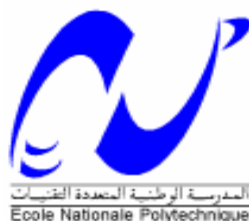


ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



DÉPARTEMENT D'ÉLECTRONIQUE
ELECTRICITE SOLAIRE

MEMOIRE DE MAGISTER

Présentée par : M^{me} YETTOU Fatiha ep GAMA

THEME

**OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE
DE PRODUCTION D'EAU CHAUDE**

SOUTENUE LE 16 DECEMBRE 2009

Proposé et encadré par :

M HADDADI Mourad, Pr, ENP
M MALEK Ali, MR, CDER

Rapporteur
Rapporteur

Membres du jury :

M LARBI Salah, MC, ENP
M MERZOUK Mustapha, MC, Université Blida
M LARBES Chérif, MC, ENP
M BOUSSEKSOU Boualem, CC, ENP

Président
Examineur
Examineur
Examineur

2009

Ecole Nationale Polytechnique 10, Avenue Hassen Badi, El-Harrach, ALGER.

REMERCIEMENTS

« Communiquer, c'est coopérer, c'est s'organiser, c'est réfléchir en équipe pour enfin aboutir, donc concrétiser »

De nos jours, toutes les études pour la réalisation de travaux se concrétisent grâce à une parfaite collaboration, un travail coopératif assure une bonne circulation de l'information et aussi un suivi sérieux et permanent de l'étude en question,

Dans ce contexte, je tiens à remercier vivement et à exprimer toute ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué de loin ou de près à la réalisation de ce modeste travail entre autres :

Mes encadreurs: le Pr. Mourad HADDADI, Chef du Laboratoire Electricité Solaire à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique (ENSP, Alger) et le Dr Ali MALEK Maître de Recherche et Chef du Laboratoire Electricité Photovoltaïque au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Bouzaréah), pour avoir proposé, dirigé et suivi ce travail et pour leurs supports, conseils, et motivation qu'ils m'ont apportés durant tous ce projet et tans d'autres.

Je tiens à remercier également :

*Le Pr. Hocine BEN MOUSSA, Directeur de Recherche et Directeur de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa) ;
et le Pr. Maiouf BELHAMEL, Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Bouzaréah) ;
et M^r Lazhar SERIR, Chargé de Recherche à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa) ;
et le Dr. Chaabane HAMOUDA, Directeur de l'Unité de Recherche en Energie Solaire (Université de Batna) ;
et le Dr. Chérif LARBES, Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique (ENSP, Alger) ;
et M^r Amor GAMA, Attaché de Recherche à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa) ;
pour tout l'aide, le soutien et l'encouragement qui m'ont apportés durant tout le projet.*

*Mes remerciements à M^r LARBI Salah, Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique (ENSP, Alger), qui m'a fait l'honneur de présider le jury.
Je remercie également M^r Mustapha MERZOUK et M^r Boualem BOUSSEKSOU pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du jury.*

Un grand merci à toute ma famille et à tous ceux qui me sont chers.

ملخص

في هذا المشروع اقترحنا دراسة وضبط أبعاد سخان الماء الشمسي الفردي, وذلك بالاستعانة بقاعدة بيانات للمستقبل الشمسي المسطح, وبما أن هذا البرنامج مطبق للجزائر استخدمنا نموذج رياضي لحساب قيمة الطاقة الشمسية. الجانب التحسيني يتعلق خاصة بطريقة حساب قيمة الطاقة الشمسية, حيث درسنا الاختيار بين نموذجين رياضيين لهذا الغرض, والمرتبطين بعامل التغيرات الجوية والمسمى عامل لينك, وقد قمنا بمقارنة قيم الطاقة الشمسية التي قمنا بقياسها بالقيم المحسوبة. البرنامج الذي قمنا بإعداده تمت برمجته بلغة Delphi واستخدمنا لضبط أبعاد السخان المائي الشمسي الطريقة F-Chart ولكي نتمكن من إثبات فاعلية البرنامج قمنا باختباره في عدة مواقع. وكذلك في إطار ضمان النتائج المعروف في هذا المجال, أخذنا في الاعتبار المراقبة الأوتوماتيكية. وكذلك إنجاز دراسة بعض الحالات.

كلمات مفتاحية : الطاقة الشمسية, عامل لينك, الخريطة الشمسية, المستقبل الشمسي المسطح, مسخن الماء الشمسي, المراقبة الأوتوماتيكية.

RESUME

Ce travail consiste à étudier le dimensionnement de chauffe-eau solaires individuels en élaborant un programme informatique basé sur l'utilisation d'une base de données des capteurs plans et, puisque appliqué à l'Algérie, une modélisation de l'éclairage solaire du pays. Le côté optimisation concerne la partie de l'éclairage solaire, où le choix entre deux modèles de calcul de l'éclairage solaire, basés sur le facteur de trouble atmosphérique de Linke, sera étudié, une confrontation entre des valeurs de l'éclairage solaires mesurées et des valeurs estimées sur deux sites algériens sera élaborée.

Le programme informatique (logiciel) sera réalisé à l'aide d'un langage de programmation 'orienté objet' et le dimensionnement est effectué en utilisant la méthode *f-Chart*. Le test de ce logiciel est indispensable et le relever des résultats est nécessaire pour la validation du travail. Par ailleurs, dans le cadre de la « garantie de résultats » bien connue dans ce domaine, l'aspect de télésurveillance est pris en compte et une étude de cas sera menée.

Mots – clés : Eclairage solaire, Facteur de trouble de Linke, Carte solaire, Capteur plan, Chauffe-eau solaire, Télésurveillance.

ABSTRACT

This work is to study the sizing of the individual solar water heaters developing an program based on using a data base of flat plat collectors and as applied to Algeria, we have modelling the solar radiation of the country, the optimization is related to the part of solar irradiance how the choice between tow mathematical models related a turbidity factors such as Linke turbidity Factor is made, we have proposed to make confrontation between irradiance measured values in tow Algerians sites and estimated values.

The software is made by the oriented object language the sizing is made by th F-chart method, softwar testing is essential the results is necessary for validation also, under then « guarantee results » well known in this area, the remote aspect is taken into account and case study was conducted.

Keywords: Solar irradiance, Linke turbidity factor, Solar map, Flat plat collector, Solar water heater, Remote.

SOMMAIRE

RESUME SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE 01

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

1.1	Introduction	04
1.2	Le chauffe-eau solaire	04
1.2.1	Le principe de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire	04
1.2.2	Etat de l'art des chauffe-eau solaires	05
1.2.2.1	Le chauffe-eau solaire Monobloc	05
1.2.2.2	Le chauffe-eau solaire Thermosiphon	05
1.2.2.3	Le chauffe-eau solaire à circulation forcée	06
1.2.3	Les principaux composants d'un chauffe-eau solaire	06
1.2.3.1	Le capteur plan solaire	06
1.2.3.2	L'unité de stockage	07
1.2.3.3	Le groupe de transfert	07
1.2.4	Les types de capteur solaire	07
1.2.4.1	Le capteur plan vitré	07
1.2.4.2	Le capteur sous vide	08
1.2.4.3	Le capteur plan sans vitrage	08
1.2.5	L'appoint énergétique	08
1.2.5.1	L'appoint intégré	08
1.2.5.2	L'appoint séparé	09
1.2.5.3	L'appoint en série	09
1.2.6	Le chauffe-eau solaire individuel ou collectif	10
1.2.7	Le coût des chauffe-eau solaires	11
1.2.8	L'impact environnemental	12
1.2.8.1	L'augmentation des émissions des gaz à effet de serre	12
1.2.8.2	Comparaison des agents énergétique pour la production d'eau chaude	13
1.2.8.3	L'effet de l'utilisation des chauffe-eau solaires	14
1.2.8.4	Avantage des chauffe-eau solaires	15
1.3	Les chauffe-eau solaires à travers le monde	16
1.3.1	La consommation énergétique	16
1.3.1.1	La consommation énergétique mondiale	16
1.3.1.2	La consommation du gaz naturel et de l'électricité en Algérie	17
1.3.2	Le potentiel solaire	18
1.3.2.1	Les ressources solaires en pays méditerranéens	18
1.3.2.2	Les ressources solaires en Algérie	18
1.3.3	L'énergie solaire thermique dans le monde	19
1.3.3.1	La capacité thermique installée à travers le monde	19
1.3.3.2	La puissance installée en Europe	20
1.3.3.3	Exemples de pays développés	22
1.3.3.4	Exemples de pays en développement	23
1.3.4	L'énergie solaire thermique en Algérie	25
1.4	Conclusion	26

CHAPITRE 2 : MODELISATION DE L' ECLAIREMENT SOLAIRE

2.1	Introduction	27
2.2	Modélisation du facteur de trouble de linke par ciel clair	27
2.2.1	Données expérimentales	28
2.2.2	Détermination expérimentale du facteur de Linke	28
2.2.2.1	Modèle expérimental du facteur de Linke	28
2.2.2.2	Résultats et discussions	29
2.2.3	Détermination du facteur de Linke à partir du facteur d'Angstrom	30
2.2.3.1	Modèle expérimental du facteur d'Angstrom	30
2.2.3.2	Résultats obtenus	31
2.2.3.3	Relation entre le facteur de linke et d'Angstrom	33
2.2.4	Modélisation à partir des formules empiriques	34
2.2.4.1	Présentation des modèles	34
2.2.4.2	Analyse des résultats	35
2.2.5	Choix du modèle	36
2.3	Modélisation des paramètres géométriques et atmosphériques	37
2.3.1	Paramètres horaires	37
2.3.1.1	Temps solaire	37
2.3.1.2	Angle horaire	38
2.3.1.3	Déclinaison solaire	38
2.3.2	Paramètres de position	39
2.3.2.1	Hauteur du soleil	40
2.3.2.2	Azimut du soleil	40
2.3.3	Paramètres de l'atmosphère	41
2.3.3.1	Masse atmosphérique	41
2.3.3.2	Epaisseur optique de l'atmosphère	42
2.4	Modélisation de l'éclairement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair	44
2.4.1	Eclairement hors atmosphère	44
2.4.2	Eclairement solaire incident sur un plan horizontal (Modèle r.sun)	45
2.4.2.1	Eclairement direct incident sur un plan horizontal	45
2.4.2.2	Eclairement diffus incident sur un plan horizontal	46
2.4.2.3	Eclairement global incident sur un plan horizontal	47
2.4.3	Eclairement incident sur un plan horizontal (Modèle Capderou)	48
2.4.3.1	Eclairement global incident sur un plan horizontal	48
2.4.3.2	Eclairement direct incident sur un plan horizontal	48
2.4.3.3	Eclairement diffus incident sur un plan horizontal	48
2.5	Modélisation de l'éclairement solaire incident sur un plan quelconque par ciel clair	49
2.5.1	Angle d'incidence	49
2.5.2	Eclairement solaire incident sur un plan quelconque (Modèle r.sun)	50
2.5.2.1	Eclairement direct incident sur le plan	50
2.5.2.2	Eclairement diffus incident sur le plan	51
2.5.3	Eclairement incident sur un plan quelconque (Modèle Capderou)	53
2.5.3.1	Eclairement direct incident sur le plan	53
2.5.3.2	Eclairement diffus incident sur le plan	54
2.5.4	Résultats obtenus par les deux modèles	56
2.6	Modélisation de l'énergie solaire reçue par un capteur plan	58
2.6.1	Coucher, lever du soleil et durée du jour	58
2.6.1.1	Par rapport à un plan horizontal	58
2.6.1.2	Par rapport à un plan incliné	59
2.6.2	Calcul de l'énergie solaire reçue par un capteur plan	60
2.6.3	Optimisation de l'inclinaison des capteurs plans	61
2.7	Conclusion	62

CHAPITRE 3 : LOGICIEL DE DIMENSIONNEMENT DES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

3.1	Introduction	64
3.2	Dimensionnement et optimisation des systèmes solaires de production d'eau chaude	64
3.2.1	Evaluation des besoins en eau chaude	64
3.2.2	Dimensionnement des chauffe-eau solaires	65
3.2.3	Outils de calcul des performances d'un système solaire ECS	65
3.2.4	Evaluation technico-économique des chauffe-eau solaires	66
3.3	Méthode de dimensionnement utilisée (Méthode <i>f-Chart</i>)	66
3.3.1	Calculs préliminaires	66
3.3.1.1	Estimation de la température d'eau froide	66
3.3.1.2	Estimation du volume de stockage	67
3.3.1.3	Estimation des besoins en chauffage de l'eau	67
3.3.1.4	Estimation de la surface et du nombre des capteurs solaires	67
3.3.2	Description de la méthode	68
3.3.2.1	Calcul des variables X et Y	68
3.3.2.2	Calcul des variables X corrigés	69
3.3.2.3	Calcul de la fraction solaire <i>f</i>	70
3.3.3	Résultats de la méthode <i>f-Chart</i>	71
3.3.3.1	Calcul de l'apport solaire	71
3.3.3.2	Calcul de l'énergie d'appoint	71
3.3.3.3	Calcul du taux de recouvrement de la charge annuel	71
3.3.3.4	Calcul du rendement du chauffe-eau solaire	71
3.4	Réalisation d'un logiciel de dimensionnement des chauffe-eau solaires	72
3.4.1	Réalisation du logiciel 'NASAL' de calcul de l'éclairement solaire	72
3.4.1.1	Organigramme du logiciel 'NASAL 1.0'	72
3.4.1.2	Présentation du logiciel 'NASAL 1.0'	74
3.4.2	Réalisation du logiciel 'DCESAL' de dimensionnement des CES	76
3.4.2.1	Organigramme du logiciel 'DCESAL 1.0'	76
3.4.2.2	Présentation du logiciel 'DCESAL 1.0'	78
3.5	Tests établis et discussions des résultats	86
3.5.1	Tests réalisés et interprétation des résultats obtenus	87
3.5.1.1	Tests sur le modèle de calcul de l'éclairement solaire	87
3.5.1.2	Tests sur l'angle d'inclinaison des capteurs	88
3.5.1.3	Tests sur le nombre d'unités	89
3.5.1.4	Tests sur le volume de stockage	89
3.5.1.5	Tests sur la température d'eau chaude	89
3.5.1.6	Tests sur différents types de capteurs plans	90
3.5.2	Analyse économique d'un chauffe-eau solaire	95
3.5.2.1	Chauffe-eau solaire individuel ou collectif	95
3.5.2.2	Chauffe-eau solaire thermosiphon ou avec régulation	95
3.5.2.3	Appoint gaz ou électricité	95
3.5.2.4	Capteur plan vitré ou sous vide	96
3.5.2.5	Temps de retour et nombre de capteurs	96
3.6	Conclusion	98

CHAPITRE 4 : VALIDATION DES RESULTATS ET TELESURVEILLANCE

4.1	Introduction	99
4.2	Validation des résultats	99
4.2.1	Eclairement solaire incident	99
4.2.1.1	Validation des résultats	99
4.2.1.2	Étude comparative et analyse critique	104

4.2.2	Energie solaire reçue	106
4.2.3	Carte solaire de l'Algérie	108
4.2.4	Logiciel de dimensionnement des chauffe-eau solaires	110
4.2.4.1	Validation du logiciel réalisé	110
4.2.4.2	Discussions et interprétation des résultats	112
4.3	Télésurveillance des installations à chauffe-eau solaires	113
4.3.1	Production d'eau chaude solaire avec GRS	113
4.3.2	Historique de la GRS	113
4.3.3	Outil de professionnalisation de la filière du solaire thermique	114
4.3.4	Télécontrôle	114
4.3.5	Télésurveillance d'une installation avec GRS	114
4.3.6	Etapes et objectifs de la télésurveillance	115
4.4	Etude de cas et exemples de réalisations	116
4.4.1	Chauffe-eau solaire pour habitats de type HLM (Région Auvergne)	117
4.4.2	Chauffe-eau solaire pour habitats de type HLM (Région Alsace)	117
4.4.3	Chauffe-eau solaire pour habitats collectifs (Région Rhône-Alpes)	118
4.4.4	Chauffe-eau solaire pour des hôtels (Région Paca)	118
4.5	Conclusion	119
 CONCLUSION GENERALE		 120
 LISTE DES FIGURES		
LISTE DES TABLEAUX		
NOMENCLATURES		
BIBLIOGRAPHIE		

NOMENCLATURE

Symbole	Description	Unité
TSM	Temps solaire moyen donné par Capderou	Heure
TSV	Temps solaire vrai donné par Capderou	Heure
ET	Equation de temps donnée par Capderou	Heure
DE	Décalage horaire donné par Capderou	Heure
N	Numéro du jour	[-]
N'	Angle journalier donné par Capderou	rad
N_p	Angle journalier donné par r.sun	rad
A_{he}	Alternance hiver été donnée par Capderou	[-]
φ	Latitude du lieu	rad
λ	Longitude du lieu	rad
z	Altitude du lieu	m
H_r	Humidité relative	%
ω	Angle horaire	rad
ω_{sr}	Angle horaire du lever du soleil	rad
ω_{ss}	Angle horaire du coucher du soleil	rad
DI	Durée du jour	Heure
δ	Déclinaison solaire	rad
γ_s	Hauteur du soleil	rad
γ_s^{cor}	Hauteur du soleil corrigée	rad
θ_z	Angle zénithal	rad
χ	Azimut du soleil	rad
δ^i	Angle d'incidence	rad
φ'	Latitude relative du lieu pour surface inclinée donnée par r.sun	rad
λ'	Longitude relative du lieu pour surface inclinée donnée par r.sun	rad
α_z	Orientation du plan	rad
β	Inclinaison du plan	rad
γ	Hauteur de la normal du plan	rad
θ	Azimut du soleil pour surface inclinée donné par r.sun	rad
T_L	Facteur de trouble de Linke	[-]
T_{Lc}	Facteur de trouble de Linke corrigé par pression atmosphérique	[-]
T'_L	Facteur de trouble diffusif donné par Capderou	[-]
T_0	Trouble du à l'absorption par la vapeur d'eau donné par Capderou	[-]
T_1	Trouble du à la diffusion moléculaire donné par Capderou	[-]
T_2	Trouble relatif à la diffusion par les aérosols donné par Capderou	[-]
B_A	Coefficient d'Angstrom	[-]
α_A	Exposant de la longueur d'onde	[-]
m_A	Masse d'air corrigée	[-]
m_r	Masse d'air optique relative	[-]
δ_R	Epaisseur totale optique de Rayleigh	[-]
P	Pression atmosphérique	pas
P_0	Pression atmosphérique au niveau de la mer	pas
τ_a	Coefficient de transmission, après diffusion par les aérosols	[-]
τ_g	Coefficient de transmission, après diffusion par les gaz	[-]
τ_o	Coefficient de transmission, après absorption par l'ozone	[-]
τ_r	Coefficient de transmission, après diffusion moléculaire de Rayleigh	[-]
τ_w	Coefficient de transmission, après absorption par la vapeur d'eau	[-]
U_3	Trajet optique de l'éclairement solaire à travers la couche d'ozone	[-]
O_3	Epaisseur de la couche d'ozone	cm
U_w	Epaisseur d'eau condensable corrigée par la longueur du trajet optique	[-]
W_v	Hauteur d'eau condensable	cm

I_B	Puissance de l'éclairement direct incident sur un plan horizontal	W/m^2
I_D	Puissance de l'éclairement diffus incident sur un plan horizontal	W/m^2
I_G	Puissance de l'éclairement global incident sur un plan horizontal	W/m^2
I_N	Puissance de l'éclairement direct normal incident sur un plan horizontal	W/m^2
ε	Facteur d'excentricité	[-]
I_O	Constante solaire	W/m^2
G_O	Eclairement extraterrestre	W/m^2
G_O^h	Eclairement extraterrestre sur plan horizontal donné par r.sun	W/m^2
$IB^h(\gamma_s, T_L)$	Eclairement direct incident sur un plan horizontal	W/m^2
$ID^h(\gamma_s, T_L)$	Eclairement diffus incident sur un plan horizontal	W/m^2
$IG^h(\gamma_s, T_L)$	Eclairement global incident sur un plan horizontal	W/m^2
$IN(\gamma_s, T_L)$	Eclairement direct normal incident sur un plan horizontal	W/m^2
$IB^i(\gamma_s, T_L)$	Eclairement direct incident sur un plan quelconque	W/m^2
$ID^i(\gamma_s, T_L)$	Eclairement diffus incident sur un plan quelconque	W/m^2
$IG^i(\gamma_s, T_L)$	Eclairement global incident sur un plan quelconque	W/m^2
$ID_a^i(\gamma_s, T_L)$	Composante du diffus isotrope du sol donnée par Capderou	W/m^2
$ID_i^i(\gamma_s, T_L)$	Composante du diffus isotrope du ciel donnée par Capderou	W/m^2
$ID_d^i(\gamma_s, T_L)$	Composante du diffus directionnel donnée par Capderou	W/m^2
$ID_h^i(\gamma_s, T_L)$	Composante du diffus du cercle de l'horizon donnée par Capderou	W/m^2
$ID_{ciel}^i(\gamma_s, T_L)$	Composante du diffus du ciel donnée par Capderou	W/m^2
$T_{rb}(\gamma_s, T_L)$	Transmittance de l'éclairement direct donnée par r.sun	[-]
$T_{rd}(T_L)$	Transmittance de l'éclairement diffus donnée par r.sun	[-]
$F_d(\gamma_s, T_L)$	Fonction diffuse angulaire donnée par r.sun	[-]
$F(\beta)$	Fonction de l'éclairement diffus pour surface inclinée donnée par r.sun	[-]
k_N	Coefficient liée à la Fonction $F(\beta)$ donné par r.sun	[-]
K_b	Coefficient reliant l'éclairement direct et l'éclairement extraterrestre en surface horizontale donné par r.sun	[-]
$r_i(\beta)$	Fraction du ciel pour un plan incliné donnée par r.sun	[-]
$r_g(\beta)$	Fraction du sol pour un plan incliné donnée par r.sun	[-]
ρ_g	Albédo du sol	[-]
δ_a	Composante due à l'albédo donnée par Capderou	[-]
δ_i	Composante isotrope du ciel donnée par Capderou	[-]
δ_i'	Composante due à la rétrodiffusion donnée par Capderou	[-]
δ_d	Composante directe donnée par Capderou	[-]
δ_h	Composante du cercle de l'horizon donnée par Capderou	[-]
$f(\alpha)$	fonction signe	[-]
$EB^h(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie directe reçue sur un plan horizontal	Wh/m^2
$ED^h(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie diffuse reçue sur un plan horizontal	Wh/m^2
$EG^h(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie globale reçue sur un plan horizontal	Wh/m^2
$EB^i(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie directe reçue sur un plan quelconque	Wh/m^2
$ED^i(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie diffuse reçue sur un plan quelconque	Wh/m^2
$EG^i(\omega_{sr}, \omega_{ss})$	Energie globale reçue sur un plan quelconque	Wh/m^2
IG^i	Eclairement global incident sur un plan incliné = $IG^i(\gamma_s, T_L)$	W/m^2
IG^h	Eclairement global incident sur un plan horizontal = $IG^h(\gamma_s, T_L)$	W/m^2
IB^h	Eclairement direct incident sur un plan horizontal = $IB^h(\gamma_s, T_L)$	W/m^2
ID^h	Eclairement diffus incident sur un plan horizontal = $ID^h(\gamma_s, T_L)$	W/m^2

T_{min}	Température minimale d'eau froide	°K
T_{max}	Température maximale d'eau froide	°K
T_m	Température d'eau froide	°K
T_w	Température d'eau chaude	°K
T_{ref}	Valeur de température empirique de référence	°K
h	Coefficient égal à (+1) en l'hémisphère Nord et (-1) au Sud	[-]
M	Numéro du mois considéré	[-]
N_m	Nombre de jours dans le mois	[-]
C_p	Pouvoir ou capacité calorifique de l'eau = 4190	J/kg°C
ρ	Masse volumique d'eau	kg/L
V	Volume d'eau chaude à soutirer	Litre
V_r	Volume réel de stockage	Litre
V_s	Volume standard de stockage	Litre
S_{cap}	Surface théorique des capteurs solaires	m ²
L_{pd}	Besoins en chauffage incluant le degré annuel d'utilisation du système et les pertes en circulation	kWh
S_{opt}	Surface réelle (optimale) des capteurs plans solaires	m ²
X	Nombre reliant les pertes dans le capteur plan et la charge	[-]
Y	Nombre reliant l'énergie solaire absorbée et la charge	[-]
X_c	Facteur correctif du nombre X (volume de stockage)	[-]
X_{cc}	Facteur correctif du nombre X (température d'eau froide)	[-]
A_c	Surface des capteurs solaires plans	m ²
$\frac{R_y}{R_y}$	Moyenne mensuelle de l'éclairement solaire incident quotidien dans le plan des capteurs /m ²	W/m ²
F'_R	Facteur modifié d'évacuation de la chaleur du capteur solaire	[-]
F'_R / F_R	Fonction du rendement de l'échangeur d'un capteur plan	[-]
$F_R U_L$	Caractéristique $F_R U_L$ d'un capteur plan spécifié par le constructeur	[-]
$F_R (\tau\alpha)_n$	Caractéristique $F_R (\tau\alpha)_n$ d'un capteur plan spécifié par le constructeur	[-]
$(\tau\alpha)_n$	Propriété transmission-absorption sous incidence normale	[-]
$(\overline{\tau\alpha})$	Moyenne mensuelle du produit de la transmissivité et de l'absorptivité du capteur	[-]
$(\overline{\tau\alpha})/(\tau\alpha)_n$	Propriété $(\tau\alpha)$ moyenne rapporté à sa valeur sous incidence normale	[-]
ε_{ch}	Rendement de l'échangeur d'un capteur plan	%
f	Fraction de la charge totale mensuelle couverte par le CES	[-]
F	Taux de recouvrement de la charge annuelle	[-]
L	Quantité d'énergie nécessaire pour produire l'eau chaude	kWh
fL	Apport en énergie solaire produit par le CES	kWh
fP	Appoint en énergie auxiliaire (gaz ou électricité) requis par le CES	kWh
η_{CES}	Rendement du chauffe-eau solaire	%
Err_{moy}	Erreur relative moyenne	%
ΔG	Différence entre la valeur théorique et la valeur mesurée	Unité G
$G_{mesurée}$	Valeurs expérimentales mesurées	Unité G

**INTRODUCTION
GENERALE**

INTRODUCTION GENERALE

Les besoins énergétiques de l'humanité n'ont pas cessé de croître avec son évolution: on a utilisé d'abord des ressources naturelles tel que le charbon, le bois et par la suite avec le progrès scientifique, le pétrole, le gaz, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire. Actuellement les énergies fossiles sont consommées bien plus rapidement qu'elles ne se forment dans la nature et selon les estimations, les réserves mondiales seront épuisées vers 2030 si la consommation n'est pas radicalement modifiée, et au plus tard vers 2100 si des efforts sont fournis concernant la production et la consommation nécessaire [01]. Cette forme d'énergie étant limitée dans le temps, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais, la contrainte imposée est d'utiliser d'autres sources d'énergies, tout en tenant compte des notions économiques et environnementales.

L'énergie solaire qui est l'objectif de notre travail se caractérise par une absence de pollution et une disponibilité exceptionnelle. D'autre part, les systèmes d'exploitation qui utilisent cette forme d'énergie demandent une légère maintenance et présentent une bonne fiabilité de fonctionnement, une autonomie de plus en plus accrue, une résistance extrême aux conditions naturelles (température, humidité, vent, corrosion,.....etc.), et donc une grande longévité, il apparaît dès lors que l'énergie solaire peut apporter de réelles solutions.

Cette source d'énergie est utilisée de manières différentes, par exemple; dans les systèmes thermiques (chauffe-eau solaires), pour la production d'eau chaude, domaine où elle connaît un développement considérable particulièrement dans le secteur de l'habitat. Aujourd'hui, l'usage domestique du chauffe-eau solaire est partout dans le monde la première application solaire. Elle s'est d'abord développée dans les pays à fort ensoleillement, sous une forme simplifiée, pour se diffuser après dans le monde entier, associée à une énergie complémentaire, afin d'assurer la fourniture d'eau chaude sanitaire à une température convenable.

Le dimensionnement des chauffe-eau solaires nécessite la connaissance d'une part des paramètres météorologiques et d'autre part les différentes composantes de l'éclairement solaire. Sur le réseau de mesures national, caractérisé par une faible densité de stations radiométriques, la collecte des différentes données météorologiques et radiométriques est rare [02]. A cet effet nous avons jugé nécessaire d'appliquer un modèle théorique pour l'estimation des deux composantes directes et diffuses de l'éclairement solaire. Plusieurs modèles ont été proposés dans la littérature par des scientifiques et relatifs à de nombreux sites dans le monde [03]. Ainsi, pour notre travail, nous avons retenu le modèle r.sun [04] applicable à jour clair. Dans ce modèle, basé sur la détermination du facteur de trouble de Linke, ont été proposées des relations empiriques permettant d'estimer les différents coefficients de transmission de l'éclairement solaire, ainsi que les relations menant au calcul des différentes composantes de l'éclairement solaire.

Beaucoup de travaux ont été effectués ces dernières décennies pour déterminer le facteur de trouble de Linke notamment en Amérique du Nord [05, 06] et en Europe [07, 08, 09]. Par contre peu de travaux ont été enregistrés pour l'Afrique (Maroc [10], Tunisie [11, 12] et Egypte [13, 14]), et plus particulièrement pour l'Algérie, aucune vraie étude n'a été faite dans ce domaine exceptée la table publiée en 2003 pour le site de Tamanrasset [15, 16], ceci est du probablement à la non disponibilité des données de l'éclairement solaire sur la majorité du territoire national, et même si sur certains sites on peut collecter ces données, l'erreur reste inévitable à cause du vieillissement des appareils de mesures.

Le dimensionnement des systèmes à chauffe-eau solaires occupe une fonction déterminante, en effet la gestion de cet élément est fonction de plusieurs paramètres :

- Les besoins de l'utilisateur en quantité d'eau chaude ;
- La température de l'eau chauffée ;
- Les conditions climatiques locales ;
- Les performances du système à capteurs plans.

Les outils de calcul et de dimensionnement permettent de répondre parfaitement aux besoins des utilisateurs. La fiabilité des installations a été renforcée grâce aux systèmes de contrôle et au suivi des opérations lié à l'aspect GRS (Garantie de Résultats Solaires). En effet, un appareil de télésurveillance assure l'acquisition permanente des données nécessaires et leur traitement [17]. En cas de non atteinte des résultats annuels annoncés, le groupement (fabricants de capteurs, installateurs, exploitants et BET) doit mettre en œuvre les moyens correctifs adaptés, ou indemniser le maître d'ouvrage à la hauteur du déficit énergétique constaté par rapport aux engagements.

Ce document qui décrit notre travail est réparti en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à des notions générales sur l'énergie solaire et ces applications, une étude sur les chauffe-eau solaires (CES) sera présentée, depuis la source primaire qui est l'éclairement solaire jusqu'à l'architecture du système de production d'eau chaude, son principe de fonctionnement, ces différents types et le chauffage d'appoint associé ainsi que le coût d'investissement dans ces projets.

Dans le second chapitre une modélisation de l'éclairement solaire par le modèle r.sun [04] et Capderou [18] est présentée et réalisée, les transmittances nécessaires pour le calcul des composantes de l'éclairement solaire par ciel clair, incident sur un plan horizontal et incliné sont programmées avec Matlab 6.5 [19] et leurs variations sont illustrées sous formes graphiques. Les formules des paramètres géométriques et atmosphériques nécessaires ont été également programmées et représentées.

Dans ce deuxième chapitre également, une détermination expérimentale du facteur de Linke est réalisée pour les deux sites: Ghardaïa et Bouzaréah, du faite que les deux modèles de calcul de l'éclairement solaire font appel à la détermination de ce facteur. Une analyse des modèles théoriques est étudiée et une formule facilitant la détermination de ce facteur à partir du coefficient d'Angstrom est proposée pour l'Algérie.

Le troisième chapitre a pour but l'élaboration d'un logiciel, basé sur la méthode *f-Chart* [20] et programmé avec Borland Delphi 5 [21], permettant le dimensionnement des chauffe-eau solaires en Algérie. Le logiciel proposé (DCESAL : Dimensionnement Chauffe-Eau Solaire ALgérie) est solidaire d'un premier logiciel (NASAL: Nouvelle Atlas Solaire ALgérien), également réalisé et écrit en Langage Delphi 5, permettant le calcul de l'éclairement solaire en Algérie par les deux modèles Capderou et r.sun. Une visualisation numérique et graphique des résultats obtenus est assurée et un rapport détaillé est établie, les tests réalisés sur le logiciel de dimensionnement du système de chauffage de l'eau par énergie solaire seront discutés.

Le dernier chapitre est dédié à la validation des résultats obtenus à partir du logiciel de dimensionnement élaboré, également, une validation de l'énergie solaire reçue sur le plan du capteur. Cependant, la validation de l'énergie solaire reçue revient à valider l'éclairement solaire incident sur le capteur considéré, des cartes solaires seront déduites, proposées et analysées. Par ailleurs, dans le cadre de la GRS (Garantie de Résultats Solaires) bien connue dans ce domaine, l'aspect de télésurveillance est pris en compte et une étude de cas sera menée.

Finalement une conclusion générale contenant les interprétations et les perspectives envisagées terminera ce mémoire.

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR LES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR LES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

1.1. Introduction

L'énergie solaire qui est l'objectif de notre étude, se caractérise par une absence de pollution et une disponibilité exceptionnelle. D'autre part, les systèmes d'exploitation qui utilisent cette forme d'énergie demandent une légère maintenance et présentent une bonne fiabilité de fonctionnement, une autonomie de plus en plus accrue, une résistance extrême aux conditions naturelles (température, humidité, vent, corrosion,.....etc.), et donc une grande longévité, il apparaît dès lors que l'énergie solaire peut apporter de réelles solutions.

Cette source d'énergie est utilisée de manières différentes, par exemple; dans les systèmes thermiques (chauffe-eau solaires), pour la production d'eau chaude, domaine où elle connaît un développement considérable particulièrement dans le secteur de l'habitat.

Dans ce premier chapitre, une étude sur les chauffe-eau solaires sera présentée, depuis la source primaire qui est l'éclairement solaire jusqu'à l'architecture du système de production d'eau chaude, son principe de fonctionnement et ces différents types.

1.2. Le chauffe-eau solaire

1.2.1. Le principe de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire

Le chauffe-eau solaire individuel est un équipement robuste et fiable, conçu et fabriqué pour tirer le meilleur parti du moindre rayon de soleil. Un CES permet de couvrir 50 à 70 % de la demande annuelle d'eau chaude sanitaire d'une famille (et jusqu'à 99 % en période estivale) [22]. Il assure un ensemble de fonctions :

- Captage de l'énergie solaire et conversion de l'éclairement en chaleur par les capteurs solaires thermiques;
- Transfert de la chaleur des capteurs vers l'eau chaude sanitaire par une boucle fermée à circulation naturelle ou forcée;
- Stockage de l'énergie dans le ballon solaire;
- Distribution de l'eau chaude vers le système d'appoint et les points de puisage.

Le CES doit être préservé des risques de gel et de détérioration par surchauffe, ses différents composants doivent être optimisés pour limiter les pertes d'énergie captée et les consommations d'énergie d'appoint [23].

1.2.2. Etat de l'art des chauffe-eau solaires

Il existe une multitude de configurations sur le marché selon les modèles, dont les plus courants sont :

1.2.2.1. Le chauffe-eau solaire Monobloc

Relie les capteurs et le ballon dans un seul composant (Fig 1.01), son fonctionnement est autonome et son installation très simple. En effet, il suffit de brancher l'alimentation de l'eau froide et connecter le départ de l'eau chaude à un robinet.

C'est le chauffe-eau solaire le moins cher et un grand nombre est utilisé à travers le monde. Les inconvénients sont dus au ballon qui reste dehors avec les capteurs : Les pertes thermiques peuvent être importantes et son intégration architecturale est plus difficile, il est particulièrement adapté à un usage en été [24].

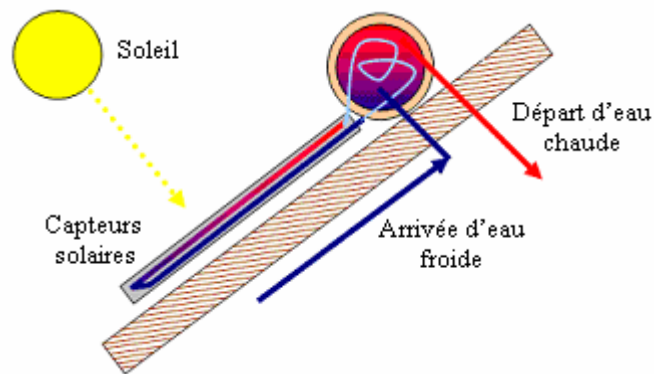


Fig 1.01: Le chauffe-eau solaire monobloc.

1.2.2.2. Le chauffe-eau solaire Thermosiphon

Thermosiphon veut dire que la circulation de la chaleur passe des capteurs au ballon naturellement sans pompe ou autre dispositif, grâce à la différence de température. Pour ce faire, le ballon doit impérativement être placé plus haut que les capteurs. Les capteurs et le ballon sont assemblés en un seul composant, l'installation est simple, le fonctionnement est autonome (Fig 1.02), Les inconvénients sont les pertes thermiques importantes et son intégration architecturale difficile [24].

Ce type de système est utilisé pour la production d'eau chaude pour des maisons individuelles situées souvent en milieu rural. Les risques de pannes sont faibles, les coûts sont restreints et les performances, surtout dans les régions ensoleillées sont excellentes.

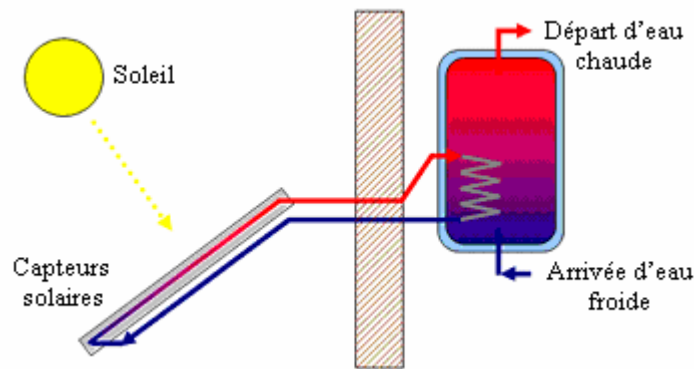


Fig 1.02: Le chauffe-eau solaire thermosiphon.

1.2.2.3. Le chauffe-eau solaire à circulation forcée

Ce type de chauffe-eau solaire "avec pompe et régulation" (Fig 1.03), est adapté à toutes les différentes configurations. Ainsi, le ballon peut être installé dans une cave ou éloigné des capteurs. Le coût de ce système est généralement plus cher que celui des systèmes monobloc à cause des équipements supplémentaires, pompe de circulation et système de régulation. [24, 25].

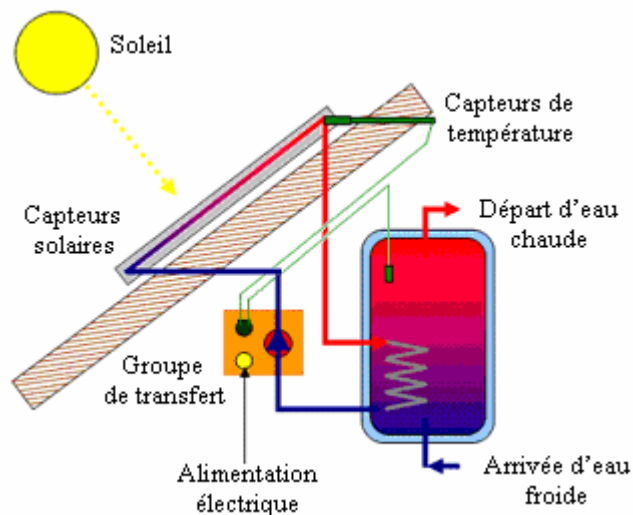


Fig 1.03: Le chauffe-eau solaire à circulation forcée.

1.2.3. Les principaux composants d'un chauffe-eau solaire

Un chauffe-eau solaire est généralement, configuration simple, constitué de trois parties:

1.2.3.1. Le capteur plan solaire

Le rôle du capteur solaire est d'absorber un maximum d'énergie solaire avec le moins de pertes par refroidissement possible, puis de faire passer cette chaleur dans l'eau de circulation qui chauffera l'eau sanitaire. La surface des capteurs plans varie selon les besoins en eau des utilisateurs. Elle est de l'ordre de 4 m² pour une maison individuelle pour couvrir les besoins en eau sanitaire et de l'ordre de 20 m² dans le cas d'une utilisation pour le chauffage de la maison, bien entendu cette surface est aussi

fonction de l'éclairement solaire. Les capteurs plans peuvent être fixés sur un toit, inclinés à afin de recevoir le maximum de l'éclairement solaire au mieux. [26].

1.2.3.2. L'unité de stockage

Appelé réservoir ou ballon de stockage solaire, ce dernier bien isolé, maintient l'eau en température jusqu'à ce qu'elle soit utilisée. Le transfert de chaleur est réalisé par un échangeur monté à l'intérieur du ballon. Ce dernier est aussi équipé d'un chauffage d'appoint, alimenté par réseau électrique, dans le cas d'une utilisation en zone à faible éclairement solaire.

1.2.3.3. Le groupe de transfert

Le groupe de transfert est composé de tous les éléments nécessaires pour transférer la chaleur des capteurs à l'unité de stockage dans les meilleures conditions. Il est composé d'une pompe pour faire circuler le fluide caloporteur, d'un ensemble de capteurs de température et d'un système de régulation pour mettre en marche la pompe quand cela est nécessaire.

1.2.4. Les types de capteur solaire

Le capteur plan solaire le plus couramment utilisé est le capteur plan vitré, il existe aussi le capteur sous vide et le capteur sans vitrage.

