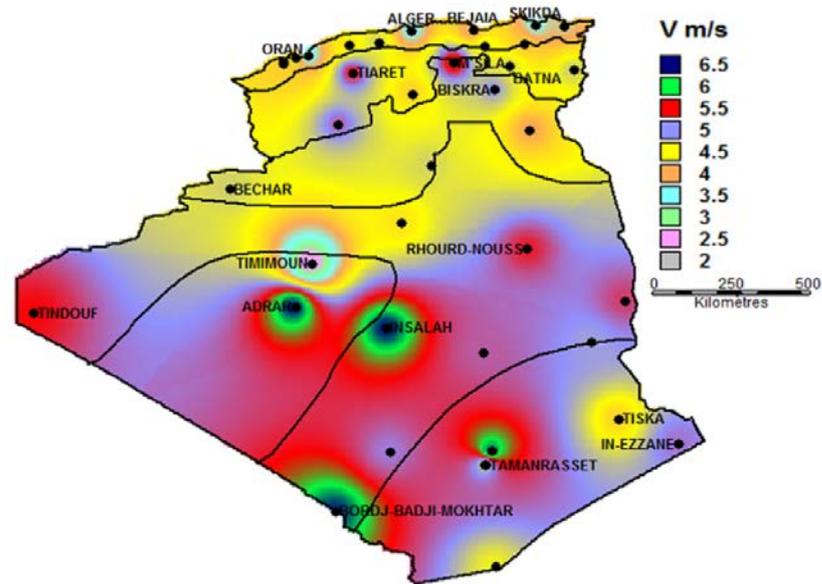
4.9.1 Fréquence des vitesses nulles et les atlas des vents à 10 m du sol

Sur la figure 4.28 sont comparés les atlas de la vitesse du vent, tracés en utilisant : la distribution de Weibull et la combinaison entre la distribution de Weibull et hybride de Weibull suivant la fréquence de la vitesse nulle de chaque point de mesure.

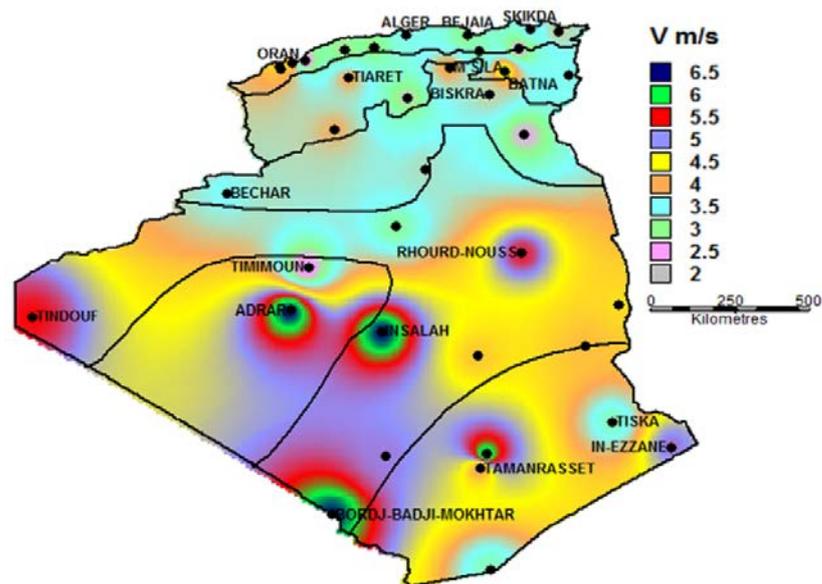
On enregistre que l'effet des fréquences nulle est plus significatif et remarquable dans la zone E1, la zone E2 et la zone E3 ainsi que dans la zone E4. Par ailleurs, le même microclimat autour d'Adrar situé dans la zone climatique E5, se trouve dans les deux atlas.

En effet dans cette zone la fréquence des vitesses nulles est la plus faible. La combinaison des deux distributions pour le tracé de l'atlas de la vitesse du vent est plus adéquate. Car la distribution de Weibull surestime l'évolution de la vitesse du vent.

En outre, les atlas montrent que les zones climatiques de la partie sud sont plus ventées que les zones climatiques de la partie nord, comme les sites d'Adrar, Tindouf, In Salah et Bordj – Badji Mokhtar où la vitesse du vent est de l'ordre de 5.5 à 6.6 m/s.



Distribution de Weibull



Distribution combinée de Weibull et hybride Weibull

Figure 4.28 Effet des fréquences nulles sur l’atlas des vents à 10 m du sol.

4.9.2 Atlas de puissance annuelle moyenne récupérable de deux aérogénérateurs choisis

Les figures 4.29 et 4.30 indiquent les atlas de la densité de puissance annuelle moyenne récupérable à 40 et 50 m d'altitude, elles sont obtenues après l'extrapolation des paramètres de Weibull k et c à 40 et 50 m.

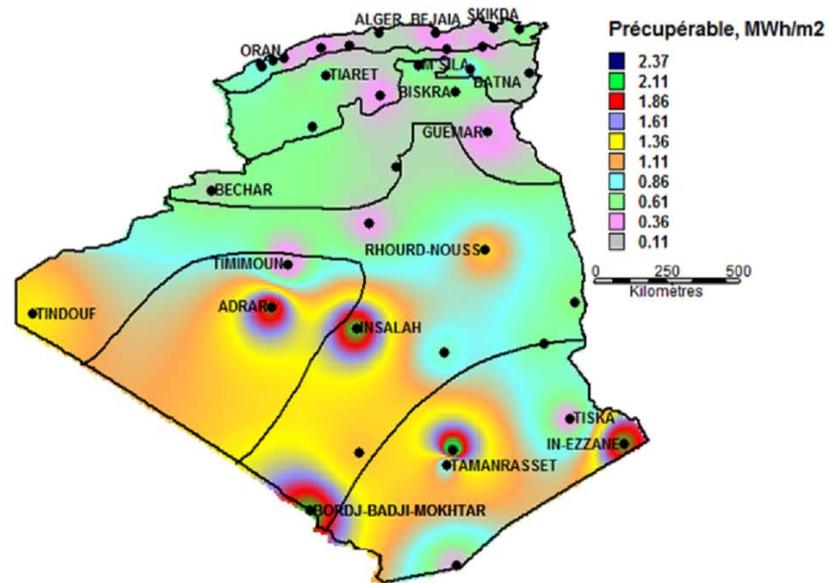


Figure 4.29 Densité de puissance annuelle moyenne récupérable à 40 m du sol.

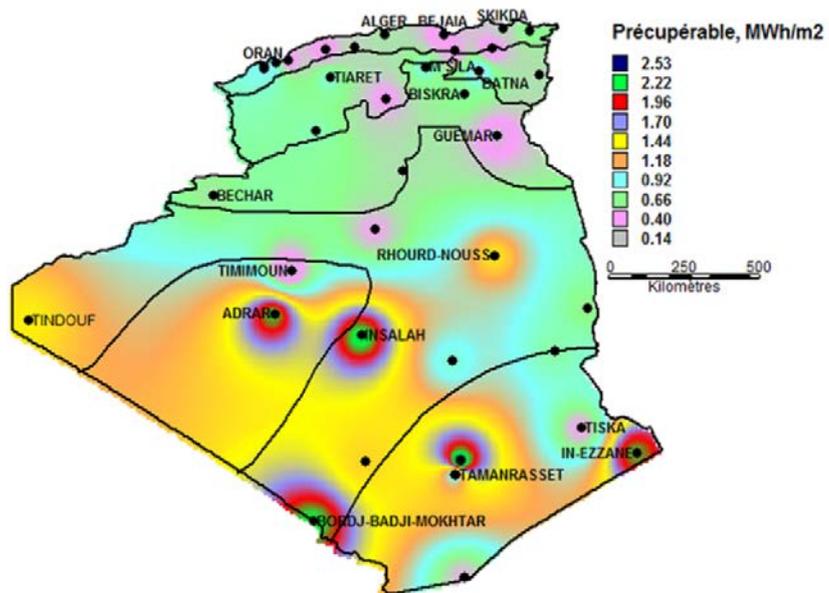


Figure 4.30 Densité de puissance annuelle moyenne récupérable à 55 m du sol.

Les figures 4.29 et 4.30 montrent que, le potentiel récupérable atteint des valeurs très importantes dans les zones climatiques E4 et E5 situées au sud par rapport aux valeurs obtenues dans les zones climatiques E1, E2 et E3 situées au nord, mais le potentiel récupérable obtenu par l'aérogénérateur de 55 m d'altitude est mieux que le potentiel récupérable obtenu par l'aérogénérateur de 40 m d'altitude c'est-à-dire que la puissance récupérable augmente avec l'augmentation de la hauteur de hélice.