1.2.4.1. Le capteur plan vitré

Le capteur plan solaire (Fig 1.04), comprend un coffre isolant, à l'intérieur duquel est disposé un verre transparent (1), une feuille métallique noire, appelée absorbeur (2), constitué de tuyaux dans lesquels circule le fluide caloporteur (3), en contact avec cette surface absorbante est intégré un isolant aussi bien à l'arrière (4) que sur les côtés (4), afin de réduire les déperditions thermiques.

L'ensemble est monté dans un boîtier (5) en aluminium. La plupart des capteurs plans vitrés; (Fig 1.05.a), permettent des gains de température allant jusqu'à 70 °C par rapport à la température ambiante et sont de ce fait parfaitement adaptés à la production d'eau chaude sanitaire. [27, 28]

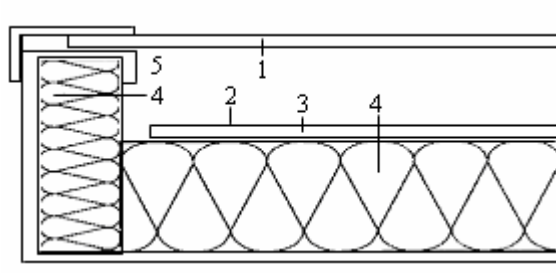


Fig 1.04: Coupe transversale d'un capteur plan.

1.2.4.2. Le capteur sous vide

Le capteur sous vide (Fig 1.05.b), est constitué d'une série de tubes de verre sous vide (6) à l'intérieur desquels se trouve un absorbeur avec un circuit hydraulique, qui capte l'énergie solaire et la transfère au fluide caloporteur. Grâce aux propriétés isolantes du vide, les déperditions de chaleur sont faibles. Ainsi, on peut obtenir des gains de température de 100 °C et plus. Ce type de capteur est particulièrement bien adapté aux applications nécessitant des hautes températures [29].

1.2.4.3. Le capteur plan sans vitrage

Ces capteurs simplifiés (Fig 1.05.c), sont généralement constitués d'un absorbeur noir en matière synthétique (7) sans coffre ni couverture transparente. Ils sont particulièrement adaptés aux besoins de chauffage des piscines où l'augmentation de température par rapport à la température ambiante est faible.

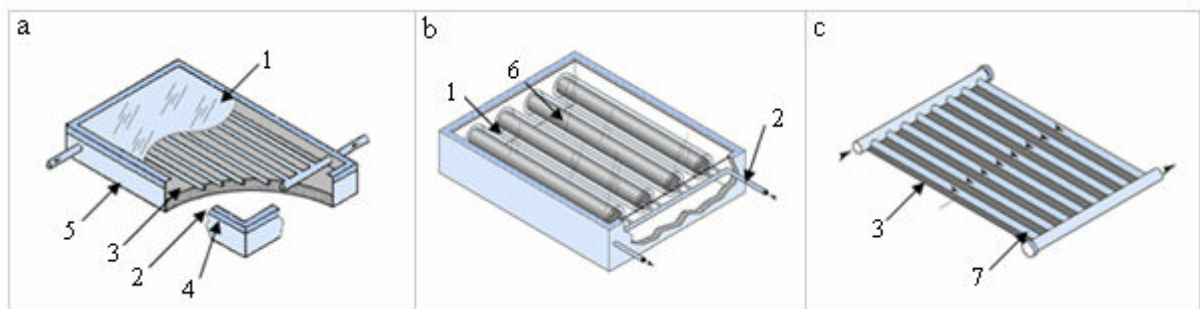


Fig 1.05: Les types de capteur solaire.

a: Le capteur plan vitré, b: Le capteur sous vide, c: Le capteur sans vitrage.

1.2.5. L'appoint énergétique

Un chauffe-eau solaire ne peut pas fournir de l'eau chaude en cas de faible ensoleillement, dans ce cas, il faut se servir d'un chauffage d'appoint utilisant une source d'énergie conventionnelle (gaz, fioul, électricité, bois). Il est préférable de séparer le chauffage d'appoint du système solaire et l'utiliser ponctuellement pour remonter la température de l'eau sortant de l'unité de stockage. Il ne faut pas oublier qu'il y aura un maximum d'eau chaude "solaire" à la fin de la journée et si le ballon est isolé correctement, l'eau va rester chaude pour le matin [24].

Il existe plusieurs types de chauffage d'appoint dont les plus utilisés sont:

1.2.5.1. L'appoint intégré

Dans ce cas l'installation ne dispose que d'un seul ballon, pourvue de deux échangeurs, l'un récupère l'énergie solaire et chauffe d'abord l'eau située en partie basse du ballon "circuit capteurs". L'autre échangeur; qui peut être une résistance électrique (Fig 1.06), ou provenant d'une chaudière à gaz (Fig 1.07), situé en partie haute, apporte le complément d'énergie nécessaire à l'obtention du degré recherché.

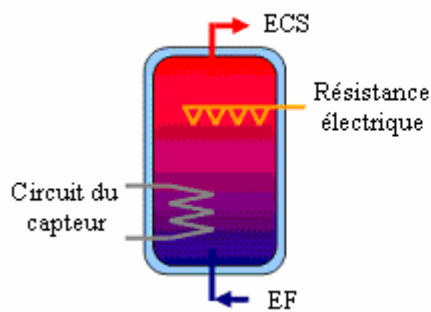


Fig 1.06: L'appoint électrique.

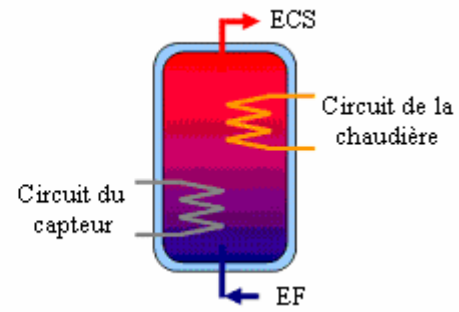


Fig 1.07: L'appoint chaudière à gaz.

1.2.5.2. L'appoint séparé

Le nombre de jours qu'un chauffe-eau solaire puisse fonctionner sans appoint varie surtout avec le climat, mais aussi suivant le dimensionnement de l'installation par rapport aux besoins, l'appoint séparé peut être envisagé dans certains cas, généralement quand un ballon de stockage existe déjà, cette configuration comporte alors deux ballon de stockage et deux échangeurs de chaleurs (Fig 1.08).

1.2.5.3. L'appoint en série

On peut envisager l'installation d'un chauffe-eau solaire en série avec un chauffe-eau électrique conventionnel (existant ou neuf), l'eau chaude solaire pourrait servir directement ou transiter par le chauffe-eau électrique (Fig 1.09). Si nécessaire, le chauffe-eau électrique servira comme appoint et pourrait augmenter la température de l'eau préchauffée par le soleil.

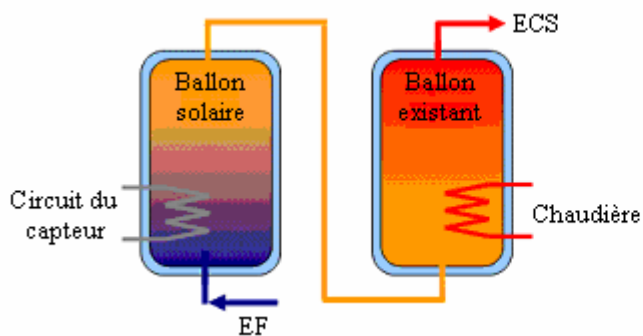


Fig 1.08: L'appoint séparé.

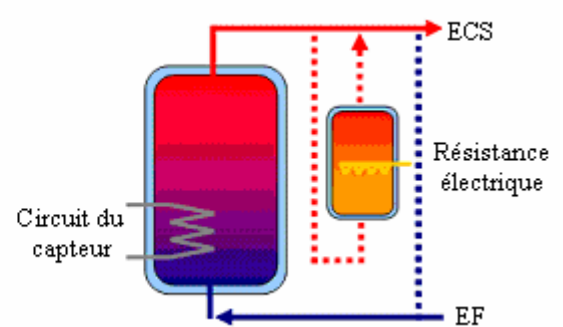


Fig 1.09: L'appoint en série.

Le choix entre l'énergie d'appoint (résistance électrique ou chaudière à gaz) présente toujours un compromis, le tableau ci-dessous (tableau 1.01) présente une comparaison entre ces deux vecteurs énergétiques utilisés comme appoint:

Solutions mixtes	Economie	Ecologique	Rendement
Solaire et électricité	Economique à l'investissement, l'hybridation à l'électricité coûte en consommation, mais une résistance coûte peu à remplacer.	Le risque lié au stockage des déchets radioactifs.	50 à 70 %
Solaire et gaz naturel	L'équipement est moins cher, cependant avec le couplage à gaz, le brûleur doit être changé assez souvent.	Le gaz naturel rejette du CO ₂ qui participe à l'effet de serre.	88 à 94 %

Tableau 1.01: Comparaison entre l'appoint électrique et l'appoint à gaz naturel pour un chauffe-eau solaire.

1.2.6. Le chauffe-eau solaire individuel ou collectif

Le chauffe-eau solaire " individuel " produit de l'eau chaude domestique pour une famille. C'est l'équipement solaire le plus répandu. A partir d'une dizaine de mètres carrés de capteurs solaires on les désigne comme système solaire " collectif ", car il devient capable de fournir de l'eau chaude à plusieurs familles. Les systèmes collectifs peuvent être composés de plusieurs centaines de mètres carrés de capteurs et fournissent de l'eau chaude aux collectivités comme les hôpitaux, les hôtels ou les immeubles de logements [22]. La consommation moyenne d'eau chaude sanitaire, par jour et par habitant, est d'environ 50 litres à une température de 55°C [30]. Pour des capteurs plans vitrés convenablement orientés, la surface conseillée se situe entre 0.5 - 1.5 m²/personne (petite installation individuelle) et 0.3 - 0.5 m²/personne (installation desservant plus de 100 personnes) [30].

Une installation solaire de production d'eau chaude sanitaire (Fig 1.10), comporte en général cinq sous-ensembles (captage, transfert, stockage, appoint et distribution):

Des capteurs solaires convertissent l'éclairement solaire en chaleur et la communiquent au liquide caloporteur circulant dans les tubes des capteurs et le circuit primaire. Ce liquide protège le circuit capteur du gel et transfère la chaleur à l'eau sanitaire par l'intermédiaire d'un échangeur.

Cette eau chaude est ensuite stockée dans un ballon solaire, souvent disposé en série avec un ballon d'appoint (ou une installation de production d'eau chaude instantanée). Cet appoint est nécessaire pour garantir la température de consigne et la permanence de la fourniture d'eau chaude [30]. Dans les applications collectives, la circulation du liquide caloporteur est effectuée au moyen d'une pompe électrique. Son fonctionnement est contrôlé par un dispositif de régulation jouant sur les différences de températures : si l'eau des ballons est plus chaude que le liquide des capteurs, le régulateur stoppe le circulateur (la pompe), si elle est moins chaude, la pompe se met en marche et le liquide primaire peut transmettre sa chaleur à l'eau stockée.

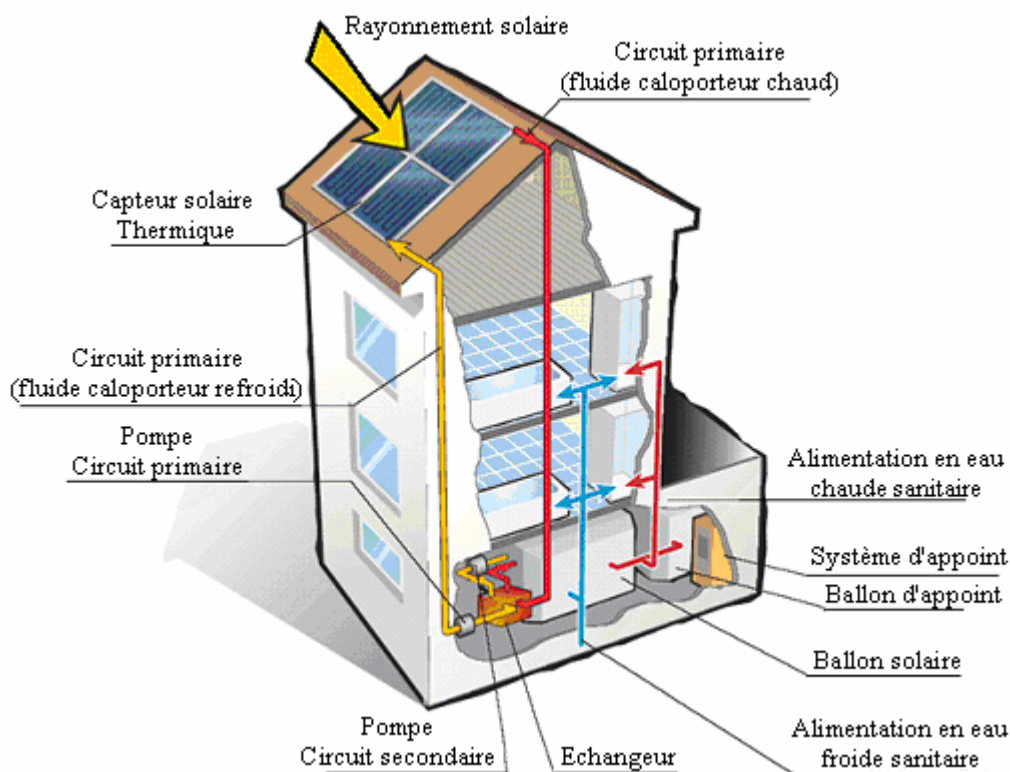


Fig 1.10: Le schéma d'un chauffe-eau solaire collectif.

1.2.7. Le coût des chauffe-eau solaires

Le coût d'un chauffe-eau solaire peut varier suivant les modèles, la localisation de l'installation et aussi de l'individuel au collectif. Selon l'ADEME, en été 2006, le prix d'un chauffe-eau solaire, équipé de 3 à 5 m² de capteurs et d'un ballon de 200 à 300 litres (3 à 4 personnes) est compris entre 3800 € et 5500 € TTC. Pour le cas d'un collectif de 4 logements (10 personnes) équipé de 9 m² de capteurs et d'un ballon d'ECS de 500 litres le coût de l'installation peut descendre jusqu'à 2200 € HT par logement, avec une couverture des besoins annuels en eau chaude sanitaire de 50 %, c'est l'équivalent de 700 à 900 €/m² de capteurs selon la taille de l'installation [22]. Le prix d'un système solaire combiné de chauffage des locaux et de l'eau sanitaire pour un local est généralement compris entre 12000 € pour les petites installations et 25000 € pour les plus grosses, ce prix inclus le matériel et l'installation. [31]

La figure 1.11 représente les prix des CES en Europe en fonction de la puissance installée au cours de ces 30 dernières années et les prévisions pour les 30 années à venir.

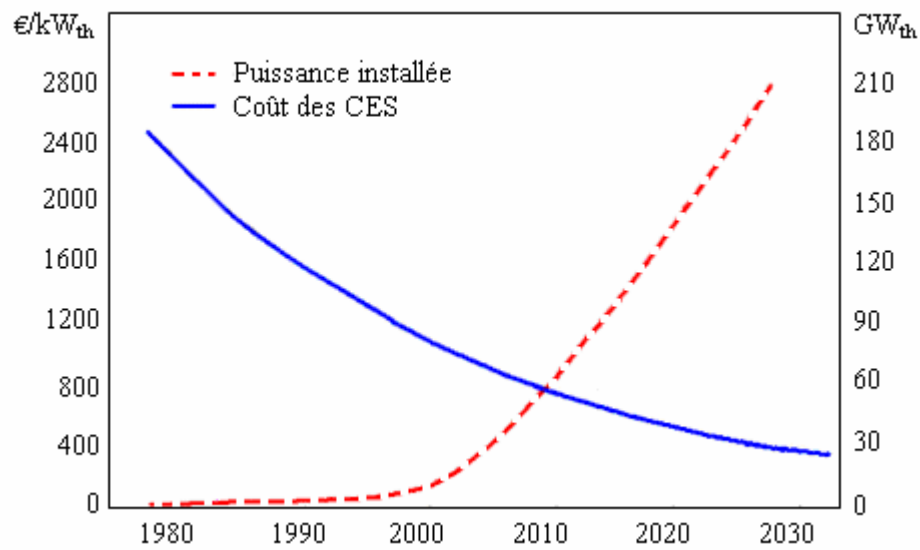


Fig 1.11: Evolution de la puissance installée en CES à circulation forcée et leurs prix en Europe.

1.2.8. L'impact environnemental

1.2.8.1. L'augmentation des émissions des gaz à effet de serre

Dans le monde entier, les phénomènes météorologiques extrêmes semblent se multiplier ces dernières années et c'est devenu très inquiétant, les scientifiques et chercheurs ont constaté une augmentation des températures moyennes sur notre planète depuis un siècle environ, les dernières recherches indiquent que la terre s'est déjà réchauffé de 0.6 C en moyenne au cours du dernier siècle [32]. Les activités humaines, qui ont considérablement augmenté depuis le début de l'ère industrielle, ont bouleversé l'équilibre planétaire en augmentant les taux de gaz à effet de serre de l'atmosphère terrestre, Les principaux gaz à effet de serre sont: le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et le protoxyde d'azote (N₂O) [33]. Le gaz carbonique CO₂ est le principal GES émis par l'activité humaine, 75 % des émissions de CO₂ proviennent de la combustion des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz). De ce fait l'activité humaine modifie le climat de la terre à une vitesse jamais atteinte au cours des derniers milliers d'années et cela devient de plus en plus dangereux, la fig 1.12 illustre les émissions de CO₂ dans le monde selon les dernières statistiques [34].

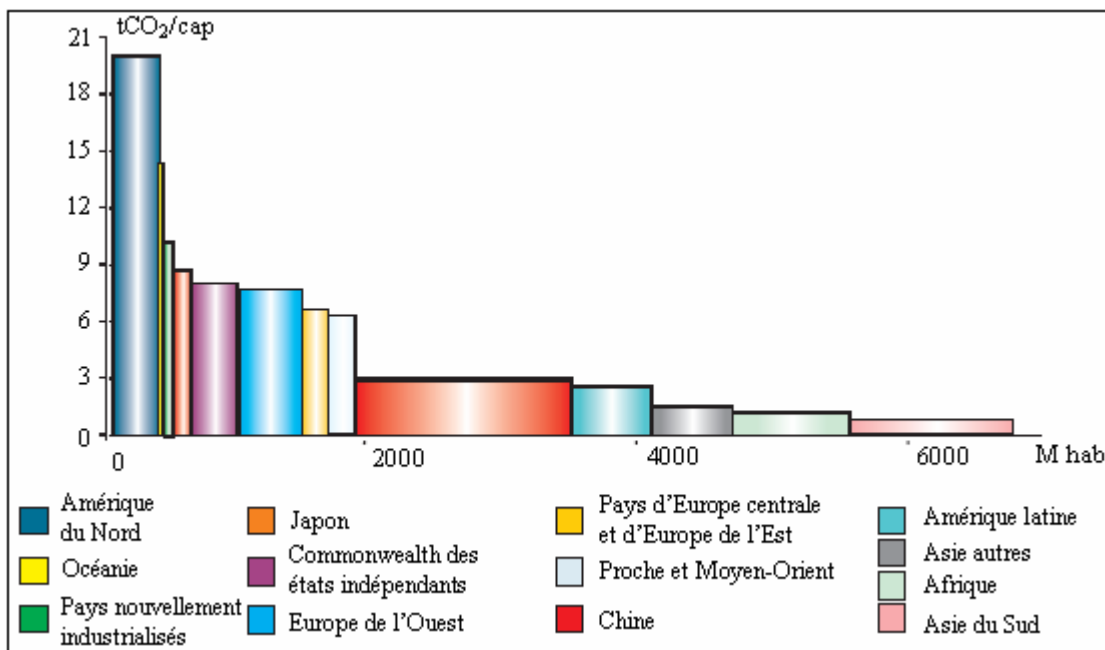


Fig 1.12: Répartition des émissions dans le monde par habitant.

En 2004, les émissions mondiales de CO₂ dues à l'énergie ont atteint 7.2 milliards de tonnes de carbone, principalement du fait de la chine, qui a vu son niveau plus que doubler, passant de 624 MtC en 1990 à 1.3 GtC en 2004.

En Europe, la situation est contrastée, avec des records enregistrés en Espagne (+59 %), au Portugal (+52 %), en Irlande (+37 %) et en Grèce (+33 %), la croissance économique explique l'essentiel de ces évolutions. A l'inverse, l'Allemagne perde 12.2 %, le Royaume-Uni avec -3.7 % de réduction, la baisse est significative, du fait de la restructuration de leurs économies. [35]

1.2.8.2. Comparaison des agents énergétique pour la production d'eau chaude

Le choix d'une énergie (tableau 1.02) ne doit pas se limiter à la seule prise en compte du coût des installations de production d'eau chaude, il doit se faire en ayant connaissance des conséquences à moyen et long terme, il est donc primordial de bien connaître le prix des énergies, leur disponibilité locale, les contraintes matérielles des installations, leurs effets sur l'environnement...etc.

Type de chauffe-eau	Avantages	Inconvénients
Le chauffe-eau à gaz naturel	<ul style="list-style-type: none"> - Chauffage rapide de l'eau - Possibilité de raccorder à une cheminée ou à un conduit dans un mur extérieur. - Le prix du kilowattheure permet d'obtenir des coûts de fonctionnement acceptables. 	<ul style="list-style-type: none"> - Le choix de l'emplacement du chauffe-eau est restreint à cause de son raccordement. - L'installation du système est assez coûteuse et fait appel à des règles d'installation très strictes. - Le gaz naturel n'est pas disponible à tout endroit.

		- Le gaz naturel émet des polluants et du CO ₂ qui contribue à l'effet de serre.
Le chauffe-eau électrique	<ul style="list-style-type: none"> - Energie disponible pratiquement sur toute la planète. - Energie facile à utiliser et propre pour l'utilisateur final. - Faciles à installer, le chauffe-eau peut être situé dans de nombreux endroits de la maison. - Ne requièrent aucun dispositif d'évacuation. - Les systèmes électriques de production d'eau chaude sont les moins chers à l'installation. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'eau prend plus de temps à chauffer avec un appareil électrique. - Le prix élevé du kilowattheure engendre des coûts de fonctionnement élevés. - La production peut être très polluante.
Le chauffe-eau solaire	<ul style="list-style-type: none"> - C'est une énergie renouvelable. - L'énergie émanant du soleil est gratuite. - Ecologique par excellence, l'énergie solaire ne produit aucune émission de gaz à effet de serre. - La possibilité de combinaison d'un système solaire avec un chauffage classique. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'utilisation de l'énergie solaire dépend de l'ensoleillement et varie donc suivant les saisons et le recourt à une énergie d'appoint est nécessaire. - Une installation solaire est plus coûteuse à l'achat qu'une installation de production d'eau chaude classique, elle est aussi encombrante. Toutefois l'investissement est amorti par les économies de fonctionnement réalisées.

Tableau 1.02: Comparaison des différents systèmes de production d'eau chaude. [22, 36]

1.2.8.3. L'effet de l'utilisation des chauffe-eau solaires

Une des principales causes de l'utilisation des systèmes solaires thermiques est de jouer un rôle actif vis à vis des problèmes sociaux et environnementaux tels que la modification du climat, les pluies acides et l'insécurité d'approvisionnement énergétique. L'installation d'un système solaire thermique est le moyen pour chacun d'apporter une petite, mais réelle contribution, au règlement de ce type de problèmes [31]. Cette démarche ne sauvera pas le monde du jour au lendemain mais s'inscrit de manière très concrète dans la bonne direction.

A la fin de l'année 2004 la capacité installées dans le monde des capteurs thermiques vitré et sous vide avait atteint 74.3 GW_{th}, cependant celle des capteurs plan non vitrés était de 23.1 GW_{th} [37]. Ceci est équivalent à une réduction annuelle de CO₂ de 25.4 millions de tonnes (Fig 1.13).

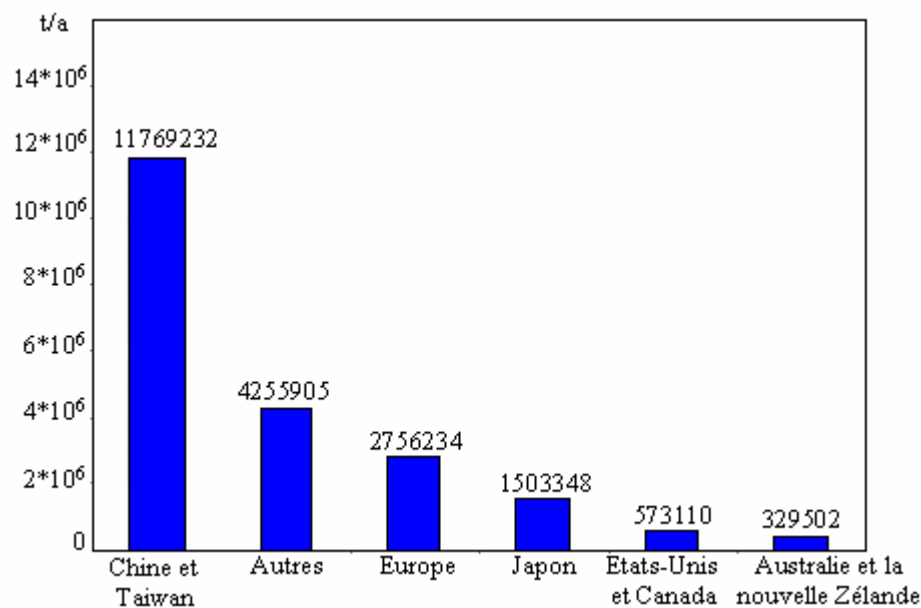


Fig 1.13: La contribution de la puissance installée des capteurs thermiques à la réduction du CO₂.

1.2.8.4. Avantage des chauffe-eau solaires

Pour démontrer l'intérêt des chauffe-eau solaires nous avons examiné une expérience testant un chauffe-eau solaire, installé dans une zone très fraîche, où le nombre d'heures de soleil par an est de 1750h/an, pour cela un suivi mensuel de la consommation électrique pour la production d'eau chaude à été réalisé avant et après l'insertion du chauffe-eau solaire (Fig 1.14), la température d'eau froide fournie par le réseau est de 12° en été et entre 2° et 5° en hiver [38]. L'intérêt du couplage entre le solaire et le chauffe-eau électrique réside dans le fait que le premier augmente la température de l'eau qui entre dans le chauffe-eau électrique, ainsi le travail de la résistance électrique est amoindri voire totalement annulé par le préchauffage solaire et la consommation d'électricité est réduite.

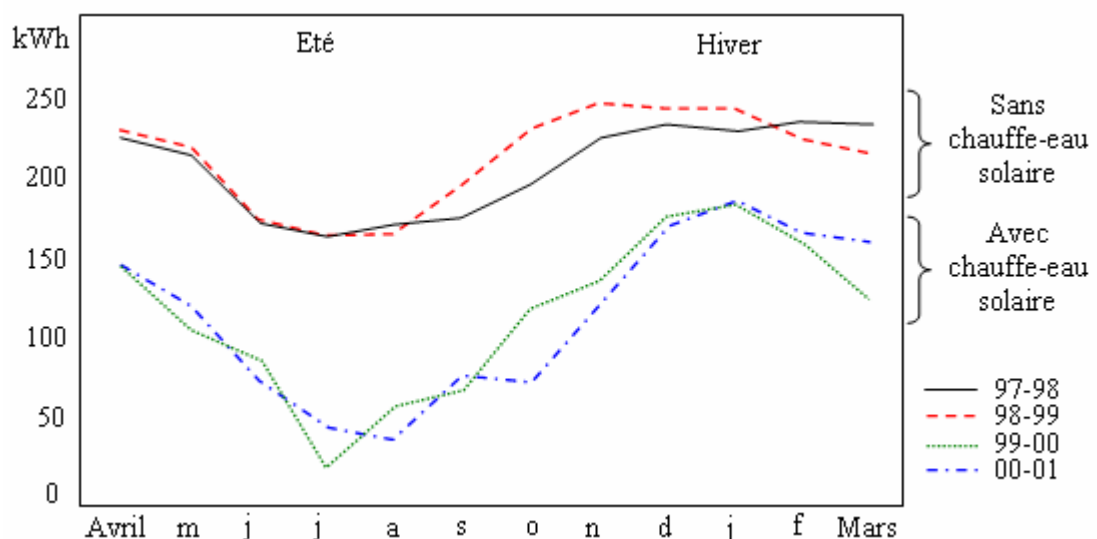


Fig 1.14: Comparaison de la consommation d'un chauffe-eau (sans et avec système solaire).

Les résultats représentés sur la figure 1.14 montrent que la consommation annuelle entre 1997-1998 sans chauffe-eau solaire est de 2573 kWh, pour la période 1998-1999 sans le solaire la consommation est de 2621 kWh, une fois le chauffe-eau solaire inséré (entre 1999-2000), la consommation a été réduite à 1418 kWh, avec 54 %: apport de l'appoint électrique et 46 %: apport solaire, pour une installation dans une zone plus tempérée, ce système peut faire réaliser jusqu'à 60 % d'économies dans de bonnes conditions, pour le nord de l'Algérie on peut réaliser jusqu'à 80 % d'économies [39].

1.3. Les chauffe-eau solaires à travers le monde

1.3.1. La consommation énergétique

1.3.1.1. La consommation énergétique mondiale

Les grands pays consommateurs de gaz et de l'électricité sont des pays développés, ce sont souvent aussi des pays en développement possédant une production importante et une population nombreuse. La consommation de gaz naturel et de l'électricité est en augmentation régulière chaque année, plus rapide même que celle du pétrole [40], et on s'attend pour les prochaines années à un fort accroissement de la consommation mondiale en raison de l'augmentation de la demande énergétique. [41]

A la fin de l'année 2005, la consommation mondiale de gaz naturel avait atteint 2474.7 MTEP; soit une augmentation de 2.3 % par rapport à 2004, l'Europe est classée première avec un totale de 1009.7 MTEP (Fig 1.15), et la Fédération de Russie est en tête avec 364.6 MTEP suivie du Royaume-Uni avec 85.1 MTEP et de l'Allemagne avec 77.3 MTEP.

L'Afrique est la dernière avec 64.1 MTEP, l'Egypte est classé première en Afrique avec 23 MTEP suivie de l'Algérie avec 21.7 MTEP [01]. Quand à la consommation mondiale d'électricité, elle avait atteint 18184.176 TWh fin 2005; soit une augmentation de 4 % par rapport à 2004, les pays gros consommateurs sont: les Etats-Unis avec 4239.241 TWh, la Chine avec 2474.7 TWh, le Japon avec 1133.584 TWh et la Fédération de Russie avec 952.2 TWh [01].

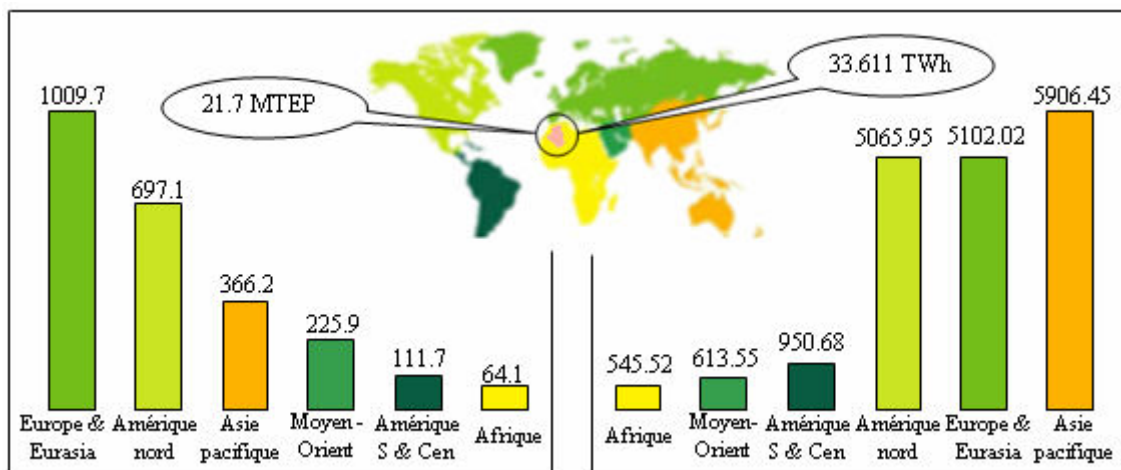


Fig 1.15: La consommation mondiale du gaz naturel et de l'électricité (fin 2005).

1.3.1.2. La consommation du gaz naturel et de l'électricité en Algérie

Selon les statistiques de l'année 2005, la consommation de l'Algérie en gaz naturel est de 21.7 MTEP, environ 0.9 % de la consommation mondiale, soit une augmentation de 9.8 % par rapport à 2004, Au début des années 90 l'augmentation annuelle était de 0.96 %. La consommation d'électricité en Algérie avait atteint 34 TWh à la fin 2005, environ 0.2 % de la consommation mondiale, soit une augmentation de 9 % par rapport à 2004 [42], de ce fait l'Algérie est devenu le deuxième pays au monde; après la chine (12.6 %), à avoir augmenter sa consommation en électricité avec un tel pourcentage, au début des années 90 on avait une augmentation annuelle de 5.6 % seulement [43].

La fig 1.16 représente la consommation du gaz naturel et de l'électricité en Algérie depuis l'année 2000.

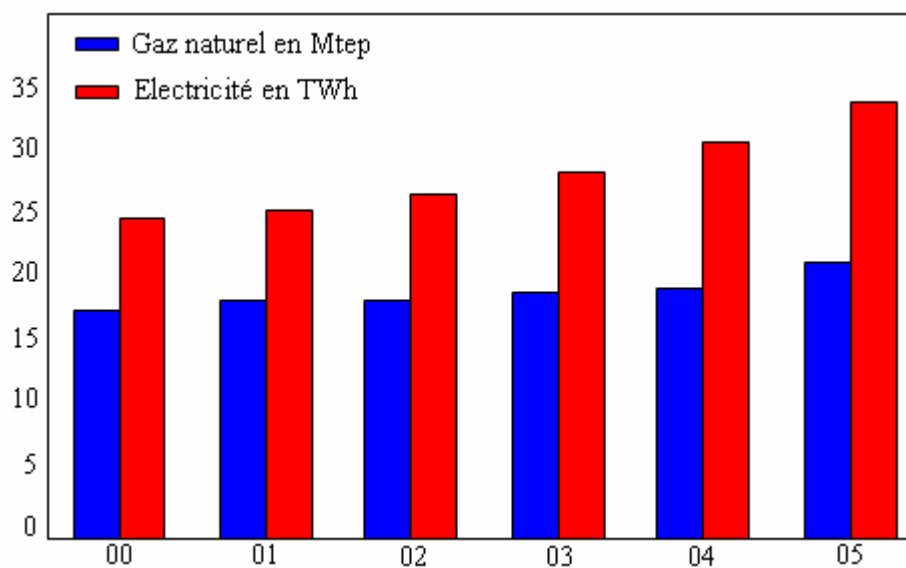


Fig 1.16: La consommation du gaz naturel et de l'électricité en Algérie.

1.3.2. Le potentiel solaire

1.3.2.1. Les ressources solaires en pays méditerranéens

Les sources d'énergie renouvelable dans les pays au bord de la méditerranée seulement peuvent faire face à la demande énergétique mondiale croissante. En effet la ressource d'énergie la plus importante dans ces pays est l'irradiation solaire, avec un potentiel qui peut satisfaire la demande en l'électricité du monde entier (Fig 1.17) [44]. Cette ressource peut être employée dans les systèmes photovoltaïques comme dans les systèmes thermiques.

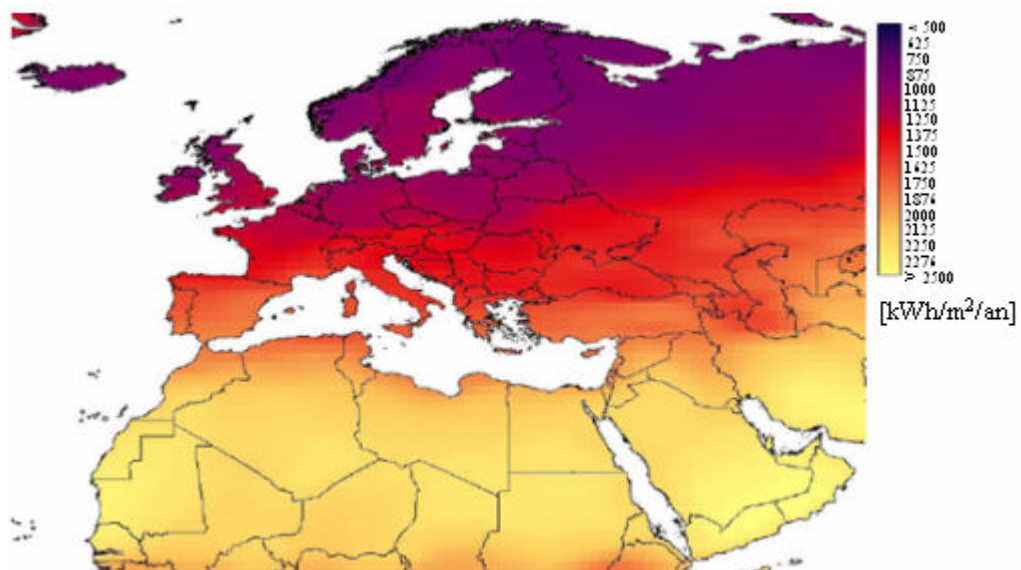


Fig 1.17: Les ressources solaires dans les pays méditerranéens. [45]

1.3.2.2. Les ressources solaires en Algérie

Avec 2381741 km² de surface, l'Algérie est le pays le plus vaste de la méditerranéen, selon une étude de l'agence aérospatiale allemande, l'Algérie offre de plus grandes possibilités intéressantes; à long terme, pour investir dans les centrales thermiques solaires. En effet l'Algérie est l'un des pays de la méditerrané qui dispose d'un potentiel solaire énorme, selon les données d'ensoleillement (Fig 1.18), l'Algérie est comptée parmi les meilleurs pays ensoleillés au monde [46]. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays, le potentiel des ressources solaires de notre pays est donc optimal pour l'exécution des projets solaires. [47]

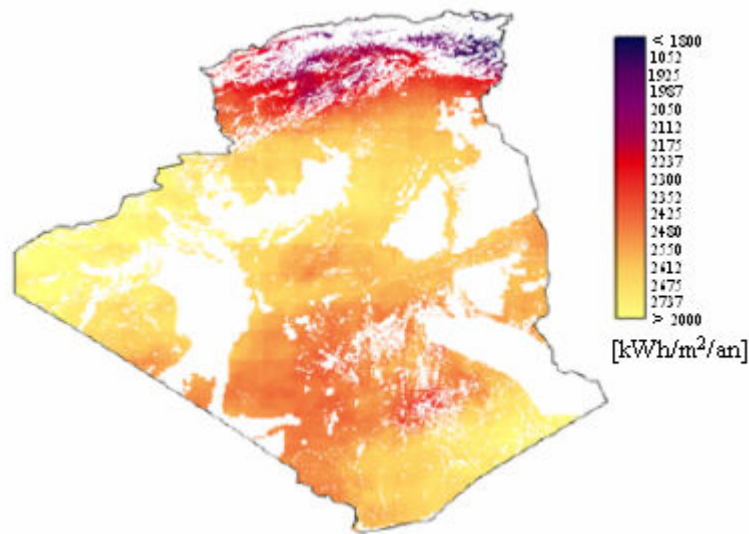


Fig 1.18: Le potentiel de l'Algérie en énergie solaire. [44]

1.3.3. L'énergie solaire thermique dans le monde

1.3.3.1. La capacité thermique installée à travers le monde

Depuis le début des années 90, le marché du solaire thermique a subi un développement favorable, à la fin de l'année 2004, un total de 141 millions de m² de capteurs (98.4 GW_{th}) ont été installés dans le monde entier, Ceci est équivalent à 9.3 milliards de litre de pétrole [37], comparé à d'autres sources d'énergies renouvelables le solaire thermique se trouve classé en deuxième position après l'éolien à satisfaire la demande mondiale croissante en d'énergie. La capacité installée varie d'une manière considérable d'un pays à un autre (Fig 1.19).

La Chine et Taiwan sont leaders (44 %) avec une capacité installée de 43.4 GW_{th} et c'est les capteurs sous vide qui prennent l'initiative, en second vient l'Amérique du Nord (les Etats-Unis et le Canada) où le chauffage des piscines est dominant avec une capacité installée de 18.8 GW_{th} des capteurs non vitré, tandis que le Japon est classé troisième avec 5.4 GW_{th} des capteurs plan vitré, les pays européen tous rassemblés totalisent une capacité de 10.8 GW_{th}.

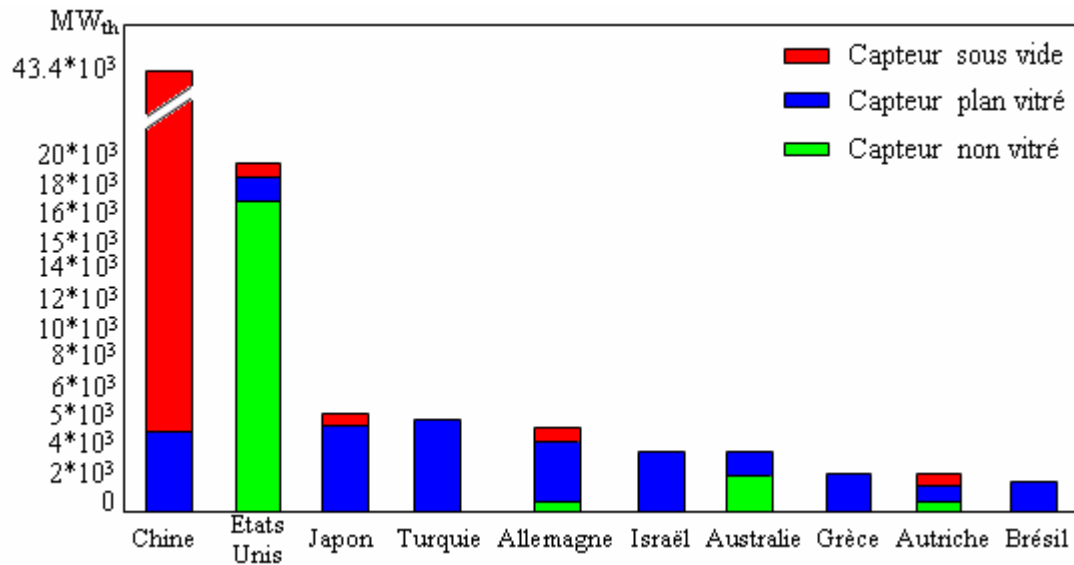


Fig 1.19: La puissance thermique installée dans le monde par les dix pays leaders (fin 2004).