4.9.3 Vitesse cubique moyenne utile

Sur la figure 4.31 sont représentés les histogrammes de la vitesse cubique moyenne annuelle des zones climatiques étudiées et pour les deux aérogénérateurs choisis.

Les paramètres de Weibull ont été extrapolés aux altitudes différentes de 40 et 55m, ce qui a permis l'estimation de la vitesse cubique moyenne utile par site et par machine.

On remarque que la vitesse cubique moyenne utile annuelle dans la zone E1 est minimale pour le site de Mostaganem est maximale pour le site d'Oran. Concernant la zone E2, la vitesse cubique est minimale à Chlef et maximale à Batna ainsi que dans la zone E3 où elle est au minimum au site de Guemar et au maximum au site de M'Sila. Ce qui est dû à l'effet des fréquences calmes.

Les meilleurs résultats sont ceux représentés dans les zones climatiques E4 et E5, où la vitesse cubique moyenne annuelle utile présente des valeurs élevées pour les sites d'In Salah, Tindouf, Bordj – Badji Mokhtar et Adrar, car les fréquences des vitesses nulles sont plus faible. Par contre au site de Timimoun la variation de la vitesse cubique moyenne est faible car elle a une très faible vitesse moyenne. Pour les autres sites d'An Amenas et El Golea, la vitesse cubique moyenne utile est un peu faible par rapport à la fréquence des vitesses nulles.

Les résultats montrent que l'aérogénérateur de 900 kW est plus performant que l'aérogénérateur de 330 kW.

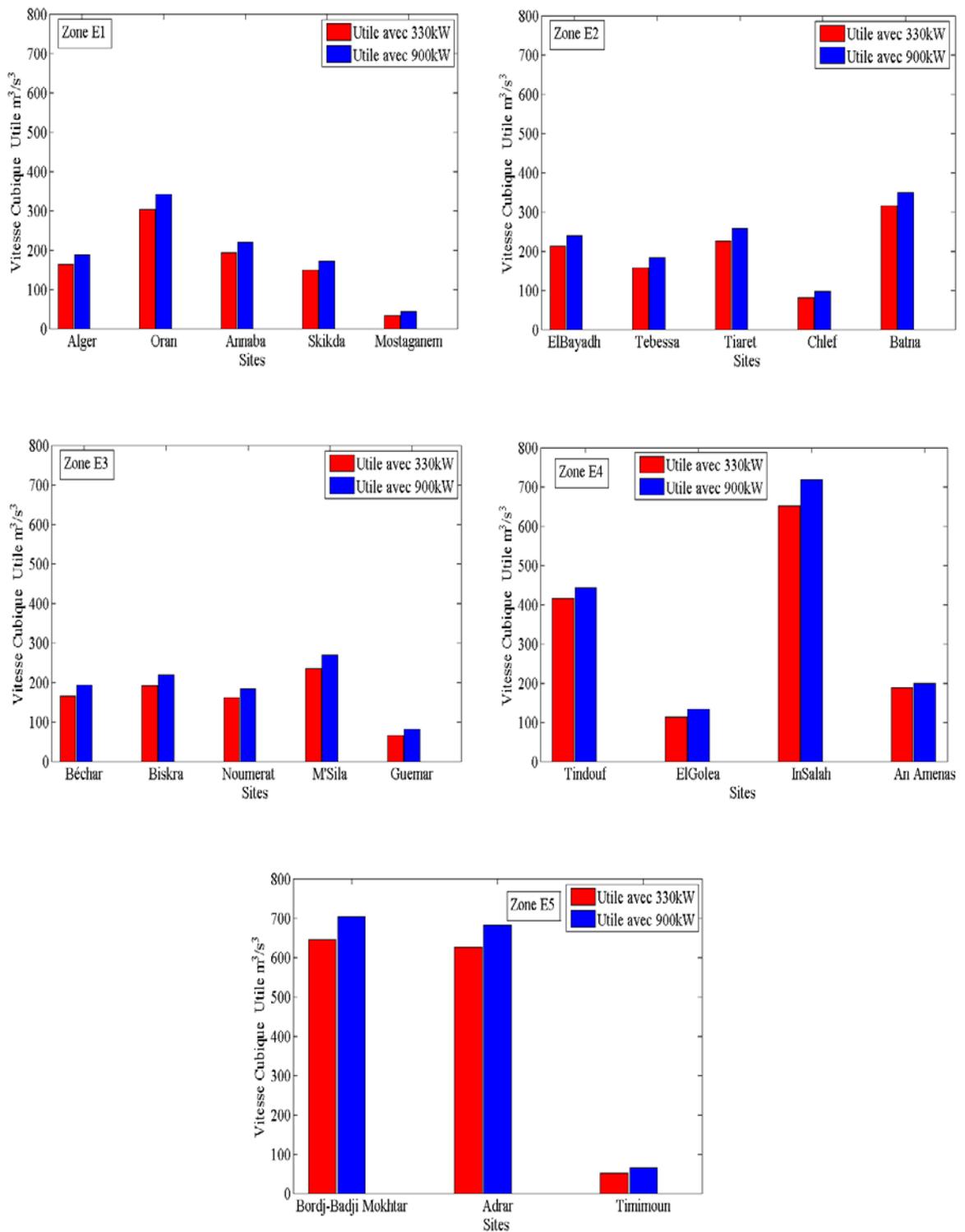


Figure 4.31 Variation de la vitesse cubique moyenne utile pour les deux aérogénérateurs choisis.

4.9.4 Atlas de puissance utile des deux aérogénérateurs choisis

Les figures 4.32 et 4.33 représentent la puissance utile pour les machines de puissance nominale égale respectivement à 330 kW et 900 kW.

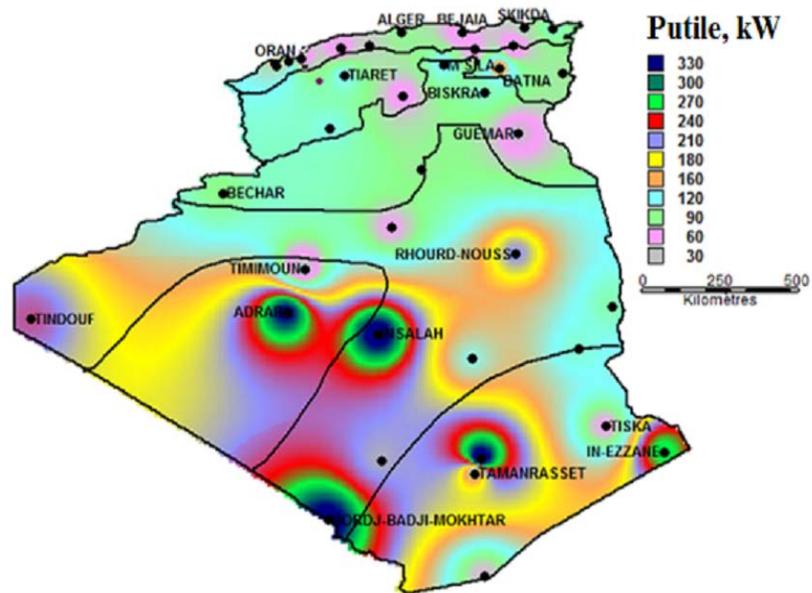


Figure 4.32 Potentiel utile obtenue par l'aérogénérateur de puissance nominale égale 330 kW.

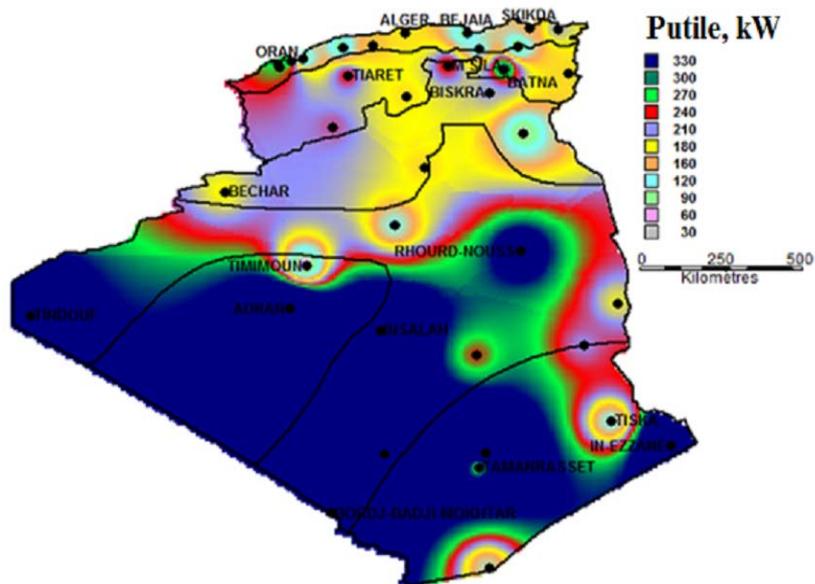


Figure 4.33 Potentiel utile obtenue par l'aérogénérateur de puissance nominale égale 900 kW.