Selon le type de technologie (Fig 1.20), le parc mondial de capteurs solaires peut être divisé de la manière suivante: la capacité totale est de 98.4 GW_{th} (141 millions de m²) [48] avec 74.3 GW_{th} pour les capteurs plan vitrés et les capteurs sous vide qui sont utilisés pour produire de l'eau chaude et pour le chauffage des locaux et 23.1 GW_{th} pour les capteurs non vitrés, qui sont utilisés principalement pour le chauffage des piscines. En terme de surfaces, les capteurs sous vide avec 58 millions de m² représentent 41 % du marché et les capteurs plans vitrés avec 49 millions de m² (35 %), puis les capteurs non vitré avec 33 millions de m² (33 %) et les capteurs à air avec 1 millions m²

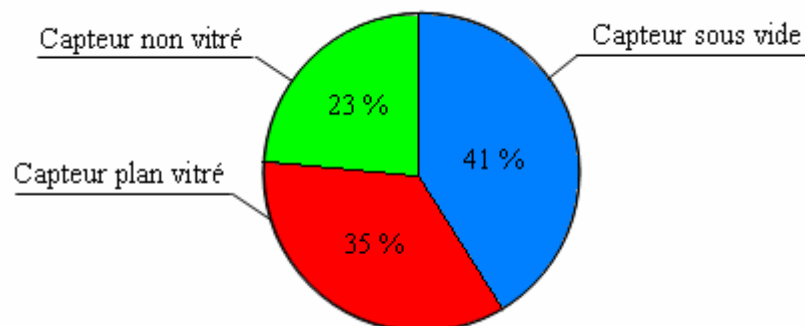


Fig 1.20: La capacité en solaire thermique existante dans le monde par type de collecteur (fin 2004).

1.3.3.2. La puissance installée en Europe

En Europe la capacité énergétique nominale du parc des capteurs solaires thermiques est évaluée à 11 millions de kW_{th} selon les statistiques de l'année 2005. La croissance annuelle moyenne du marché est de 13 % depuis 1990, en se référant aux années 2000; le marché du solaire thermique a bénéficié d'une capacité installée de 1 million de m² par an, de ce fait le marché a beaucoup plus que

doublé comparé à la moitié des années 90 [48]. Selon les mêmes statistiques, la nouvelle capacité installée en solaire thermique en Europe en 2005 a dépassé les 2 millions m^2 (1400 MW_{th}) (Fig 1.21), il est estimé que 37 millions de m^2 de capteurs solaires thermiques seront installés en Europe à l'horizon 2010, soit 91 m^2 pour 1000 habitants.

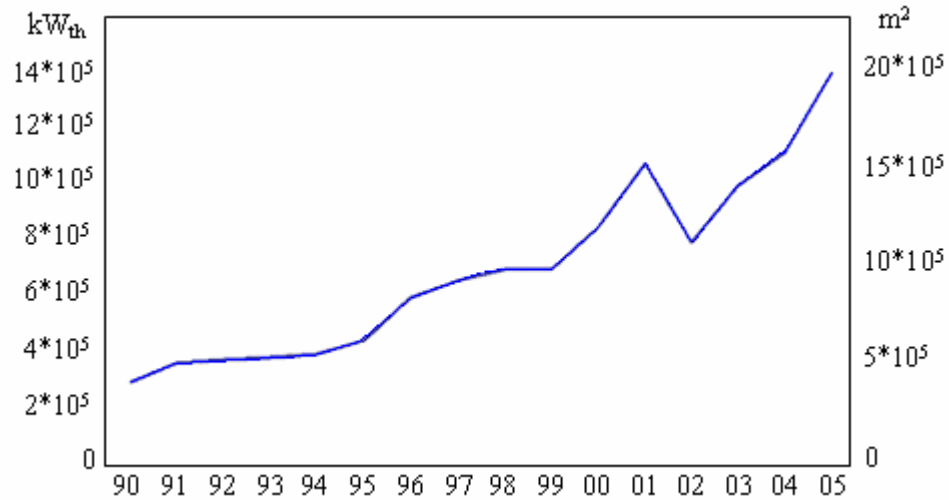


Fig 1.21: Evolution de la capacité installée en solaire thermique par an en Europe.

Selon les statistiques de l'année 2005, l'Allemagne est classée première (Fig 1.22), en terme de capacité installée et énergie annuelle produite avec 6.5 millions de m^2 (4.5 GW_{th}), la Grèce est classée en second position avec 3 millions de m^2 (2.1 GW_{th}), ensuite vient l'Autriche avec 2 millions de m^2 (1.6 GW_{th}), L'Espagne avec 0.52 millions de m^2 (0.36 GW_{th}), et l'Italie avec 0.51 millions de m^2 (0.36 GW_{th}), et enfin Chypre avec 0.5 millions de m^2 (0.35 GW_{th}) [49].

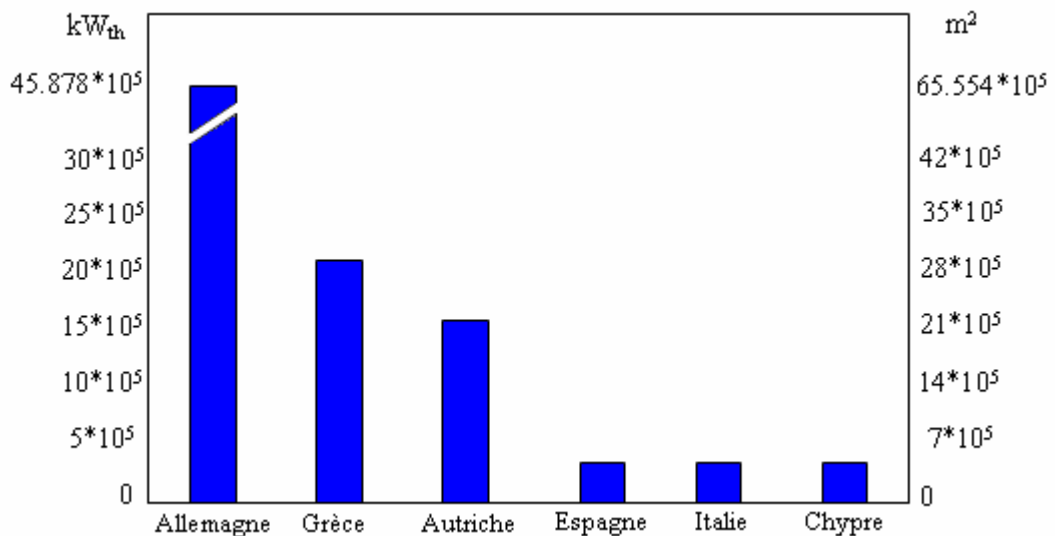


Fig 1.22: Les pays leader en solaire thermique selon les statistiques de 2005.

1.3.3.3. Exemples de pays développés

• La chine

Durant ces dernières années, la demande énergétique chinoise a augmenté d'une manière considérable, la Chine est devenu; en ci peu de temps, le deuxième consommateur mondial d'énergie, elle est aussi le premier producteur mondial des polluants atmosphériques, par conséquent l'impact sur l'environnement est très remarquable. Pour faire face à ces problèmes, la Chine c'est lancé dans le développement des énergies renouvelables, notamment le solaire.

La Chine dispose d'importantes ressources solaires, les deux tiers du pays reçoivent 2200 heures de soleil par an [50], de ce fait elle est le premier consommateur et producteur de chauffe-eau solaires au monde (80M m² installés fin 2005 et prévision de 175M m² fin 2010) (Fig 1.23), dont la part du marché progresse de 25 à 30 % par an.

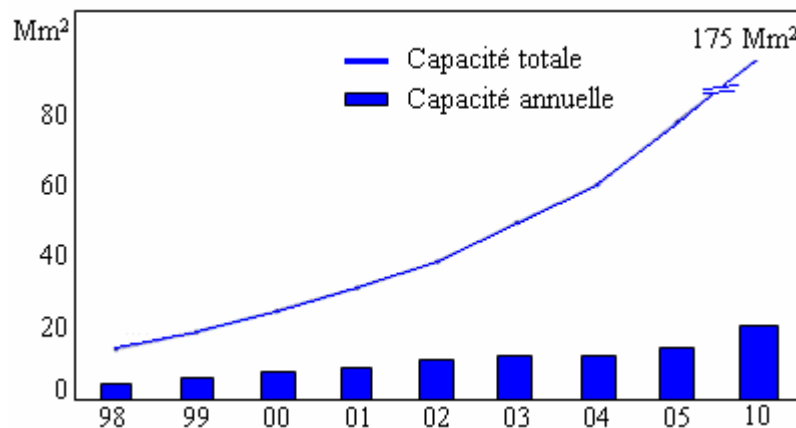


Fig 1.23: Le marché du solaire thermique en Chine et les perspectives d'avenir.

• L'Allemagne

L'Allemagne n'est pas vraiment réputée pour son climat ensoleillé et pourtant elle domine le marché européen depuis plusieurs années. En fin 2005 elle comptait sur ses toits une surface installée de capteurs de 6.5 millions de m² [44], soit 0.95 millions de m² de surface ajoutée, (Fig 1.24). Actuellement 4 % de l'ensemble des foyers allemands font appel à l'énergie solaire en tant que source de chauffage de l'eau et de locaux.

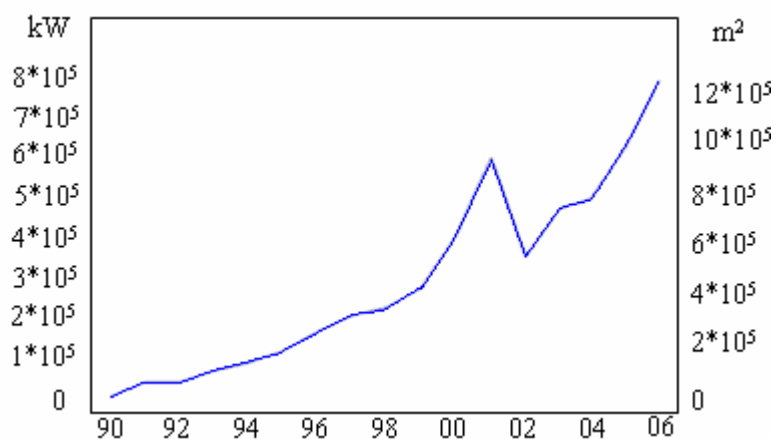


Fig 1.24: Le marché du solaire thermique en Allemagne. [51]

En Allemagne, le marché actuel s'est développé essentiellement pour répondre à la demande des particuliers fortement sensibilisés par les problèmes environnementaux. Ces dernières années, il s'est ainsi développé un nombre croissant de petites installations collectives conçues comme des installations individuelles sur la base de superficies comprises entre 10 et 40m². De plus, depuis 1997, une dizaine de grands systèmes solaires (500 à 3000 m² de capteurs) ont été installés [31]. Le très riche savoir-faire acquis dans le développement des produits, la production, la planification et le montage depuis le début de l'utilisation du solaire thermique dans les années 70, se reflète aujourd'hui dans un éventail complet de systèmes tant efficaces qu'esthétiques.

1.3.3.4. Exemples de pays en développement

Dans les 20 prochaines années, la croissance démographique fera passer la population du sud de la méditerranée de 200 à 400 millions d'habitants, cette augmentation devrait s'accompagner d'un triplement de la consommation d'énergie [52]. Dans ce contexte, le développement de l'ensemble des énergies locales et renouvelables et, plus particulièrement de l'énergie solaire, doit être favorisé; vu le potentiel énorme dont ils disposent, ce développement contribuera à augmenter l'indépendance énergétique d'une part et participera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'autre part.

• Tunisie

Pour diminuer ses importations d'énergie et exploiter son ensoleillement, la Tunisie s'attache à renforcer la place de l'énergie solaire en favorisant notamment l'installation de chauffe-eau solaires. Depuis 1997, un programme de diffusion de chauffe-eau solaires a été lancé en Tunisie, il a fait l'objet d'un financement par le FEM géré par la banque mondiale (correspondant à 35 % de l'investissement), complété à hauteur de 5 % par l'état tunisien, [26] conformément aux objectifs initiaux, ce programme a permis l'installation de 10⁵ m² de capteurs jusqu'à 2005 (Fig 1.25).

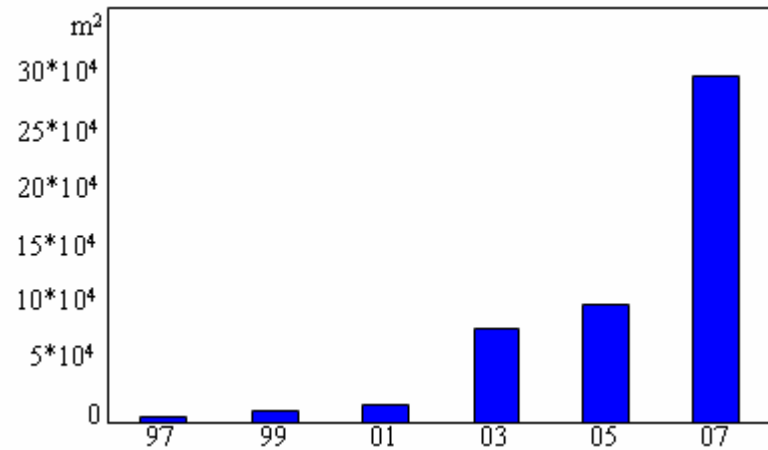


Fig 1.25: Evolution du marché des CES en Tunisie. [53]

Développée initialement dans le secteur individuel, l'installation de chauffe-eau solaires s'applique actuellement majoritairement au collectif (hôtels, clubs de vacances, hôpitaux...), en ce moment les marchés individuels et collectifs sont en forte croissance. Le programme développement des énergies renouvelables adopté par la Tunisie est très rentable non seulement en termes énergétiques, stratégiques, sociaux et environnementaux mais aussi en termes économiques [53]. D'ici 2010 la Tunisie prévoit d'implantation de $23 \cdot 10^4$ m² de capteurs solaires de façon à augmenter la part de l'énergie solaire dans la consommation du chauffage de l'eau sanitaire de 3 % à 8 %, et cela en abaissant le prix de l'installation de chauffe-eau solaires.

- **Maroc**

Le Maroc importateur net de produits énergétiques (importations de plus de 95 % des besoins), prévoit une augmentation considérable de la consommation d'énergie d'ici un avenir proche, passant de 10 Mtep en 2000 à 15 Mtep en 2010, ces prévisions ont incité le Maroc au développement des énergies renouvelables, tel que l'éolien et le solaire thermique [38].

En 2004 près de $2 \cdot 10^4$ m² de capteurs solaires thermiques ont été installés au Maroc, les objectifs visent à atteindre l'installation de $4 \cdot 10^4$ m² d'ici 2007; (Fig 1.26), ce qui permettra d'économiser l'importation de 10^5 tep d'énergie et de réduire l'émission de gaz à effet de serre de 1.3 MtC [53], actuellement le Maroc s'intéresse à créer et enrichir un réseau de distribution et de fabrication de CES et surtout améliorer la productivité de la production de CES.

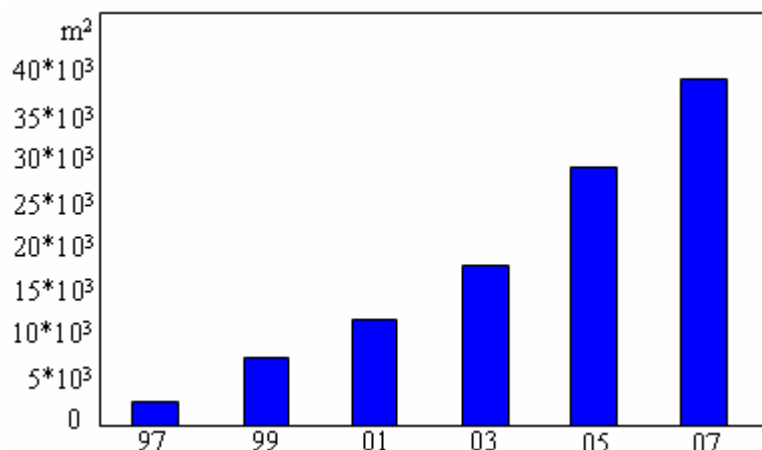


Fig 1.26: Evolution du marché des CES au Maroc. [54]

1.3.4. L'énergie solaire thermique en Algérie

Parmi les énergies renouvelables, l'énergie solaire thermique est aujourd'hui la plus proche de la compétitivité économique avec les énergies fossiles et la plus prometteuse en terme de marché puisque les besoins en eau chaude sont universels et en développement constant, dans le cadre du projet: application de l'énergie solaire thermique dans le bassin méditerranéen avec garantie de résultats solaires (AESTBM-GRS) initié par l'association des agences nationales de maîtrise de l'énergie et soutenu par la commission Européenne, l'Algérie prévoit d'installée une puissance de 12.700.281 m² de capteurs solaire thermique d'ici l'année 2010 [43], réparti sur quatre zones climatiques (Fig 1.27): la zone côtière ou littorale (4991606 m²), la zone des hauts plateaux (4646366 m²) et la zone du Sahara; répartie en deux sous zones climatiques: le nord-sud (2143411 m²) et le grand sud (918898 m²), cette puissance sera répartie également sur quatre secteurs: la santé, le tourisme, l'habitat collectif, le tertiaire. Ce projet une fois réalisé devra promouvoir l'émergence d'un marché solaire thermique autonome et durable en Algérie, qui contribuera au développement d'industries au niveau local.

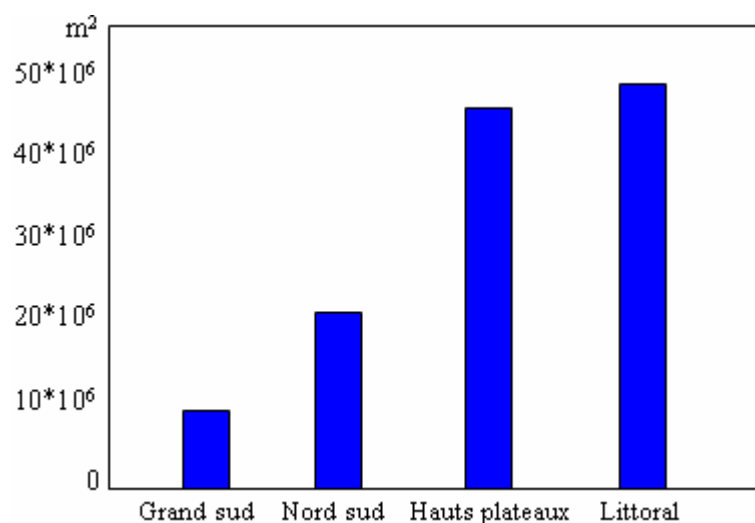


Fig 1.27: Exemple de réalisations du solaire thermique (CES) en Algérie. [43]

1.4. Conclusion

Dans ce premier chapitre il a été constaté qu'un chauffe-eau solaire est un système thermique de production d'eau chaude, utilisé dans des habitats individuels ou collectifs, il permet de couvrir la demande annuelle d'eau chaude sanitaire jusqu'à 80 %, le coût du système est encore élevé mais une baisse des prix est prévue pour les prochaines années à venir.

Il a été constaté également qu'un chauffe-eau solaire quelque il soit (thermosiphon ou à circulation forcée) ne peut pas fournir de l'eau chaude en cas de faible ensoleillement, dans ce cas, il faut se servir d'un chauffage d'appoint dont ils existe plusieurs types. L'investissement en projets de chauffe-eau solaires est très bénéfique du fait de son aspect très respectueux à l'environnement et de sa rentabilité énergétique, de ce fait un grand nombre de chauffe-eau sont installés à travers le monde.

L'éclairement solaire est l'élément de base dans la conversion d'énergie rayonnée en énergie thermique (chauffe-eau solaire), la mesure de ce paramètre se fait avec des éléments très développés et précis, les plus connus sont le pyranomètre et pyréliomètre que nous avons présentés dans ce chapitre, une étude détaillée sur la modélisation de l'éclairement solaire fera l'objet du second chapitre.

CHAPITRE 2

MODELISATION DE L'ECLAIREMENT SOLAIRE

CHAPITRE 2

MODELISATION DE L'ECLAIREMENT SOLAIRE

2.1. Introduction

L'évaluation à long terme des performances des systèmes de conversion de l'énergie solaire s'établit par l'intermédiaire de programmes de simulation numérique. Toutes les équations présentées dans ce deuxième chapitre; pour l'estimation des composantes directes et diffuse de l'éclairement solaire, ont été programmées sous environnement Matlab (en premier lieu), les graphes illustrés sont issus de la programmation par Matlab des deux modèles (r.sun et Capderou), le modèle Capderou [18], qui sert de référence aux concepteurs de systèmes énergétiques solaires, reste le plus utilisé en Algérie et le modèle r.sun [04]; choisi et sélectionné après une recherche bibliographique, est adopté dernièrement par plusieurs pays au monde.

L'éclairement solaire arrivant à la surface de la terre n'est pas complètement celui émis par le soleil, à cause des différents phénomènes d'absorption, de diffusion et de filtrage au niveau des différentes couches atmosphériques, Ainsi, l'éclairement solaire varie à la fois périodiquement au rythme des saisons et aléatoirement causé par les troubles atmosphériques. Dans ce chapitre une étude expérimentale du facteur de trouble de Linke; sur deux sites algériens, sera réalisée et confrontée à des valeurs estimées par des modèles théoriques proposés dans la littérature par divers scientifiques qui ont prouvés leur validité. Il s'agit des sites de Ghardaïa et de Bouzaréah sur lesquels on collecte continuellement des données météorologiques et radiométriques.

2.2. Modélisation du facteur de trouble de linke par ciel clair

L'éclairement solaire est atténué en traversant l'atmosphère terrestre par la diffusion des aérosols, les nuages et l'absorption par les différents composants atmosphériques, tel que: l'ozone, la vapeur d'eau, l'oxygène...etc., il est connu qu'en jour clair les aérosols sont la principale cause de l'extinction de l'irradiation solaire. Ces dernières années la plupart des scientifiques et chercheurs ont prouvés que les activités humaines jouent un rôle très important dans l'augmentation des aérosols [55, 56]. La quantité des aérosols dans l'atmosphère peut être représentée par les coefficients de troubles, la détermination des troubles atmosphérique à une grande importance dans la modélisation de l'éclairement solaire utilisé dans le dimensionnement des systèmes énergétiques solaires. En effet la plupart des modèles de calcul de l'éclairement solaire font appel à la détermination de ces facteurs tel que le facteur de Linke [57].

2.2.1. Données expérimentales

Actuellement; en Algérie, la mesure des données de l'éclairement solaire est effectuée d'une manière instantanée constante et sur certains sites seulement de l'Algérie. Nous avons choisi les sites de Ghardaïa (Lat. 32.43°N) et de Bouzaréah sur les hauteurs d'Alger (Lat. 36.8°N) pour cette étude. Le choix de ces sites s'est porté sur la disponibilité des données radiométriques recherchées et sur la différence de climat existant entre eux. En effet, les deux sites ont des conditions climatiques différentes; Bouzaréah est un grand arrondissement d'Alger, ville côtière, et Ghardaïa est une ville saharienne située au Nord du Sahara. Les données de l'éclairement solaire (global, diffus et direct normal au plan) utilisés provient de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa, 'URAER' d'une part et du Centre de Développement des Energies Renouvelables de Bouzaréah, 'CDER' d'autre part.

Deux type de données de l'éclairement solaire pour l'année 2006 sont utilisés pour déterminer les troubles atmosphériques: les données de l'éclairement direct normal I_N et les données de l'éclairement global I_G et diffus I_D . La mesure de l'éclairement direct normal est obtenue directement à l'aide d'un pyréliomètre (cas de Ghardaïa), malheureusement ce type de mesures n'est pas disponible à Bouzaréah. Comme alternative nous avons utilisé les données globales et diffuses de l'éclairement solaire issues d'un pyranomètre pour calculer l'éclairement direct normal à partir de la différence de I_G et I_D (éclairement direct), la formule utilisée; fonction de la hauteur du soleil, est comme suit :

$$I_N = \frac{(I_G - I_D)}{\sin(\gamma_s)} \quad (2.01)$$

Pour déterminer le facteur de trouble de Linke T_L il est important de choisir les données de l'éclairement solaire relatives aux jours clairs pour cela il faut d'abord trier les données, notre choix est basé sur les conditions de sélection adoptées par Karayel *et al.* [58] suivantes :

- L'éclairement direct normal doit être supérieur à 200 W/m² ;
- La fraction de l'éclairement diffus par rapport à l'éclairement global doit être inférieure à 1/3.

2.2.2. Détermination expérimentale du facteur de Linke

2.2.2.1. Modèle expérimental du facteur de Linke

Le facteur de trouble atmosphérique de linke T_L représente le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle [59]. L'avantage du facteur de linke est d'exprimer les divers paramètres, tel que la vapeur d'eau atmosphérique et les aérosols en un seul indice facile à utiliser.

L'éclairement direct normal est exprimé en fonction du facteur T_L , selon la formule suivante [59] :

$$I_N = I_O \cdot \varepsilon \cdot \exp(-T_L \cdot m_A \cdot \delta_R) \quad (2.02)$$

ε est le facteur d'excentricité, $I_O=1367 \text{ Wm}^{-2}$. δ_R est l'épaisseur optique de Rayleigh et m_A est la masse d'air optique relative qui dépend de la hauteur du soleil et de la pression atmosphérique du site.

Pour calculer l'épaisseur optique de Rayleigh la formule de Louche *et al.* corrigée par Kasten [60] est utilisée pour cette étude :

$$(\delta_R)^{-1} = 6.62960 + (1.75130 \cdot m_A) - (0.12020 \cdot m_A^2) + (0.00650 \cdot m_A^3) - (0.00013 \cdot m_A^4) \quad (2.03)$$

Et pour le calcul de la masse d'air optique relative l'expression suivante est utilisée [61] :

$$m_A = \frac{P / P_0}{\text{Sin}(\gamma_s) + 0.50572 \cdot (\gamma_s + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (2.04)$$

En ce référent à l'équation (2.02), le facteur de trouble de Linke est déduit des mesures expérimentales issues du pyréliomètre en utilisant la formule suivante :

$$T_L = \frac{I}{(m_A \cdot \delta_R)} \cdot \ln\left(\frac{I_O \cdot \varepsilon}{I_N}\right) \quad (2.05)$$

Théoriquement, on peut dire que la plus petite valeur du facteur de linke est 1, elle est obtenue quand le ciel est vraiment bleu clair, la plus grande valeur est obtenus quand le ciel est très pollué, elle est égale à 7.

2.2.2.2. Résultats et discussions

L'équation (2.05) est utilisée pour la détermination des valeurs mensuelle moyennes du facteur de trouble atmosphérique de Linke T_L à Ghardaïa et à Bouzaréah en utilisant les données de l'éclairement solaire mesurées.

L'étude de la variation mensuelle du facteur de trouble de Linke calculé pour les deux sites montre que les valeurs de T_L sont relativement élevées en période d'été (Juin, Juillet et Août) comme le montre la figure (2.01). Pour le site de Ghardaïa ce phénomène est expliqué par l'effet de serre causé par la présence permanente des quantités de nuages dans le ciel empêchant les rayons du soleil de se réfléchir hors atmosphère, en plus des températures moyennes élevées pendant la saison d'été.

L'augmentation est justifiée; pour le site de Bouzaréah, par la grande quantité de vapeur d'eau cumulée dans l'atmosphère causée par l'évaporation de la mer méditerranéenne due à la situation géographique du site. En hiver les valeurs de T_L sont plus élevées à Bouzaréah et ceci est expliqué par les précipitations importantes dans cette région durant cette période de l'année. Les graphiques illustrent également la variation maximale et minimale du facteur de trouble T_L .

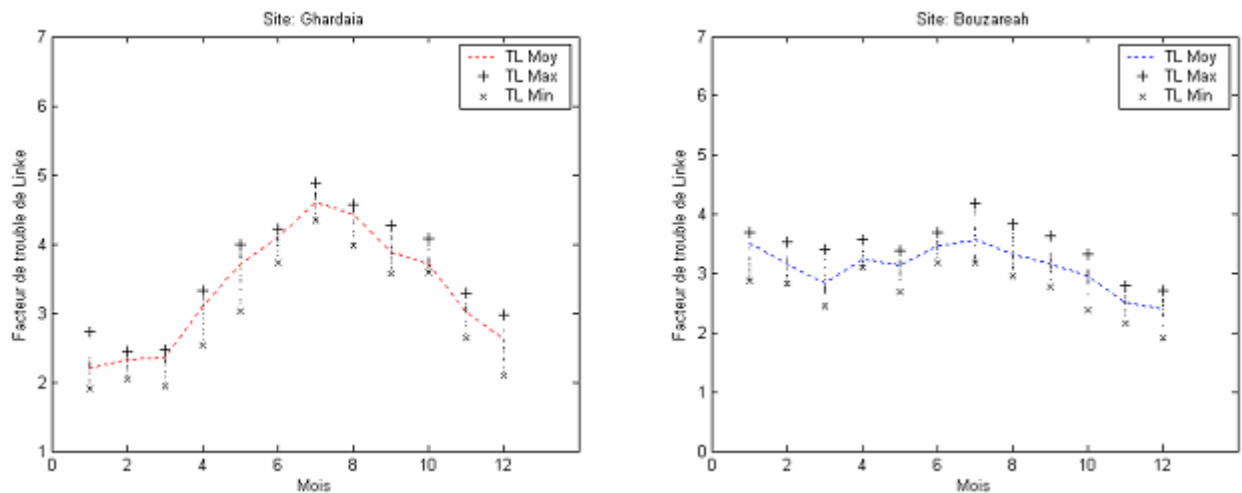


Fig 2.01: Variation mensuelle des valeurs moyennes, maximales et minimales du facteur de trouble de Linke calculées à Ghardaïa et Bouzaréah pour l'année 2006.

2.2.3. Détermination du facteur de linke à partir du facteur d'Angstrom

2.2.3.1. Modèle expérimental du facteur d'Angstrom

Le facteur de linke est lié d'une manière directe au facteur de trouble d'Angstrom B_A [62], la majorité des formules empiriques calculant le facteur T_L font appel au coefficient d'Angstrom, parfois; sur un site quelconque, les données du coefficient d'Angstrom sont disponibles et n'ont pas ceux du facteur de Linke, on y ramener de ce fait à déterminer le facteur T_L à partir du coefficient B_A . Plusieurs chercheurs ont essayés de calculer B_A à partir des tables de T_L en utilisant des formules empiriques (Cucumo *et al.*, 1999; Dogniaux, 1974; Grenier *et al.*, 1994; Jacovides *et al.*, 1994). Toutefois ces relations; avec des erreurs supérieures à 50 %, ne donnent pas une bonne estimation du coefficient B_A [63].

Dans cette partie d'étude on c'est proposé de faire la détermination expérimentale du coefficient d'Angstrom pour les deux sites afin de trouver une formule reliant les deux paramètres. Pour la détermination du coefficient d'Angstrom on s'est basé sur la méthode de Louche [64] qui est elle-même basée sur le modèle C d'Iqbal [65] et qui utilise l'éclairement incident direct normal et le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols τ_a [66], l'expression de τ_a est la suivante :

$$\tau_a = (0.12445 \cdot \alpha_A - 0.0162) + (1.003 - 0.125 \cdot \alpha_A) \cdot \exp[-B_A \cdot m(1.089 \cdot \alpha_A + 0.5123)] \quad (2.06)$$

α_A est l'exposant de la longueur d'onde il est égal à 1.3

Le coefficient B_A est un nombre qui représente la quantité des aérosols dans l'atmosphère, ce coefficient est calculé en modifiant la formule de Louche *et al.* (1987) [64] et Machler (1983) [67] :

$$B_A = -\frac{I}{m_A \cdot D} \cdot \ln\left(\frac{\tau_a - B}{C}\right) \quad (2.07)$$

$$\text{Avec : } C = 1.003 - 0.125 \cdot \alpha_A, \quad D = 1.089 \cdot \alpha_A + 0.5123, \quad B = 0.1244 \cdot \alpha_A - 0.0162.$$

En utilisant la méthode de Louche, le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols est exprimé en fonction de l'éclairement direct normal de la manière suivante :

$$\tau_a = I_N / k \cdot I_O \cdot \varepsilon \cdot \tau_g \cdot \tau_o \cdot \tau_r \cdot \tau_w \quad (2.08)$$

k est un facteur dépendant du spectre de l'éclairement solaire, dans notre cas il est égale à 0.9712. τ_r , τ_w , τ_o et τ_g sont les coefficients de transmission après la diffusion moléculaire de Rayleigh, l'absorption par la vapeur d'eau, l'absorption par l'ozone et l'absorption par différents autres gazes; respectivement.

Pour obtenir B_A les formules des différentes coefficients de transmission τ_r , τ_g , τ_o , et τ_w sont nécessaires [65] :

$$\tau_r = \exp[-0.0903 \cdot m_A^{0.84} (1 + m_A - m_A^{1.01})] \quad (2.09)$$

$$\tau_g = \exp[-0.0127 \cdot m_A^{0.26}] \quad (2.10)$$

$$\tau_o = 1 - \left[0.1611 \cdot U_3 (1 + 139.48 \cdot U_3)^{-0.3035} - 0.002715 \cdot U_3 (1 + 0.044 \cdot U_3 + 0.0003 \cdot U_3^2)^{-1} \right] \quad (2.11)$$

$$\text{Avec : } U_3 = m_r \cdot O_3 \quad (2.12)$$

O_3 est l'épaisseur de la couche d'ozone (in cm), m_r est la masse d'air en condition standard.

$$\tau_w = 1 - 2.4959 \cdot U_w \left[(1 + 79.034 \cdot U_w)^{0.6828} + 6.385 \cdot U_w \right]^{-1} \quad (2.13)$$

$$\text{Avec : } U_w = m_r \cdot W_v \quad (2.14)$$

Et W_v est la hauteur d'eau condensable (in cm), pour obtenir W_v , la formule de Leckner [68] est utilisée

$$W_v = 0.493 \cdot (H_r / T_a) \cdot \exp(26.23 - 5416 / T_a) \quad (2.15)$$

Avec: H_r est l'humidité relative (en fractions d'1), T_a est la température ambiante (°K).

2.2.3.2. Résultats obtenus

La figure 2.02 représente les valeurs mensuelles moyennes du coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols τ_a obtenus en utilisant l'équation (2.08) pour les deux sites. On peut remarquer que pour le site de Ghardaïa la valeur de τ_a est élevée pendant la saison du printemps (de Mars à Mai), ceci est expliqué par les grandes quantités des aérosols présentent dans l'atmosphère dus aux vents de sables caractérisant la région durant cette saison, par contre pour Bouzaréah, la valeur de τ_a est

relativement élevée en été et petite en hiver par rapport à Ghardaïa, ceci est en relation directe avec sa situation géographique de ce site. Une fois le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols τ_a est déterminé, on peut calculer les valeurs instantanées du coefficient B_A en utilisant l'équation (2.07).

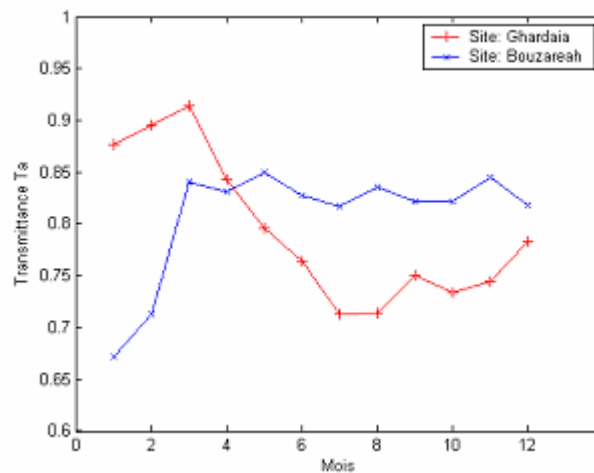


Fig 2.02: Valeurs mensuelles moyennes du coefficient τ_a pour les deux sites.

Les résultats obtenus pour les valeurs mensuelles moyennes du facteur de trouble de Linke et du coefficient d'Angstrom sont représentés sur un même graphique (Fig 2.03). Sur ce graphique on peut noter la similarité des quatre courbes sur l'ensemble des mois de l'année: les deux paramètres ont une même allure pour chaque site.

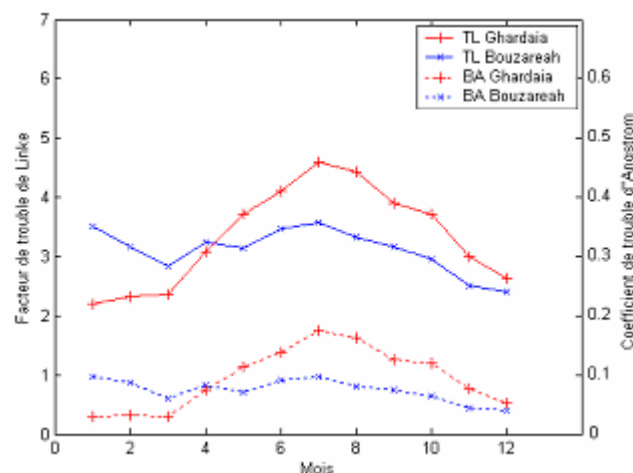


Fig 2.03: Comparatif des résultats obtenus pour les valeurs mensuelles moyennes du facteur de trouble de Linke et du coefficient d'Angstrom pour les deux sites.

Les valeurs mensuelles moyennes de T_L et de B_A à Ghardaïa sont remarquablement élevées par rapport à ceux de Bouzaréah pendant la saison d'été, par contre les valeurs des deux paramètres sont plus élevées à Bouzaréah qu'à Ghardaïa durant la saison d'hiver, où la sélection des jours clairs est plus difficile qu'en été. Les plus petites valeurs de T_L et B_A sont enregistrées en Janvier à Ghardaïa (2.2 et

0.03 respectivement), et en Décembre à Bouzaréah (2.4 et 0.04 respectivement). Les valeurs les plus grandes sont mesurées en Juillet pour les deux sites: (4.6 et 0.17) pour Ghardaïa et (3.6 et 0.10) pour Bouzaréah. Ces résultats sont en parfaite accord avec ceux trouvés par Chaâbane (2008) [11] pour la Tunisie, Zakey *et al.* (2004) [14] pour l'Égypte et Cucumo *et al.* (1999) [63] pour l'Italie, à travers plusieurs sites qui ont des caractéristiques climatiques et géographiques différentes.

2.2.3.3. Relation entre le facteur de linke et d'Angstrom

Comme le coefficient d'Angstrom B_A représente le trouble causé par uniquement les aérosols et le facteur de Linke se réfère aux troubles causés par les aérosols et la vapeur d'eau, la variation de B_A en fonction de T_L dépend probablement de la vapeur d'eau [69]. Dans cette partie nous avons décidé de déterminer la relation entre T_L AM_2 et leurs valeurs correspondantes B_A , les valeurs T_L AM_2 sont les valeurs T_L calculés à la masse d'air 2 standardisés par Grenier *et al.* 1994. Les valeurs mensuelles moyennes de T_L AM_2 et B_A déterminées à la masse d'air 2 obtenus pour les deux sites sont résumées sur le tableau 2.01 :

Site	Location	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Ghardaïa	$\varphi = 32.43^\circ\text{N}$ $\lambda = 3.8^\circ\text{E}$ $z = 468\text{m}$	2.2	2.3	2.1	2.7	3.1	3.9	4.4	4.4	4.2	3.7	3.1	2.4	T_L
		0.03	0.03	0.02	0.06	0.08	0.13	0.16	0.16	0.15	0.12	0.08	0.04	B_A
Bouzaréah	$\varphi = 36.8^\circ\text{N}$ $\lambda = 3.17^\circ\text{E}$ $z = 345\text{m}$	2.9	2.9	2.5	3.2	3.1	3.3	3.5	3.1	3.2	2.8	2.7	2.4	T_L
		0.07	0.07	0.05	0.09	0.08	0.09	0.11	0.07	0.08	0.06	0.05	0.04	B_A

Tableau 2.01: Résultats obtenus pour les valeurs mensuelles du facteur de trouble de Linke et du coefficient d'Angstrom pour les sites de Ghardaïa et Bouzaréah.

En appliquant la méthode des moindres carrés (Fig 2.04), les valeurs illustrées sur le tableau 2.01 sont utilisées pour trouver une formule reliant le facteur T_L et le coefficient B_A à la masse d'air 2. Les formules (2.16) et (2.17) sont obtenues pour les deux sites Ghardaïa et Bouzaréah; respectivement, l'équation (2.18) est déduite pour le cas général.

- Pour le site de Ghardaïa :	$B_A = -0.112 + (0.063 \cdot T_L)$	(2.16)
- Pour le site de Bouzaréah :	$B_A = -0.107 + (0.060 \cdot T_L)$	(2.17)
- Pour l'Algérie :	$B_A = -0.11 + (0.06 \cdot T_L)$	(2.18)

Ces formules peuvent être utilisées pour déterminer les coefficients de troubles en déduisant l'un de l'autre, en effet en sachant B_A on peut déterminer T_L ou l'inverse.

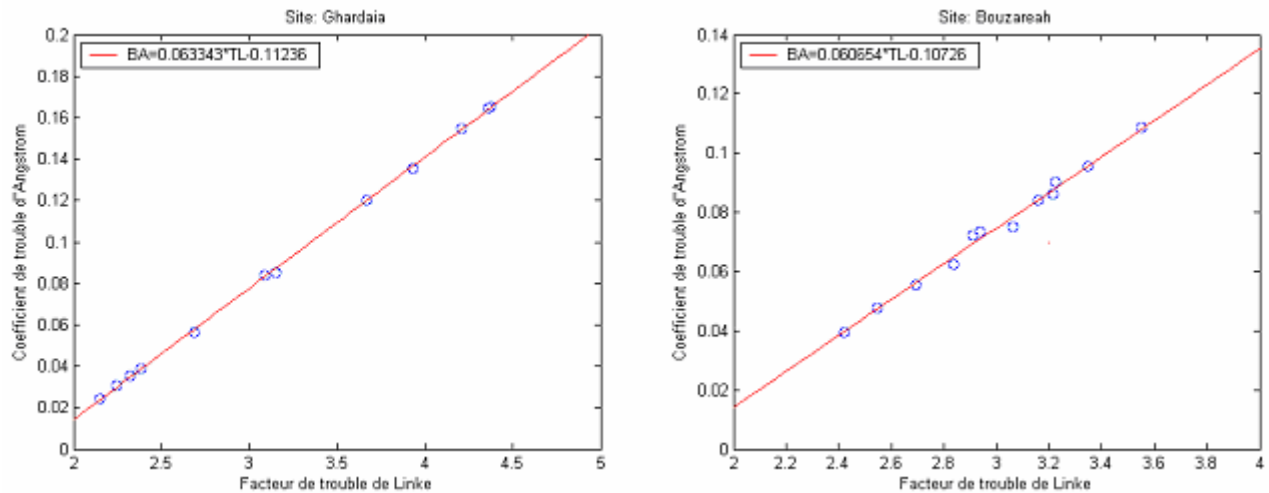


Fig 2.04: Relation entre le facteur de trouble de Linke et le coefficient d'Angstrom calculée pour les deux sites.

2.2.4. Modélisation à partir des formules empiriques

La méthodologie adoptée par la plus part des modèles calculant l'éclairement solaire est basée sur l'utilisation du trouble atmosphérique pour la détermination des composantes directe et diffuse de l'irradiation solaire d'un site, ceci nécessite un modèle mathématique du trouble atmosphérique indépendant de l'éclairement [70]. Dans cette partie nous allons faire une étude comparative entre les résultats trouvés précédemment en utilisant l'équation (2.05) et les résultats obtenus de deux modèles; bien connus, calculant le facteur de Linke.

2.2.4.1. Présentation des modèles

- **Modèle de Dogniaux**

Dogniaux (1974), comme il a été mentionné par Page [03], à proposé une formule, qui est devenu très utilisée pour le calcul du facteur de Linke en absence des données de l'éclairement solaire, cette équation est fonction de la hauteur du soleil (en degrés), de la hauteur d'eau condensable et du coefficient d'Angstrom [71].

$$T_L = \left[\frac{\gamma_s + 85}{39.5 \cdot \exp(-W_v) + 47.4} + 0.1 \right] + (16 + 0.22 \cdot W_v) \cdot B_A \quad (2.19)$$

- **Modèle de Capderou**

En 1987 Capderou [18]; dans l'Atlas Solaire (A.S.A.), proposa un modèle pour calculer le facteur de Linke en Algérie par ciel clair. Le coefficient de trouble atmosphérique total a été décomposé en trois facteurs de trouble auxiliaires: le trouble du à l'absorption par la vapeur d'eau T_0 , le trouble du à la diffusion moléculaire de Rayleigh T_1 et le trouble relatif à la diffusion par les aérosols T_2 avec (p.241) :

$$T_0 = (2.4 - 0.9 \cdot \sin \varphi) + 0.1 \cdot (2 + \sin \varphi) - (0.2 \cdot z) - (1.22 + 0.14 \cdot A_{he}) \cdot (1 - \sin \gamma_s) \quad (2.20)$$

$$T_1 = (0.89)^z \quad (2.21)$$

$$T_2 = [0.9 + (0.4 \cdot A_{he})] \cdot (0.63)^z \quad (2.22)$$

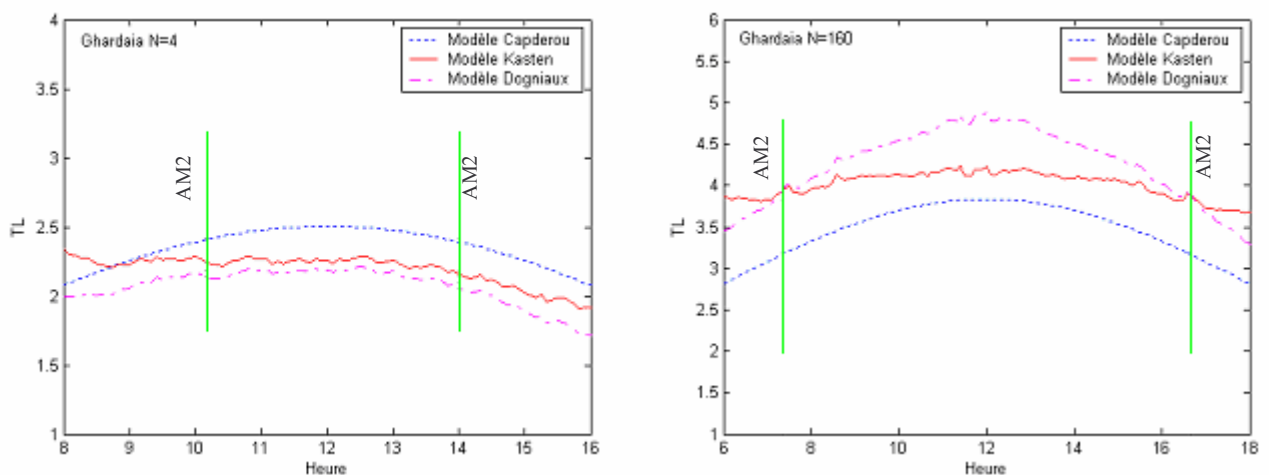
z est l'altitude en km et A_{he} est l'alternance hiver été donnée par (p.241) :

$$A_{he} = \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (N - 121) \right] \quad (2.23)$$

2.2.4.2. Analyse des résultats

La figure 2.05 représente une comparaison entre les résultats trouvés par les deux modèles choisis et les résultats expérimentaux obtenus en appliquant le modèle de Kasten pour les deux sites. Pour réaliser ces graphiques nous avons utilisé l'équation (2.19) pour le modèle de Dogniaux, où nous avons calculer la hauteur du soleil γ_s et introduit les valeurs expérimentales du coefficient B_A obtenus en appliquant la méthode de Louche à Ghardaïa et Bouzaréah pour l'année 2006 (Voir tableau 2.01), pour le modèle de Capderou nous avons calculer le facteur T_L pour un jour clair en utilisant les équations (2.20-2.23).

La présentation de la variation journalière du facteur de Linke montre que le modèle Dogniaux; qui reste très utilisé, donne une bonne estimation du facteur de Linke avec une erreur plus ou moins négligeable, le modèle de Capderou; proposé et adapté pour l'Algérie, présente une légère surestimation ou sous-estimation du facteur T_L par rapport au modèle expérimental de Kasten, pour les sites étudiés, ceci se répercutera sur l'estimation de l'éclairement direct par ciel clair, cette remarque à été également notée par Mefti *et al.* (1999) [02].



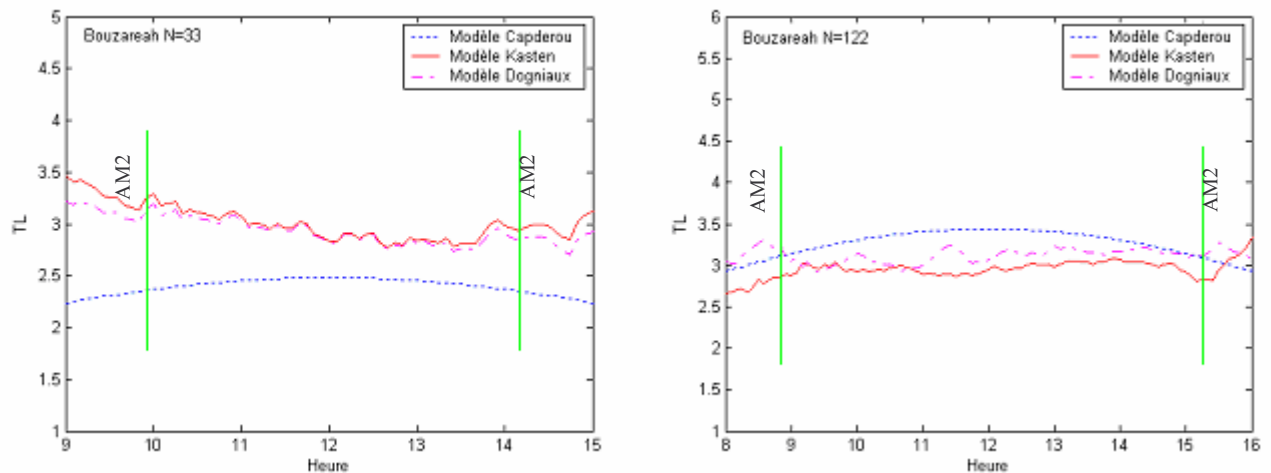


Fig 2.05: Comparaison des résultats obtenus pour le calcul du facteur de Linke par différentes méthodes à Ghardaïa et Bouzaréah pour l'année 2006.

2.2.5. Choix du modèle

Durant cette étude nous avons vu que une détermination du facteur de trouble de Linke à partir de l'éclairement direct est possible en utilisant le modèle de Kasten (1996) [60] par exemple, par contre la détermination de l'éclairement solaire en fonction du facteur de Linke nécessite un modèle mathématique indépendant de l'éclairement [70]. La plus part des modèles existants nécessitent la connaissance d'un grand nombre de données relatives au site (température ambiante, humidité relative, coefficient d'Angstrom, quantité de la vapeur d'eau, quantité d'ozone...etc.). Malheureusement; dans la plus part des cas, ces données ne sont pas toutes disponibles, par contre des tables relatives au facteur de Linke sont très abondantes.

Pour cela nous avons également choisi de calculer l'éclairement solaire en utilisant les valeurs du facteur de Linke publiées sur le Web, après une étude comparative des résultats trouvés pour les deux sites Ghardaïa et Bouzaréah et les tables publiées, nous avons choisi d'utiliser les données du projet SoDa [72] mis à disposition sur un site Web, la méthode adoptée par ce projet fait appel à des données satellitaires d'une part et des données de mesures au sol d'autre part pour calculer le facteur de Linke. Ce site a été utilisé pour le modèle de l'Atlas Solaire de l'Europe (ESRA) dans sa nouvelle édition (2nd édition) [73], les données de ce site ont été également adoptées par MeteoNorm dans sa dernière version (Version 6.0) [74]. Pour notre cas nous avons décidé d'établir; à partir de ce site, une base de donnée du facteur de trouble de Linke pour chaque combinaison (Latitude, Longitude et Altitude) de l'Algérie.

2.3. Modélisation des paramètres géométriques et atmosphériques

2.3.1. Paramètres horaires

2.3.1.1. Temps solaire

- **Temps solaire moyen**

La rotation de la terre autour de l'axe des pôles introduit la notion de temps solaire moyen *TSM*. La journée solaire moyenne est le temps qui sépare, en moyenne, deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu, la journée solaire moyenne a une durée de: 1 jour = 24h 00m 00s.

- **Temps solaire Vrai**

En astronomie on appelle temps solaire vrai *TSV* en un lieu et à un instant donné, l'angle horaire du soleil en ce lieu et à cet instant. C'est une notion qui traduit à la fois le mouvement de rotation de la terre et son mouvement de translation. Son introduction est naturelle, car il est lié à l'alternance des jours et de nuits. La variation de la durée du jour solaire vrai (intervalle séparant deux midi consécutifs) est comprise entre: 23h 59m 39s et 24h 00m 30s.

- **Equation du temps**

La vitesse de la terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année, la somme des inégalités du temps solaire vrai *TSV* porte le nom de équation de temps *ET* avec: $ET = TSV - TSM$. L'écart entre *TSV* et *TSM* varie selon la date, mais est nul en moyenne. L'équation du temps est donnée en fonction du jour de l'année *N* avec une bonne précision par la formule suivante [18] (p.41) :

$$ET = 9.87 \cdot \sin(2 \cdot N') - 7.53 \cdot \cos(N') - 1.5 \cdot \sin(N') \quad (2.24)$$

$$\text{Avec : } N' = \frac{360}{365} \cdot (N - 81) \quad (2.25)$$

L'équation du temps peut atteindre 16 minutes (fin Octobre, début Novembre), la variation de l'équation du temps en fonction du jour de l'année est donnée sur la figure (2.06) :

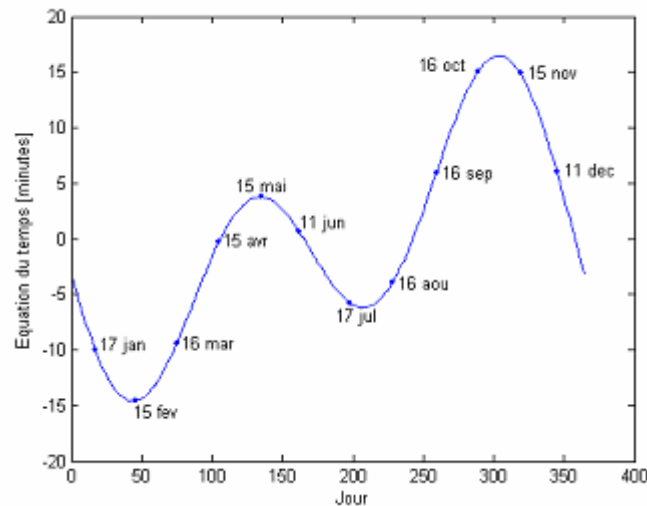


Fig 2.06: Variation de l'équation du temps en fonction du jour.

2.3.1.2. Angle horaire

L'angle horaire ω étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV [27], l'angle horaire s'exprime parfois en heures. Au midi solaire on a $\omega = 0$, ensuite chaque heure correspond à une variation de 15° , car la terre effectue un tour complet sur elle-même en 24h. ω sera compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir [28]. L'angle horaire est donnée par l'équation suivante :

$$\omega = 0.261799 \cdot (t - 12) \quad (2.26)$$

Pour calculer l'angle horaire, Capderou; dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, a utilisé la formule suivante (p.36) :

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (2.27)$$

Le temps solaire vrai TSV est donné par l'équation (2.28), avec DE est le décalage horaire, il est égale à 1 pour l'Algérie (p.95).

$$TSV = t - DE + (ET + 4 \cdot \lambda) / 60 \quad (2.28)$$

2.3.1.3. Déclinaison solaire

La déclinaison du soleil δ est l'angle que fait, la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre [75], la déclinaison varie de $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver à $+23^\circ 27'$ au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [28]. La déclinaison solaire est bien représentée par la formule suivante :

$$\sin(\delta) = 0.3978 \cdot \sin\left[N_p - 1.4 + 0.0355 \cdot \sin(N_p - 0.0489)\right] \tag{2.29}$$

Avec : $N_p = 2\pi \cdot N / 365.25$ (2.30)

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule (2.31) pour le calcul de la déclinaison qui donnerait le même résultat que la formule précédente (p.40) :

$$\sin(\delta) = 0.398 \cdot \sin\left\{\frac{360}{365} \cdot (N - 82) + 2 \cdot \sin\left[\frac{360}{365} \cdot (N - 2)\right]\right\} \tag{2.31}$$

N est le jour Julian variant de 1 du 1 Janvier à 365 (366) du 31 Décembre. La variation de la déclinaison en fonction du jour de l'année est décrite sur la figure (2.07) :

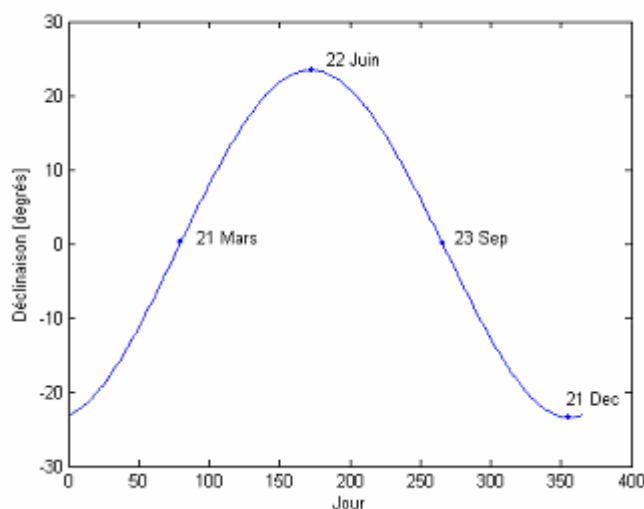


Fig 2.07: Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour.

2.3.2. Paramètres de position

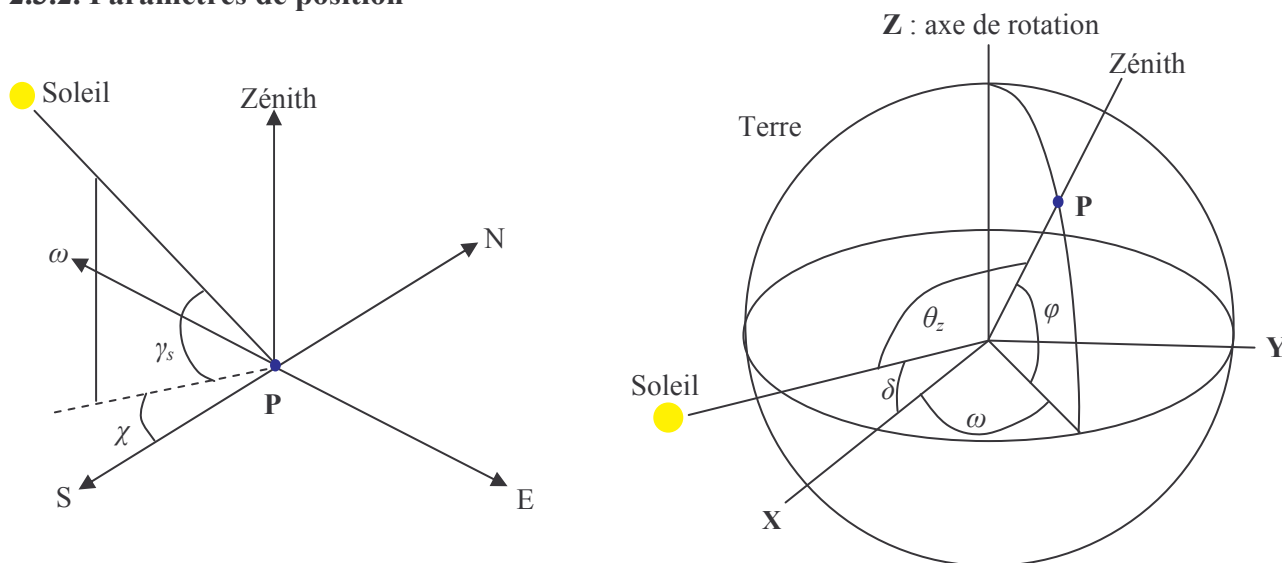


Fig 2.08: Position du soleil par rapport à un point fixe de la terre (hauteur et azimut du soleil).

Dans les applications à énergies solaires, la connaissance des paramètres géométriques de la trajectoire du soleil est important; vu à partir d'un point fixe de la terre (Figure 2.08), la position du soleil est déterminée en fonction de deux angles donnés en radian: l'angle entre la direction du soleil et le plan horizontal du lieu (hauteur angulaire γ_s) et l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil (azimut χ) [76]. Le complément de γ_s ou l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale est appelée angle zénithal θ_z

2.3.2.1. Hauteur du soleil

La hauteur du soleil γ_s est l'angle que fait, le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur $\gamma_s=0$ correspond au lever et au coucher du soleil, quand $\gamma_s<0$ c'est la nuit et quand $\gamma_s>0$ c'est le jour sur terre, la hauteur du soleil varie entre $+90^\circ$ (zénith) et -90° (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue, qui avait été également adoptée par Capderou (p.64) :

$$\text{Sin}(\gamma_s) = \text{Cos}(\varphi) \cdot \text{Cos}(\delta) \cdot \text{Cos}(\omega) + \text{Sin}(\varphi) \cdot \text{Sin}(\delta) \quad (2.32)$$

La figure (2.09) représente la variation de la hauteur γ_s à midi sur le site de Ghardaïa durant une année.

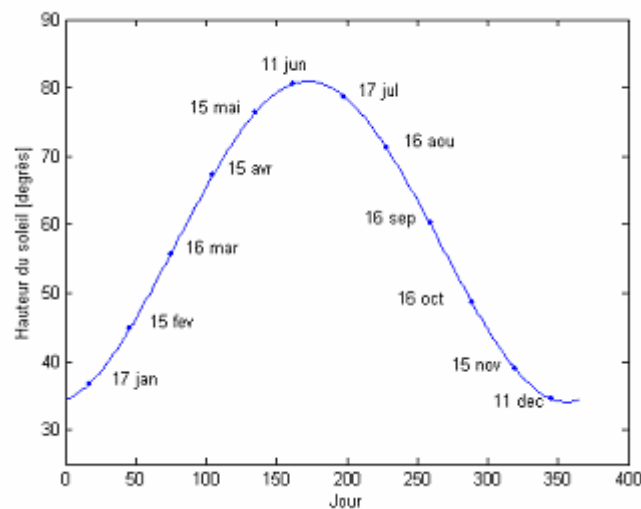


Fig 2.09: Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour.

2.3.2.2. Azimut du soleil

L'azimut du soleil χ est l'angle que fait, sur le plan horizontal, la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. L'azimut est compté positivement vers l'Ouest $\chi > 0$ et négativement vers l'Est $\chi < 0$, à midi $\chi = 0$. L'azimut est compris entre $-180 \leq \chi \leq 180^\circ$ [28]. L'azimut du soleil est représenté en fonction de la déclinaison solaire δ , latitude du lieu φ , et de l'angle horaire ω de la manière suivante :

$$\cos(\chi) = \frac{\sin(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) - \cos(\varphi) \cdot \sin(\delta)}{\left\{ [\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)]^2 + [\sin(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) - \cos(\varphi) \cdot \sin(\delta)]^2 \right\}^{0.5}} \quad (2.33)$$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule (2.34) pour calculer l'azimut du soleil (p.64) qui donnerait le même résultat que l'équation (2.33).

$$\cos(\chi) = \frac{\cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi)}{\cos(\gamma_s)} \quad (2.34)$$

La variation de l'azimut du soleil en fonction du temps pour les mois de Avril, Juillet et Décembre sur le site de Ghardaïa est représentée sur la figure (2.10). Sur la figure (2.11) on représente la variation de la hauteur du soleil en fonction de l'azimut solaire :

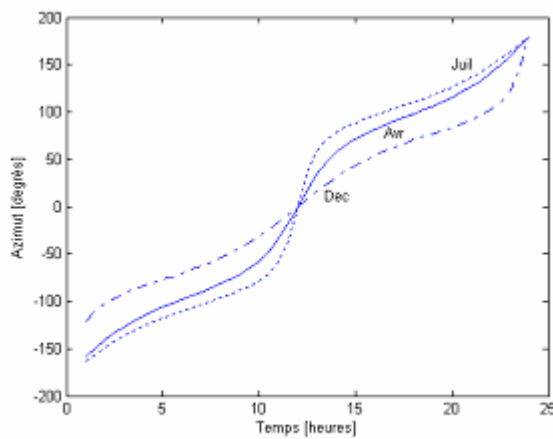


Fig 2.10: Variation de l'azimut solaire en fonction du temps.

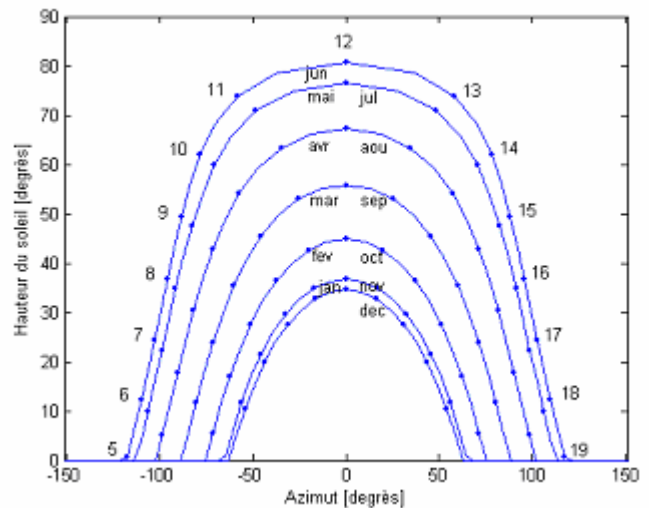


Fig 2.11: Variation de la hauteur du soleil en fonction de l'azimut solaire.

2.3.3. Paramètres de l'atmosphère

2.3.3.1. Masse atmosphérique (masse d'air optique)

On appelle masse d'air m_A la masse d'atmosphère traversée par l'éclairement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer [76]. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. La masse atmosphérique relative est donnée par la relation, très simple :

$$m_A = \frac{1}{\sin(\gamma_s)} \quad (2.35)$$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante (p.211) :

$$m_A = \frac{1}{\sin(\gamma_s) + 9.40 \cdot 10^{-4} \cdot [\sin(\gamma_s) + 0.0678]^{-1.253}} \quad (2.36)$$

En 1989 Kasten et Young [61] donnent une expression pour m_A qui est devenue largement utilisée (équation 2.37). Le modèle r.sun utilise cette formule avec une légère correction de la hauteur du soleil.

$$m_A = \frac{p / p_0}{\text{Sin}(\gamma_s^{cor}) + 0.50572 \cdot (\gamma_s^{cor} + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (2.37)$$

$$\text{Avec : } p / p_0 = \exp(-z / 8434.5) \quad (2.38)$$

$$\gamma_s^{cor} = \gamma_s + \Delta\gamma_s^{cor} \quad (2.39)$$

$$\Delta\gamma_s^{cor} = 0.061359 \cdot \frac{0.1594 + (1.1230 \cdot \gamma_s) + (0.065656 \cdot \gamma_s^2)}{1 + (28.9344 \cdot \gamma_s) + (277.3971 \cdot \gamma_s^2)} \quad (2.40)$$

La figure (2.12) représente la variation de la masse d'air atmosphérique en fonction de la hauteur du soleil, une comparaison des formules: formule simple (équation 2.35), formule de Capderou (équation 2.36), formule de Kasten et Young (équation 2.37, 2.38) et le modèle r.sun (équation 2.37 - 2.40) est illustrée, ces quatre formules ne diffèrent que pour les petites valeurs de la masse d'air.

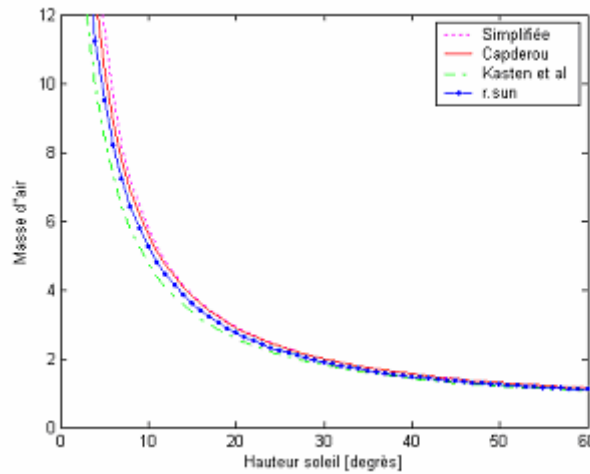


Fig 2.12: Variation de la masse d'air en fonction de la hauteur du soleil.

2.3.3.2. Epaisseur optique de l'atmosphère (Epaisseur de Rayleigh)

En 1922, Linke [57] définit l'épaisseur optique de Rayleigh δ_R comme étant l'épaisseur optique totale d'une atmosphère sans nuages, vapeur d'eau et aérosols. Kasten, en 1980 [77] utilisa les données spectrales publiées par Feussner et Dubois en 1930 [78] et proposa la formule (2.41) pour δ_R , connue sous le nom de formule pyréliométrique de Kasten, où la diffusion moléculaire et l'absorption de la couche d'ozone stratosphérique sont prises en compte.

$$(\delta_R)^{-1} = 9.4 + (0.9 \cdot m_A) \quad (2.41)$$

Dans cette formule utilisé depuis fort longtemps, l'absorption par les gaz atmosphériques permanents tels que: CO_2 , O_2 , NO_2 et le CO n'est prise en compte. Capderou dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, 'A.S.A' (p.232), utilisa la formule pyrhéliométrique de Kasten pour calculer l'éclairement direct incident sur un plan par ciel clair. En 1986, Louche [59] ajouta l'absorption par les constituants permanents de l'atmosphère et proposa un polynôme de 4^{ième} ordre pour la masse d'air.

$$(\delta_R)^{-1} = 6.5567 + (1.7513 \cdot m_A) - (0.1202 \cdot m_A^2) + (0.0065 \cdot m_A^3) - (0.00013 \cdot m_A^4) \quad (2.42)$$

Louche démontra que la formule (2.42) conduit à des valeurs grandes par rapport à ceux données par la formule d'origine de Kasten et plus particulièrement pour les petites valeurs de la masse d'air. Récemment en 1996, Kasten a ajusté la formule de Louche et proposa une nouvelle expression pour δ_R .

Le modèle r.sun a exploité la formule ajustée de Kasten pour une masse d'air inférieur à 20 et calcule δ_R avec l'expression ajustée de Page, 1996 pour une masse d'air supérieur à 20, car une divergence de l'expression de δ_R ajustée par Kasten au delà de $m_A > 20$ est remarquée.

- Si $m_A \leq 20$ $(\delta_R)^{-1} = 6.6296 + (1.7513 \cdot m_A) - (0.1202 \cdot m_A^2) + (0.0065 \cdot m_A^3) - (0.00013 \cdot m_A^4)$ (2.43)

- Si $m_A > 20$ $(\delta_R)^{-1} = 10.4 + (0.718 \cdot m_A)$ (2.44)

La figure (2.13) représente la variation de l'épaisseur optique de Rayleigh δ_R en fonction de la masse d'air donnée par les formules: Kasten originale (2.41), Louche ajustée par Kasten (2.43) et r.sun (2.43) et (2.44) sur un même graphique. On peut noter que ces courbes, très voisines entre elles, diffèrent également pour les valeurs de m_A faibles ($m_A < 3$).

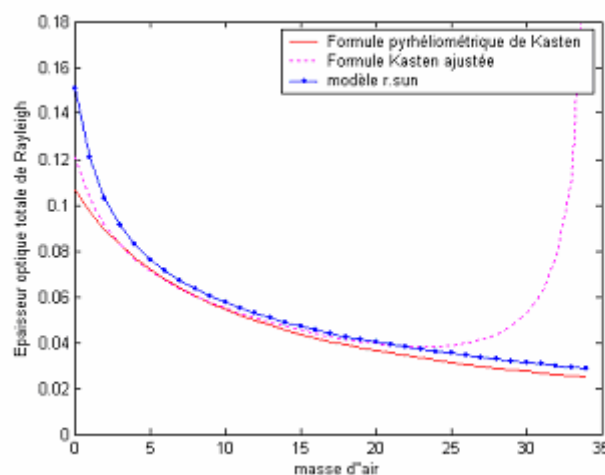


Fig 2.13: Variation de l'épaisseur optique de l'atmosphère en fonction de la masse d'air.

2.4. Modélisation de l'éclairement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair

2.4.1. Eclairement hors atmosphère

En dehors de l'atmosphère l'éclairement solaire est d'intensité $I_o=1367 \text{ W/m}^2$. Une surface exposée au soleil ne peut recevoir cette valeur d'intensité que si elle est placée perpendiculairement à la direction de l'éclairement, n'importe quel écartement à cette orientation conduit à une réduction de l'éclairement incident. Dans le cas d'un plan horizontal situé en dehors de l'atmosphère, l'éclairement est décrit comme: éclairement solaire extraterrestre horizontal. (Fig 2.14).

L'éclairement solaire extraterrestre; fonction de la constante solaire et de la correction de distance entre la terre et le soleil, est donné par l'équation (2.45) [04] et sa variation en fonction du jour de l'année est illustrée sur la figure (2.15).

$$G_o = I_o \cdot \varepsilon \quad (2.45)$$

ε : est la correction de distance terre soleil, elle est donnée par :

$$\varepsilon = 1 + 0.03344 \cdot \text{Cos}(N_p - 0.048869) \quad (2.46)$$

La correction de distance terre soleil est donnée par M.Capderou (p.40) par l'équation (2.47) :

$$\varepsilon = 1 + 0.034 \cdot \text{Cos} \left[\frac{360}{365} \cdot (N - 2) \right] \quad (2.47)$$

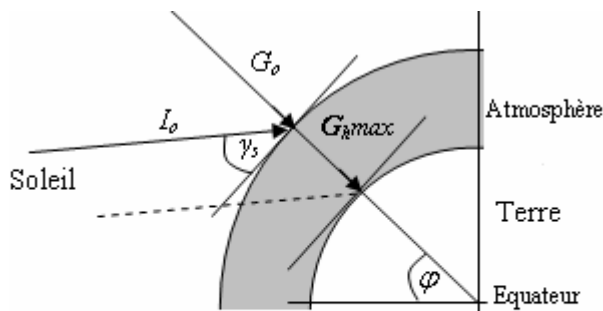


Fig 2.14: Eclairement solaire extraterrestre.

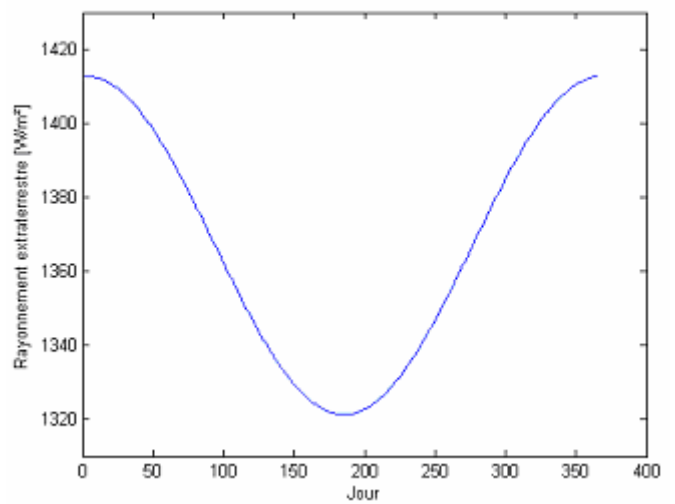


Fig 2.15: Variation de l'éclairement solaire extraterrestre en fonction du jour.

2.4.2. Eclairement solaire incident sur un plan horizontal (Modèle r.sun)

Pour le modèle r.sun [04], l'éclairement global incident sur un plan horizontal $IG^h(\gamma_s, T_L)$ par ciel clair; calculé en W/m^2 , est divisé en deux parties: l'éclairement direct $IB^h(\gamma_s, T_L)$ et l'éclairement diffus $ID^h(\gamma_s, T_L)$, chacun étant calculé séparément.

2.4.2.1. Eclairement direct incident sur un plan horizontal

L'éclairement direct est le flux solaire incident directement sur le plan considéré sous un angle représentant la hauteur solaire. Tel que modélisé par Hofierka *et al.* (2002), l'éclairement direct incident sur un plan horizontal $IB^h(\gamma_s, T_L)$ par ciel clair, est donné par [04] :

$$IB^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot \sin(\gamma_s) \cdot \exp(-0.8662 \cdot T_L \cdot m_A \cdot \delta_R) \quad (2.48)$$

La quantité $\exp(-0.8662 \cdot T_L \cdot m_A \cdot \delta_R)$ représente la transmittance de l'éclairement direct par ciel clair $T_{rb}(\gamma_s, T_L)$, elle est fonction de la hauteur du soleil γ_s et du facteur de trouble T_L à masse d'air 2, la figure (2.16) illustre la variation de la transmittance directe $T_{rb}(\gamma_s, T_L)$. Par conséquent l'éclairement direct normal incident sur un plan horizontal $IN(\gamma_s, T_L)$ par ciel clair est donné par :

$$IN(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot T_{rb}(\gamma_s, T_L) \quad (2.49)$$

Les variations au niveau de la mer de l'éclairement direct en fonction de la hauteur du soleil γ_s et pour différentes valeurs du facteur de linke sont représentées sur la figure (2.17) :

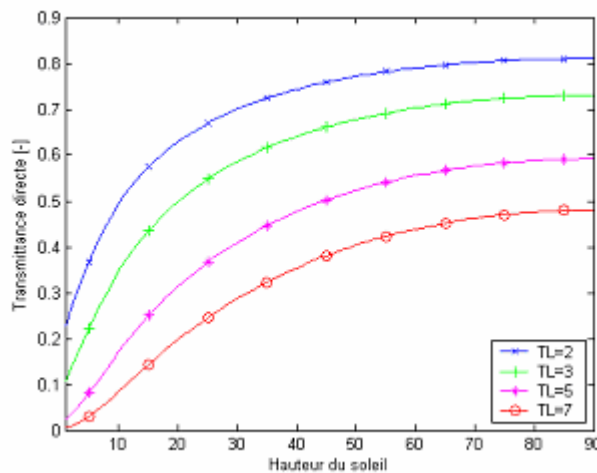


Fig 2.16: Variations de la transmittance directe.

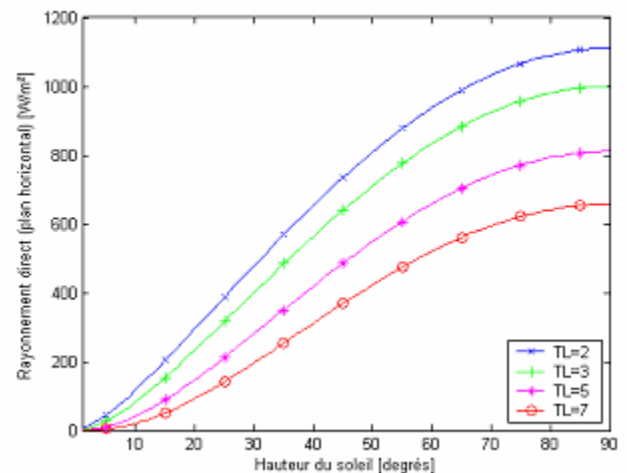


Fig 2.17: Variations de l'éclairement direct horizontal (Modèle r.sun).

2.4.2.2. Eclairement diffus incident sur un plan horizontal

L'éclairement diffus est le flux solaire reçu par un plan considéré qui traverse les nuages, provenant de la voûte céleste dans toutes les directions. Pour l'expression de l'éclairement diffus, nous allons prendre la formule publiée par Hofierka *et al.* (2002) avec une légère correction du le facteur T_L , cette correction à été adoptée en 2004 par la nouvelle Atlas Solaire de L'Europe (ESRA) [79] et également pris en considération dans la version 2007 de MeteoNorm V6.0 [74]. Cette modification a u lieu du faite que les modèles de calcul de l'irradiation solaire ne prenaient pas en compte la pression atmosphérique du site considéré dans le calcul de l'éclairement diffus.

Posons $T_{Lc} = (p / p_o) \cdot T_L$, l'expression de l'éclairement diffus est donnée par :

$$ID^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot T_{rd}(T_L) \cdot F_d(\gamma_s, T_L) \quad (2.50)$$

$T_{rd}(T_L)$ est la fonction de la transmittance diffuse. Elle est fonction uniquement du facteur T_L corrigé, elle varie entre 0 et 0.3 (a.s.l). L'expression de $T_{rd}(T_L)$ est réécrite de la manière suivante :

$$T_{rd}(T_L) = -1.5843 \cdot 10^{-2} + (3.0543 \cdot 10^{-2} \cdot T_{Lc}) + (3.797 \cdot 10^{-4} \cdot T_{Lc}^2) \quad (2.51)$$

$F_d(\gamma_s, T_L)$ est la fonction diffuse angulaire elle est fonction de la hauteur du soleil γ_s et du facteur de trouble T_L corrigé, $F_d(\gamma_s, T_L)$ est donnée par l'équation (2.52).

$$F_d(\gamma_s, T_L) = A_0 + A_1 \cdot \sin(\gamma_s) + A_2 \cdot [\sin(\gamma_s)]^2 \quad (2.52)$$

$$\text{Avec : } A_0 = 2.6463 \cdot 10^{-1} - 6.1581 \cdot 10^{-2} \cdot T_{Lc} + 3.1408 \cdot 10^{-3} \cdot T_{Lc}^2 \quad (2.53)$$

$$A_1 = 2.0402 + 1.8945 \cdot 10^{-2} \cdot T_{Lc} - 1.1161 \cdot 10^{-2} \cdot T_{Lc}^2 \quad (2.54)$$

$$A_2 = -1.3025 + 3.9231 \cdot 10^{-2} \cdot T_{Lc} + 8.5079 \cdot 10^{-3} \cdot T_{Lc}^2 \quad (2.55)$$

$$\text{Avec la condition suivante : } A_0 \cdot T_{rd}(T_L) < 2 \cdot 10^{-3} \Rightarrow A_0 = 2 \cdot 10^{-3} / T_{rd}(T_L) \quad (2.56)$$

Cette condition est obligatoire dans le cas ou le facteur T_L est supérieur à 6 car le coefficient A_0 prend des valeurs négatives. La fonction diffuse angulaire $F_d(\gamma_s, T_L)$ est représentée sur la figure (2.18).

Les variations au niveau de la mer de l'éclairement diffus en fonction de la hauteur du soleil γ_s et pour différentes valeurs du facteur de linke sont représentées sur la figure (2.19) :

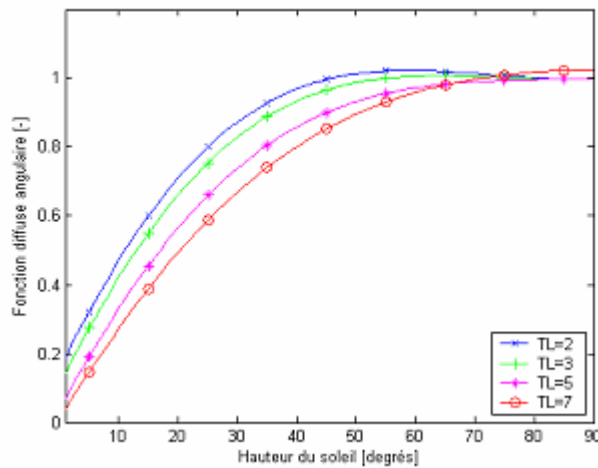


Fig 2.18: Fonction diffuse angulaire.