Les atlas montrent des puissances utiles intéressantes, ceci est dû essentiellement à la hauteur de l'hélice et leurs diamètres. Tracé avec une même gamme, on remarque que, le potentiel utile de la partie sud reste toutefois plus important que celui du nord. Le choix de la machine adéquate se fera en fonction du prix et du besoin en énergie du site considéré.

4.9.5 Puissance utilisable des deux aérogénérateurs choisis

Les puissances utilisables moyennes annuelles produites par les aérogénérateurs de puissance nominale de 330 kW et 900 kW sur l'ensemble des zones d'études, sont représentées sur les histogrammes suivants.

On notera que la puissance utilisable moyenne annuelle produite par les deux aérogénérateurs choisis dans la zone climatique E1 est minimale pour le site de Mostaganem à cause de la fréquence de vitesse calme qui est très élevée dans ce site est maximale pour le site d'Oran. Pour la zone climatique E2 le potentiel utilisable est plus élevé pour le site de Batna puis les sites de Tiaret et Bayadh, il est réduit au site de Chlef ainsi que dans la zone climatique E3 il est au minimum au site de Guemar et au maximum au site de M'Sila. De bons résultats ont été présentés dans les zones climatiques E4 et E5, où la puissance utilisable atteint des valeurs importantes pour les sites d'In Salah, Tindouf, Bordj – Badji Mokhtar et Adrar à l'exception du site de Timimoun où le potentiel utilisable est très faible car la vitesse moyenne dans ce site est très faible.

Les résultats illustrés dans la figure 4.34 montrent que, l'aérogénérateur de 900 kW est le plus performant pour toutes les zones climatiques.

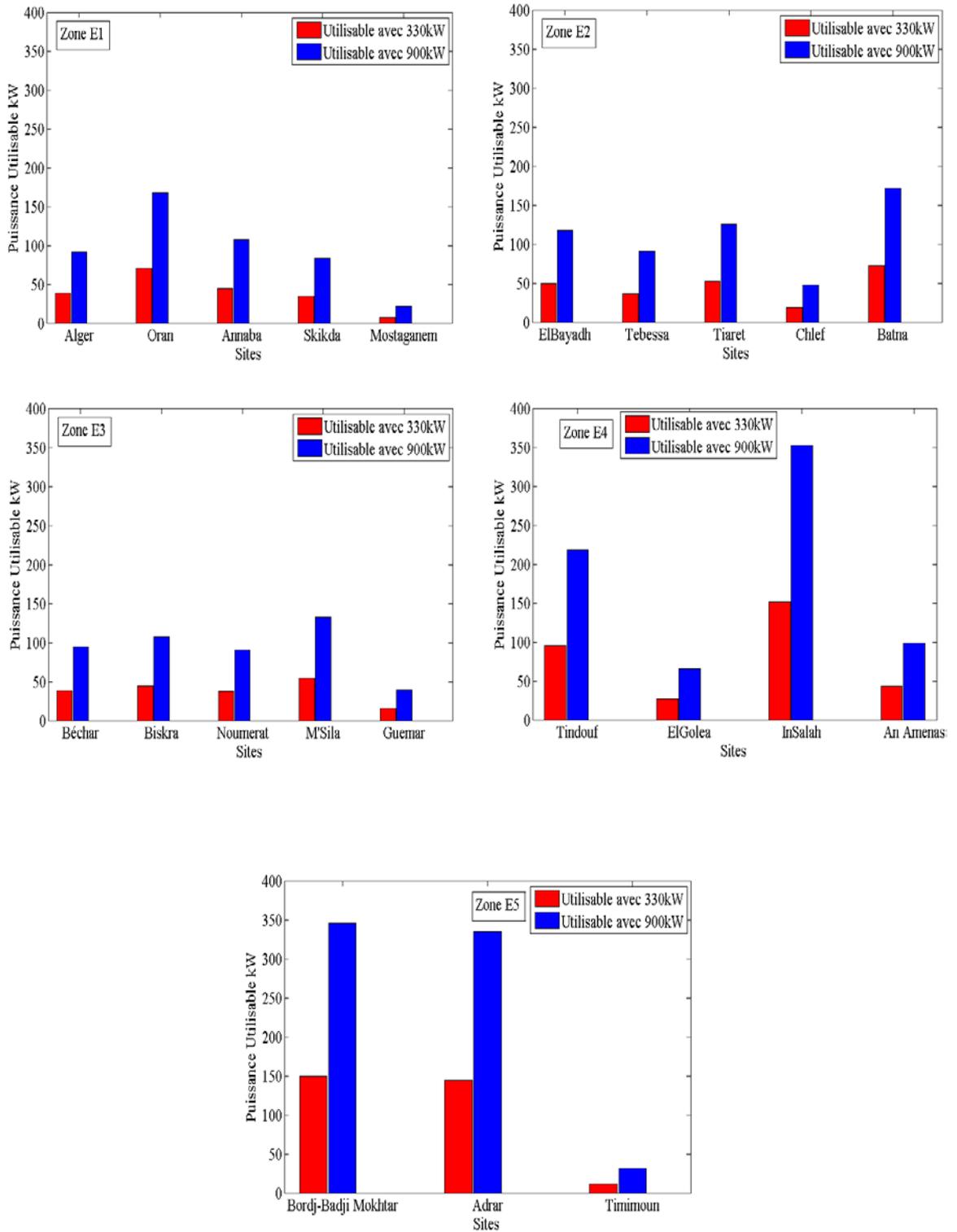


Figure 4.34 Puissance utilisable moyenne annuelle produites par les deux aérogénérateurs choisis.

4.10 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de la comparaison entre les modèles théoriques et les données mesurées, le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan et le potentiel exergetique d'un cylindro – parabolique, ensuite une étude paramétrique a été présentée, dans le but d'étudier l'influence de quelques paramètres sur l'utilisabilité et sur le rendement exergetique.

Les résultats montrent que :

- L'erreur quadratique moyenne entre les valeurs mesurées sur un site situé dans une zone climatique précise et les valeurs estimées, a permis de déduire le modèle le plus adéquat pour certaines zones : le modèle de Yaiche pour la zone climatique E1, le modèle de garg pour la zone climatique E3 et le modèle de Hussain pour les zones climatiques E2 et E5.
- Ces modèles ont permis de déterminer les irradiations mensuelles et de tracer les atlas solaires mensuels pour toutes les zones climatiques.
- Les modèles de Yaiche, Hussain et celui de Garg, on produit des résultats satisfaisants et peuvent être utilisés pour estimer les irradiations solaires de n'importe quel site algérien situé dans la même zone climatique.
- Les atlas des irradiations solaires montrent que les zones climatiques E3, E4 et E5 ont les potentiels les plus élevés.
- Le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan dépend de l'irradiation solaire et la température diurne.
- Les atlas des potentiels utilisables nous permettent de déterminer les sites et les zones climatiques pour l'implantation du système solaire.
- Les études sur l'effet des performances du système sur l'utilisabilité montrent que l'effet du coefficient de pertes globales est plus significatif que celui du rendement optique, et que la variation de l'utilisabilité est plus influencée par le changement des conditions climatiques et radiométriques.
- Le potentiel exergetique du système à concentration solaire (cylindro – parabolique) dépend de la température ambiante et l'éclairement solaire.
- L'effet du débit du fluide caloporteur est presque négligeable sur la variation du rendement exergetique.

- L'effet de la température ambiante est très important sur le rendement exergetique. Car elle influe sur la partie de génération d'entropie et sur les pertes thermiques.
- Les atlas du potentiel exergetique présentent les zones climatiques les plus adéquates à la transformation de l'énergie thermique en travail à travers le capteur cylindo – parabolique.