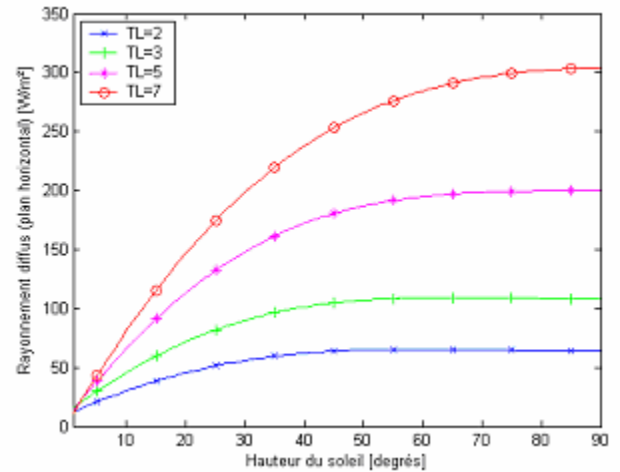


Fig 2.19: Variations de l'éclairement diffus horizontal (Modèle r.sun).

2.4.2.3. Eclairement global incident sur un plan horizontal

L'éclairement global est composé de flux direct et de flux diffus :

$$IG^h(\gamma_s, T_L) = IB^h(\gamma_s, T_L) + ID^h(\gamma_s, T_L) \tag{2.57}$$

Les variations au niveau de la mer de l'éclairement global en fonction de la hauteur du soleil γ_s et pour différentes valeurs du facteur de linke ($T_L = 2, 3, 5, 7$) sont représentées sur la figure (2.20) :

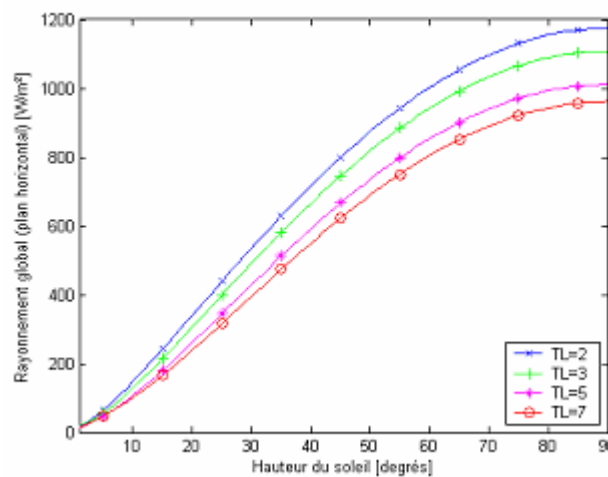


Fig 2.20: Variations de l'éclairement global horizontal en fonction de la hauteur du soleil et du facteur de linke (Modèle r.sun).

2.4.3. Eclairement incident sur un plan horizontal (Modèle Capderou)

2.4.3.1. Eclairement global incident sur un plan horizontal

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie (A.S.A) [18], Capderou; selon la référence de C. Perrin de Brichambaut, donna un modèle mathématique pour calculer l'éclairement incident direct et diffus incident sur un plan horizontal, il reste le modèle le plus utilisé en Algérie. Selon ce modèle l'éclairement global modélisé par Capderou est la somme de l'éclairement direct et diffus; (p.250) :

2.4.3.2. Eclairement direct incident sur un plan horizontal

Pour l'éclairement direct, Capderou utilisa la formule (2.36) pour la masse d'air m_A et la formule (2.41) pour l'épaisseur totale de l'atmosphère δ_R et donna l'équation (2.58) qui permet de calculer l'éclairement direct incident sur un plan horizontal $IB^h(\gamma_s, T_L)$ fonction de la hauteur du soleil γ_s et du facteur de trouble total de Linke T_L (p.250) :

$$IB^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot \sin(\gamma_s) \cdot \exp\left(\frac{-T_L}{0.9 + \frac{9.4}{(0.89)^z} \cdot \sin(\gamma_s)}\right) \quad (2.58)$$

Les variations au niveau de la mer de l'éclairement direct en fonction du temps (hauteur du soleil) pour un lieu de latitude 30° et pour différentes valeurs du facteur de trouble sont représentées sur la figure (2.21).

2.4.3.3. Eclairement diffus incident sur un plan horizontal

Pour calculer l'éclairement diffus, Capderou utilisa le facteur de trouble diffusif T'_L et donna; en 1987, une l'équation (2.59) fonction de la hauteur du soleil γ_s . (p.252) :

$$ID^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot \exp\left\{-1 + 1.06 \cdot \log[\sin(\gamma_s)] + a - \sqrt{b^2 + a^2}\right\} \quad (2.59)$$

$$\text{Avec : } a = 1.1 \quad (2.60)$$

$$b = \log(T'_L) - 2.80 + 1.02 \cdot [1 - \sin(\gamma_s)]^2 \quad (2.61)$$

Les variations au niveau de la mer de l'éclairement diffus en fonction du temps (hauteur du soleil) pour un lieu de latitude 30° et pour différentes valeurs du facteur de trouble sont représentées sur la figure (2.22).

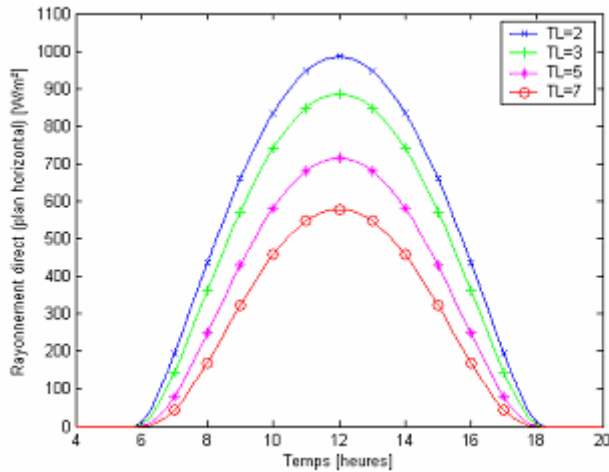


Fig 2.21: Variations de l'éclairement direct horizontal (Modèle Capderou).

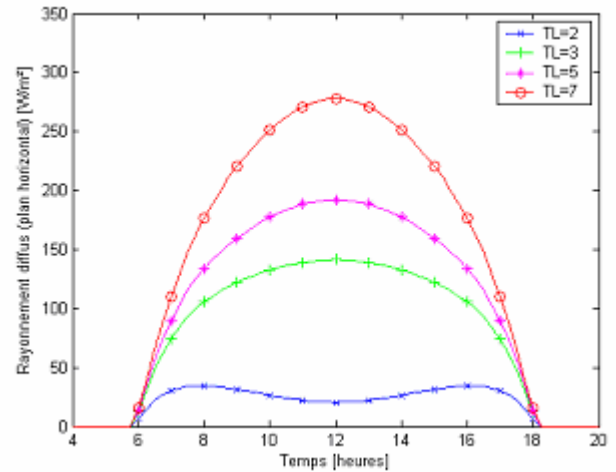


Fig 2.22: Variations de l'éclairement diffus horizontal (Modèle Capderou).

2.5. Modélisation de l'éclairement solaire incident sur un plan quelconque par ciel clair

2.5.1. Angle d'incidence

L'angle d'incidence est l'angle que font les rayons du soleil avec la normale du plan considéré, elle est définie par l'inclinaison du plan β et l'Azimut de la normal du plan α_z (orientation du plan), α_z est compté dans le sens rétrograde ($\alpha_z < 0$ vers l'Est, $\alpha_z > 0$ vers l'Ouest). L'angle d'incidence est calculé à partir du $\text{Sin}(\delta^i)$ pour le modèle r.sun de la manière suivante :

$$\text{Sin}(\delta^i) = \text{Cos}(\varphi') \cdot \text{Cos}(\delta) \cdot \text{Cos}(\omega - \lambda') + \text{Sin}(\varphi') \cdot \text{Sin}(\delta) \quad (2.62)$$

$$\text{Avec : } \text{Sin}(\varphi') = -\text{Cos}(\varphi) \cdot \text{Sin}(\beta) \cdot \text{Cos}(\alpha_z) + \text{Sin}(\varphi) \cdot \text{Cos}(\beta) \quad (2.63)$$

$$\text{tg}(\lambda') = \frac{-\text{Sin}(\beta) \cdot \text{Sin}(\alpha_z)}{\text{Sin}(\varphi) \cdot \text{Sin}(\beta) \cdot \text{Cos}(\alpha_z) + \text{Cos}(\varphi) \cdot \text{Cos}(\beta)} \quad (2.64)$$

M. Capderou utilise la hauteur de la normal du plan γ pour calculer $\text{Cos}(\delta^i)$ de l'angle d'incidence, γ est positive pour les plans tournés vers le haut et négative pour les plans tournés vers le bas, donc c'est les angles α_z et γ qui déterminent la position du plan. L'angle d'incidence sur un plan quelconque est donnée par Capderou par les formules suivantes (p.68) :

$$\text{Cos}(\delta^i) = a' \cdot \text{Sin}(\omega) + b' \cdot \text{Cos}(\omega) + c' \quad (2.65)$$

$$\text{Avec : } a' = \text{Cos}(\delta) \cdot [\text{Sin}(\alpha_z) \cdot \text{Cos}(\gamma)] \quad (2.66)$$

$$b' = \text{Cos}(\delta) \cdot [\text{Cos}(\alpha_z) \cdot \text{Cos}(\gamma) \cdot \text{Sin}(\varphi) + \text{Sin}(\gamma) \cdot \text{Cos}(\varphi)] \quad (2.67)$$

$$c' = \text{Sin}(\delta) \cdot [-\text{Cos}(\alpha_z) \cdot \text{Cos}(\gamma) \cdot \text{Cos}(\varphi) + \text{Sin}(\gamma) \cdot \text{Sin}(\varphi)] \quad (2.68)$$

$$\text{Où : } \beta = 90 - \gamma \quad (2.69)$$

Les variations de l'angle d'incidence en fonction de l'angle horaire pour une déclinaison de 20° à un lieu de latitude 30° , pour différentes valeurs de l'inclinaison β (Modèle r.sun) et pour différentes valeurs de hauteur du plan γ (Modèle Capderou) sont représentées sur la figure (2.23) :

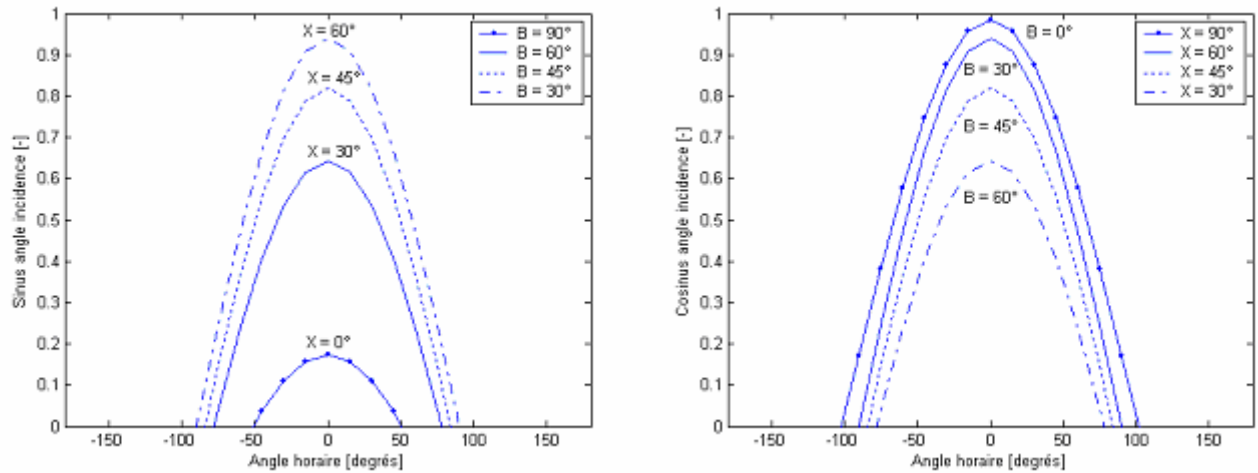


Fig 2.23: Variation de l'angle d'incidence en fonction de l'angle horaire.

2.5.2. Eclairement solaire incident sur un plan quelconque (Modèle r.sun)

Pour un plan quelconque (α_z, γ) , l'éclairement global est estimé par la détermination de l'éclairement direct et diffus de la manière suivante [04] :

$$IG^i(\gamma_s, T_L) = IB^i(\gamma_s, T_L) + ID^i(\gamma_s, T_L) \quad (2.70)$$

2.5.2.1. Eclairement direct incident sur le plan

L'éclairement direct étant simple à calculer, il est donné en fonction de l'angle d'incidence par la formule suivante :

$$IB^i(\gamma_s, T_L) = IN(\gamma_s, T_L) \cdot \sin(\delta^i) \quad (2.71)$$

Les variations de l'éclairement direct incident sur un plan d'orientation α_z et d'inclinaison β variables pour un lieu de latitude 30° en fonction de l'angle d'incidence et pour différentes valeurs du facteur de linke sont représentées sur la figure (2.24) :

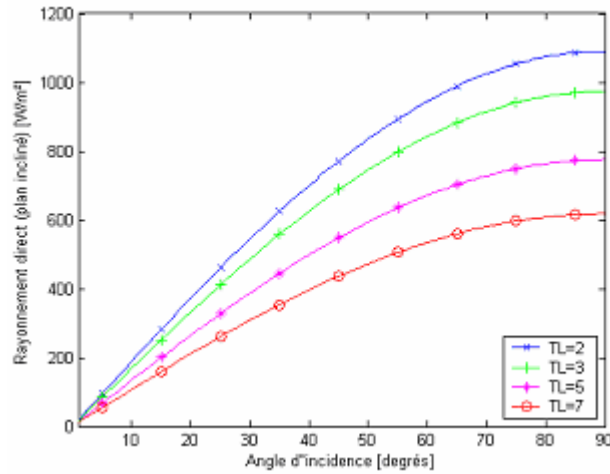


Fig 2.24: Variations de l'éclairement direct incident sur un plan incliné (Modèle r.sun).

2.5.2.2. Eclairement diffus incident sur le plan

Pour l'estimation de l'éclairement diffus, le modèle r.sun distingue entre les surfaces exposées à l'air libre et recevant directement le flux solaire incident (milieu éclairé) et entre les surfaces placées dans des endroits contenant un ou plusieurs obstacles empêchant l'incidence du flux solaire d'une manière directe (milieu ombré) [80].

• Incidence sur un plan ombré

Pour un plan dont l'incidence du flux solaire est influencée par la présence d'un obstacle quelconque ($\delta^i < 0$ et $\gamma_s \geq 0$), l'éclairement diffus incident sur le plan est donné par :

$$ID^i(\gamma_s, T_L) = ID^h(\gamma_s, T_L) \cdot F(\beta) \quad (2.72)$$

$F(\beta)$ est la fonction de l'éclairement diffus du ciel, elle est donnée par l'équation (2.73), fonction de r_i la fraction du ciel pour l'éclairement diffus vu par un plan incliné :

$$F(\beta) = r_i(\beta) + \left[\sin(\beta) - \beta \cdot \cos(\beta) - \pi \cdot \sin(\beta/2)^2 \right] \cdot k_N \quad (2.73)$$

$$\text{Avec : } r_i(\beta) = [1 + \cos(\beta)] / 2 \quad (2.74)$$

La valeur du coefficient k_N dans le cas d'un plan incliné ombré est égale à 0.25227.

• Incidence sur un plan ensoleillé

Pour un plan dont l'incidence du flux solaire est reçue d'une manière directe (sans obstacle), l'éclairement diffus incident sur le plan considéré est donné par les équations (2.75) et (2.76) :

$$\blacksquare \text{ Si } \gamma_s \geq 0.1 \text{ (} 5.7^\circ \text{)} \quad ID^i(\gamma_s, T_L) = ID^h(\gamma_s, T_L) \cdot \left[F(\beta) \cdot (1 - k_b) + k_b \cdot \frac{\sin(\delta^i)}{\sin(\gamma_s)} \right] \quad (2.75)$$

$$\blacksquare \text{ Si } \gamma_s < 0.1 \text{ (} 5.7^\circ \text{)} \quad ID^i(\gamma_s, T_L) = ID^h(\gamma_s, T_L) \cdot \left[F(\beta) \cdot (1 - k_b) + k_b \cdot \frac{\sin(\beta) \cdot \cos(\theta)}{0.1 - 0.008 \cdot \gamma_s} \right] \quad (2.76)$$

La valeur de θ est déterminée comme suit :

- Si $-\pi \leq \theta' \leq \pi$ $\theta = \theta' = \chi - \alpha$
- Si $\theta' > \pi$ $\theta = \theta' - 2\pi$
- Si $\theta' < -\pi$ $\theta = \theta' + 2\pi$

$F(\beta)$ est la fonction de l'éclairement diffus du ciel, elle est donnée par l'équation (2.73) précédente. La valeur du coefficient k_N pour un plan incliné ensoleillé est calculée par la formule suivante :

$$k_N = 0.00263 - 0.712 \cdot k_b - 0.6883 \cdot k_b^2 \quad (2.77)$$

k_b est un coefficient qui détermine la quantité de l'éclairement direct disponible (c'est le rapport entre l'éclairement direct et l'éclairement extraterrestre horizontal), il est donné par :

$$k_b = IB^h(\gamma_s, T_L) / G_O^h \quad (2.78)$$

Avec : $G_O^h = G_O \cdot \sin(\gamma_s)$ (2.79)

Les variations de l'éclairement diffus incident sur un plan d'inclinaison β (30 et 60°) pour un lieu de latitude 30° en fonction de la hauteur du soleil et pour différentes valeurs du facteur de linke sont représentées sur la figure (2.25) :

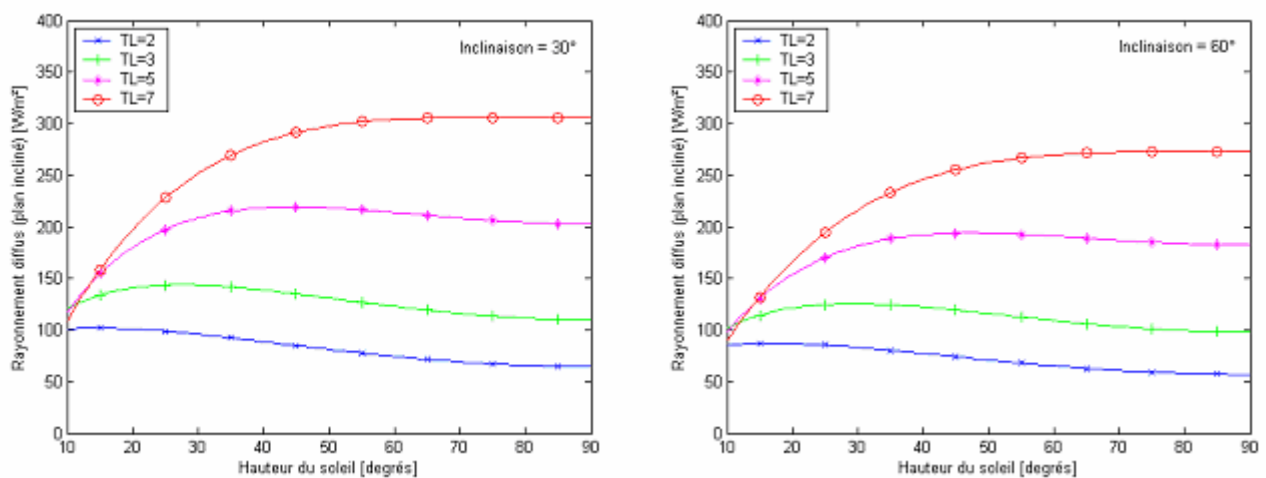


Fig 2.25: Variations de l'éclairement diffus incident sur un plan incliné et ensoleillé (Modèle r.sun).

- **Eclairement réfléchi par le sol**

L'estimation de l'éclairement réfléchi par le sol sur un plan incliné par ciel clair est reliée à l'hypothèse isotrope, cette composante s'ajoute dans le calcul de l'éclairement global $IG^i(\gamma_s, T_L)$ pour le cas d'un plan incliné. L'éclairement réfléchi par le sol et reçu par un plan incliné $ID_a^i(\gamma_s, T_L)$ est proportionnel à l'éclairement global horizontal $IG^h(\gamma_s, T_L)$, l'albédo du sol ρ_g ($0.2 \leq \rho_g \leq 0.8$) et la fraction du sol vue par un plan incliné $r_g(\beta)$, La formule qui exprime $ID_a^i(\gamma_s, T_L)$ est donnée par :

$$ID_a^i(\gamma_s, T_L) = \rho_g \cdot IG^h(\gamma_s, T_L) \cdot r_g(\beta) \quad (2.80)$$

$$\text{Avec : } r_g(\beta) = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.81)$$

$$\rho_g = 0.423 - 0.042 \cdot t_a \quad (2.82)$$

2.5.3. Eclairement incident sur un plan quelconque (Modèle Capderou)

M. Capderou dans l'ASA [18], utilisa le modèle de Perrin de Brichambaut pour calculer l'éclairement solaire incident sur un plan (α_s, γ) , l'éclairement global est la somme des deux composantes (p.254)

2.5.3.1. Eclairement direct incident sur le plan

Capderou utilisa l'angle d'incidence donnée par l'équation (2.65) pour calculer l'éclairement direct à l'aide de l'équation suivante (p.250) :

$$IB^i(\gamma_s, T_L) = IN(\gamma_s, T_L) \cdot \cos(\delta') \quad (2.83)$$

Les variations de l'éclairement direct incident sur un plan d'inclinaison β (30 et 60°) pour un lieu de latitude 30° ($N = 91$) en fonction du temps pour différentes valeurs du facteur de trouble sont représentées sur la figure (2.26) :

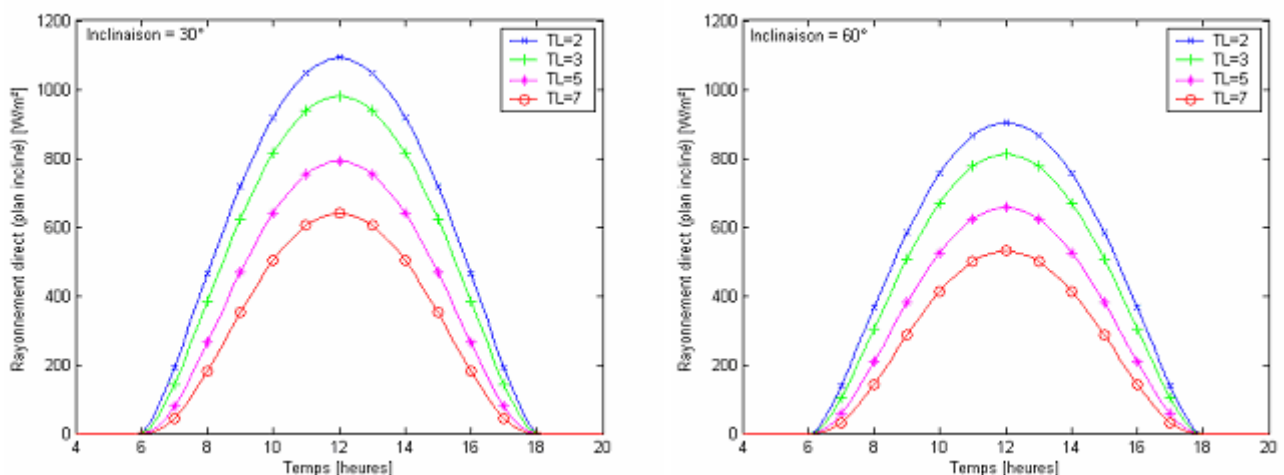


Fig 2.26: Variations de l'éclairement direct incident sur un plan d'inclinaison β (Modèle Capderou).

2.5.3.2. Eclairement diffus incident sur le plan

L'éclairement diffus est lui-même décomposé en deux parties: l'éclairement diffus provenant du ciel et l'éclairement diffus provenant du sol :

- **Composante diffuse du sol**

La composante du diffus isotrope du sol est donnée par l'équation (2.84) en fonction de δ_a qui est la composante due à l'albédo (p.253) :

$$ID_a^i(\gamma_s, T_L) = \delta_a \cdot \frac{1 - \text{Sin}(\chi)}{2} \quad (2.84)$$

$$\text{Avec : } \delta_a = \rho_g \cdot IB^h(\gamma_s, T_L) \quad (2.85)$$

- **Composante diffuse du ciel**

Pour un plan (α_s, χ) , l'éclairement diffus incident en provenance du ciel est décomposé en trois parties: le diffus isotrope du ciel, le diffus directionnel et le diffus du cercle de l'horizon.

Le diffus isotrope du ciel est donné par la formule suivante :

$$ID_i^i(\gamma_s, T_L) = (\delta_i + \delta_{i'}) \cdot \frac{1 + \text{Sin}(\chi)}{2} \quad (2.86)$$

$$\text{Avec : } \delta_i = ID^h(\gamma_s, T_L) - \delta_a \cdot \text{Sin}(\gamma_s) \quad (2.87)$$

δ_i est la composante isotrope, elle correspond à un ciel de luminance uniforme (p.252).

Puisque le diffus du sol est rétrodiffusé, c'est-à-dire qu'une partie est diffusée à nouveau par le ciel vers le sol, Capderou a ajouté une composante $\delta_{i'}$ (p. 254) :

$$\text{Avec : } \delta_{i'} = 0.9 \cdot (\rho_g - 0.2) \cdot IB^h(\gamma_s, T_L) \cdot \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{T_L'}}\right) \quad (2.88)$$

Le diffus directionnel est donné en fonction de δ_d par la formule suivante :

$$ID_d^i(\gamma_s, T_L) = \delta_d \cdot \text{Cos}(\delta') \quad (2.89)$$

δ_d est la composante directe ou circumsolaire, elle provient du voisinage du soleil, dans un cône de demi angle. La formule donnant la composante du diffus directionnelle est représentée par l'équation suivante (p.252) :

$$\delta_d = G_o \cdot \exp\left[-2.48 - \text{Sin}(\gamma_s) + a_1 - \sqrt{4 \cdot b_1^2 + a_1^2}\right] \quad (2.90)$$

$$\text{Avec : } b_1 = \log(T_L') - 2.28 - 0.5 \cdot \log[\text{Sin}(\gamma_s)] \quad (2.91)$$

$$a_1 = 3.1 - 0.4 \cdot b_1 \quad (2.92)$$

Le diffus du cercle de l'horizon est donné par la formule suivante :

$$ID_h^i(\gamma_s, T_L) = \delta_h \cdot \text{Cos}(\chi) \quad (2.93)$$

δ_h : composante du cercle de l'horizon, elle provient du cercle de l'horizon d'une hauteur de 6° , elle semble associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques. La formule donnant la composante δ_h est représentée par l'équation suivante (p.252) :

$$\delta_h = G_o \cdot \frac{-0.02 \cdot a_2}{a_2^2 + a_2 \cdot b_2 + 1.8} \cdot \exp[\text{Sin}(\gamma_s)] \quad (2.94)$$

$$\text{Avec : } b_2 = \exp\{0.2 + 1.75 \cdot \log[\text{Sin}(\gamma_s)]\} \quad (2.95)$$

$$a_2 = \log(T_L') - 3.1 - \log[\text{Sin}(\gamma_s)] \quad (2.96)$$

Donc le diffus du ciel est exprimé d'une manière générale par la l'équation suivante (p.254) :

$$ID_{ciel}^i(\gamma_s, T_L) = (\delta_i + \delta_{i'}) \cdot \frac{1 + \text{Sin}(\chi)}{2} + \delta_d \cdot \text{Cos}(\delta^i) + \delta_h \cdot \text{Cos}(\chi) \quad (2.97)$$

Finalement, l'éclairement diffus total s'écrit sous la forme de quatre composantes (p.254) :

$$ID^i(\gamma_s, T_L) = ID_i^i(\gamma_s, T_L) + ID_d^i(\gamma_s, T_L) + ID_h^i(\gamma_s, T_L) + ID_a^i(\gamma_s, T_L) \quad (2.98)$$

Les variations de l'éclairement diffus incident sur un plan d'inclinaison β (30° et 60°) pour un lieu de latitude 30° ($N = 91$) en fonction du temps pour différentes valeurs du facteur de trouble sont représentées sur la figure (2.27) :

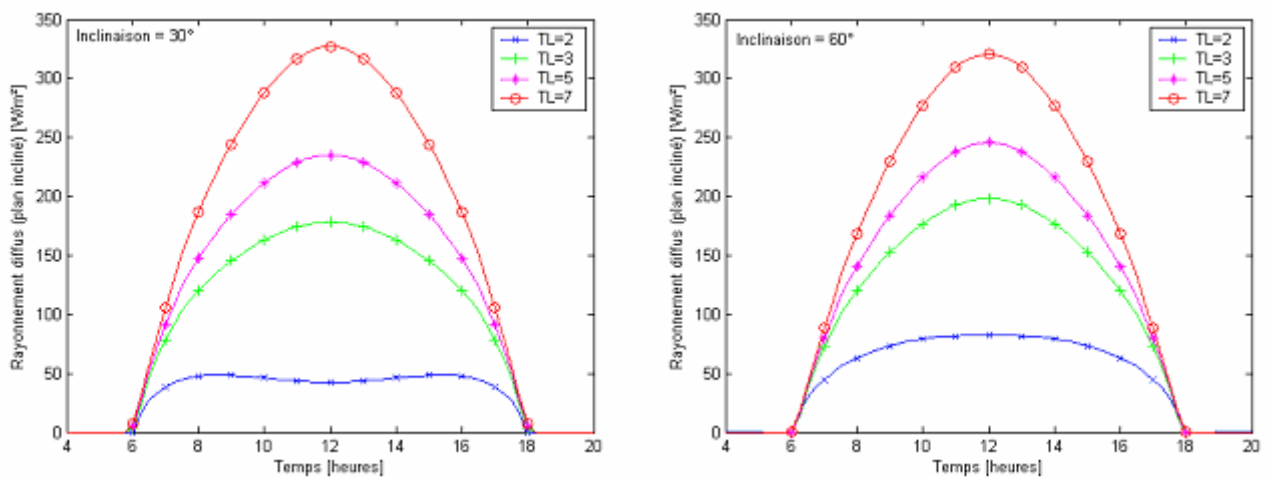


Fig 2.27: Variations de l'éclairement diffus incident sur un plan d'inclinaison β (Modèle Capderou).

2.5.4. Résultats obtenus par les deux modèles

Dans cette partie nous donnons quelques graphes relatifs aux deux sites de Ghardaïa (Lat: 32.48°) et Bouzaréah (Lat: 36.78°) obtenus pour les deux modèles (r.sun et Capderou) selon différentes valeurs d'orientation α_z et d'inclinaison β du plan, les combinaison (α_z, β) sont choisies pour les plans remarquables, très utilisés en pratique (le numéro du jour est 91, la simulation est réalisée avec le logiciel Matlab 6.5).

- Plan horizontal : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (0, 90^\circ, 0)$

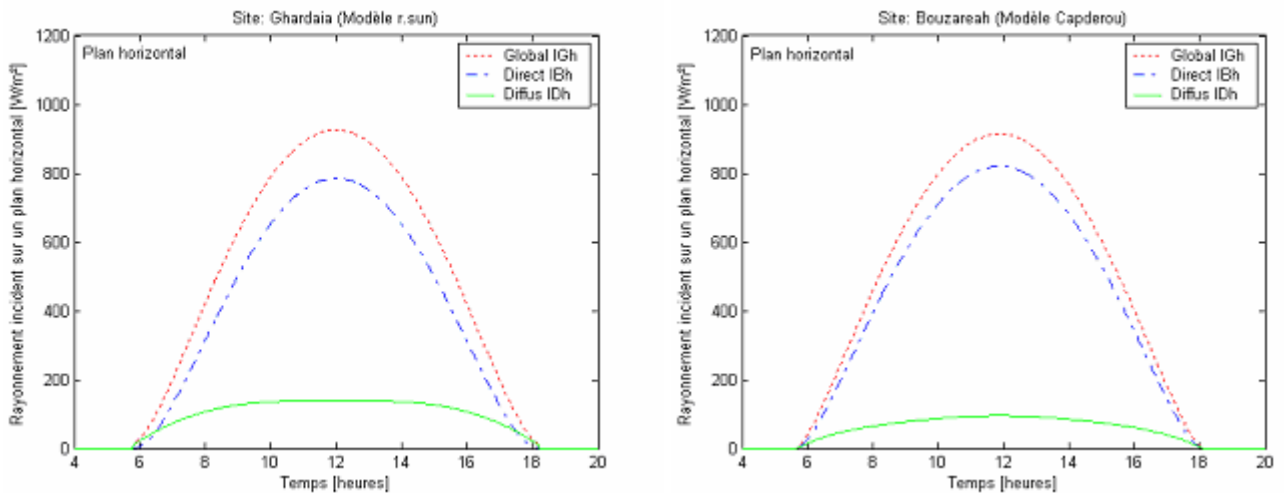


Fig 2.28: Eclairement incident sur un plan horizontal.

- Plan sud d'inclinaison = Lat : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (0, 90-\varphi, \varphi)$

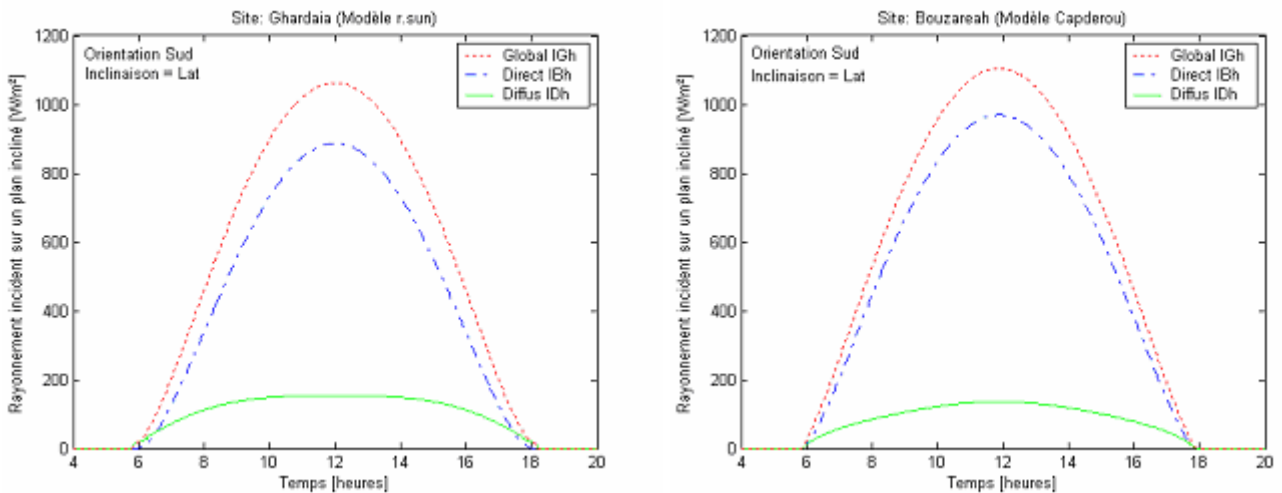


Fig 2.29: Eclairement incident sur un plan incliné à la latitude.

- Plan sud d'inclinaison = β' : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (0, 90-\beta', \beta')$

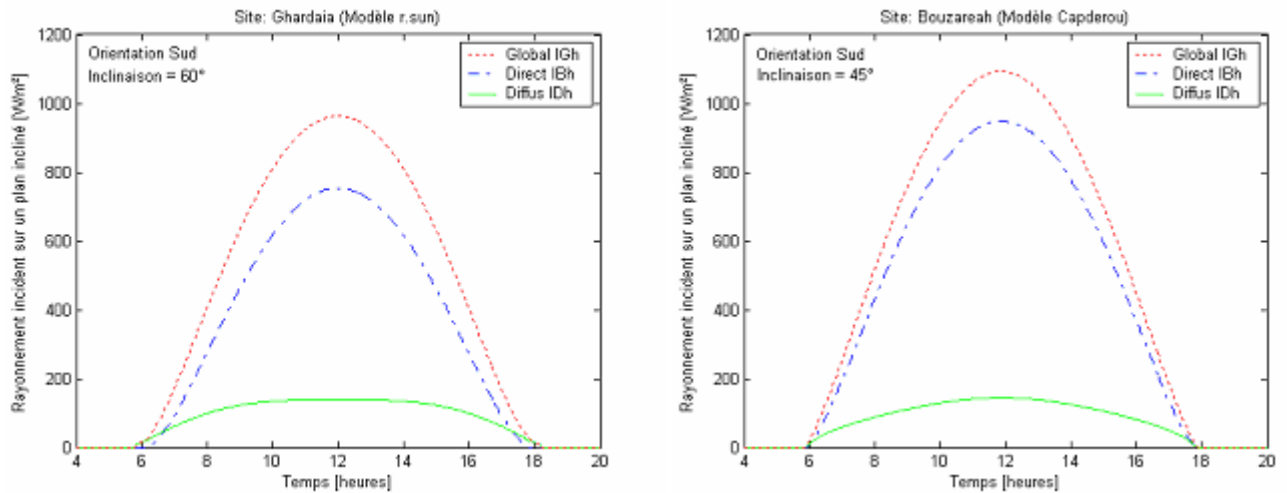


Fig 2.30: Eclairement incident sur un plan incliné de 45 et 60°.

- Plan Vertical sud : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (0, 0, 90^\circ)$

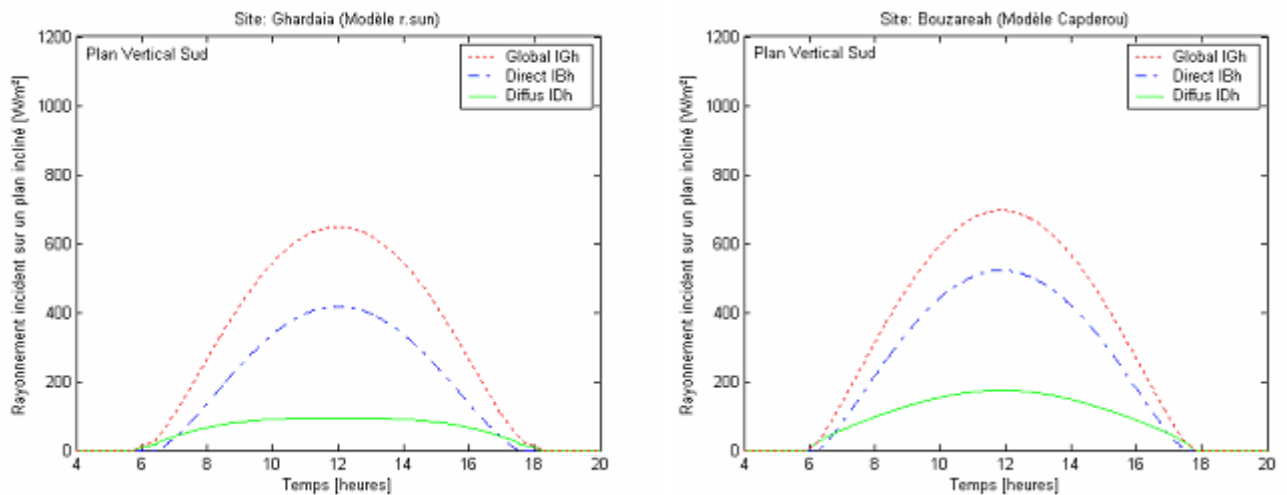


Fig 2.31: Eclairement incident sur un plan orienté vers le Sud et incliné de 90°.

- Plan Vertical Est : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (-90, 0, 90^\circ)$ et Plan Vertical Ouest : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (90, 0, 90^\circ)$

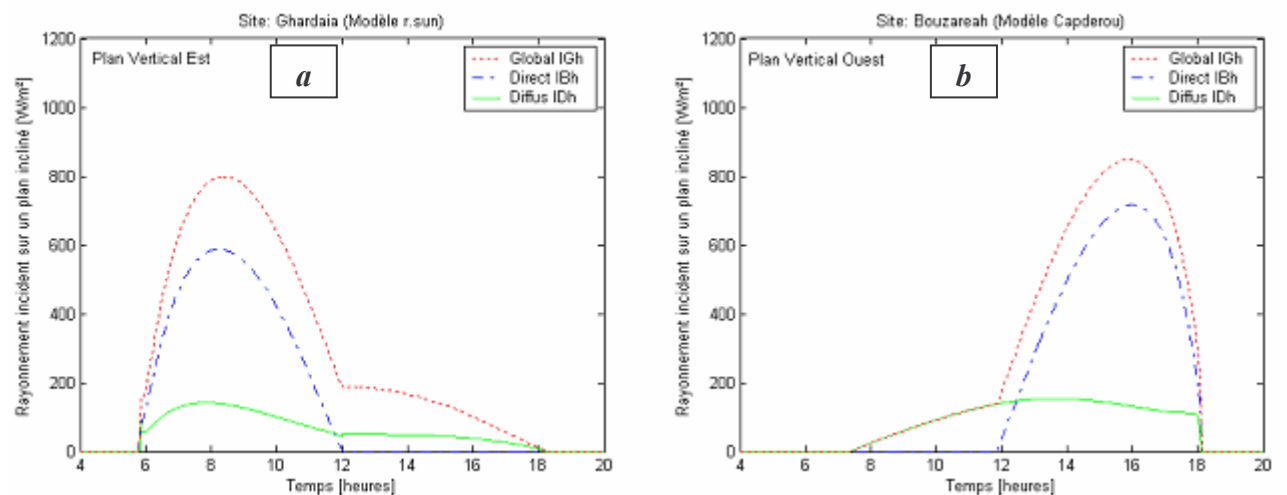


Fig 2.32: Eclairement incident sur un plan vertical orienté vers l'Est (a) et vers l'Ouest (b).