Aussi on a présenté une étude sur le potentiel utilisable éolien à travers une étude comparative de 2 aérogénérateurs, suite à la lecture des histogrammes et les atlas on peut dire que :

- Les atlas des vents montrent les zones climatiques les plus ventés.
- Le potentiel utile estimé par les deux aérogénérateurs choisis est fortement lie à la vitesse moyenne et la vitesse cubique moyenne.
- Le potentiel utilisable de la partie sud reste toutefois plus important que celle de nord. Le choix de la machine adéquate se fera en fonction du coût et du besoin en énergie.

CONCLUSION GENERALE

La présente étude porte sur l'analyse du potentiel exergétique renouvelable de l'Algérie. Un aperçu détaillé sur l'état de l'art qui concerne, l'irradiation solaire, l'éclairement solaire, la température ambiante, le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan, l'analyse énergétique et exergétique d'un concentrateur cylindro – parabolique et le potentiel utilisable éolien a été présenté dans le premier chapitre. Le chapitre deux et trois porte sur la modélisation, pour l'estimation du potentiel utilisable d'un capteur solaire plan ; l'analyse énergétique et exergétique d'un cylindro – parabolique ainsi que le potentiel utilisable éolien. Dans ces derniers toutes les équations utilisées pour la modélisation des performances à long terme (utilisabilité) d'un capteur solaire plan, le potentiel exergétique d'un cylindro – parabolique ainsi le potentiel utilisable éolien ont été abordées. Une étude paramétrique permettant d'évaluer l'influence de la température moyenne et d'entrée du fluide caloporteur, le rendement optique et le coefficient de pertes globales sur l'utilisabilité a été réalisée. Par ailleurs, l'influence de la température ambiante et l'éclairement solaire direct en fonction de la température d'entrée et le débit du fluide caloporteur sur le rendement exergétique, ainsi que l'estimation du potentiel utilisable éolien a été établi. Les résultats de cette simulation sont présentés sous la forme de l'évaluation du potentiel utilisable d'un capteur solaire plan, le potentiel exergétique d'un cylindro – parabolique ainsi le potentiel utilisable éolien.

A la clarté des résultats obtenus dans cette étude, les conclusions suivantes ont été tirées :

- L'erreur quadratique moyenne entre les valeurs radiométriques mesurées et les valeurs estimées, a permis de déduire le modèle de reconstitution des irradiances solaires le plus adéquat à savoir : le modèle de Yaiche pour la zone climatique E1, le modèle de Garg pour la zone climatique E3 et le modèle de Hussain pour les zones climatiques E2 et E5.

- Les modèles de Yaiche, Hussain et celui de Garg, ont produit des résultats satisfaisants et peuvent être utilisés pour estimer les irradiances solaires de n'importe quel site algérien situé dans la même zone climatique.
- Ces modèles ont permis de tracer les atlas solaires mensuels pour les différentes zones climatiques.
- Les atlas des irradiances solaires montrent que les zones climatiques E3, E4 et E5 ont les potentiels les plus élevés.
- Le potentiel utilisable d'un capteur solaire plan dépend de l'irradiation solaire et la température diurne.
- Les atlas des potentiels utilisables nous permettent de déterminer les sites et les zones climatiques adéquates à l'utilisation du système de conversion solaire : le capteur plan solaire.
- Les études des performances du système sur l'utilisabilité montrent que l'effet du coefficient de pertes thermiques globales est plus significatif que celui du rendement optique, et que la variation de l'utilisabilité est surtout influencée par la variation des conditions climatiques et radiométriques.
- Le potentiel exergétique du système à concentration solaire (cylindro – parabolique) est fortement dépendant de la température ambiante et l'éclairement solaire.
- L'effet du débit du fluide caloporteur est presque négligeable sur la variation du rendement exergétique.
- L'effet de la température ambiante est très important sur le rendement exergétique et particulièrement sur la génération d'entropie et sur les pertes thermiques.
- Les atlas du potentiel exergétique affichent les zones climatiques les plus adéquates à la transformation de l'énergie thermique en travail à travers le capteur cylindro – parabolique.

L'étude du potentiel utilisable éolien de 2 aérogénérateurs a permis les déductions suivantes

- Les atlas des vents montrent les zones climatiques les plus ventés.
- Le potentiel utile estimé par les deux aérogénérateurs choisis est fortement lié à la vitesse moyenne et la vitesse cubique moyenne.

- Le potentiel utilisable de la partie sud reste toutefois plus important que celle de nord. Le choix de la machine adéquate se fera en fonction du coût et du besoin en énergie.

Pour la poursuite du présent travail, il serait souhaitable de :

- Développer des modèles théoriques pour l'estimation de l'irradiation solaire ou l'éclairement solaire pour chaque zone climatique, sur la base des données expérimentales.
- D'estimer du potentiel utilisable de plusieurs systèmes solaires.
- D'estimer du potentiel exergétique de plusieurs systèmes solaires à haute température ainsi que, des études sur l'amélioration des propriétés thermo physique du fluide caloporteur comme les nano fluides ainsi l'amélioration des caractéristiques des collecteurs solaires
- Faire une étude techno – économique détaillé pour chaque système, et établir des cartes techniques.
- Eliminer les sites ou la zone où on ne peut pas faire une installation solaire où éolienne, comme la zone militaire, les forêts et les zones industriels.

REFERENCES

- [1] Boutelli, H., Djafour, A., Danoune, M. B., Khelfaoui, N., and Gougui, A., 2018, "Etude et Analyse de Potentiel du Vent dans la Région Ouargla – Biskra par la Distribution de Weibull," 5^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, Ghardaïa, Algeria, Octobre, 24-25, pp. 1-6.
- [2] Bentouba, S., Slimani, A., Boucherit, M. S., and Hamouda, M., 2010, "L'énergie Renouvelable en Algérie et L'impact sur L'environnement," Journal of Scientific Research, 0(1), pp. 1-5.
- [3] Klein, S. A., 1978, "Calculation of Flat – Plate Collector Utilizability," Solar Energy, 21(5), pp. 393-402.
- [4] Sivkov, S. I., 1964, "On the Computation of the Possible and Relative Duration of Sunshine," Trans. Main Geophys, Obs, 160.
- [5] Barbaro, S., Coppolino, S., Leone, C., and Sinagara, E., 1978, "Global Solar Radiation in Italy," Solar Energy, 20, pp. 431-435.
- [6] Coppolino, S., 1990, "Validation of a Very Simple Model for Computing Global Solar Radiation in the European, African, Asian and North American Areas," Solar & Wind Technology, 7(4), pp. 489-494.
- [7] Chegaar, M., and Chibani, A., 1999, "Methods for Computing Global Solar Radiation," Rev. Energ. Ren: Valorisation, pp. 105-108.
- [8] Mefti, A., and Bouroubi, M. Y., 1999, "Estimation et Cartographie de la Composante Globale du Rayonnement Solaire," Rev. Energ. Ren: Valorisation, pp. 219-224.
- [9] Chegaar, M., and Chibani, A., 2000, "A Simple Method for Computing Global Solar Radiation," Rev. Energ. Ren: Chemss, pp. 111-115.
- [10] Koussa, M., Malek, A., and Haddadi, M., 2009, "Statistical Comparison of Monthly Mean Hourly and Daily Diffuse and Global Solar Radiation Models and Simulink Program Development for Various Algerian Climates," Energy Conversion and Management, 50(5), pp. 1227-1235.
- [11] Salmi, M., Bouzguou, H., and Laissaoui, L., 2010, "Estimation de l'Irradiation Solaire Globale dans la Ville de M' Sila (Algérie)," 1^{ère} Conférence Maghrébine sur les Matériaux et l'Energie, pp. 1-6.

- [12] Angstrom, A., 1924, "Solar and Terrestrial Radiation," Quarterly Journal of Royal Meteorological Society, 50(121), pp. 1-6.
- [13] Boukelia, T. E., Mecibah, M. S., and Meriche, I. E., 2014, "General Models for Estimation of the Monthly Mean Daily Diffuse Solar Radiation (Case Study: Algeria)," Energy Conversion and Management, 81, pp. 211-219.
- [14] Mecibah, M. S., Boukelia, T. E., Tahtah, R., and Gairaa, K., 2014, "Introducing the Best Model for Estimation the Monthly mean Daily Global Solar Radiation on a Horizontal Surface (Case Study: Algeria)," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 36, pp. 194-202.
- [15] Yaiche, M. R., Bouhanik, A., Bekkouche, S. M. A., and Benouaz, T., 2016, "A New Modeling Approach Intended to Develop Maps of Annual Solar Irradiation and Comparative Study Using Satellite Data of Algeria," Journal Renewable Sustainable Energy, 8(4), p. 043702.
- [16] Bailek, N., Bouchouicha, K., Al- Mostafa, Z., El-Shiny, M., Aoun, N., Slimani, A., and Al-Shehri, S., 2017, "A New Empirical Model for Forecasting the Diffuse Solar Radiation Over Sahara in the Algerian Big South," Renewable Energy, 117, pp. 530-537.
- [17] Marif, Y., Hebbal, B., and Maouedj, R., 2018, "Empirical Models for Estimating Solar Radiation in Algeria: A Review and Case Study," Revue des Energies Renouvelables, 21(4), pp. 651-660.
- [18] Goodin, D. G., Hutchinson, J. M. S., Vanderlip, R. L., and Knapp, M. C., 1999, "Estimating Solar Irradiation for Crop Modeling Using Daily Air Temperature Data," Agronomy Journal, 91, pp. 845-851.
- [19] Bristow, K. L., and Campbell, G. S., 1984, "On the Relationship between Incoming Solar Radiation and Daily Maximum and Minimum Temperature," Agricultural and Forest Meteorology, 31:59- 166.
- [20] Meza, F., and Varas, E., 2000, "Estimation of Mean Monthly Solar Global Radiation as Function of Temperature," Agricultural and Forest Meteorology, 100, pp. 231-241.
- [21] Allen, R., 1995, "Evaluation of Procedures of Estimating Mean Monthly Solar Radiation from Air Temperature," Fao, Rome.

-
- [22] Almorox, J., Hontoria, C., and Benito, M., 2011, "Models for Obtaining Daily Global Solar Radiation with Measured Air Temperature Data in Madrid (Spain)," *Applied Energy*, 88, pp. 1703-1709.
- [23] Yacef, R., Mellit, A., Belaid, S., and Sen, Z., 2014, "New Combined Models for Estimating Daily Solar Radiation from Measured Air Temperature in Semi – Arid Climates: Application in Ghardaïa, Algeria," *Energy Conversion and Management*, 79, pp. 606-615.
- [24] Daut, I., Irwanto, M., Irwan, Y. M., Gomesh, N., and Ahmad, N. S., 2011, "Combination of Hargreaves Method and Linear Regression as New Method to Estimate Solar Radiation in Perlis, North Malaysia," *Solar Energy*, 85, 2871-2880.
- [25] Swartman, R. K., and Ogunlade, O., 1964, "Solar Radiation Estimates from Common Parameters," *Solar Energy*, 11, pp. 170-2.
- [26] Sabbagh, J. A., Sayigh, A. A. M., and El- Salam, E. M. A., 1977, "Estimation of the Total Solar Radiation from Meteorological Data," *Solar Energy*, 19, pp. 307-311.
- [27] Sayiegh, A. A. M., 1977, "Solar Energy Engineering," Academic Press, INC (London) LTD.
- [28] Garg, H. p., and Garg, S. N., 1983, "Prediction of Global Solar Radiation from Bright Sunshine Hours and Other Meteorological Data," *Energy Convers. Mgmt*, 23(2), pp. 113-118.
- [29] Hussain, M., 1984, "Estimation of Global and Diffuse Irradiation from Sunshine Duration and Atmospheric Water Vapour Content," *Solar Energy*, 33(2), pp. 217-220.
- [30] Sambo, A. S., 1986, "Empirical Models for the Correlation of Global Solar Radiation from Meteorological Data," *Solar Energy*, 3(2), pp. 89- 93.
- [31] Mefti, A., Bouroubi, M. Y., and Khellaf, A., 1999, "Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire de l'Algérie," *Rev. Energ. Ren*, 2, pp. 69-85.
- [32] Capderou, M., 1987, "Atlas Solaire de l'Algérie Tome 1 et 2: Modèles Théoriques et Expérimentaux," Office des Publications Universitaires, Algérie.

- [33] Yettou, F., Malek, A., Haddadi, M., and Gama, A., 2009, "Etude Comparative de deux Modèles de Calcul du Rayonnement Solaire par Ciel Clair en Algérie," *Revue des Energies Renouvelables*, 12(2), pp. 331-346.
- [34] Hamdani, M., Bekkouche, S. M. A., Benouaz, T., and Cherier, M. K., 2011, "Etude et Modélisation du Potentiel Solaire Adéquat pour l'Estimation des Eclairéments Incidents a Ghardaïa," *Revue Internationale d'Héliotechnique*, 43, pp. 8-13.
- [35] Yettou, F., Gama, A., Malek, A., Azoui, B., and Larbès, C., 2011, "Etude et Conception d'un Logiciel de Calcul de l'Eclairément Solaire en Algérie Destiné aux Systèmes a Concentration Solaires," *Revue des Energies Renouvelables*, 14(1), pp. 27-46.
- [36] Mesri-Merad, M., Rougab, I., Cheknane, A., and Bachari, N. I., 2012, "Estimation du Rayonnement Solaire au Sol par des Modèles Semi-Empiriques," *Revue des Energies Renouvelables*, 15(3), pp. 451-463.
- [37] Marif, Y., Ben Moussa, H., Bouguettaia, H., Belhadj, M. M., and Zerrouki, M., 2014, "Etude Comparative entre les Modèles de Poursuite Solaire d'un Concentrateur Solaire Cylindro – Parabolique," *Annales des Sciences Technologies*, 6(2), Octobre.
- [38] Moumami, A., Hamani, N., Moumami, N., and Mokhtari, Z., 2014, "Estimation du Rayonnement Solaire par deux Approches Semi Empiriques dans le Site de Biskra," 8^{ème} Séminaire International sur la Physique Energétique, Centre Universitaire de Béchar, Algérie, Novembre, 11-12, pp. 79-84.
- [39] Bensaha, A., Benkouider, F., and Bekkouche, S. M. A., 2016, "Estimation du Rayonnement Solaire en Ciel Clair par des Modèles Empiriques: Application au Site de Ghardaïa (Algérie)," 1st International Seminar on the Apport of the Simulation in Technological Innovation, Ghardaïa, Algeria, November, 29-30, pp.1-6.
- [40] Yettou, F., Gama, A., Bouaraour, K., Baroud, H., and Djekaoua, H., 2018, "Estimation de l'Ensoleillement par deux Modèles Semi – Empiriques dans la Région de Ghardaïa," 5^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, Ghardaïa, Algeria, Octobre, 24-25, pp. 1-8.
- [41] Fekkak, B., Merzouk, M., Kouzou, A., Kennel, R., Abdelrahem, M., Zakane, A., and Mohamed-Seghir, M., 2021, "Comparative Study of Experimentally

- Measured and Calculated Solar Radiation for Tow Sites in Algeria,” *Energies*, 14, p. 7441.
- [42] Lameiro, G. F., and Rademacher, R. A., 1987, “A Discrete, Stochastic Simulation Model for the Analysis and Design of Solar Energy Heating Systems,” Colorado State University, pp. 21-36.
- [43] Lazzarin, R., 1981, *Sistimi Solari Attivi, Manuale di Calcolo*,” SL, Froncomuzzio & C. Editor.
- [44] Reicosky, D. C., Winkelman, L. J., Baker, J., and Baker, D. G., 1989,” Accuracy of Hourly Air Temperatures Calculated from Daily Minima and Maxima,” *Agricultural and Forest Meteorology*, 46, pp. 193-209.
- [45] Loveday, D. L., and Craggs, C., 1992, “Stochastic Modelling of Temperatures Affecting the in Situ Performance of a Solar – Assisted Heat Pump: the Univariate Approach,” *Solar Energy*, 49(4), pp. 279-287.
- [46] Box, G. E. P., and Jenkins, G. M., 1976, “Time Series Analysis for Casting and Control, Holden – Day,” San Francisco, CA.
- [47] Hakem, S. A., Merzouk, M., Kasbadji Merzouk, N., and Kaci, K., 2013, “Long – Term Influence of External Parameters on the Storage of a Solar Water Heater with Thermosyphon,” *Journal of Macro Trends in Energy and Sustainability*, 1(1), pp. 50-61.
- [48] Whillier, A., 1953, “Solar Energy Collection and Its Utilization for House Heating,” Ph.D. thesis, University of the Witwatersrand, Cambridge, MA.
- [49] Liu, B. Y. H., and Jordon, R. C., 1963, “The Long—Term Average Performance of Flat—Plate Solar Energy Collectors,” *Sol. Energy*, 7(2), pp. 53–74.
- [50] Collares-Pereira, M., and Rabl, A., 1979, “Simple Procedure for Predicting Long Term Average Performance of None Concentrating and Concentrating Solar Collectors,” *Sol. Energy*, 23(3), pp. 235–253.
- [51] Klein, S. A., and Beckman, W. A., 1979, “A General Design Method for Closed Loop Solar Energy Systems,” *Sol. Energy*, 22(3), pp. 269–282.
- [52] Gordon, J. M., Govaer, D., and Zarmi, Y., 1981, “The Utilizability Method with Hourly Vs Daily Insolation Data,” *Sol. Energy*, 27(2), pp. 99–102.