- Plan Sud Ouest : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (45, 0, 90^\circ)$ et Plan Sud Est : $(\alpha_z, \gamma, \beta) = (-45, 0, 90^\circ)$

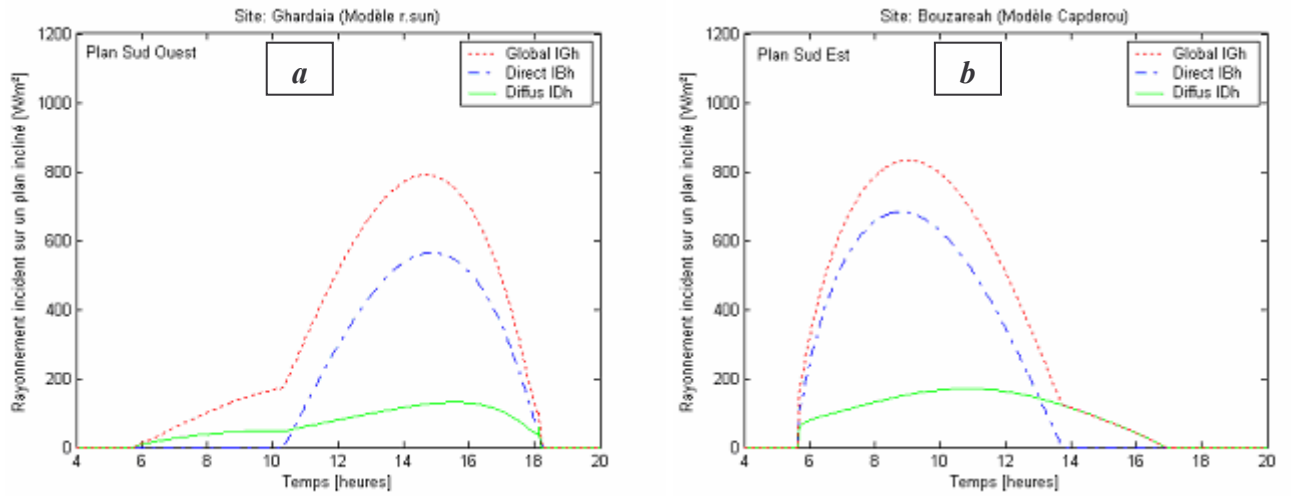


Fig 2.33: Eclairement incident sur un plan orienté Sud Ouest (a) et Sud Est (b).

2.6. Modélisation de l'énergie solaire reçue par un capteur plan

2.6.1. Coucher, lever du soleil et durée du jour

2.6.1.1. Par rapport à un plan horizontal

L'angle horaire détermine l'heure du lever t_{rs} et du coucher t_{ss} du soleil ; on s'intéresse ici à deux instants particuliers de la journée qui sont ceux pour lesquels la hauteur du soleil est nulle, le lever et le coucher du soleil par rapport à un plan horizontal. Ces instants sont déterminés par le modèle r.sun et par Capderou de la manière suivante :

$$\cos(\omega_{sr}^h) = \frac{-\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta)} = -\text{tg}(\varphi) \cdot \text{tg}(\delta) \quad (2.99)$$

$$\omega_{ss}^h = -\omega_{sr}^h \quad (2.100)$$

On peut ainsi déterminer la longueur du jour (en heures), qui est par définition :

$$Dl = \frac{\omega_{ss} - \omega_{sr}}{15} = 2 \cdot \frac{\omega_{ss}}{15} \quad (2.101)$$

La figure (2.34) représente pour un site de latitude 30° la variation du coucher et du lever du soleil ainsi que la durée du jour durant l'année.

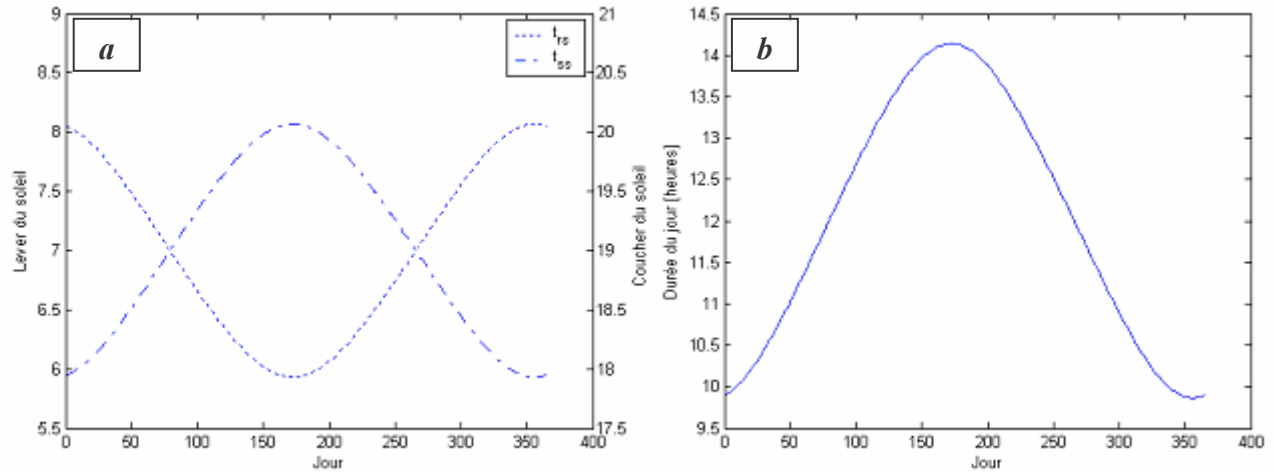


Fig 2.34: Variation du coucher et du lever du soleil (a) et de la durée du jour (b) en fonction du jour.

2.6.1.2. Par rapport à un plan incliné

M. Capderou dans l'ASA [18], proposa les équations ci-après pour calculer le lever et le coucher effectif du soleil pour un plan quelconque :

$$\omega_{sr}^i = f(\alpha) \cdot \text{ArcCos}\left(\frac{B'}{D'}\right) - \text{ArcCos}\left(-\frac{C'}{D'} \cdot \text{tg}(\delta)\right) \quad (2.102)$$

$$\omega_{ss}^i = f(\alpha) \cdot \text{ArcCos}\left(\frac{B'}{D'}\right) + \text{ArcCos}\left(-\frac{C'}{D'} \cdot \text{tg}(\delta)\right) \quad (2.103)$$

$$\text{Avec : } A' = \text{Sin}(\alpha) \cdot \text{Cos}(\gamma) \quad (2.104)$$

$$B' = \text{Cos}(\alpha) \cdot \text{Cos}(\gamma) \cdot \text{Sin}(\varphi) + \text{Sin}(\gamma) \cdot \text{Cos}(\varphi) \quad (2.105)$$

$$C' = -\text{Cos}(\alpha) \cdot \text{Cos}(\gamma) \cdot \text{Cos}(\varphi) + \text{Sin}(\gamma) \cdot \text{Sin}(\varphi) \quad (2.106)$$

$$D' = \sqrt{A'^2 + B'^2} \quad (2.107)$$

Où $f(\alpha)$ est la fonction signe, elle renvoie le signe d'un réel quelconque, elle est définie par les relations suivantes [81] :

$$\begin{cases} \text{Si } \alpha < 0 & f(\alpha) = -1 \end{cases} \quad (2.108)$$

$$\begin{cases} \text{Si } \alpha = 0 & f(\alpha) = 0 \end{cases} \quad (2.109)$$

$$\begin{cases} \text{Si } \alpha > 0 & f(\alpha) = 1 \end{cases} \quad (2.110)$$

Le modèle r.sun donna l'équation (2.111), pour calculer le lever et le coucher effectif du soleil :

$$\text{Cos}(\omega_{sr}^i - \lambda') = \frac{-\text{Sin}(\varphi') \cdot \text{Sin}(\delta)}{\text{Cos}(\varphi') \cdot \text{Cos}(\delta)} = -\text{tg}(\varphi') \cdot \text{tg}(\delta) \quad (2.111)$$

$\text{Sin}(\varphi')$ et $\text{tg}(\lambda')$ sont données par les équations (2.63), (2.64) précédentes.

2.6.2. Calcul de l'énergie solaire reçue par un capteur plan

Par intégration numérique des puissances, entre le lever et le coucher effectif du soleil, on peut calculer pour un plan quelconque, les valeurs des énergies directe, diffuse et globale reçues sur un plan :

$$EG^i(\omega_{sr}, \omega_{ss}) = \int_{\omega_{sr}}^{\omega_{ss}} IG^i(\gamma_s, T_L) \cdot d\omega \quad (2.112)$$

L'énergie solaire globale peut être calculée aussi par la sommation de l'énergie directe et diffuse :

$$EG^i(\omega_{sr}, \omega_{ss}) = EB^i(\omega_{sr}, \omega_{ss}) + ED^i(\omega_{sr}, \omega_{ss}) \quad (2.113)$$

L'énergie journalière globale pour différentes latitudes (30° et 60°) et pour différentes valeurs du trouble est représentée sur la figure (2.35) :

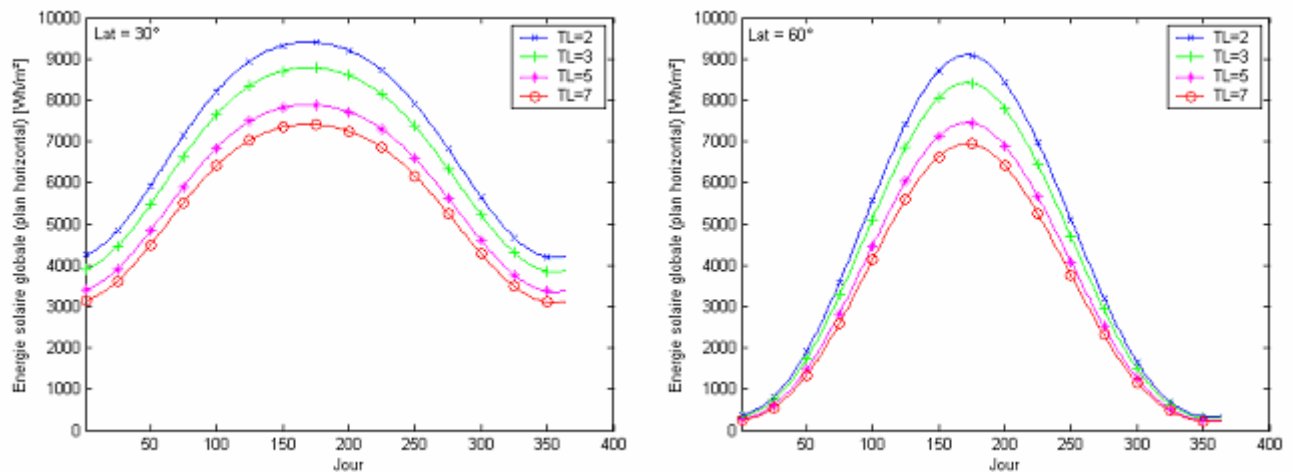


Fig 2.35: Variations de l'énergie solaire globale reçue par un plan horizontal (Modèle r.sun).

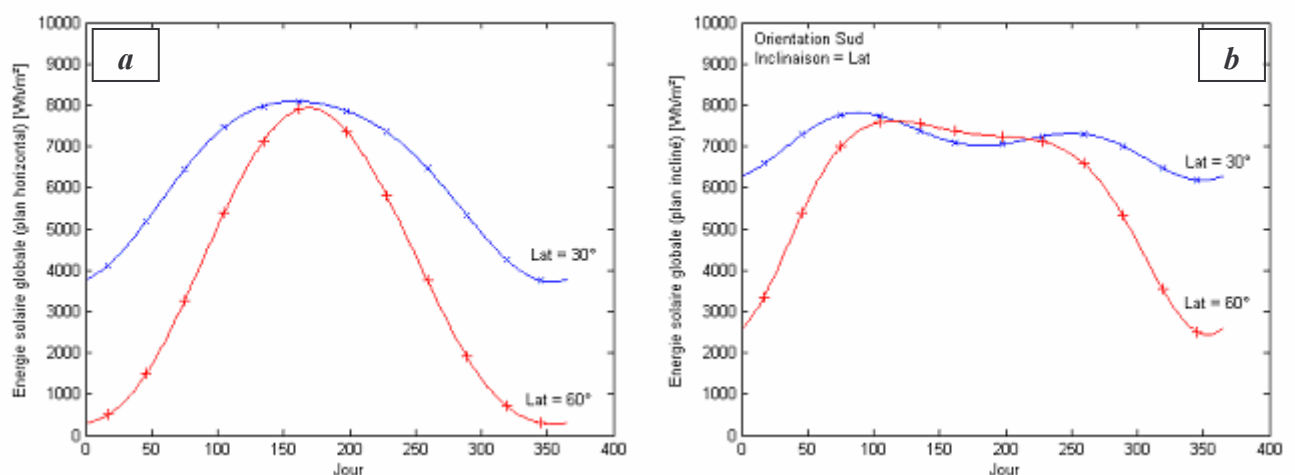


Fig 2.36: Variations de l'énergie solaire globale reçue par un plan horizontal (a) et incliné (b).

La figure (2.36a) représente l'énergie journalière globale reçue par un plan horizontal $EG^h(\omega_{sr}, \omega_{ss})$ pour différentes latitudes (30° et 60°), la figure (2.36b) représente l'énergie journalière globale reçue par un plan incliné à la latitude $EG^i(\omega_{sr}, \omega_{ss})$ en fonction du jour pour le modèle Capderou.

2.6.3. Optimisation de l'inclinaison des capteurs plans

Il est possible d'augmenter l'énergie solaire reçue durant les mois les plus déficitaires en inclinant davantage l'ensemble des capteurs plans afin que ces derniers puissent absorber le maximum d'énergie au voisinage de midi, là où la hauteur du soleil est au zénith et les valeurs de l'éclairement du à l'éclairement solaire sont maximales, ceci permettra de diminuer le nombre requis de capteurs plans du point de vue dimensionnement.

La figure (2.37) est une représentation de l'énergie solaire journalière reçue par un plan horizontal (gauche) et un plan incliné à une latitude 30° (droite). On remarque bien que le plan incliné reçoit beaucoup plus d'énergie en période d'hiver (6000 contre 4000 Wh/m^2), là où les besoins en eau chaude augmentent.

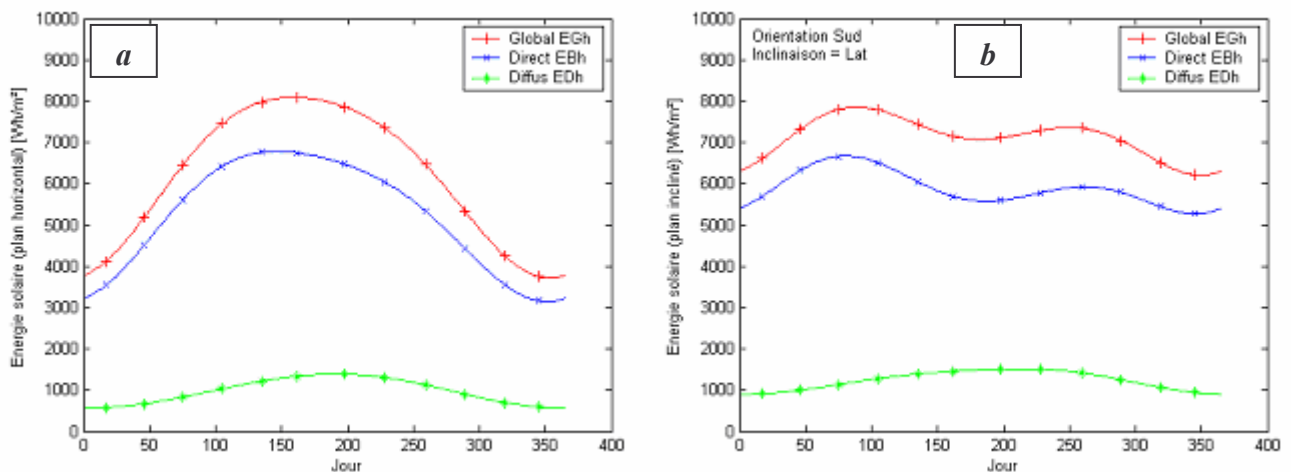


Fig 2.37: Energie solaire journalière reçue par un capteur plan horizontal (a) et incliné (b).

Les points marqués dans les graphes correspondent aux jours types du mois dont indiqués par le tableau 2.02 suivant :

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Dec
NT	17	15	16	15	15	11	17	16	16	16	15	11
N°	17	46	75	105	135	162	198	228	259	289	319	345

Tableau 2.02: Jour type standard du mois.

Pour trouver la meilleure inclinaison à donner à un capteur, en un lieu donné et pour une utilisation donnée, il convient d'évaluer l'énergie utile qui serait reçue et absorbée par le capteur pour diverses inclinaisons de son plan par rapport au plan horizontal. Dans la littérature, l'angle optimum d'inclinaison est fonction de la situation géographique du site considéré par rapport à l'équateur. La figure (2.38) représente une comparaison de l'énergie solaire reçue par un capteur plan pour les sites de Ghardaïa et Bouzaréah à différentes inclinaisons.

D'après les résultats obtenus, on peut dire que, pour les deux sites, il serait intéressant d'incliner les capteurs avec un angle $\beta = \varphi + 10^\circ$ et de les orienter plein sud, cela permet de récupérer en moyenne 30 à 40 % d'énergie supplémentaire par rapport au plan horizontal, en période hivernale là où la hauteur du soleil est faible. Si on désire obtenir un supplément d'énergie pendant les premières et les dernières heures de la journée ou pour répondre à des besoins énergétiques spécifiques, il faudra se servir d'un système de poursuite solaire par exemple [82]. En été, il est préférable d'incliner les capteurs avec un angle $\beta = \varphi - 10^\circ$ ou encore meilleur avec $\beta = 0$ (horizontal), si on veut toujours avoir le max d'énergie pour des applications de refroidissement par exemple.

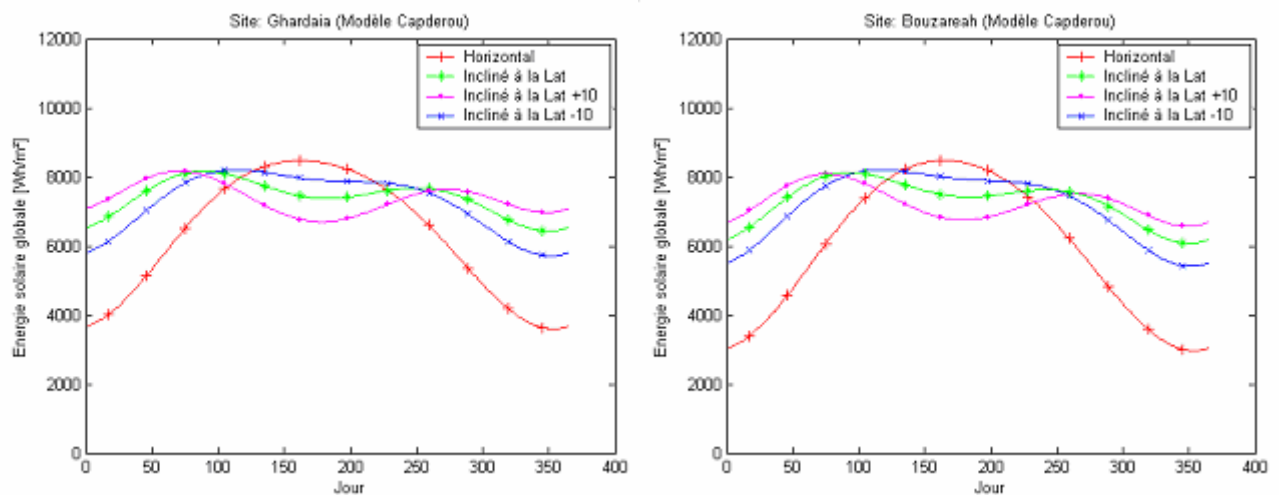


Fig 2.38: Effet de l'inclinaison du plan sur l'énergie solaire reçue par celui-ci.

2.7. Conclusion

Dans ce deuxième chapitre une modélisation de l'éclairement solaire par le modèle r.sun et Capderou est présentée et réalisée, les transmittances nécessaires pour le calcul des composantes de l'éclairement solaire par ciel clair, incident sur un plan horizontal et incliné sont programmées avec Matlab 6.5 et leur variation est illustrées sous formes graphiques. Les deux modèles utilisent des équations propres pour déterminer les paramètres géométriques (déclinaison solaire, angle horaire, hauteur du soleil, azimut et angle d'incidence) et les paramètres atmosphériques (masse et Epaisseur

optique de l'atmosphère) nécessaires pour le calcul de l'éclairement solaire pour chaque modèle, ces équations ont été également programmées et représentées graphiquement.

Une détermination expérimentale du facteur de Linke est réalisée pour les deux sites: Ghardaïa et Bouzaréah, du faite que la plupart des modèles de calcul de l'éclairement solaire font appel à la détermination de ce facteur. Une formule facilitant la détermination de ce facteur à partir du coefficient d'Angstrom est proposée pour l'Algérie, une analyse des modèles théoriques permettant la détermination du facteur T_L à partir des formules empiriques est étudiée.

Le dimensionnement d'un chauffe-eau solaire nécessite une modélisation d'une part de l'éclairement solaire et d'autre part des capteurs plans utilisés, le prochain chapitre sera consacré au dimensionnement des chauffe-eau solaires.

CHAPITRE 3

LOGICIEL DE DIMENSIONNEMENT DES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

CHAPITRE 3

LOGICIEL DE DIMENSIONNEMENT DES CHAUFFE-EAU SOLAIRES

3.1. Introduction

La production d'eau chaude sanitaire grâce à l'énergie solaire est maintenant bien au point. L'installation est en général dimensionnée pour fournir 40 à 60 % des besoins. Les vraies économies commencent avec un dimensionnement optimal de l'installation solaire. Le projet doit tenir compte de l'ensoleillement de la région et des besoins. Il n'est pas judicieux de sur-dimensionner l'équipement pour viser une forte contribution solaire à la mauvaise saison [17]. Cela pourrait avoir pour effet néfaste; en été, que le chauffe-eau solaire produise plus que les besoins des usagers.

Ce présent chapitre a pour but l'élaboration d'un logiciel, programmé avec Delphi 5 de Borland [21], permettant le dimensionnement des chauffe-eau solaires en Algérie. Le logiciel proposé (DCESAL : Dimensionnement Chauffe-Eau Solaire ALgérie) est solidaire d'un premier logiciel (NASAL : Nouvelle Atlas Solaire ALgérien), également réalisé et codé en langage Delphi, permettant le calcul de l'éclairement solaire en Algérie par les deux modèles Capderou et r.sun. Les tests réalisés sur le logiciel de dimensionnement du système de chauffage de l'eau par énergie solaire seront discutés. Une visualisation numérique et graphique des résultats obtenus est assurée et un rapport détaillé est établi par le logiciel.

3.2. Dimensionnement et optimisation des systèmes solaires de production d'eau chaude

3.2.1. Evaluation des besoins en eau chaude

L'analyse des besoins constitue le travail indispensable et préliminaire à l'étude d'une installation et au choix des appareils de production. A partir d'une estimation correcte des besoins, les outils de calcul et de dimensionnement permettent une bonne évaluation des performances prévisionnelles des installations.

La Garantie de Résultats Solaire (GRS), qui engage les entreprises qui ont conçu et réalisé une installation, est basée sur la productivité énergétique prévisionnelle d'une installation, calculée à partir de l'estimation préalable des besoins. Il est donc primordial que ceux-ci soient connus avec la meilleure précision possible [83].

3.2.2. Dimensionnement des chauffe-eau solaires

Il n'est pas réaliste de vouloir couvrir 100 % des besoins d'eau chaude sanitaire en utilisant seulement l'énergie solaire. Une installation solaire sera donc toujours couplée avec un système appoint utilisant une autre source d'énergie: gaz, électricité...

Le dimensionnement de l'appoint vise à assurer :

- Le service en eau chaude en toutes circonstances;
- La meilleure répartition possible entre solaire et appoint.

C'est un problème complexe qui nécessite l'utilisation d'outils de calcul spécifiques afin de produire un maximum d'énergie solaire à un coût compétitif. En effet, le coût du kWh produit dépend essentiellement de deux paramètres :

- Le coût de l'installation par m² de capteur;
- La productivité de l'installation (production par m² de capteur et par an).

La productivité des capteurs n'est pas définissable de façon simple. Elle décroît quand la surface des capteurs croît. En conséquence, toute augmentation de la surface de capteurs au delà de la taille optimale de l'installation entraîne une augmentation de la production solaire mais aussi une augmentation du coût du kWh produit. Le mauvais dimensionnement d'un des autres composants du système (stock, échangeur, circuits, régulation) peut pénaliser sensiblement cette productivité [83].

3.2.3. Outils de calcul des performances d'un système solaire ECS

On peut ainsi distinguer deux familles d'outils :

- Les outils détaillés calculent l'état détaillé du système heure par heure et jour par jour et en déduisent les bilans énergétiques sur une période quelconque (exemple: TRNSYS). Les outils détaillés permettent une compréhension fine du comportement du système, ils reposent sur des modèles physiques précis.
- Les outils simplifiés utilisent des équations semi empiriques qui prennent en compte les différentes données pour définir la production énergétique journalière, ces outils simplifiés fournissent seulement des bilans énergétiques journaliers, en moyenne mensuelle.

On aurait pu penser que les outils détaillés tendraient à éliminer les outils simplifiés, a priori moins précis. Ce n'est pas le cas car le gain de précision sur les bilans n'est pas réellement significatif en matière de dimensionnement et il se paye par une certaine lourdeur d'utilisation, en raison de la quantité et de la précision des données nécessaires. Les outils simplifiés sont donc mieux adaptés au dimensionnement. Les outils détaillés, bien qu'utilisables, n'apportent rien de plus, hors installations spécifiques, tout en étant complexes et coûteux [83].

3.2.4. Evaluation technico-économique des chauffe-eau solaires

L'évaluation technico-économique d'une installation est réalisée au stade de l'étude préalable, elle comporte [83] :

- Une estimation du montant des travaux pour la réalisation de l'installation;
- Une estimation des coûts annuels pour l'entretien, la maintenance des équipements, ainsi que pour le contrôle à distance (télécontrôle, télémessure...);
- Des hypothèses de coût de référence de l'énergie traditionnelle (énergie d'appoint);
- La production énergétique annuelle attendue;
- L'impact environnemental (CO₂ évité);
- Le temps de retour brut;
- Le coût global actualisé sur la durée de vie de l'installation.

3.3. Méthode de dimensionnement utilisée (Méthode *f-Chart*)

Le rendement d'un système de production d'eau chaude sanitaire avec stockage peut être évalué grâce à la méthode de calcul du taux de recouvrement de la charge par l'énergie solaire (*fraction solaire f*) dite méthode *f-Chart* [20]. Cette méthode permet de calculer, sur une base mensuelle, la quantité d'énergie fournie par un système de chauffage solaire avec stockage, en fonction des valeurs mensuelles de l'éclairement solaire incident et de la charge de chauffage, en connaissant la température ambiante et la température de l'eau froide.

3.3.1. Calculs préliminaires

3.3.1.1. Estimation de la température d'eau froide

La température de l'eau froide fournie par le réseau de distribution permet de calculer les besoins d'énergie pour chauffer à la température désirée la quantité d'eau chaude voulue.

Un profil sinusoïdal est généré à partir des températures minimale et maximale spécifiées par l'utilisateur, Ainsi, la température moyenne de l'eau froide T_m s'exprime en fonction de la température minimale T_{min} , de la température maximale T_{max} et du numéro du mois M [84] :

$$T_m = \frac{T_{min} + T_{max}}{2} - \left[\frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cdot h \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{M - 2}{12}\right) \right] \quad (3.01)$$

Où : h égal à (+1) en l'hémisphère Nord et (-1) en l'hémisphère Sud.

3.3.1.2. Estimation du volume de stockage

Pour surmonter un ou deux jours non ensoleillés tout en continuant à consommer l'eau chaude provenant de l'énergie solaire, il faut prévoir un volume du réservoir de stockage correspondant à 1.5 ou 2 fois la consommation quotidienne en eau chaude sanitaire.

Pour définir la consommation journalière en eau chaude sanitaire d'une famille, il suffit de calculer la moyenne journalière de plusieurs semaines de références au printemps ou en automne (éviter l'hiver où la consommation est trop élevée et l'été où on consomme moins d'eau chaude).

Il y'a d'autres méthodes théoriques d'estimation de cette consommation, elle sont néanmoins toutes inexactes. En littérature, la consommation journalière en eau chaude (environ 42 °C) par personne peut être divisée en trois catégories :

- Basse consommation : 30 à 40 litres;
- Consommation moyenne : 40 à 70 litres;
- Haute consommation : 70 à 120 litres.

3.3.1.3. Estimation des besoins en chauffage de l'eau

Pour calculer la quantité d'énergie journalière L (en kWh) nécessaires à la production d'eau chaude sanitaire, il faut d'abord connaître les volumes d'eau chaude à produire. La quantité réelle d'énergie nécessaire pour produire l'eau chaude sanitaire est calculée comme étant la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer ce volume d'eau de la température de l'eau froide jusqu'à la température demandée [84], cette énergie est donnée par:

$$L = C_p \cdot \rho \cdot V \cdot (T_w - T_m) \quad (3.02)$$

Où : C_p : Capacité calorifique de l'eau égale à 1.167 Wh/kg°C ou 4190 J/kg°C

ρ : Masse volumique d'eau (1 kg/L);

V : Volume d'eau chaude à soutirer;

T_w : Température d'eau chaude demandée;

T_m : Température d'eau froide.

3.3.1. 4. Estimation de la surface et du nombre des capteurs solaires

La surface des capteurs solaires dépend des besoins d'énergie, du type de système et du type de capteur solaire. Pour la production d'eau chaude sanitaire avec stockage, l'évaluation de la surface des capteurs théoriquement nécessaire [75]; en se basant sur les données de l'éclairement solaire du site, s'obtient comme suit :

$$S_{cap} = \frac{L_{pd}}{EG_{an}^i} \quad (3.03)$$

Où : EG_{an}^i : Energie annuelle reçue par un capteur plan incliné (kWh/m²);

L_{pd} : Besoins en chauffage incluant le degré annuel d'utilisation du système (33 %) et les pertes en circulation, estimées à 20 % [75].

Un tel calcul suppose que cette surface de capteur plan couvre 100 % des besoins en énergie pour l'eau chaude durant toute l'année. Or, en pratique ceci n'est pas possible: une installation de surface calculée répondant au besoin d'une famille dépasse de loin les dimensions durant l'été et le degré de rendement est bien au-dessus du rendement moyen. En hiver par contre, la surface des capteurs ne répond pas au besoin en énergie. Le choix recommandable est la surface optimale qui est donnée; en Europe par la moitié de la surface théoriquement nécessaire [75]. En Algérie, on a constaté que la surface donnée par l'équation (3.04) est recommandable, ce choix est justifié par la quantité d'énergie solaire annuelle, reçue par le territoire national; qui est largement supérieure à celle de l'Europe, notamment au Sud du pays.

$$S_{opt} = S_{cap} / 3 \quad (3.04)$$

Le nombre de capteurs solaires est calculé en fonction de la surface optimale des capteurs proposées, divisée par la surface d'un capteur individuel, arrondie à la valeur entière la plus proche.

3.3.2. Description de la méthode

3.3.2.1. Calcul des variables X et Y

Pour calculer la fraction d'énergie solaire f deux nombres sans dimension X et Y sont définis :

$$X = \frac{A_c \cdot F'_R \cdot U_L \cdot (T_{ref} - \bar{T}_a)}{L} \quad (3.05)$$

$$Y = \frac{A_c \cdot F'_R \cdot (\bar{\tau\alpha}) \cdot EG^i \cdot N_m}{L} \quad (3.06)$$

Où : A_c : Surface des capteurs;

F'_R : Facteur modifié d'évacuation de la chaleur du capteur solaire;

U_L : Coefficient global de pertes thermiques;

T_{ref} : Valeur empirique de référence égale à 100 °C;

\bar{T}_a : Moyenne mensuelle de la température ambiante;

$\bar{\tau\alpha}$: Moyenne mensuelle du produit de la transmissivité et de l'absorptivité du capteur;

EG^i : Energie quotidienne reçue sur le plan des capteurs /m²;

N_m : Nombre de jours dans le mois.

Les équations (3.05) et (3.06) peuvent s'écrire comme suite [20] :

$$X = F_R U_L \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot (T_{ref} - \bar{T}_a) \cdot \frac{A_c}{L} \quad (3.07)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot \frac{(\bar{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} \cdot EG^i \cdot N_m \cdot \frac{A_c}{L} \quad (3.08)$$

Le rapport F'_R / F_R est une fonction du rendement de l'échangeur ε_{ch} donné par :

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c \cdot F_R \cdot U_L}{(\dot{m} \cdot C_p)_c} \right) \left(\frac{(\dot{m} \cdot C_p)_c}{\varepsilon_{ch} \cdot (\dot{m} \cdot C_p)_{min}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.09)$$

Où \dot{m} est le débit du fluide caloporteur et C_p sa capacité calorifique. L'indice c indique du côté du capteur. L'indice min indique minimum des valeurs du côté du capteur et du côté du réservoir de stockage.

Le rapport $(\bar{\tau\alpha})/(\tau\alpha)_n$ représente la propriété $(\tau\alpha)$ rapporté à sa valeur sous incidence normale, elle est donnée par l'équation (3.10).

$$\frac{(\bar{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} = \frac{\bar{S}}{EG^i \cdot (\tau\alpha)_n} \quad (3.10)$$

$F_R U_L$ et $F_R (\tau\alpha)_n$ sont généralement spécifiés par le constructeur, résultats du standard de test sur les capteurs plans, un exemple est celui du standard ASHRAE 93-86 [85] qui donne le standard test à réaliser pour la détermination des performances du capteur thermique. La procédure générale est que les tests se font sous des conditions presque stables et de relever les données nécessaires pour l'analyse. Bien que les détails soient différents, les traits essentiels de toutes les procédures peuvent être résumés par la mesure de la température d'entrée et de sortie du fluide, le débit, la vitesse du vent et l'éclairement par un pyranomètre.

3.3.2.2. Calcul des variables X corrigés

X doit être corrigé à la fois en fonction de la dimension du stockage et de la température de l'eau froide. La méthode *f-Chart* a été développée avec une capacité de stockage standard de 75 litres par m² de capteur solaire. Pour les autres capacités de stockage, X doit être multiplié par un facteur correctif (X_c / X) défini par :

$$\frac{X_c}{X} = \left(\frac{\text{Volume réel de stockage } (V_r)}{\text{Volume standard de stockage } (V_s)} \right)^{-0.25} \quad (3.11)$$

Valable si :

$$0.5 < \frac{V_r}{V_s} < 4 \quad (3.12)$$

Pour prendre en considération les fluctuations de la température de l'eau froide T_m et pour avoir une température de l'eau chaude minimale acceptable T_w (les deux ayant une influence sur la performance du chauffe-eau solaire) X doit être multiplié par un facteur correctif (X_{cc}/X) défini par :

$$\frac{X_{cc}}{X} = \frac{11.6 + (1.18 \cdot T_w) + (3.86 \cdot T_m) - (2.32 \cdot T_a)}{100 - T_a} \quad (3.13)$$

3.3.2.3. Calcul de la fraction solaire f

La fraction f de la charge de chauffage totale mensuelle couverte par le chauffe-eau solaire est donnée en fonction de Y et X corrigé de la manière suivante [20] :

$$f = (1.029 \cdot Y) - (0.065 \cdot X) - (0.245 \cdot Y^2) + (0.0018 \cdot X^2) + (0.0215 \cdot Y^3) \quad (3.14)$$

Il existe certaines limites strictes d'application de cette formule. Cependant, la figure (3.01) montre que la surface décrite par l'équation (3.14) est assez lisse, donc l'extrapolation ne devrait pas être un problème. Si le résultat prédit que f est négatif, une valeur de 0 est utilisée; si f est supérieur à 1, une valeur de 1 est utilisée.

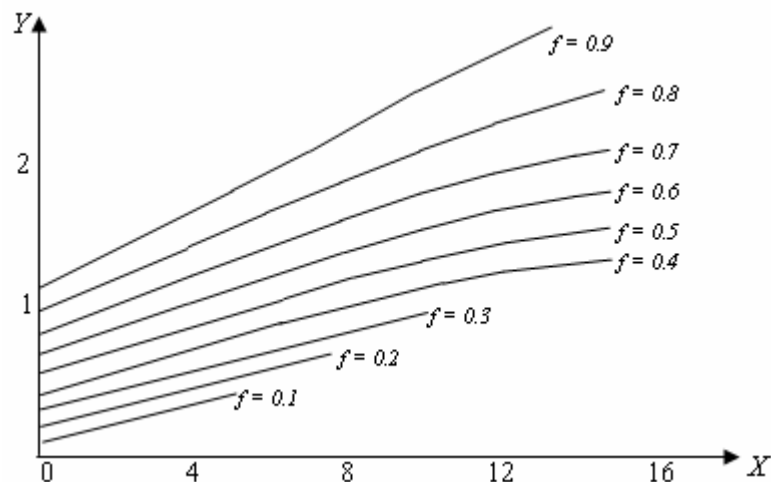


Fig 3.01: f -Chart pour les systèmes utilisant un liquide pour le transfert de la chaleur.

3.3.3. Résultats de la méthode *f-Chart*

3.3.3.1. Calcul de l'apport solaire

L'apport solaire est tout simplement le produit de f obtenu de l'équation (3.14) par le besoin L issue de l'équation (3.02) :

$$fL = f \cdot L \quad (3.15)$$

La production annuelle d'énergie au m^2 est simplement l'énergie fournie par le système divisée par la surface de capteur solaire.

3.3.3.2. Calcul de l'énergie d'appoint

L'appoint est égal à la différence entre le besoin L et l'apport solaire fL de l'équation (3.15) :

$$fP = L - fL \quad (3.16)$$

3.3.3.3. Calcul du taux de recouvrement de la charge annuel

Connaissant L et fL , on peut calculer la fraction annuelle de l'énergie solaire fournie à la charge (taux de recouvrement de la charge annuelle) de la manière suivante :

$$F = \sum_{M=1}^{12} (fL / L) \quad (3.17)$$

3.3.3.4. Calcul du rendement du chauffe-eau solaire

Le rendement du système solaire de production d'eau chaude (CES) est l'énergie fournie divisée par l'ensoleillement incident sur la surface totale des capteurs solaires. On notera qu'il s'agit uniquement du rendement (chaleur produite /solaire incident) du système solaire et que l'on ne tient pas compte de l'énergie électrique consommée par les pompes ou circulateurs. Pour les systèmes de production d'eau chaude, le rendement typique annuel varie de 30 à 50 %, selon, entre autres, les conditions climatiques, la taille du système et la charge de chauffage. En général, plus grand est le taux de recouvrement de la charge (fraction solaire élevée), plus bas sera le rendement du système.

$$\eta_{CES} = \sum_{M=1}^{12} [fL / (EG_{an}^i \cdot S_{opt})] \quad (3.18)$$

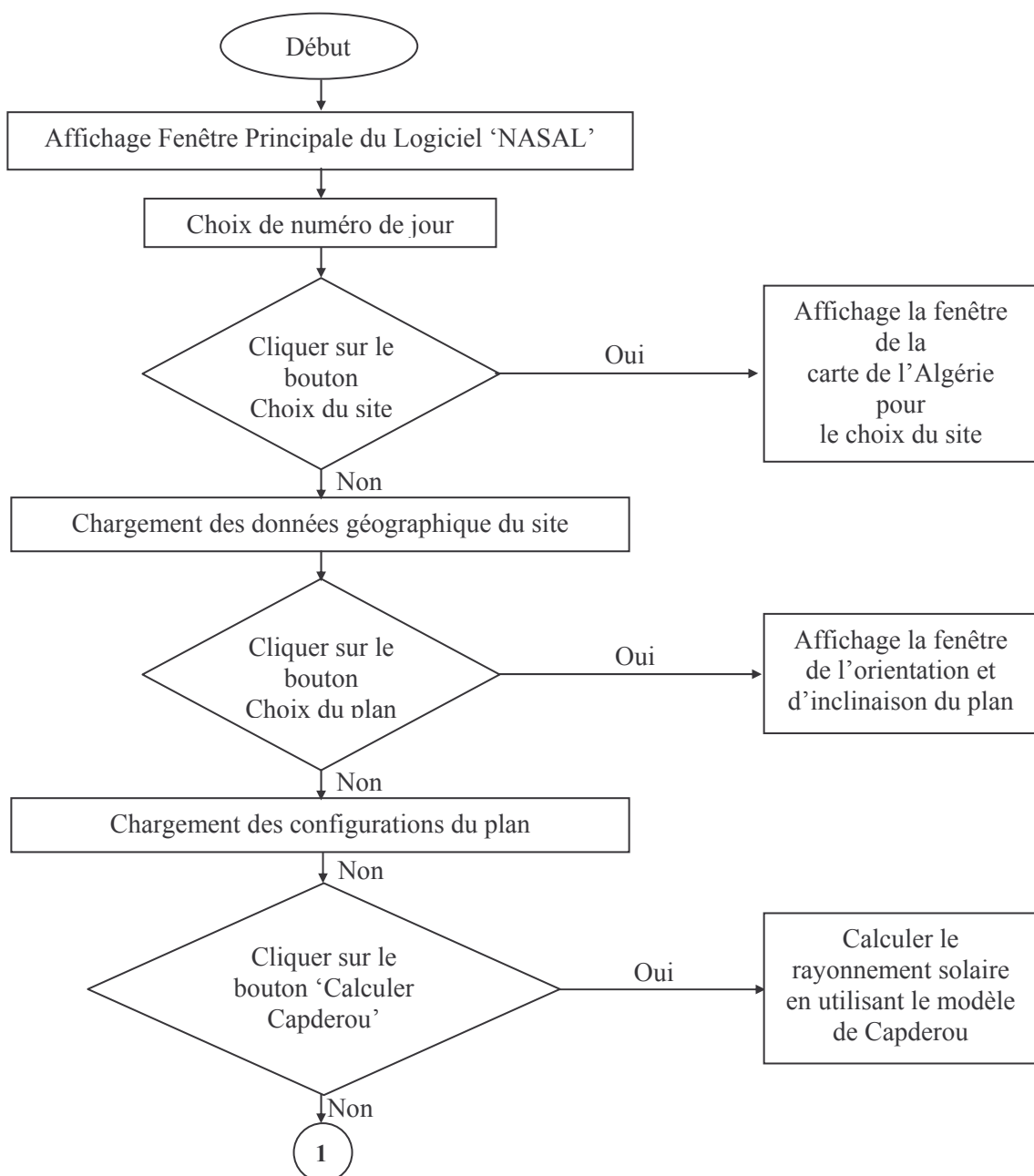
3.4. Réalisation d'un logiciel de dimensionnement des chauffe-eau solaires

3.4.1. Réalisation du logiciel 'NASAL' de calcul de l'éclairement solaire

Dans un chapitre précédent, nous avons réalisé une modélisation sous environnement Matlab de l'éclairement solaire par les deux approches Capderou et r.sun, cette partie est consacrée à la traduction des ces deux modèles sous interface graphique, facilitant l'utilisation et l'exploitation des résultats, nous devons alors, pour cela, utiliser un langage visuel orienté objet, et c'est le logiciel Delphi 5.0 de Borland que nous avons choisi.