-
- [53] Leung, C. T., 1982, "The Utilizability Method of Predicting the Long Term Performance of Flat Plate Solar Collectors," *Renewable Energy Rev. J.*, 4(2), pp. 20–27.
- [54] Evans, D. L., Rule, T. L., and Wood, B. D., 1982, "A New Look at Long Term Collector Performance and Utilizability," *Sol. Energy*, 28(1), pp. 13–23.
- [55] Gordon, J. M., and Zarmi, Y., 1983, "The Utilizability Function—I Theoretical Development of a New Approach," *Sol. Energy*, 31(6), pp. 529–536.
- [56] Clark, D. R., Klein, S. A., and Beckman, W. A., 1984, "A Method for Estimating the Performance of Photovoltaic Systems," *Sol. Energy*, 33(6), pp. 551–555.
- [57] Bourges, B., 1985, "Statistical Distribution of Solar Radiation: A European Data Set of Cumulative Frequency Curves of Solar Irradiance on Tilted Planes," *Int. J. Solar Energy*, 3(4–5), pp. 241–253.
- [58] Bida, M., and Kreider, J. F., 1987, "Monthly—Averaged Utilizability for Multiple Aperture Solar Systems," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, 109(1), pp. 52–57.
- [59] Armenta-Deu, C., and De Andrés, M. C., 1991, "Correlation of a New Utilizability Function to Experimental Data for Southwestern Europe," *Renewable Energy*, 1(56), pp. 571–582.
- [60] Kiatsiriroat, T., Namprakai, P., and Hiranlabh, J., 1993, "Performance Estimation of a PV Water—Pumping System With Utilizability Function," *Int. J. Energy Res.*, 17(4), pp. 305–310.
- [61] Chandrasekaran, J., and Kumar, S., 1994, "Daily Utilizability from Hourly Cumulative Frequency Curves," *Renewable Energy*, 4(8), pp. 891–895.
- [62] Loxsom, F., and Durongkaverroj, P., 1994, "Estimating the Performance of a Photovoltaic Pumping System," *Sol. Energy*, 52(2), pp. 215–219.
- [63] Harmim, A., 1994, "Contribution à L'Estimation des Performances Exergétiques de Différents Systèmes Solaires en Milieu Saharien," Magister. Thesis, Doctorat School, CDER, Algiers, Algeria.
- [64] Satyamurty, V. V., Sarath Babu, K., and Lahiri, P. K., 2000, "An Equivalent Mean Day Calculation to Predict Monthly Average Daily Utilizability for Flat Plate Collectors," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, 122(2), pp. 106–113.

-
- [65] Fraidenraich, N., and Vilela, O. C., 2000, "Performance of Solar Systems with Non-Linear Behavior Calculated by the Utilizability Method: Application to PV Solar Pumps," *Sol. Energy*, 69(2), pp. 131–137.
- [66] Janarthanan, B., Chandrasekaran, J., and Kumar, J., 2004, "Monthly Mean Daily Utilizability of South India," *Int. Energy J.*, 5(1), pp. 33–40.
- [67] Karatasou, S., Santamouris, M., and Geros, V., 2006, "On the Calculation of Solar Utilizability for South Oriented Flat Plate Collectors Tilted to an Angle Equal to the Local Latitude," *Sol. Energy*, 80(12), pp. 1600–1610.
- [68] Larrain, T., Escobar, R., and Vergara, J., 2010, "Performance Model to Assist Solar Thermal Power Plant Siting in Northern Chile Based on Backup Fuel Consumption," *Renewable Energy*, 35(8), pp. 1632–1643.
- [69] Koussa, M., and Saheb, D., 2014, "Long Term PV System Performances Estimating by Using Only the Main Weather Parameters Data. Case of Study: An Algeria Temperate Climate," *Proceedings of the 5th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, Tunisia, Mar. 25–27, pp. 1–6.
- [70] Koussa, M., Hadji, S., and Saheb, D., 2014, "Long—Term PV System Performances Evaluation by Only the Main Weather Parameters Data Uses. Case of Study: Desert and Arid Climate," *Proceedings of the International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Ouarzazate, MA, Oct. 17–19, pp. 1–6.
- [71] Xue, H. S., 2014, "Inter comparison of Long—Term Performance Prediction Methods for Flat Plate Domestic Solar Water Heating System," *ASME J. Sol. Energy Eng.*, 136(3), p. 034501.
- [72] Smaili, K., Kasbadji Merzouk, N., and Merzouk, M., 2019, "Solar Climatic Atlas of Daily Usability by Variable Sky in Algeria," *Proceedings of the 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Agadir, MA, Nov. 27–30, pp. 1–6.
- [73] Njoku, M. C., Nwaji, G. N., Ofong, I., Ogueke, N. V., and Anyanwu, E. E., 2020, "Evaluation of Flat—Plate Solar Thermal Collector Daily Utilizability for Some Nigerian Cities," *J. Eng. Res. Appl.*, 10(2), pp. 12–21.
- [74] Huseyin Ozturk, H., 2004, "Experimental Determination of Energy and Exergy Efficiency of Solar Parabolic- Cooker," *Solar Energy*, 77, pp. 67-71.

-
- [75] Ozturk, M., çiçek Bezir, N., and Ozek, N., 2007, "Optical, Energetic and Exergetic Analyses of Parabolic Trough Collectors," *Chin. Phys. Lett.*, 24(7), p. 1787.
- [76] Gang, P., Guiqiang, L. Xi. Z., Jie, J., and Yuehong, S., 2012, "Experimental Study and Exergetic Analysis of a CPC -Type Solar Water Heater System Using Higher - Temperature Circulation in winter," *Solar Energy*, 86, pp. 1280 - 1286.
- [77] Padilla, R. V., Fontalvo, A., Demirkaya, G., Arnold Martinez, and Quiroga, A. G., 2014, "Exergy Analysis of Parabolic Trough Solar Receiver," *Applied Thermal Engineering*, 67, pp. 1- 8.
- [78] Bellos, E. Tziuanidis, C., Antonopoulos, K. A., and Daniil, I., 2016, "The Use of Gas Working Fluids in Parabolic Trough Collectors – an Energetic and Exergetic Analysis," *Applied Thermal Engineering*, 109, pp. 1-14.
- [79] Bellos, E., Tzivanidis, C., Antonopoulos, K. A., and Gkinis, G., 2016, "Thermal Enhancement of Solar Parabolic Trough Collectors by Using Nanofluids and Converging - Diverging Absorber Tube," *Renewable Energy* 94, pp. 213-222.
- [80] Bellos, E., Tzivanidis, C., and Antonopoulos, K. A., 2016, "A Detailed Working Fluid Investigation for Solar Parabolic Trough Collectors," *Applied Thermal Engineering*, 114, pp. 374- 386.
- [81] Prakash, E. V., and Rai, A. K., 2017, "Energetic and Exergetic Analysis of Solar PTC with Different Reflector Material," *International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET)*, 8(10), pp. 01- 08.
- [82] Bellos, E., and Tzivanidis, C., 2017, "A Detailed Exergetic Analysis of Parabolic Trough Collectors," *Energy Conversion and Management*, 149, pp. 275- 292.
- [83] Mansour, K., Boudries, R., and Dizene, R., 2018, "Optical, 2D Thermal Modeling and Exergy Analysis Applied for Performance Prediction of a Solar PTC," *Solar Energy*, 179, pp. 1169-1184.
- [84] Bellos, E., Tzivanidis, C., and Tsimpoukis, D., 2018, "Thermal, Hydraulic and Exergetic Evaluation of a Parabolic Trough Collector Operating with Thermal Oil and Molten Salt Based Nanofluids," *Energy Conversion and Management*, 156, pp. 388- 402.

- [85] Osorio, J. D., Alvarez, A. R., and Ordonez, J. C., 2019, "Effect of the Concentration on Energetic and Exergetic Performance of Concentrating Solar Collectors with Integrated Transparent Insulation Materials," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 32, pp. 58-70.
- [86] Arslan, M. F., and Günerhan, H., 2019, "Investigation of Energetic and Exergetic Performances of Parabolic Trough Collector with Using Different Heat Transfer Fluids," *E3S Web of Conferences* 111, 01054, CLIMA 2019.
- [87] Bamisile, O. O., Dagbasi, M., Abbasoglu, S., 2019, "Energy and Exergy Analyses of Novel Solar PTC Assisted Multi - Generation system," *Int. J. Exergy*, 28(2), pp. 158-182.
- [88] Pourmoghadam, P., Farighi, M., Pourfayaz, F., and Kasaeian, A., 2021, "Annual Transient Analysis of Energetic, Exergetic and Economic Performances of Solar Cascade Organic Rankine cycles Integrated with PCM - based Thermal Energy Storage Systems," *Case Studies in Thermal Engineering*, 28, p. 101388.
- [89] Cao, Y., Dhahad, H. A., Togun, H., Haghghi, M. A., Athari, H., and Mohamed, A. M., 2021, "Exergetic and Economic Assessments and Multi-Objective Optimization of a Modified Solar - Powered CCHP System with Thermal Energy Storage," *Journal of Building Engineering*, 43, p. 102702.
- [90] Dilip Kumar, K., Srinivasa Rao, T., Kiran Kumar, S., Smadhil, S. K., and Subhash, G., 2022, "Energetic and Exergetic Performances of a Parabolic Solar Trough Collector Working with TiO_2 & Al_2O_3 Nanofluids for Variable Temperature Applications," *International Journal of Ambient Energy*, 43(1), pp. 7846-7859.
- [91] Said, Z., Ghodbane, M., Boumeddane, B., Tiwari, A. K., Sunder, S. L., Li, C., Aslfattahi, N., and Bellos, E., 2022, "Energy, Exergy, Economic and Environmental (4E) Analysis of Parabolic Trough Solar Collector Using MXene Based Silicone Oil Nanofluids," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 239, p.111633.
- [92] Touaibi, R., Feidt, M., Vasilescu, E. E., and Tahar Abbes, M., 2013, "Parametric Study and Exergy Analysis of Solar Water – Lithium Bromide Absorption Cooling System," *Int. J. of Exergy*, 13(3), pp. 409-429.

- [93] Zhong, Ge., Wang, H., Wang, H., Zhang, S., and Guan, X., 2014, "Exergy Analysis of Flat Plate Solar Collectors," *Entropy*, 16, pp. 2549-2567.
- [94] Maghsoud, A. H., and Seyed, M. P., 2017, "Energy and Exergy Analysis of Flat Plate Solar Collector for three Working Fluids, Under the Same Conditions," *Progress in Solar Energy and Engineering systems*, 1(1), pp. 1-9.
- [95] Wenceslas, K., and Ghislain, T., 2018, "Experimental Validation of Exergy Optimization of Flat – Plate Solar Collector in a Thermosyphon Solar Water Heater," *Arabian Journal for Science and Engineering*, 44, pp. 2535–2549.
- [96] Amjad, W., Gilani, G. A., Munir, A., Asghar, F., Ali, A., and Waseem, M., 2019, "Energetic and Exergetic Thermal Analysis of an Inline – Air Flow Solar Hybrid Dryer," *Applied thermal Engineering*, 166, p. 114632.
- [97] Ghritlahre, H. K., and Verma, M., 2020, "Accurate Prediction of Exergetic Efficiency of Solar Air Heaters Using Various Predicting Methods," *Journal of Cleaner Production*, 288, p. 125115.
- [98] Dubey, A., Samsher., and Kumar, A., 2021, "Energetic and Exergetic Study of Dual Slope Solar Distiller Coupled with Evacuated Tube Collector under Force Mode," *Materials Today: Proceedings*, 47(17), pp. 5800-5805.
- [99] Hammouche, R., 1990, "Atlas Vent de l'Algérie," Publication Interne de l'ONM (Office National de la Météorologie), Algérie.
- [100] Kasbadji Merzouk, N., 1999, "Carte des Vents de l'Algérie Résultats Préliminaires," *Rev. Energ. Rev : Valorisation*, pp. 209-214.
- [101] Daaou Nedjari, H., 2004, "Caractérisation Eolienne du Site (les Grands Vents, Dely Ibrahim) à l'aide d'un Modèle Numérique," *Bulletin des Energies Renouvelables*, 6, Décembre.
- [102] Kasbadji Merzouk, N., and Merzouk, M., 2004, "Useful Power Density of a Wind Machine in Algeria," *International Mechanical Engineering Conference*, Kuwait, December. 05- 08, pp. 1- 10.
- [103] Kasbadji Merzouk, N., 2006, "Evaluation du Gisement Energétique Eolien Contribution a la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie," *Thèse de Doctorat*, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, Algérie.

- [104] Kasbadji Merzouk, N., and Merzouk, M., “Estimation du Potentiel Energétique Eolien Utilisable Application au Pompage dans les Hauts Plateaux,” *Revue des Energies Renouvelables*, 9(3), pp. 155- 163.
- [105] Kasbadji Merzouk, N., Merzouk, M., and Benyoucef, B., 2007, “Profil Vertical de la Vitesse du Vent dans la Basse Couche Limite Atmosphérique, ” 13^{èmes} Journées Internationales de Thermique, Albi, France, Août. 28- 30, pp. 1- 5.
- [106] Kasbadji Merzouk, N., Merzouk, M., and Benyoucef, B., “Extrapolation Verticale des Paramètres de Weibull pour l’Estimation du Potentiel Récupérable,” *Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen*, pp.193- 198.
- [107] Boukli Hacène, F., Kasbadji Merzouk, N., and Loukarfi, L., 2007, “Analyse Statistique et Elaboration d’un Atlas Eolien de la Vallée du Cheliff,” *Revue des Energies Renouvelables*, 10(4), pp. 583- 588.
- [108] Diaf, S., Belhamel, M., Haddadi, M., and Louche, A., 2007, “Assessment of Wind Energy Resource in Southern Algeria,” *Revue des Energies Renouvelables*, 10(3), pp. 321- 333.
- [109] Maouedj, R., Bousalem, S., Hadji, Y., and Benyoucef, B., 2010, “Wind Energy Resource Assessment for Algeria,” *Communication Science & Technologie*, 8, pp. 9- 15.
- [110] Himri, Y., Himri, S., and Boudghene Stambouli, A., “Wind Power Resource in the South – Western Region of Algeria,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, pp. 554- 556.
- [111] Benabdelkader, M., Malek, A., and Draoui, B., 2011, “Etude des Performances d’un Aérogénérateur appliqué à l’Irrigation du Palmier Dattier dans la Région de Béchar,” *Revue des Energies Renouvelables ICESD’ 11 Adrar*, pp. 75- 86.
- [112] Adjiri, A., Daaou Nedjari, H., and Haddouche, S., 2013, “Estimation du Potentiel Eolien pour la Région d’In Salah,” *Revue des Energies Renouvelables*, 16(4), pp. 657- 666.
- [113] Belabes, B., Kaabache, A., and Guerri, O., 2014, “Evaluation du Coût de Production d’Électricité d’Origine Eolienne. Cas de deux Sites des Hauts Plateaux Algériens, ” *Revue des Energies Renouvelables*, 17(1), pp. 117- 128.