3.4.1.1. Organigramme du logiciel 'NASAL 1.0'

L'organigramme général (Fig 3.02) représentant les fonctions du programme est décrit comme suit :



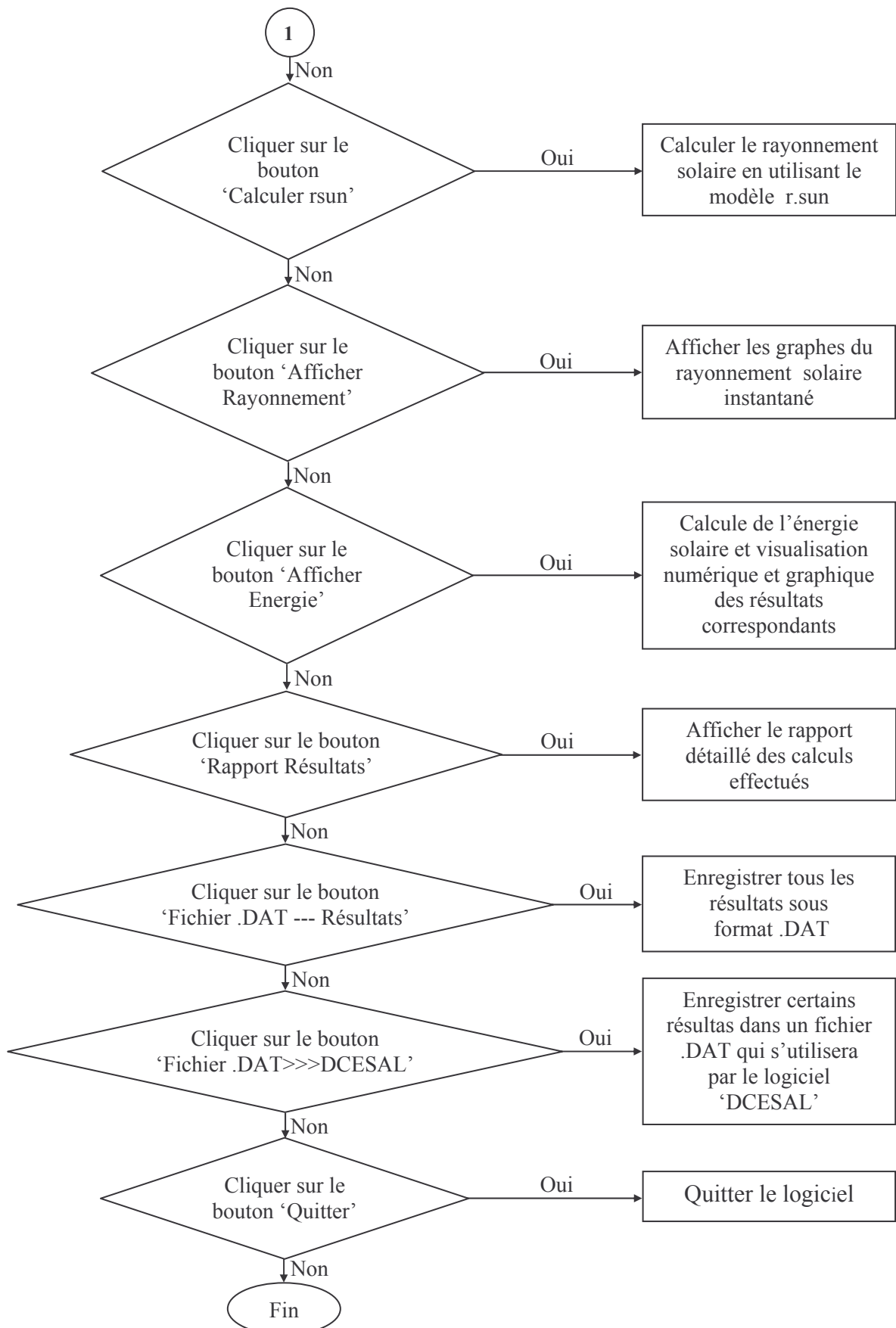


Fig 3.02: Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairage solaire.

3.4.1.2. Présentation du logiciel 'NASAL 1.0'

Le logiciel 'NASAL 1.0' est basé sur la modélisation de l'éclairement solaire incident sur un plan quelconque en utilisant les deux modèles Capderou et r.sun, le logiciel intègre une base de donnée importante du facteur de trouble de Linke pour chaque combinaison latitude, longitude et altitude de l'Algérie, contenant de ce fait plus d'un million de valeurs du facteur T_L .

Pour la présentation du logiciel 'NASAL 1.0', les étapes sont les suivantes :

Après l'exécution du logiciel 'NASAL', la feuille de la figure (3.03) est affichée, cette fenêtre permet de représenter le logiciel en question.



Fig 3.03: Feuille de présentation du logiciel 'NASAL'.

Après la présentation du logiciel 'NASAL', la feuille de la figure (3.04) sera affichée. Depuis cette feuille on peut calculer l'éclairement et l'énergie solaire par les deux modèles Capderou et r.sun pour n'importe quel orientation et inclinaison du plan, en intégrant les données relatives au site (latitude, longitude, altitude et albédo) dans les zones de textes.

Une visualisation numérique et graphique des résultats obtenus par le logiciel est donnée en cliquant sur le bouton et , et en permutant entre les différents onglets de la feuille. Un rapport détaillé des données et des résultats est réalisé, pour l'afficher cliquez sur le bouton .

A la fin de chaque exécution un fichier .DAT contenant un résumé des résultats est créé, il peut être utilisé par d'autres applications ou logiciels. Pour notre cas il suffit de cliquer sur le bouton ; un fichier format DAT est créé automatiquement, ce dernier comportant les données nécessaires pour le fonctionnement et l'exécution du logiciel 'DCESAL'.

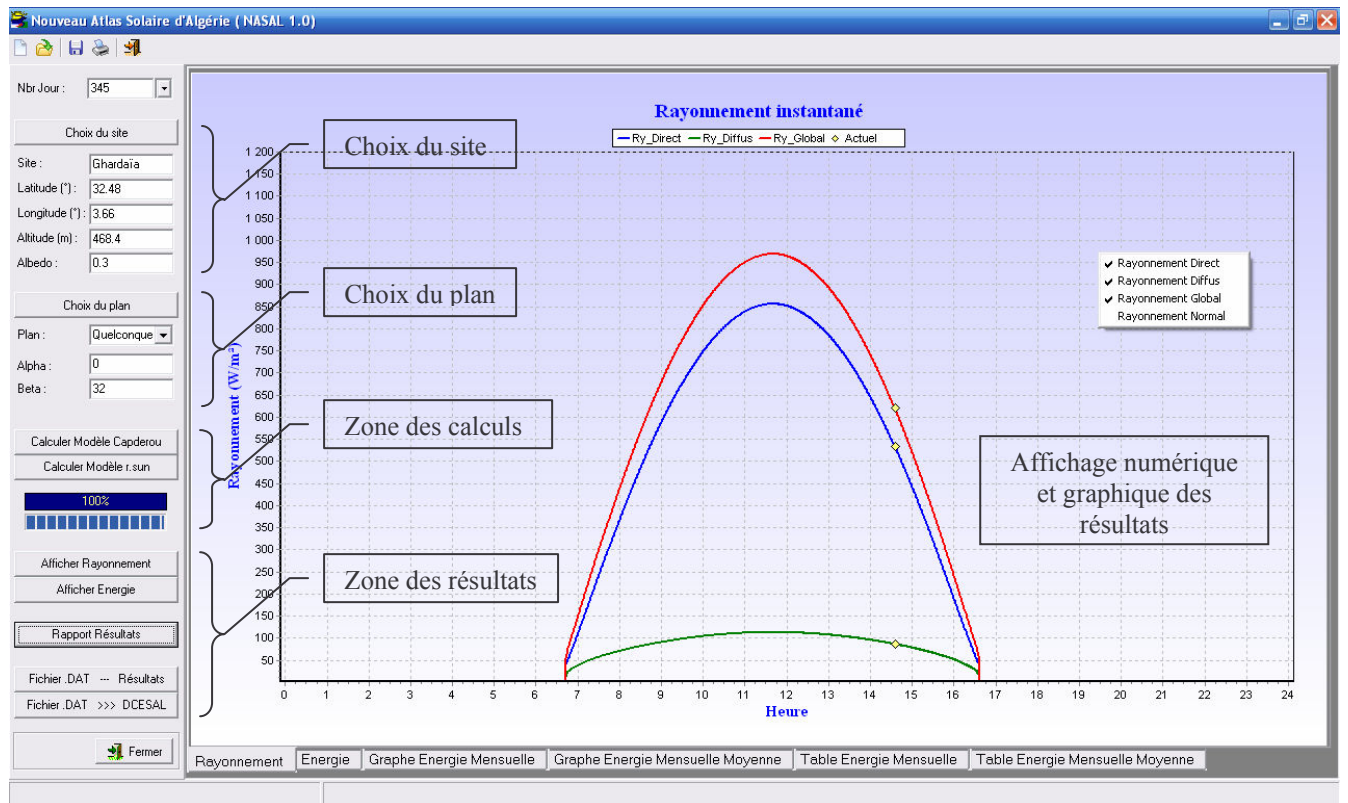


Fig 3.04: Feuille principale du logiciel 'NASAL'.

Si un lieu est défini et ses coordonnées ne sont pas connues, dans ce cas il faut se servir du bouton **Choix du site** qui affichera la feuille de la figure (3.05). Cette feuille permet la sélection de n'importe quel site sur la carte d'Algérie.

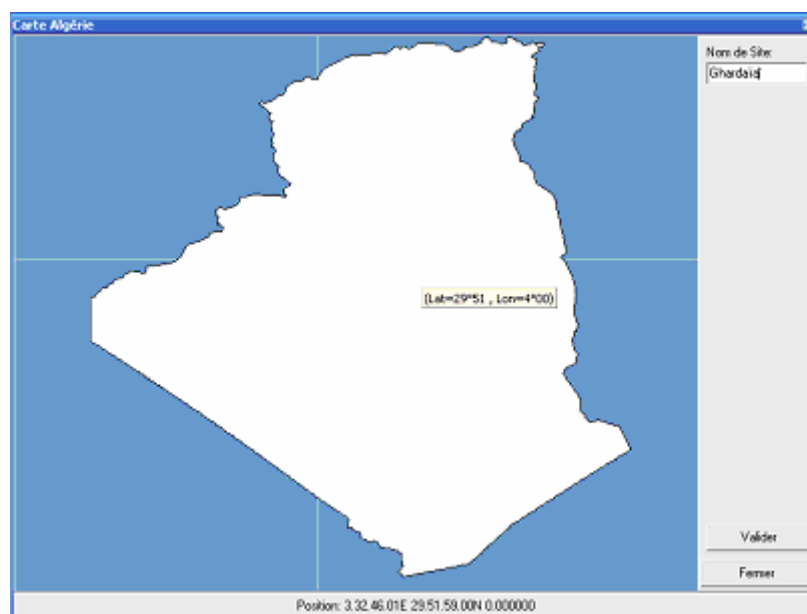



Fig 3.05: Feuille de choix du site du logiciel 'NASAL'.

Et pour choisir un plan bien défini, il suffit de cliquer sur le bouton  qui affichera la feuille de la figure (3.06).

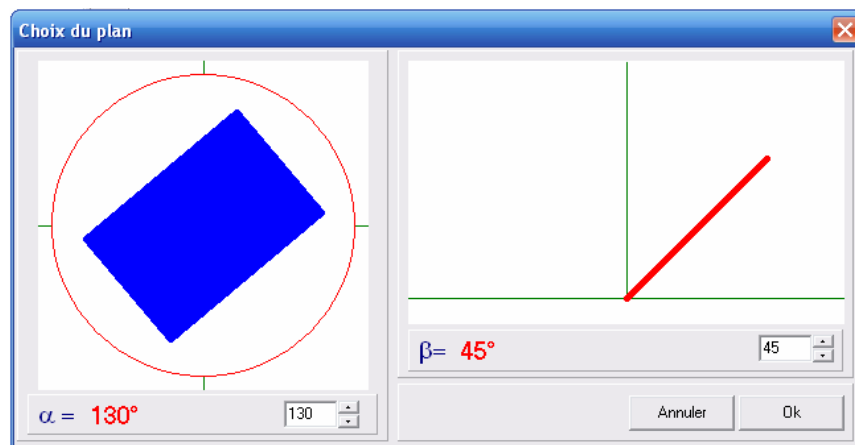


Fig 3.06: Feuille de choix du plan d'incidence du logiciel 'NASAL'.

3.4.2. Réalisation du logiciel 'DCESAL' de dimensionnement des CES

Cette partie est dédiée à la programmation; avec logiciel Delphi 5.0, de la méthode *f-Chart* pour le dimensionnement des chauffe-eau solaires individuels. Dans une phase finale de programmation, nous ajoutons la partie concernant l'évaluation du coût d'un chauffe-eau solaire.

3.4.2.1. Organigramme du logiciel 'DCESAL 1.0'

L'organigramme général (Fig 3.07) représentant les fonctions du logiciel réalisé est décrit de la manière suivante :

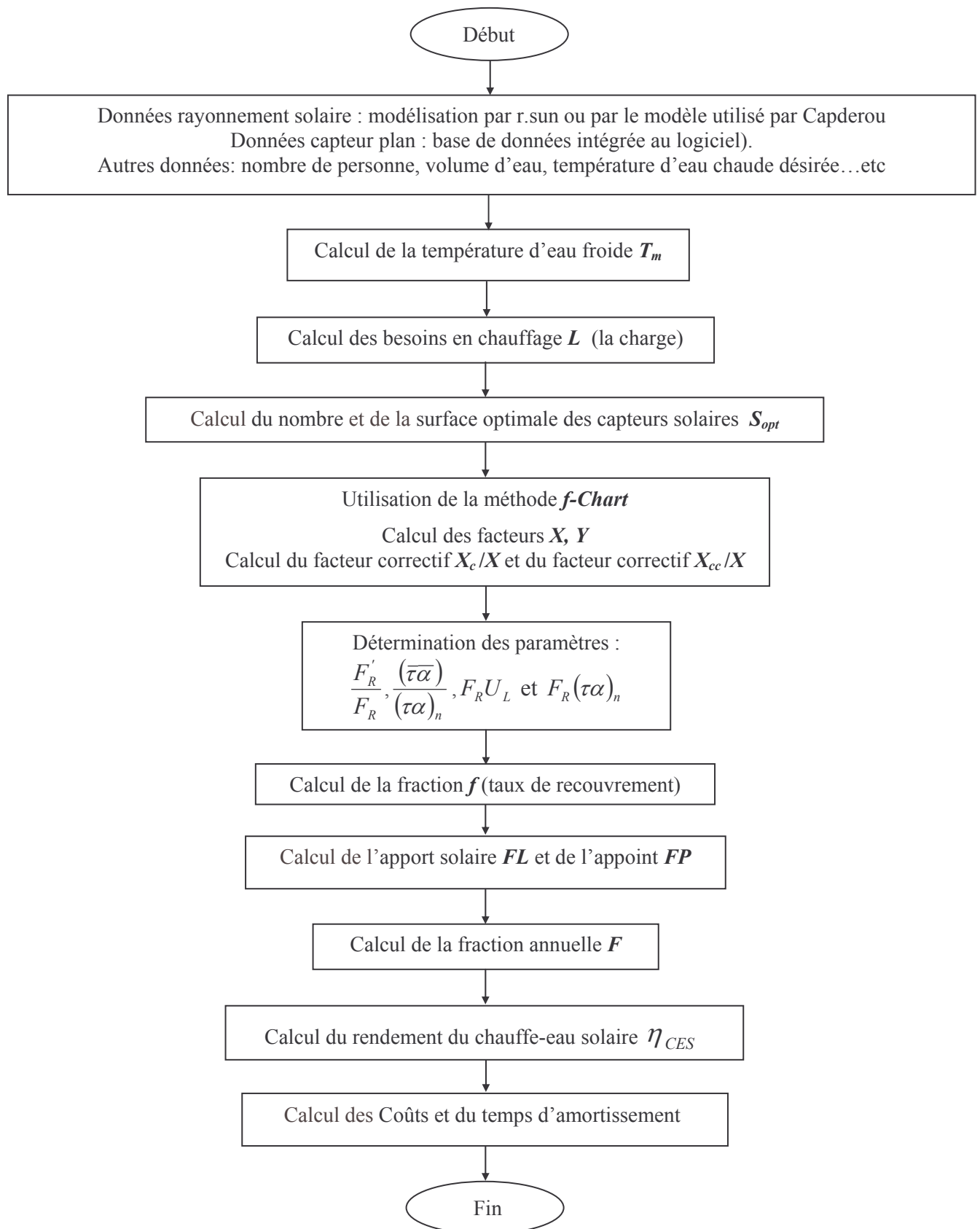


Fig 3.07: Organigramme général du logiciel de dimensionnement.

3.4.2.2. Présentation du logiciel 'DCESAL 1.0'

Basé sur la méthode *f-Chart*, le logiciel 'DCESAL 1.0' permet de faire le dimensionnement des installations de production d'eau chaude individuelles en s'appuyant sur les modèles de Capderou et r.sun pour la modélisation de l'éclairement solaire, et en utilisant la base de données des capteurs plans connus. L'énergie d'appoint est également envisagée et une estimation des coûts et du temps d'amortissement de l'investissement dans ce type d'installation est pris en compte.

Pour le fonctionnement du logiciel 'DCESAL 1.0', la démarche adoptée est la suivante :

- **Feuille de présentation**

La feuille de présentation du logiciel 'DCESAL' est donnée par la figure (3.08) :



Fig 3.08: Feuille de présentation du logiciel 'DCESAL'.

- **Feuille principale**

C'est une feuille de face qui contient une barre de menu et une barre d'outils principale, chaque bouton à une action spécifique (Fig 3.09).

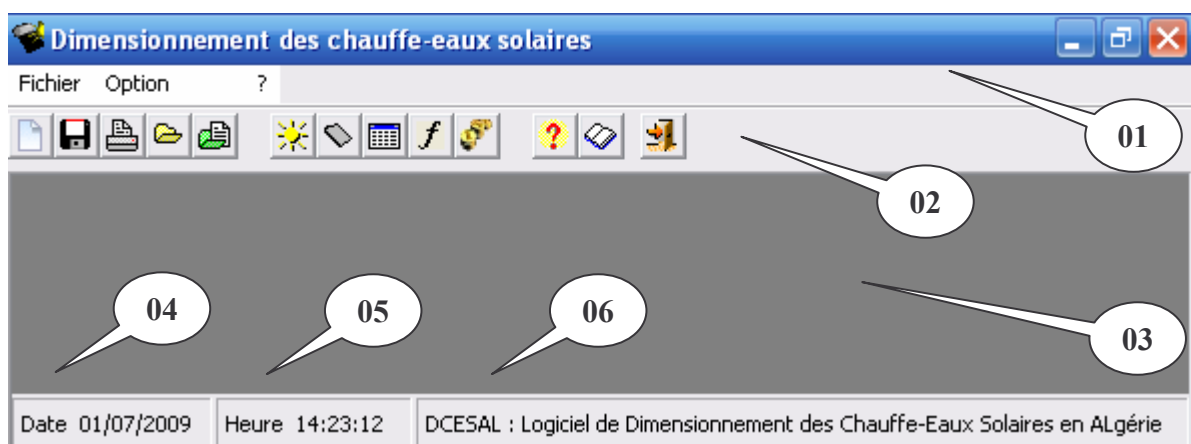








Fig 3.09: Feuille principale du logiciel 'DCESAL'.

01	Menu général de la feuille principale;
02	Outils généraux de la feuille principale;
03	Espace de travail du logiciel;
04	Affichage de la date;
05	Affichage de l'heure;
06	Représentation de l'action en cours.

- **Menu principal du logiciel 'DCESAL'**





Les fonctionnalités du menu de cette feuille sont les suivantes :

- Fonction '**Fichier**' permet de :

Fichier		
	Nouveau	Ctrl+N
	Enregistrer	Ctrl+E
	Imprimer	Ctrl+I
	Ouvrir	Ctrl+O
	Ouvrir Rapport	Ctrl+P
	Quitter	Ctrl+Q





- Ouverture d'un nouveau projet;
- Enregistrement des données;
- Impression des données;
- Ouverture des données;
- Ouvrir des rapports déjà enregistrés;
- Fin d'exécution.

- Fonction '**Option**' permet de :

Option		
	Rayonnement solaire	Ctrl+R
	Base de données capteur plan solaire	Ctrl+C
	Dimensionnement Méthode f-Chart	Ctrl+D
	Coût et Amortissement	Ctrl+A

- Paramètres de l'éclairement solaire;
- Paramètres des capteurs plans (Base de donnée);
- Dimensionnement par la Méthode *f-Chart* ;
- Calcul des coûts et du temps de retour.

- Fonction '?' permet de :

?		
	Aide	F1
	Manuel d'utilisation	F2
	A propos NASAL 1.0	F3
	A propos DCESAL 1.0	F4

- Affichage de la rubrique d'aide du logiciel;
- Manuel d'utilisation du logiciel (Format pdf);
- A propos du logiciel réalisé (NASAL 1.0);
- A propos du logiciel réalisé (DCESAL 1.0).

- **Boutons généraux du logiciel 'DCESAL'**

La barre d'outils principale du logiciel 'DCESAL' est représentée sur la figure (3.10) et les fonctionnalités des boutons de cette barre sont décrites ci-après :

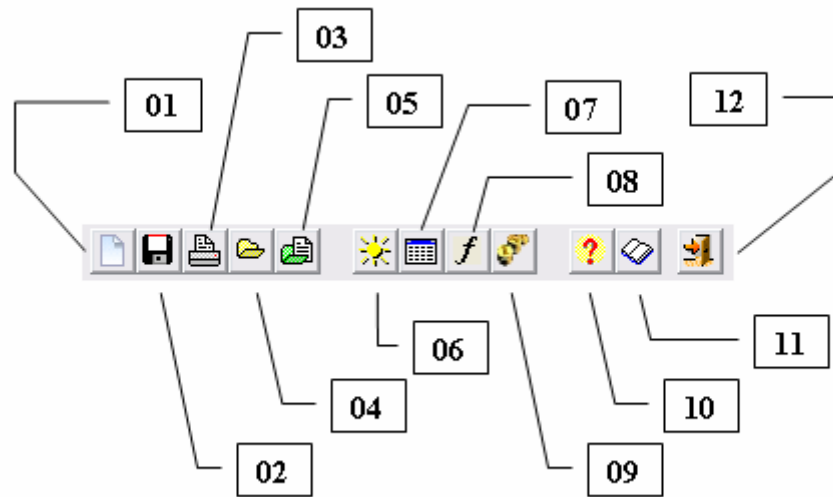













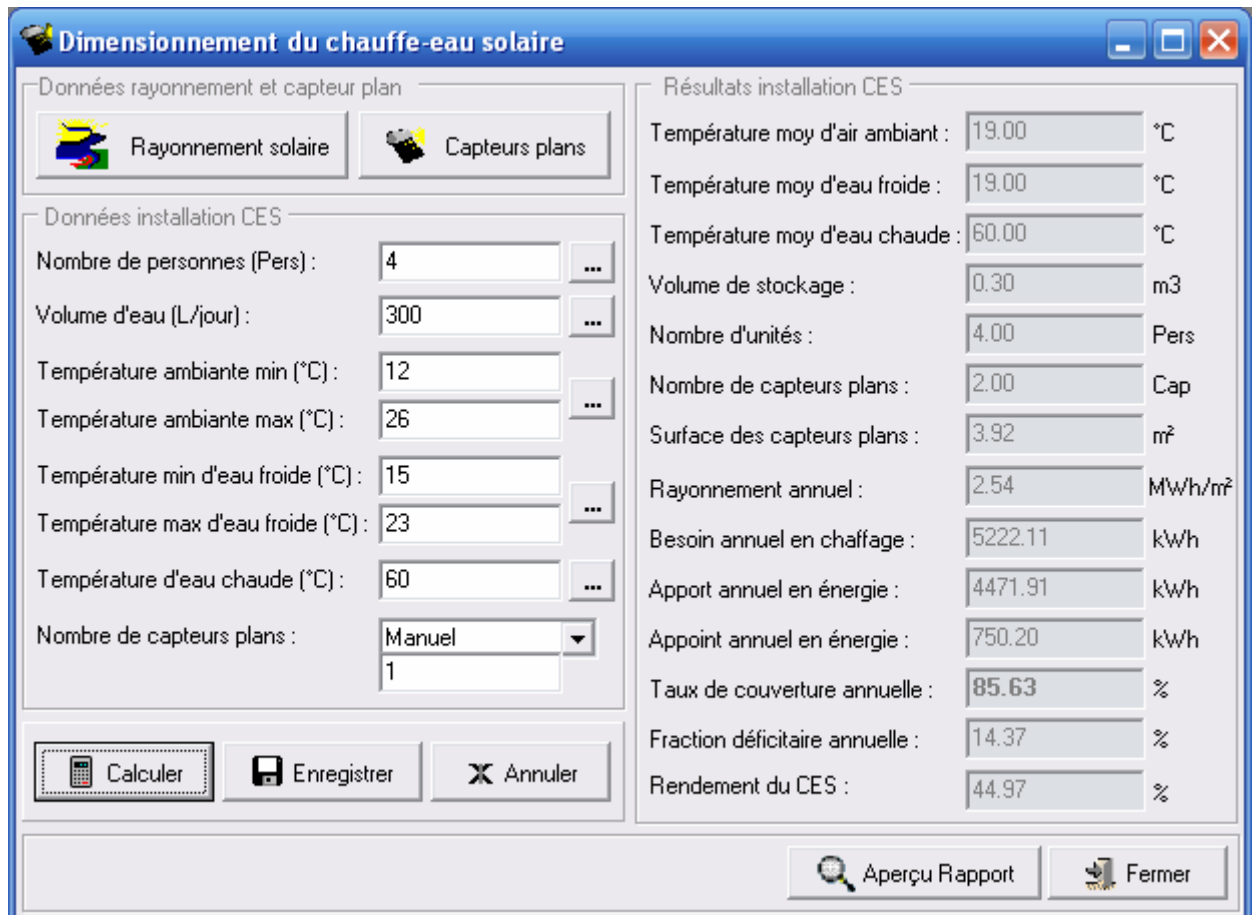


Fig 3.10: Représentation de la barre d'outils principale du logiciel 'DCESAL'.

- Bouton 1 :  permet de faire le dimensionnement d'un nouveau projet;
- Bouton 2 :  permet de charger la feuille d'enregistrement des données;
- Bouton 3 :  permet le chargement de la feuille d'impression et de configuration des imprimantes;
- Bouton 4 :  permet d'aller à la feuille 'Ouvrir';
- Bouton 5 :  permet d'ouvrir des rapports déjà enregistrés;
- Bouton 6 :  permet d'afficher la feuille des données de l'éclairement solaire chargées à partir du Fichier .DAT créé par le logiciel 'NASAL';
- Bouton 7 :  permet d'afficher et d'accéder à la base de données des capteurs plans solaires intégrée au logiciel;
- Bouton 8 :  permet d'afficher la feuille de dimensionnement des chauffe-eau solaires en Algérie utilisant la méthode *f-Chart*;
- Bouton 9 :  permet d'afficher la feuille d'évaluation des coûts et d'estimation du temps d'amortissement de l'investissement de l'installation à chauffe-eau solaire dimensionnée;
- Bouton 10 :  permet de consulter la rubrique d'aide du logiciel;
- Bouton 11 :  permet de consulter le fichier pdf du manuel d'utilisation du logiciel 'DCESAL';
- Bouton 12 :  permet de quitter le logiciel.

- **Feuille de dimensionnement**

La fenêtre de la figure 3.11 permet de faire le dimensionnement des chauffe-eau solaires individuels en Algérie, la feuille est accessible à partir de la fonction ‘Option’ de la barre du menu ou par clique sur l’icône  de la barre d’outil, de la feuille principale.




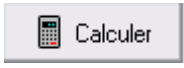
Données rayonnement et capteur plan		Résultats installation CES	
Rayonnement solaire	Capteurs plans	Température moy d'air ambiant :	19.00 °C
Données installation CES		Température moy d'eau froide :	19.00 °C
Nombre de personnes (Pers) :	4	Température moy d'eau chaude :	60.00 °C
Volume d'eau (L/jour) :	300	Volume de stockage :	0.30 m3
Température ambiante min (°C) :	12	Nombre d'unités :	4.00 Pers
Température ambiante max (°C) :	26	Nombre de capteurs plans :	2.00 Cap
Température min d'eau froide (°C) :	15	Surface des capteurs plans :	3.92 m²
Température max d'eau froide (°C) :	23	Rayonnement annuel :	2.54 MWh/m²
Température d'eau chaude (°C) :	60	Besoin annuel en chauffage :	5222.11 kWh
Nombre de capteurs plans :	Manuel 1	Apport annuel en énergie :	4471.91 kWh
Boutons: Calculer, Enregistrer, Annuler		Appoint annuel en énergie :	750.20 kWh
		Taux de couverture annuelle :	85.63 %
		Fraction déficitaire annuelle :	14.37 %
		Rendement du CES :	44.97 %
		Boutons: Aperçu Rapport, Fermer	


Fig 3.11: Feuille de dimensionnement des chauffe-eau solaires du logiciel ‘DCESAL’.

Pour réaliser le dimensionnement d’une installation, il faut procéder de la manière suivante :

- Charger les données géographiques du site et éventuellement les données de l’éclairement et de l’énergie solaire à partir en cliquant sur le bouton 

- Cliquez sur le bouton  qui vous permettra de définir un type de capteur plan, soit existant sur la base de données ou que vous ajoutiez.

- En fin saisir les paramètres nécessaires pour le dimensionnement dans les zones de textes (température ambiante, eau froide et eau chaude) et cliquez sur le bouton . Les résultats seront affichés

aussitôt (températures, nombre et surface de capteurs, besoin, apport, appoint et taux de couverture...etc.). Le bouton  vous permet d'enregistrer les entrées/sorties.

La partie résultats comprend 4 onglets :


- Onglet pour les résultats numérique (Table);
- Onglet pour les graphes de la température ambiante et la température d'eau froide;
- Onglet pour l'affichage graphique de la production annuelle et de l'appoint;
- Onglet pour l'affichage de la proportion annuelle.


Le bouton  permet l'affichage du rapport global établi par le logiciel.

- **Feuille 'Eclairement solaire'**

La figure 3.12 illustre les données et les graphes de l'éclairement solaire correspondant à un site bien défini, chargés à partir du fichier .DAT créé par le logiciel 'NASAL'. Les données de l'énergie solaire mensuelle moyenne (jour type) sont ainsi affichées. On peut remarquer pour cet exemple que le mois de décembre est le plus défavorable pour le site de Ghardaïa (6518 Wh/m²/jour).

Pour afficher les graphes de l'énergie solaire correspondant il suffit de cliquer sur le bouton

 Graphe énergie

. Enfin pour le bon fonctionnement du logiciel DCESAL il faudra valider le choix du site et de ces données, en cliquant sur le bouton 

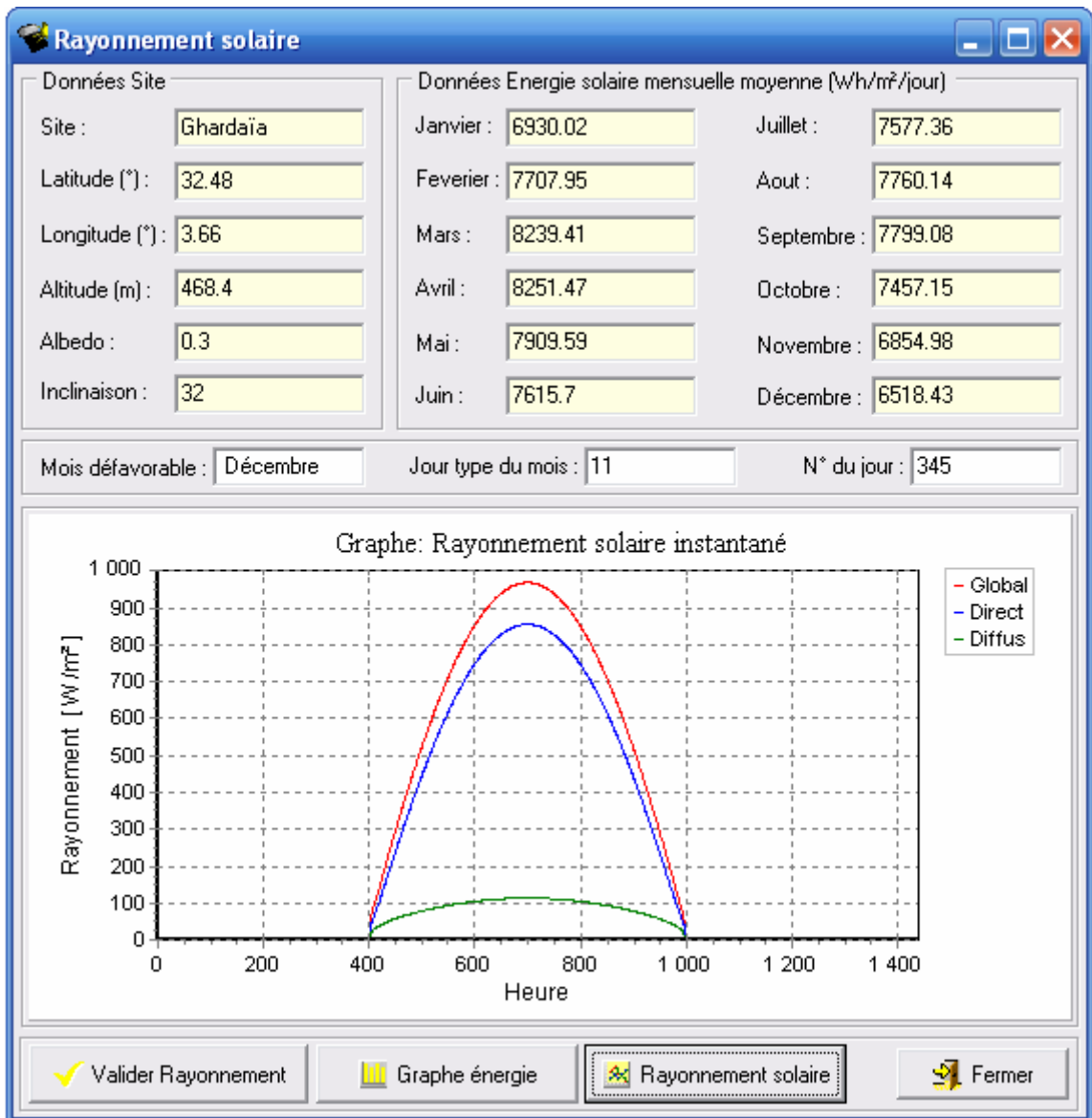



Fig 3.12: Feuille des données de l'éclairement et de l'énergie solaire du logiciel 'DCESAL'.

• Feuille 'Base de données des capteurs plans solaires'

La feuille de la figure 3.13 permet de définir les paramètres $\frac{F'_R}{F_R}, \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n}, F_R U_L$ et $F_R (\tau\alpha)_n$ d'un capteur plan choisi à partir de la base de donnée, cette dernière est conçue d'une manière ouverte de telle sorte qu'on peut ajouter, modifier ou supprimer des capteurs plans. On effectuant l'une des opérations précédentes, un enregistrement de données est nécessaire, ceci est valable en cliquant sur le bouton  Enregistrer

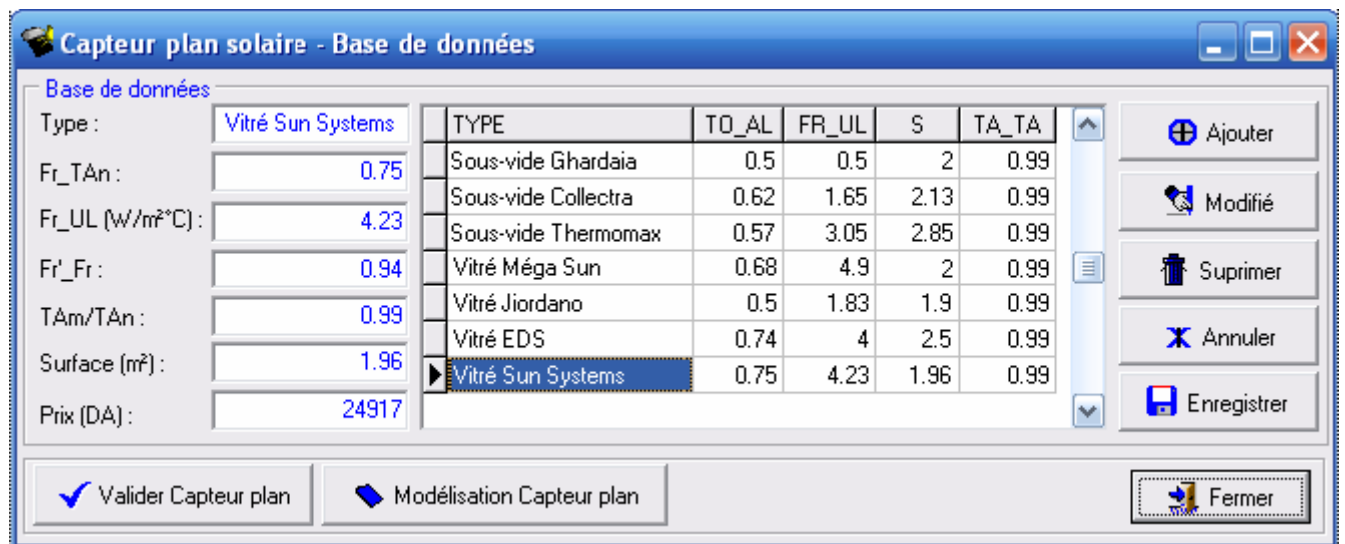


Fig 3.13: Feuille de la base de données des capteurs plans solaires du logiciel 'DCECAL'.

- **Feuille d'évaluation des coûts et du temps d'amortissement**

Cette feuille (Fig 3.14) permet de faire l'étude économique d'une installation à chauffe-eau solaire (thermosiphon ou avec régulation), en insérant; dans les zones de textes, les prix unitaires des composants du chauffe-eau tel que: le prix du capteur plan, du ballon, de la tuyauteries, de la pompe et de l'échangeur de chaleur. Les coûts d'aides et de maintenances sur la durée de vie de l'installation peuvent être également inclus.

Les agents énergétiques les plus utilisés pour le chauffage en Algérie sont essentiellement le gaz naturel et l'électricité, pour cela le coût global calculé est rapporté au coût d'un chauffe-eau à gaz naturel et à celui d'un chauffe-eau électrique dans le but de faire une comparaison entre les différents types de chauffe-eau et d'en déduire la rentabilité du système.

Les graphes illustrant l'amortissement du projet par rapport au gaz naturel et à l'électricité seront visualisés en permutant entre les onglets de cette feuille.

Coût du CES et temps d'amortissement

Analyse des coûts | Amortissement du projet : Appoint Electricité | Amortissement du projet : Appoint Gaz naturel

Données Coûts :

Prix du capteur solaire [DA/m²] :	12713	Régulateur ou controleur [DA] :	10246
Prix de la cuve de stockage [DA/L] :	74	Autres Coûts [DA] :	10000
Prix de la tuyauterie [DA/m] :	615	Encouragements [%] :	0
Prix de la pompe [DA/W] :	1161	Prix unitaire gaz naturel [DA/kWh] :	32.4
Prix de l'échangeur [DA/kW] :	888	Prix unitaire électricité [DA/kWh] :	4.18

Durée de vie du projet : 25 an

Résultat Prix Dinar [DA] [valeur] Calculer

Estimation Coûts :

Prix - Capteurs plans solaires :	49835.0	Prix annuel - Appoint Gaz naturel :	2090.9
Prix - Cuve de stockage :	22200.0	Prix annuel - Appoint électricité :	3135.8
Prix - Groupe de transfert :	81049.6	Prix annuel - Chauffe-eau à gaz :	14554.5
Prix net - Chauffe-eau solaire :	153084.6	Prix annuel - Chauffe-eau électrique :	21828.4
Prix - CES+ Autres Coûts :	163084.6	Economie annuel - par rappot au gaz :	12463.7
Prix total - Chauffe-eau solaire :	163084.6	Economie annuel - par rappot à l'électricité :	18692.6

Amortissement du projet - par rappot au chauffe-eau à gaz : 11.5 an

Amortissement du projet - par rappot au chauffe-eau électrique : 7.5 an

Fermer

Fig 3.14: Feuille d'évaluation des coûts et du temps d'amortissement du logiciel 'DCESAL'.

• Feuille 'Ouvrir'

Dans cette fenêtre (Fig 3.15); l'utilisateur a le choix d'ouvrir soit un rapport déjà enregistré ou d'ouvrir le fichier concernant les données d'entrées d'un projet a dimensionné.

Ouvrir

Ouvrir un rapport

Ouvrir Fichier des entrées

Ok

Fermer

Fig 3.15: Feuille 'Ouvrir' du logiciel 'DCESAL'.