- [114] Boukli Hacène, F., Kasbadji Merzouk, N., Abdelbaki, C., Shen, E., and Bouhadda, Y., 2015, "Assessment Of Using Wind Energy for Pumping Water: a Case Study from Ténès (Algeria)," *Desalination and Water Treatment*, 57(21), pp. 9718- 9727.
- [115] Belabes, B., Youcefi, A., Guerri, O., Djamai, M., and Kaabeche, A., 2015, "Evaluation of Wind Energy Potential and Estimation of Cost Using Wind Energy Turbines for Electricity Generation in North of Algeria," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, pp. 1245- 1255.
- [116] Abdeslame, Dj., Kasbadji Merzouk, N., Mekhtoub, S., Abbas, M., and Dehmas, M., 2017, "Estimation of Power Generation Capacities of a Wind Farms Installed in Windy Sites in Algerian High Plateaus," *Renewable Energy*, 103, pp. 630- 640.
- [117] Derai, A., Kaabeche, A., and Diaf, S., 2017, "Etude de Faisabilité Technico – Economique de Fermes Eoliennes en Algérie, " *Revue des Energies Renouvelables*, 20(4), pp. 693- 712.
- [118] Daaou Nedjari, H., Khder Haddouche, S., Balehouane, A., and Gerri, O., 2018, "Optimal Windy Sites in Algeria: Potential and Perspectives," *Energy*, 147, pp. 1240- 1255.
- [119] Touaibia, A., Kasbadji Merzouk, N., and Merzouk, M., 2019, "Adequate Wind Speed Extrapolation Model for the Region of the Algerian High Lands," 1st International Conference on Sustainable Renewable Energy Systems and Applications (ICSRESA), Tebessa, Algeria, December. 04- 05, pp. 1- 5.
- [120] Himri, Y., Merzouk, M., Kasbadji Merzouk, N., and Himri, S., 2020, "Potential and Economic Feasibility of Wind Energy in South West Region of Algeria," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 38, p. 100643.
- [121] Le Goff, P., 1980, "Comment Présenter le Concept de Dégradation de l'Energie ?," *L'actualité Chimique*, Février.
- [122] Bensmaili, K., 2012, "Distribution de la Température dans une Cellule Munie d'une Toiture Rayonnante," Thèse de Magister, Université Saad Dahleb de Blida 1, Blida, Algérie.
- [123] Belghit, A., Belahmidi, M., Bennis, A., Boutaled, B. C., and Benet, S., 1997, "Etude Numérique d'un Séchoir Solaire Fonctionnant en Convection Forcée," *Rev Gén Therm*, 36, pp. 837- 850.

- [124] Saadaoui, W., 2006, "Modèle Dynamique de Prédiction des Paramètres Climatiques," Mastère Spécialisé en Instrumentation et Communication, Faculté des Sciences de Sfax.
- [125] Baissi, M. T., 2012, "Etude Théorique Expérimentale des Paramètres de Fonctionnement d'un Capteur Solaire Plan," Thèse de Magister, Université Mohamed Khider – Biskra, Algérie.
- [126] Hakem, S. L., 2010, "Etude Stochastique des Performances Journalières d'un Chauffe – eau Solaire," Thèse de Magister, Université des Sciences et de la Technologie Hourii Boumediene, Algérie.
- [127] Hakem, S. L., Merzouk, M., and Kasbadji Merzouk, N., 2014, "Etude Stochastique des Performances Journalières d'un Chauffe – eau Solaire," Edition Universitaires Européennes.
- [128] Duffie, J. A., and Beckman, W., 2020, "Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind," John Wiley and Sons, Hoboken, NJ.
- [129] Souka, A. F., and Safwat, H. H., 1966, "Optimum Orientations for Double Exposure Flat – Plate Collector and its Reflectors," Solar Energy, 10, 170.
- [130] Leinhard, J. IV., and Leinhard, V. J., 2012, "A Heat Transfer Textbook," Fourth ed., Philogiston Press, USA, pp. 354- 360.
- [131] Swinbank, W. C., 1963, "Long – Wave Radiation from Clear Skies," QJR Meterol Soc, 89, pp. 339- 40.
- [132] Behar, O., Khellaf, A., and Mohammedi, K., 2015, "A Novel Parabolic Trough Solar Collector Model – Validation with Experimental Data and Comparison to Engineering Equation Solver (EES)," Energy Conversion and Management, 106, pp. 268- 281.
- [133] Valenzuela, L., Lopez – Martin, R., and Zarza, E., 2014, "Optical and Thermal Performance of Large – Size Parabolic Trough Solar Collectors from Outdoor Experiments: A Test Method and a Case Study," Energy, 70, pp. 456- 464.
- [134] Chacon Chauca, J., Quintanilla Munoz, A. M., and Vandrey, A., 2019, "Application Pratique de l'Analyse Exergétique aux Systèmes de Traitement de l'Air: les Pièges à Eviter," Article Paru dans la Revue Générale du Froid & du Conditionnement d'Air, Mars/ Avril.

- [135] Petela, R., 2003, "Exergy of Undiluted Thermal Radiation," *Solar Energy*, 74(6), pp. 469- 488.
- [136] Kalogirou, S. A., Karellas, S., Brainakis, K., Stanciu, C., and Badescu, V., 2016, "Exergy Analysis of Solar Thermal Collectors and Processes," *Progress in Energy and Combustion Science*, 56, pp. 106- 137.
- [137] Patnode, A. M., 2006, "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants," Master of Science (Mechanical Engineering), University of Wisconsin – Madison, Etats Unis.
- [138] Romero – Alvarez, M., and Zarza, E., 2007, "Concentrating Solar Thermal Power," In *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, 1 st ed., Yogi Goswami, D., and Kreith, F, Eds. Boca Raton (Florida), Etats Unis: Taylor & Francis Group, LLC, pp. 21-1: 21-92, (1560).
- [139] Price, H., Lupfert, E., Kearney, D., Zara, E., Cohen, G., Gee, R., and Mahoney, R., 2002, "Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology," *Journal of Solar Energy Engineering*, 124 (2), pp. 109- 125.
- [140] Padilla, R. V., 2011, "Simplified Methodology for Designing Parabolic Trough Solar Power Plants," Graduate Theses and Dissertations, University of South Florida.
- [141] Aichouba, A., 2019, "Etude des Performances d'un Champ de Capteurs Solaires Cylindro – Paraboliques en Milieu Aride : Cas de la Centrale Solaire de Hassi R'Mel," Thèse de Doctorat, Université Saad Dahleb de Blida 1, Blida, Algérie.
- [142] Rapin, M and Noel, J. M., 2010, "Energie Eolienne," Dunod, Paris.
- [143] Saleh, H., Abou El – Azm, A. S., and Abdel – Hady, S., 2012, "Assessment of Different Methods Used to Estimate Weibull Distribution Parameters for Wind Speed in Zaframa Wind Farm, Suez Gulf, Egypt," *Energy*, 44(1), pp. 710- 719.
- [144] Chaurasiya, P. K., Ahmed, S., and Warudkar, V., 2018, "Study of Different Parameters Estimation Methods of Weibull Distribution to Determine Wind Power Density Using Ground Based Doppler Sodar Instrument," *Alexandria Engineering Journal*, 57(4), pp. 2299- 2311.

- [145] Monin, A. S., and Obukhov, A. M., 1954, "Basic Laws of Turbulent Mixing in the Surface Layer of Heat Atmosphere," Tr. Akad. Nauk-SSSR Geophys. Inst. 24(151), pp. 163- 187.
- [146] Mikhail, A. S., and Justus, C. G., 1981, "Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis," Journal of Wind Engineering, 5(2), pp. 91-107.
- [147] Nasr, S., and Moubayed, N., 2011, "Etude Comparative entre Eolienne à Axe Horizontal et Eolienne à Axe Vertical, Bul. Inst. Polit. Iasi, t. LVII, f. 5.
- [148] Molinaro, H. H., and Multon, B., 2020, "Energie Electrique: Génération Eolienne," Culture Sciences de l'Ingénieur.
- [149] Borel, J., 1962, "Application of Construction Regulations in Algeria, Definition of Climatic Zones," Cahier du CSTB, No. 57, Paris.
- [150] Belgaid, B., 2011, "Climatic Zones of Algeria," Department of Architecture of Batna.
- [151] CNERIB Classification, 1993, CNERIB, Ministère de l'Habitat, Recommandations Architecturales. Editions ENAG, Alger.
- [152] Togrul, I. T., and Onat, E., 2000, "A Comparison of Estimated and Measured Values of Solar Radiation in Elazig, Turkey," Renewable Energy, 20(2), pp. 243- 252.
- [153] Koussa, M., Haddadi, M., and Malek, A., 2007, "Reconstitution des Irradiations Globale et Diffuse en Fonction de Quelques Paramètres Météorologiques Pour un Ciel Quelconque," Renewable Energy Rev., 10(1), pp. 75-92.
- [154] Koussa, M., Malek, A., and Haddadi, M., 2009, "Statistical Comparison of Monthly Mean Hourly and Daily Diffuse and Global Solar Irradiation Models and Simulink Program Development for Various Algerian Climates," Energy Convers. Manage., 50(5), pp. 1227-1235.
- [155] Kasbadji Merzouk, N., and Merzouk, M., 1989, "Solar Collectors," Internal Report. CDER, Algiers, Algeria.
- [156] <http://pdf.Directiondustry.fr/pdf/Enercon/éolienneEnercon.20877-112607.Html>. Consulté le 10/06/2019.