• Feuille 'Rapport'

Le rapport (Fig 3.16); est une feuille de format A4 représentant les paramètres d'entrées et les résultats du calcul obtenus, ainsi que les graphes de la production et la proportion annuelle d'énergie.

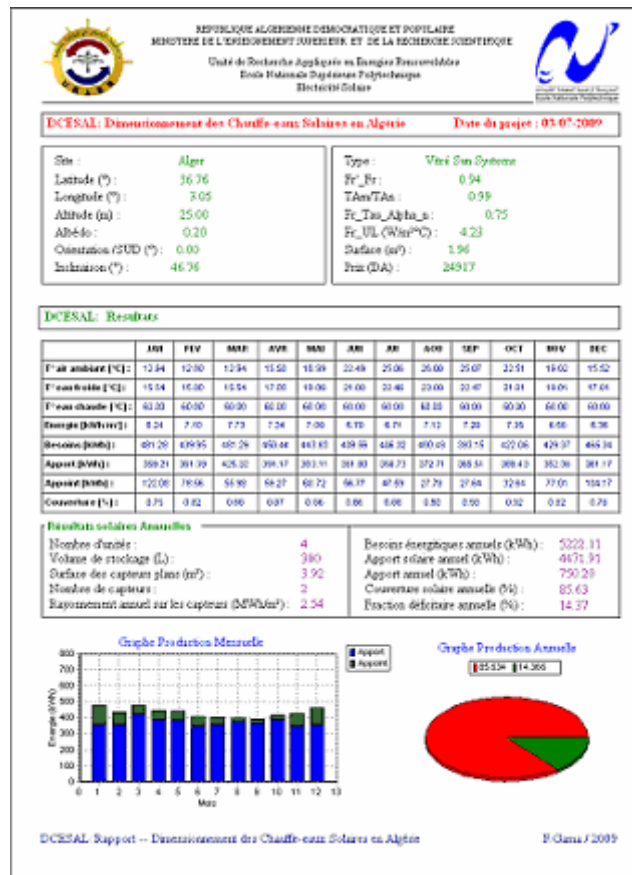


Fig 3.16: Représentation du rapport global du logiciel 'DCESAL'.

3.5. Tests établis et discussions des résultats

Dans cette section de tests du logiciel 'DCESAL' solidaire du logiciel 'NASAL' permettant de réaliser un dimensionnement optimal d'une installation à chauffe-eau solaire individuel en Algérie, les feuilles (1) et (2) sont utilisées conjointement à la feuille (3) pour calculer la charge énergétique et l'énergie fournie par le système de chauffage solaire, la feuille (4) permet de faire l'analyse des coûts.

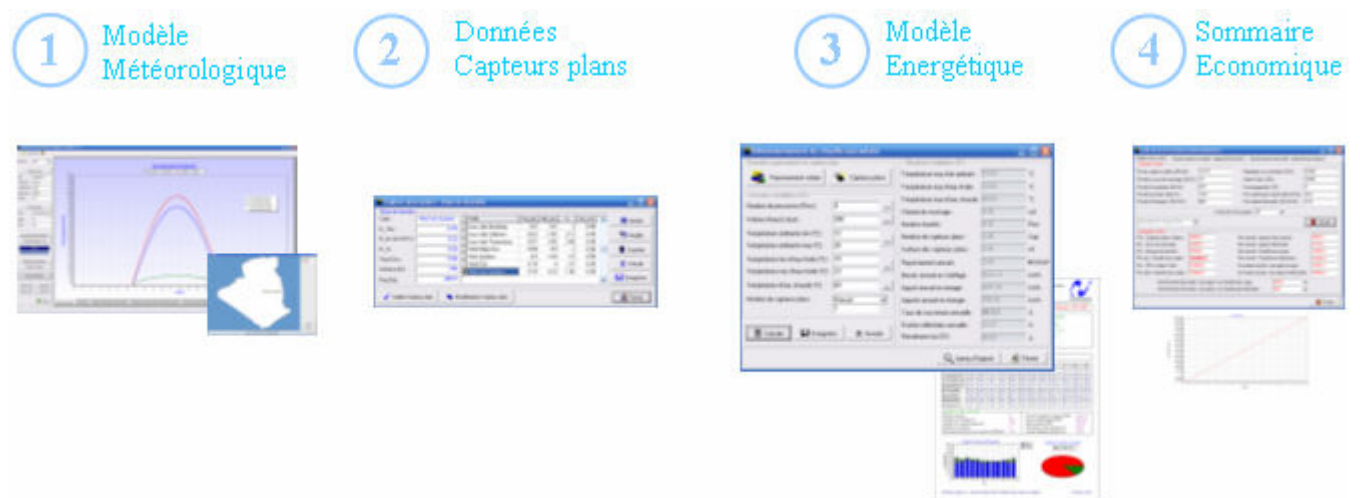


Fig 3.17: Représentation des étapes de réalisation des tests du logiciel 'DCESAL'.

3.5.1. Tests réalisés et interprétation des résultats obtenus

Supposant qu'on va dimensionner un chauffe-eau solaire individuel par le logiciel 'DCESAL' en prenant; par exemple, le cas d'une famille de 4 personnes résidante à Alger, et qui possède une cuve de stockage de 300 litres; soit une consommation de 75 L/per/jour. La température d'eau chaude souhaitée est de 60 °C, le capteur plan choisit est un capteur vitré du type 'Sun Systems'. Avec 2 capteurs plans de ce type, les résultats obtenus; tel que donnés par le logiciel, concernant l'énergie solaire fournie et l'apport solaire sont les suivants :

	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUL	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
T° air ambiant [°C] :	12.94	12.00	12.94	15.50	18.99	22.49	25.06	26.00	25.07	22.51	19.02	15.52
T° eau froide [°C] :	15.54	15.00	15.54	17.00	19.00	21.00	22.46	23.00	22.47	21.01	19.01	17.01
T° eau chaude [°C] :	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Energie [kWh/m²] :	6.24	7.10	7.73	7.34	7.00	6.70	6.71	7.13	7.20	7.35	6.56	6.36
Besoins [kWh] :	481.29	439.95	481.29	450.44	443.83	408.56	406.32	400.49	393.15	422.06	429.37	465.34
Apport [kWh] :	359.21	381.39	425.32	391.17	383.11	351.80	358.73	372.71	385.51	389.43	352.36	361.17
Appoint [kWh] :	122.08	78.56	55.98	59.27	60.72	56.77	47.59	27.78	27.64	32.64	77.01	104.17
Couverture [%] :	0.75	0.82	0.88	0.87	0.86	0.86	0.88	0.93	0.93	0.92	0.82	0.78

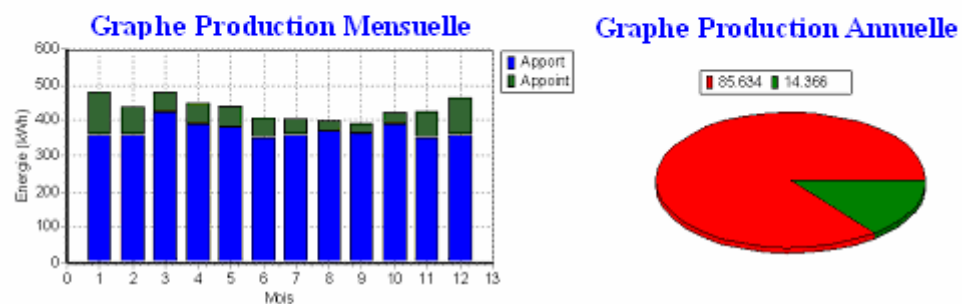


Fig 3.18: Résultats obtenus pour le dimensionnement d'un CESI réalisé par DCESAL (ville d'Alger).

Par la suite nous allons réaliser différentes séries de tests en faisant varier plusieurs paramètres d'entrées, les résultats obtenus sont rapportés sur des tableaux et les sites concernés sont indiqués sur la table ci-après :

Ville	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Albédo
Alger	36.76 N	3.05 E	25	0.2
Batna	35.55 N	6.17 E	1052	0.25
Ghardaïa	32.48 N	3.66 E	468.4	0.3
Adrar	27.9 N	0.28 - E	264	0.35
Tamanrasset	22.78 N	5.52 E	1378	0.3

Tableau 3.01: Liste des sites Algérien utilisés pour les tests.

3.5.1.1. Tests sur le modèle de calcul de l'éclairement solaire

Maintenant nous allons faire des tests; en calculant l'éclairement solaire par les deux modèles Capderou et r.sun, pour cela on va prendre l'exemple d'une famille de 4 personnes avec un ballon de stockage de 300 litres, la température d'eau chaude demandée est de 60 °C, le capteur plan choisit est le

capteur vitré de Sun Systems. Pour les différentes villes citées précédemment, on a obtenus les résultats illustrés sur le tableau 3.02.

Pour l'ensemble des tests du tableau, on remarque que les valeurs des apports solaires calculées par le modèle Capderou sont clairement supérieures aux valeurs calculées par le modèle r.sun pour toutes les villes choisies. Ceci est justifié par la valeur de l'éclairement annuel reçu sur le plan des capteurs, qui est nettement supérieure pour Capderou que pour r.sun, et qui est due bien évidemment à la surestimation de l'éclairement solaire global dans le modèle Capderou, que ce soit pour une incidence sur un plan horizontal ou incliné (voir Chapitre 4). Cette surestimation s'est répercutée directement sur la valeur de l'apport solaire, qui peut devenir importante dans certains cas (exemple: Tamanrasset – plan horizontal et Batna – inclinaison à la latitude). Cette surestimation influe également sur le nombre de capteurs plans comme pour le cas de Ghardaïa et Tamanrasset (1 seul capteur plan pour Capderou contre 2 capteur pour r.sun), ceci conduit à un sous dimensionnement de l'installation et donc un déficit dans la couverture des besoins.

3.5.1.2. Tests sur l'angle d'inclinaison des capteurs

Afin de déterminer l'inclinaison optimale des capteurs plans qui permet de collecter un maximum d'énergie solaire, nous allons calculer l'énergie fournie et l'apport solaire en utilisant le modèle de calcul de l'éclairement solaire r.sun et en faisant varier l'angle d'inclinaison des capteurs. Les résultats obtenus sont rapportés sur le tableau 3.03.

Sur les résultats du tableau 3.03 on peut dire; qu'en général, il serait mieux d'incliner les capteurs plans selon une inclinaison égal à latitude $+10^\circ$, puisque la couverture solaire est plus intéressante. Cependant, on remarque que l'effet de cette inclinaison ne diffère peu d'une inclinaison à la latitude du lieu et peut parfois être non recommandable (cas d'Alger). En recherchant bien une explication, on trouve que l'apport solaire est un apport annuel, il est calculé à partir de la valeur de l'éclairement annuel reçu sur les capteurs. Et comme l'on peut voir sur la figure (2.38), cette valeur est grande pour une inclinaison 'latitude $+10^\circ$ ' en hiver et petite en été, et elle est en cas inverse pour une inclinaison à la latitude, les moyennes sur l'année seront donc très proches. Or que en projet de CES on cherche toujours un maximum d'énergie en hiver où les besoins en chauffage augmentent. Pour cela nous avons dressé le tableau 3.04, où on a calculé l'éclairement solaire reçu sur les capteurs pour la période d'hiver et la période d'été séparément, puis on a estimé l'apport solaire hivernal pour les trois inclinaisons (horizontal, Lat et Lat $+10^\circ$). Sur ce tableau on voit clairement que la couverture pour une inclinaison à Lat $+10^\circ$ est plus importante pour toutes les villes incluant Alger, à cet effet 'Lat $+10^\circ$ ' sera l'inclinaison la plus optimale.

Sur les résultats du tableau 3.04 on remarque; qu'avec 2 capteurs plans vitrés du type 'Sun Systems', la fraction solaire hivernale (le taux de recouvrement de la charge par énergie solaire) est plus importante au Sud de l'Algérie avec 49 % pour Tamanrasset, 48 % pour Adrar et 46 % pour Ghardaïa. Elle est également intéressante au Nord du pays et dans la région des hauts plateaux avec 42% pour Alger et Batna.

3.5.1.3. Tests sur le nombre d'unités (personnes)

Maintenant nous allons prendre l'exemple de plusieurs familles habitants à Alger et à Ghardaïa, en utilisant le modèle de calcul de l'éclairement solaire *r.sun* avec une inclinaison égal à la latitude du lieu +10°. La consommation est de 75 L/per/jour et la température d'eau chaude est inchangée. Les résultats trouvés sont résumés sur le tableau 3.05.

En considérant une consommation de 75 L/per/jour, le volume de stockage ainsi que les besoins en chauffages augmentent avec l'augmentation du nombre d'unités, ce dernier est inversement proportionnel à la couverture solaire, qui passe de 86 % pour 4 personnes à 72 % pour le double d'unités, avec 1 capteur plan en plus (Alger par exemple).

3.5.1.4. Tests sur le volume de stockage

Cette fois le paramètre variable sera la capacité de la cuve stockage; pour cela, nous avons effectué le dimensionnement du chauffe-eau en prenant la cas d'une famille de 4 personnes à faible consommation (35 L/j), moyenne consommation (55 L/j), forte consommation (95 L/j) et très haute consommation (140 L/j). Le modèle de calcul de l'éclairement solaire étant le modèle *r.sun* avec une inclinaison des capteurs plans égal à la latitude du lieu +10°. Les résultats de ces tests sont regroupés sur le tableau 3.06.

L'augmentation du volume de stockage conduit automatiquement à une augmentation des besoins et bien évidemment à un surplus de capteurs plans pour couvrir ces besoins. La fraction solaire diminuera à cet effet. Sur ces résultats nous remarquons très bien qu'il existe une grande différence entre les familles à moyenne et les familles à haute consommation, nous passons d'un seul à trois capteurs pour un peu près le même taux de couverture, ce nombre de capteurs important se reflètera sur la surface où seront placés les capteurs et le coût total de l'installation. On peut dire également que ce mode de vie (gaspillage d'utilisation de l'eau chaude) influe directement sur l'environnement.

3.5.1.5. Tests sur la température d'eau chaude

Afin de connaître l'influence de la température d'eau chaude demandée sur la couverture solaire, nous avons effectués ces tests avec des températures de 40, 50 et 60 °C d'eau chaude pour un volume de 300 L. Les résultats sont indiqués sur le tableau 3.07.

Sur les résultats du tableau 3.07, il apparaît clairement que, plus la température d'eau chaude demandée augmente, plus la couverture solaire diminue et le nombre de capteurs plans nécessaires augmentent (voir test 47 et 50), pour cela il faut bien choisir une température convenable d'eau chaude.

En terme général, on peut dire que pour une famille de quatre personnes habitant un pays méditerranéen (Nord de l'Algérie par exemple), 4 m² de surface des capteurs suffissent pour couvrir presque la totalité de la consommation d'énergie pour l'eau chaude, au Sud de l'Algérie cette couverture devient encore plus importante. A noter; que pour le logiciel 'DCESAL', la couverture solaire calculée est directement liée aux valeurs d'entrées de la température ambiante et de la température d'eau froide maximales et minimales saisies par l'utilisateur.

3.5.1.6. Tests sur différents types de capteurs plans

Maintenant nous allons nous servir de la base de donnée des capteurs solaires du logiciel 'DCESAL' afin d'effectuer des tests sur les différents types de capteurs plans et sous vides. Pour une famille de 4 personnes, un volume de 300 L et une température d'eau chaude de 60 °C, on recueille les résultats du tableau 3.08.

Les besoins énergétiques annuels d'une telle famille s'élèvent à 5.2 MWh à Alger et à 4.4 MWh à Ghardaïa, l'éclairement annuel reçu sur le plan des capteurs (en MWh/m²) est de 2.54 à Alger et 2.57 à Ghardaïa.

Concernant le type de capteur, nous avons utilisé des capteurs vitrés et d'autres sous vides, on a constaté; que les capteurs plans avec vitrage donnent de bons résultats. Le capteur vitrés de 'Sun Systems' et celui de l'EDS offrent un rapport rendement - prix recommandable.

On a constaté également que les capteurs sous vides; qui présentent de bonnes performances, donnent de plus haut rendement mais sous certaines conditions :

Prenant l'exemple de la famille précédente habitant à Ghardaïa: avec 1 capteurs vitrés elle arrive à couvrir ces besoins à 58.29 % en énergie solaire, si elle utilise le capteurs sous vide de 'Thermomax' elle gagnera encore plus (couverture de 62.82 %), tandis qu'avec le capteur sous vide de 'Collectra' elle ne gagnera presque rien (58.89 %). Ceci est dû au faite que les paramètres $F_R(\tau\alpha)_n$ et $F_R U_L$ de chaque capteur ne sont pas égaux, le coefficient $F_R(\tau\alpha)_n$ est très sensible, une légère variation entraîne un grand écart des résultats (0.57 pour Thermomax) et (0.62 pour Collectra), un $F_R(\tau\alpha)_n$ au dessous de 0.6 présente un capteur sous vide très performant, la même chose pour le paramètres $F_R U_L$ qui influe également sur le rendement (3.05 W/m²/°C pour Thermomax) et (1.65 W/m²/°C pour Collectra). Les résultats trouvés prouvent que le capteur solaire sous vide 'Solamax AST20' de Thermomax est très rentable, mais on est toujours confronté au compromis qualité - prix.

Test N°	Site	Model-Ray	Inclinaison (°)	Nbr capteurs plans	Surface des capteurs (m ²)	Eclairage annuel sur les capteurs (MWh/m ²)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Appoint annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Fraction déficitaire annuelle (%)
1	Alger	rsun	Horizontal	2	3.92	2.14	5222.11	3760.94	1461.18	72.02	27.98
2	Alger	Capderou	Horizontal	2	3.92	2.14	5222.11	3760.08	1462.04	72	28
3	Alger	rsun	Lat	2	3.92	2.57	5222.11	4501.24	720.88	86.2	13.8
4	Alger	Capderou	Lat	2	3.92	2.6	5222.11	4553.23	668.88	87.19	12.81
5	Batna	rsun	Horizontal	2	3.92	2.14	4834.24	3444.71	1389.52	71.26	28.74
6	Batna	Capderou	Horizontal	2	3.92	2.37	4834.24	3680.25	1153.99	76.13	23.87
7	Batna	rsun	Lat	2	3.92	2.54	4834.24	4151.63	682.6	85.88	14.12
8	Batna	Capderou	Lat	2	3.92	2.88	4834.24	4492.39	341.85	92.93	7.07
9	Ghardaïa	rsun	Horizontal	2	3.92	2.23	4451.11	3393.27	1057.83	76.23	23.77
10	Ghardaïa	Capderou	Horizontal	2	3.92	2.34	4451.11	3466.27	984.84	77.87	22.13
11	Ghardaïa	rsun	Lat	2	3.92	2.59	4451.11	4005.43	445.67	89.99	10.01
12	Ghardaïa	Capderou	Lat	1	1.96	2.76	4451.11	2748.41	1702.69	61.75	38.25
13	Adrar	rsun	Horizontal	1	1.96	2.39	3684.85	2155.3	1529.54	58.49	41.51
14	Adrar	Capderou	Horizontal	1	1.96	2.39	3684.85	2169.4	1515.44	58.87	41.13
15	Adrar	rsun	Lat	1	1.96	2.67	3684.85	2461.02	1223.83	66.79	33.21
16	Adrar	Capderou	Lat	1	1.96	2.72	3684.85	2507.86	1176.99	68.06	31.94
17	Tamanrasset	rsun	Horizontal	2	3.92	2.54	4645.84	4016.71	629.13	86.46	13.54
18	Tamanrasset	Capderou	Horizontal	2	3.92	2.71	4645.84	4139.65	506.19	89.1	10.9
19	Tamanrasset	rsun	Lat	2	3.92	2.74	4645.84	4393.36	252.48	94.57	5.43
20	Tamanrasset	Capderou	Lat	1	1.96	2.95	4645.84	2989.14	1656.7	64.34	35.66

Tableau 3.02: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec les deux modèles de calcul de l'éclairage solaire.

Test N°	Site	Inclinaison (°)	Nbr capteurs plans	Surface des capteurs (m²)	Eclairement annuel sur les capteurs (MWh/m²)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Appoint annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Fraction déficitaire annuelle (%)	Rendement du CES (%)
21	Alger	Lat	2	3.92	2.57	5222.11	4501.24	720.88	86.2	13.8	44.69
22	Alger	Lat+10	2	3.92	2.54	5222.11	4471.91	750.2	85.63	14.37	44.97
23	Batna	Lat	2	3.92	2.54	4834.24	4151.63	682.6	85.88	14.12	41.77
24	Batna	Lat+10	2	3.92	2.51	4834.24	4174.11	660.12	86.34	13.66	42.47
25	Ghardaïa	Lat	2	3.92	2.59	4451.11	4005.43	445.67	89.99	10.01	39.47
26	Ghardaïa	Lat+10	2	3.92	2.57	4451.11	4044.66	406.45	90.87	9.13	40.09
27	Adrar	Lat	1	1.96	2.67	3684.85	2461.02	1223.83	66.79	33.21	46.97
28	Adrar	Lat+10	1	1.96	2.66	3684.85	2474.15	1210.69	67.14	32.86	47.43
29	Tamanrasset	Lat	2	3.92	2.74	4645.84	4393.36	252.48	94.57	5.43	40.9
30	Tamanrasset	Lat+10	2	3.92	2.72	4645.84	4415.84	230	95.05	4.95	41.38

Tableau 3.03: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec différents angles d'inclinaisons des capteurs plans solaires.

Test N°	Site	Inclinaison (°)	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec	Total hiver	Total été	Couverture hivernale
1	Alger	Horizontal	0.1	0.12	0.18	0.21	0.25	0.25	0.25	0.23	0.18	0.15	0.11	0.09	0.76	1.38	25.58
21	Alger	Lat	0.18	0.19	0.24	0.23	0.23	0.22	0.23	0.23	0.22	0.22	0.18	0.18	1.20	1.37	40.25
22	Alger	Lat+10	0.19	0.20	0.24	0.22	0.22	0.20	0.21	0.22	0.23	0.23	0.20	0.20	1.25	1.28	42.14
5	Batna	Horizontal	0.10	0.12	0.19	0.21	0.25	0.25	0.25	0.24	0.18	0.15	0.11	0.10	0.77	1.37	25.64
23	Batna	Lat	0.17	0.18	0.24	0.22	0.23	0.22	0.22	0.24	0.21	0.22	0.18	0.18	1.18	1.36	39.90
24	Batna	Lat+10	0.18	0.19	0.24	0.22	0.21	0.20	0.21	0.22	0.21	0.23	0.19	0.19	1.23	1.28	42.31
9	Ghardaïa	Horizontal	0.12	0.14	0.20	0.22	0.25	0.24	0.24	0.22	0.19	0.16	0.12	0.11	0.85	1.38	29.06
25	Ghardaïa	Lat	0.20	0.20	0.25	0.23	0.24	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.19	0.18	1.24	1.35	43.08
26	Ghardaïa	Lat+10	0.22	0.20	0.25	0.23	0.22	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	0.20	0.20	1.30	1.28	45.96
13	Adrar	Horizontal	0.14	0.15	0.21	0.23	0.25	0.25	0.25	0.24	0.21	0.18	0.14	0.13	0.95	1.44	32.86
27	Adrar	Lat	0.21	0.21	0.24	0.24	0.23	0.22	0.23	0.23	0.23	0.23	0.20	0.19	1.28	1.39	45.02
28	Adrar	Lat+10	0.22	0.22	0.24	0.23	0.22	0.20	0.21	0.22	0.23	0.23	0.21	0.21	1.35	1.31	48.38
17	Tamanrasset	Horizontal	0.17	0.18	0.23	0.24	0.27	0.25	0.25	0.24	0.21	0.19	0.16	0.15	1.07	1.47	36.42
29	Tamanrasset	Lat	0.23	0.23	0.25	0.24	0.24	0.22	0.23	0.23	0.23	0.22	0.21	0.20	1.35	1.39	46.59
30	Tamanrasset	Lat+10	0.25	0.24	0.25	0.23	0.22	0.20	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.22	1.41	1.31	49.27

Tableau 3.04: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec fraction hivernale et différents angles d'inclinaisons.

Test N°	Site	Unité-personne	Volume (L)	Nbr capteurs plans	Surface des capteurs (m ²)	Eclairage annuel sur les capteurs (MWh/m ²)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Fraction déficitaire annuelle (%)
31	Alger	4	300	2	3.92	2.54	5222.11	4471.91	750.2	85.63	14.37
32	Alger	6	450	2	3.92	2.54	7833.17	5130.86	2702.31	65.5	34.5
33	Alger	8	600	3	5.88	2.54	10444.2	7524.25	2919.97	72.04	27.96
34	Ghardaia	4	300	2	3.92	2.57	4451.11	4044.66	406.45	90.87	9.13
35	Ghardaia	6	450	2	3.92	2.57	6676.66	4872.18	1804.48	72.97	27.03
36	Ghardaia	8	600	3	5.88	2.57	8902.21	7094.8	1807.41	79.7	20.3

Tableau 3.05: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec variation du nombre de personnes.

Test N°	Site	Volume (L)	Consommation (L/per)	Nbr capteurs plans	Surface des capteurs (m ²)	Eclairage annuel sur les capteurs (MWh/m ²)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Fraction déficitaire annuelle (%)
37	Alger	140	35	1	1.96	2.54	2436.99	2112.43	324.55	86.68	13.32
38	Alger	220	55	1	1.96	2.54	3829.55	2493.97	1335.58	65.12	34.88
39	Alger	380	95	2	3.92	2.54	6614.68	4878.21	1736.46	73.75	26.25
40	Alger	560	140	3	5.88	2.54	9747.94	7362.92	2385.03	75.53	24.47
41	Ghardaia	140	35	1	1.96	2.57	2077.18	1900.97	176.22	91.52	8.48
42	Ghardaia	220	55	1	1.96	2.57	3264.14	2359.32	904.82	72.28	27.72
43	Ghardaia	380	95	2	3.92	2.57	5638.07	4573.87	1064.2	81.12	18.88
44	Ghardaia	560	140	2	3.92	2.57	8308.73	5206.12	3102.61	62.66	37.34

Tableau 3.06: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI selon différents volumes du ballon de stockage.

Test N°	Site	T° eau chaude (°C)	Nbr capteurs plans	Surface des capteurs (m ²)	Eclairage annuel sur les capteurs (MWh/m ²)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Fraction déficitaire annuelle (%)
45	Alger	40	1	1.96	2.54	2673.2	2311.41	361.79	86.47	13.53
46	Alger	50	1	1.96	2.54	3947.65	2571.29	1376.36	65.13	34.87
47	Alger	60	2	3.92	2.54	5222.11	4471.91	750.2	85.63	14.37
48	Ghardaia	40	1	1.96	2.57	1902.19	1681.76	220.42	88.41	11.59
49	Ghardaia	50	1	1.96	2.57	3176.65	2342.42	834.23	73.74	26.26
50	Ghardaia	60	2	3.92	2.57	4451.11	4044.66	406.45	90.87	9.13

Tableau 3.07: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI pour différentes températures d'eau chaude.

Test N°	Site	Type de capteur	Nbr capteurs plans	Surface brute / capteur (m ²)	$F_R(\tau\alpha)_m$	$F_{R U_L}$ (W/m ² /°C)	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Coût / capteur (DA)
51	Alger	Vitré Sun-Systems	1	1.96	0.75	4.23	5222.11	2694.47	2527.64	51.6	24917
52			2	1.96	0.75	4.23	5222.11	4471.91	750.2	85.63	
53	Alger	Vitré EDS	1	2	0.74	4	5222.11	2675.75	2546.37	51.24	28000
54			2	2	0.74	4	5222.11	4456.61	765.51	85.34	
55	Alger	Vitré Jiordano	1	1.9	0.5	1.83	5222.11	1988.21	3233.9	38.07	45000
56			2	1.9	0.5	1.83	5222.11	3533.35	1688.77	67.66	
57	Alger	Vitré Méga Sun	1	2	0.68	4.9	5222.11	2399.35	2822.76	45.95	50000
58			2	2	0.68	4.9	5222.11	4041.52	1180.59	77.39	
59	Alger	Sous-vide Ghardaïa	1	2	0.5	0.5	5222.11	2233.94	2988.17	42.78	30000
60			2	2	0.5	0.5	5222.11	3957.64	1264.48	75.79	
61	Alger	Sous-vide Thermomax	1	2.85	0.57	3.05	5222.11	2914.5	2307.61	55.81	40000
62			2	2.85	0.57	3.05	5222.11	4753.02	469.09	91.02	
63	Alger	Sous-vide Collectra	1	2.13	0.62	1.65	5222.11	2696.16	2525.95	51.63	50000
64			2	2.13	0.62	1.65	5222.11	4578.07	644.04	87.67	
65	Ghardaïa	Vitré Sun-Systems	1	1.96	0.75	4.23	4451.11	2594.66	1856.45	58.29	24917
66			2	1.96	0.75	4.23	4451.11	4044.66	406.45	90.87	
67	Ghardaïa	Vitré EDS	1	2	0.74	4	4451.11	2579.63	1871.48	57.95	28000
68			2	2	0.74	4	4451.11	4036.02	415.09	90.67	
69	Ghardaïa	Vitré Jiordano	1	1.9	0.5	1.83	4451.11	1951.07	2500.03	43.83	45000
70			2	1.9	0.5	1.83	4451.11	3367.07	1084.04	75.65	
71	Ghardaïa	Vitré Méga Sun	1	2	0.68	4.9	4451.11	2313.08	2138.03	51.97	50000
72			2	2	0.68	4.9	4451.11	3732.92	718.19	83.86	
73	Ghardaïa	Sous-vide Ghardaïa	1	2	0.5	0.5	4451.11	2198.74	2252.37	49.4	30000
74			2	2	0.5	0.5	4451.11	3724.6	726.5	83.68	
75	Ghardaïa	Sous-vide Thermomax	1	2.85	0.57	3.05	4451.11	2796.34	1654.77	62.82	40000
76			2	2.85	0.57	3.05	4451.11	4213.89	237.22	94.67	
77	Ghardaïa	Sous-vide Collectra	1	2.13	0.62	1.65	4451.11	2621.38	1829.72	58.89	50000
78			2	2.13	0.62	1.65	4451.11	4114.26	336.84	92.43	

Tableau 3.08: Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI pour différents types de capteurs plans.

3.5.2. Analyse économique d'un chauffe-eau solaire

Dans cette section du logiciel 'DCESAL' d'analyse de projets individuels de chauffage solaire de l'eau, nous allons donner une estimation des coûts liés aux chauffe-eau solaires, nous prenons en considération les coûts d'investissement et les frais annuels. La feuille du logiciel qui permet de faire l'étude économique est représentée sur la figure (3.14) précédente. Les prix unitaires relatives aux équipements énergétiques utilisés sont donnés ci-après :

Equipements	Prix
Capteur solaire	12713 DA/m ²
Stockage thermique solaire	74 DA/L
Tuyauterie boucle solaire	615 DA/m
Pompe de circulation	1161 DA/m
Echangeur de chaleur	888 DA/kW
Régulateur ou contrôleur	10246 DA

Tableau 3.09: Prix unitaire des équipements énergétiques.

3.5.2.1. Chauffe-eau solaire individuel ou collectif

Pour les tests de 79 à 82 ci-après, nous voulons comparer le coût par famille d'un chauffe-eau solaire individuel et collectif. Pour cela, nous avons; en premier lieu, fait le dimensionnement d'un chauffe-eau solaire pour un habitat collectif. Prenant le cas d'Alger par exemple, la température d'eau chaude souhaitée est à 60 °C, le capteur plan choisit est un capteur vitré du type 'Sun Systems', l'habitat est un bâtiment de 14 unités (appartements) comprenant 56 individus, le ballon est d'une capacité de 2800 L. Les besoins en eau chaude d'un tel immeuble s'élèvent à 48.74 MWh et le nombre de capteurs nécessaires pour couvrir ces besoins est de 12 capteurs. Le coût total du CESI sera de 95594 DA, le coût total du CESC est de 570998.6 DA, soit 40786 DA par famille. Nous concluons; à cet effet, que l'investissement en projets de CESC permet d'économiser plus de la moitié des coûts.

3.5.2.2. Chauffe-eau solaire thermosiphon ou avec régulation

Pour les tests 83 et 84 (ville de Batna), le prix total de l'installation solaire avec un système de régulation sera de 163085 DA. Les coûts relatifs à cette installation seront beaucoup moins cher si ce système été du type thermosiphon (95594 DA), dans ce cas certains coûts s'élimineront, et l'installation comprend uniquement le capteur, la cuve, l'échangeur de chaleur et la tuyauteries bien évidemment.

3.5.2.3. Appoint gaz ou électricité

Pour les tests précédents (ville de Batna), si la famille utilise comme énergie d'appoint le gaz naturel pour couvrir le reste de ces besoins, elle économisera 11634 DA par an par rapport à un chauffe-eau à gaz. Si l'énergie d'appoint été de l'électricité, cette famille aura à payer un montant des frais annuel de 2759 DA et elle économisera 17448 DA par rapport à un chauffe-eau électrique.

Pour un système avec régulation et sur la durée de vie de l'installation; en considérons les frais de maintenances, cette famille réalisera donc 51 % d'économies avec un appoint électrique et 33 % avec un appoint à gaz. Avec un système thermosiphon elle économisera jusqu'à 65 %, ce qui est très intéressant.

3.5.2.4. Capteur plan vitré ou sous vide

Pour les tests de 85 à 88 (ville de Tamanrasset), on peut remarquer très bien qu'un système avec capteurs sous vides coûtera un peu plus qu'un système avec capteurs vitrés, aussi bien pour le modèle avec régulation que pour le thermosiphon. Généralement en Algérie on utilise des capteurs simple vitrage qui donne de très bons rendements pour le chauffage de l'eau et leurs prix sont acceptables par rapport à ceux de tube sous vide.

3.5.2.5. Temps de retour et nombre de capteurs

Pour les tests de 89 à 92 (ville de Ghardaïa), on remarque que pour le système à régulation, l'installation solaire revient bien évidemment moins chère avec 1 capteurs qu'avec 2 mais l'énergie d'appoint sera plus importante dans le premier cas (42 %) et c'est des frais en plus, donc on aura toujours un compromis entre le nombre de capteurs et l'énergie d'appoint à couvrir. Il est plus judicieux de choisir d'augmenter le nombre de capteurs et minimiser l'énergie d'appoint, par respect à l'environnement. Le temps de retour pour une énergie d'appoint à gaz sera plus important qu'avec l'électricité (13 contre 9 ans); (Fig 3.19), il est plus intéressant en chauffe-eau thermosiphon (5 ans et demi) qu'en modèle avec régulation (9 ans). Néanmoins, dans tous les cas ce temps d'amortissement est très acceptable sur la durée de vie de l'installation.

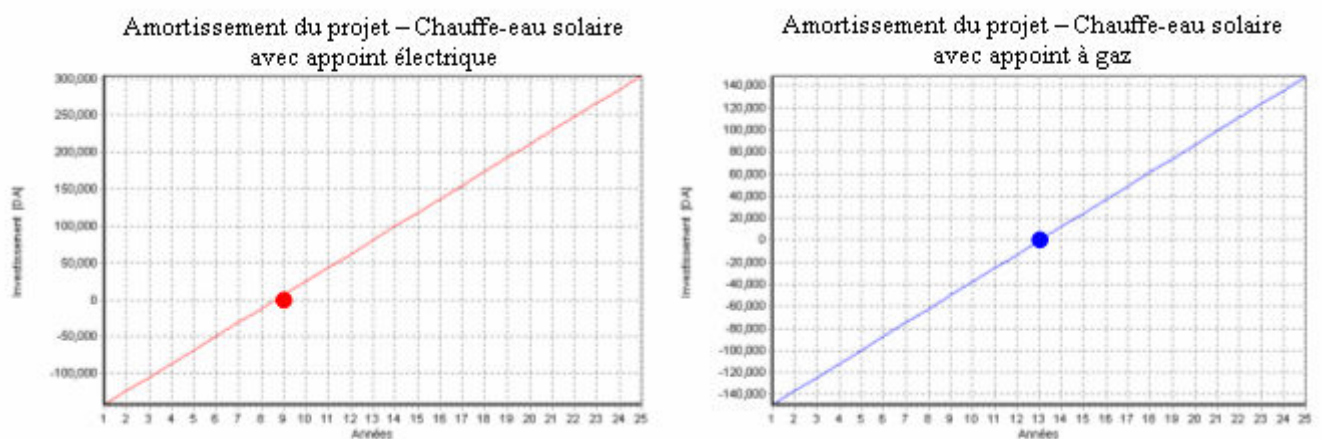


Fig 3.19: Résultats obtenus pour le temps d'amortissement d'un CESI réalisé par DCESAL.

Model-Ray : rsun
 Inclinaison (°) : Lat +10
 Unité : 4
 Volume (L) : 300
 Consommation (L/per) : 75
 T° eau chaude (°C) : 60

Test N°	Site	Nbr capteurs plans	Besoin annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Apport annuel (kWh)	Appoint annuel (kWh)	Couverture annuelle (%)	Model CES	Coût Total (DA)	Temps-retour / Electricité / Famille (an)	Temps-retour / Gaz naturel / Famille (an)
79	Alger	2	5222.11	4471.91	750.2	85.63	thermosiphon	95593.6	4.5	6.5	
80							avec régulation	163084.6	7.5	11.5	
81	Alger	12	48739.7	32373.3	16366.41	66.42	thermosiphon	570998.6	2.5	4	
82							avec régulation	660030.6	3	5	
83	Batna	2	4834.24	4174.11	660.12	86.34	thermosiphon	95593.6	5	7	
84							avec régulation	163084.6	8	12	
85	Tamanrasset	2	4645.84	4415.84	230	95.05	thermosiphon	95593.6	5	7.5	
86							avec régulation	163084.6	8.5	13	
87	Tamanrasset	2	4645.84	4591.94	53.9	98.84	thermosiphon	118222.7	6.5	9.5	
88							avec régulation	185713.7	10	14.5	
89	Ghardaïa	1	4451.11	2594.66	1856.45	58.29	thermosiphon	70676.1	3.5	5.5	
90							avec régulation	138167.1	7.5	11	
91	Ghardaïa	2	4451.11	4044.66	406.45	90.87	thermosiphon	95593.6	5.5	8	
92							avec régulation	163084.6	9	13.5	
93	Adrar	1	3684.85	2474.15	1210.69	67.14	thermosiphon	70676.1	4.5	7	
94							avec régulation	138167.1	9	13.5	
95	Adrar	2	3684.85	3512.36	172.49	95.32	thermosiphon	95593.6	6.5	9.5	
96							avec régulation	163084.6	11	16	

Tableau 3.10: Résultats obtenus de l'évaluation des coûts pour deux types de chauffe-eau solaires.

3.6. Conclusion

Basé sur la méthode *f-Chart*, le logiciel 'DCESAL' de dimensionnement des chauffe-eau solaires en Algérie solidaire du logiciel 'NASAL' de calcul de l'éclairement solaire nous a permis de réaliser des tests et d'en déduire que les coûts d'une installation à chauffe-eau solaire varie considérablement selon le type de chauffe-eau (thermosiphon ou avec régulation), selon le nombre et le type de capteur (vitré ou sous vide), selon l'énergie d'appoint (électricité ou gaz) et selon le volume du ballon et l'échangeur de chaleur. Nous pouvons également conclure que l'investissement en projets de CES collectifs serait très intéressant qu'en projets individuels.

Les résultats du logiciel réalisé permet de dire que le modèle thermosiphon avec des capteurs vitrés est très économique par contre le modèle avec régulation est un peu plus coûteux mais très rentable et peu être améliorable, l'énergie d'appoint recommandable est l'électricité du faite que son utilisation est propre à l'environnement par rapport au gaz naturel et le temps de retour de son investissement est minime.

CHAPITRE 4

VALIDATION DES RESULTATS ET TELESURVEILLANCE

CHAPITRE 4

VALIDATION DES RESULTATS ET TELESURVEILLANCE

4.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la validation des résultats obtenus à partir du logiciel de dimensionnement élaboré, pour cela il faudra d'abord faire la validation de l'énergie solaire reçue, qui est un paramètre primordial dans le dimensionnement. Cependant, la validation de l'énergie solaire revient à valider l'éclairement solaire incident sur le capteur considéré, du faite que l'énergie reçue n'est autre que l'intégral de l'éclairement incident, des cartes solaires seront déduites, proposées et analysées.

Par ailleurs, dans le cadre de la GRS (Garantie de Résultats Solaires) bien connue dans le domaine du thermique solaire, l'aspect de télésurveillance est pris en compte et une étude de cas sera menée. Défini à la fin des années 80, le concept de GRS recouvre un engagement sur la fourniture durable d'une certaine quantité prédéterminée d'énergie solaire en sortie du ballon de stockage qui équipe l'installation, L'installation est munie d'un dispositif de télécontrôle qui, mois après mois, comptabilise l'énergie solaire. Au bout d'un an de fonctionnement, un bilan est dressé.

4.2. Validation des résultats

4.2.1. Eclairement solaire incident

4.2.1.1. Validation des résultats

Pour obtenir une validation de l'éclairement solaire, nous allons confronter quelques valeurs par ciel clair, de l'éclairement solaire fournies par les deux stations radiométriques de Ghardaïa et Bouzaréah, avec des valeurs, sur plan horizontal et sur plan incliné, délivrées par le logiciel de calcul, Matlab [19].

On présentera sur les figures suivantes, des graphes comparatifs relatifs à l'éclairement diffus, à l'éclairement direct et à l'éclairement global, des modèles r.sun et Capderou; modélisés précédemment (Chapitre 2), avec les données expérimentales des deux sites. Le graphe d'erreur relative en fonction du temps est également donné pour l'éclairement global.

- **Site de Bouzaréah (incidence sur un plan horizontal)**

Les données expérimentales relatives aux composantes de l'éclairement solaire, à savoir: global, diffus, direct, sur plan horizontal, et par ciel clair, et pour une journée hivernale sur Bouzaréah sont représentées sur la figure (4.01) sous forme de graphes, et en les comparant aux données issues des deux modèles étudiés.

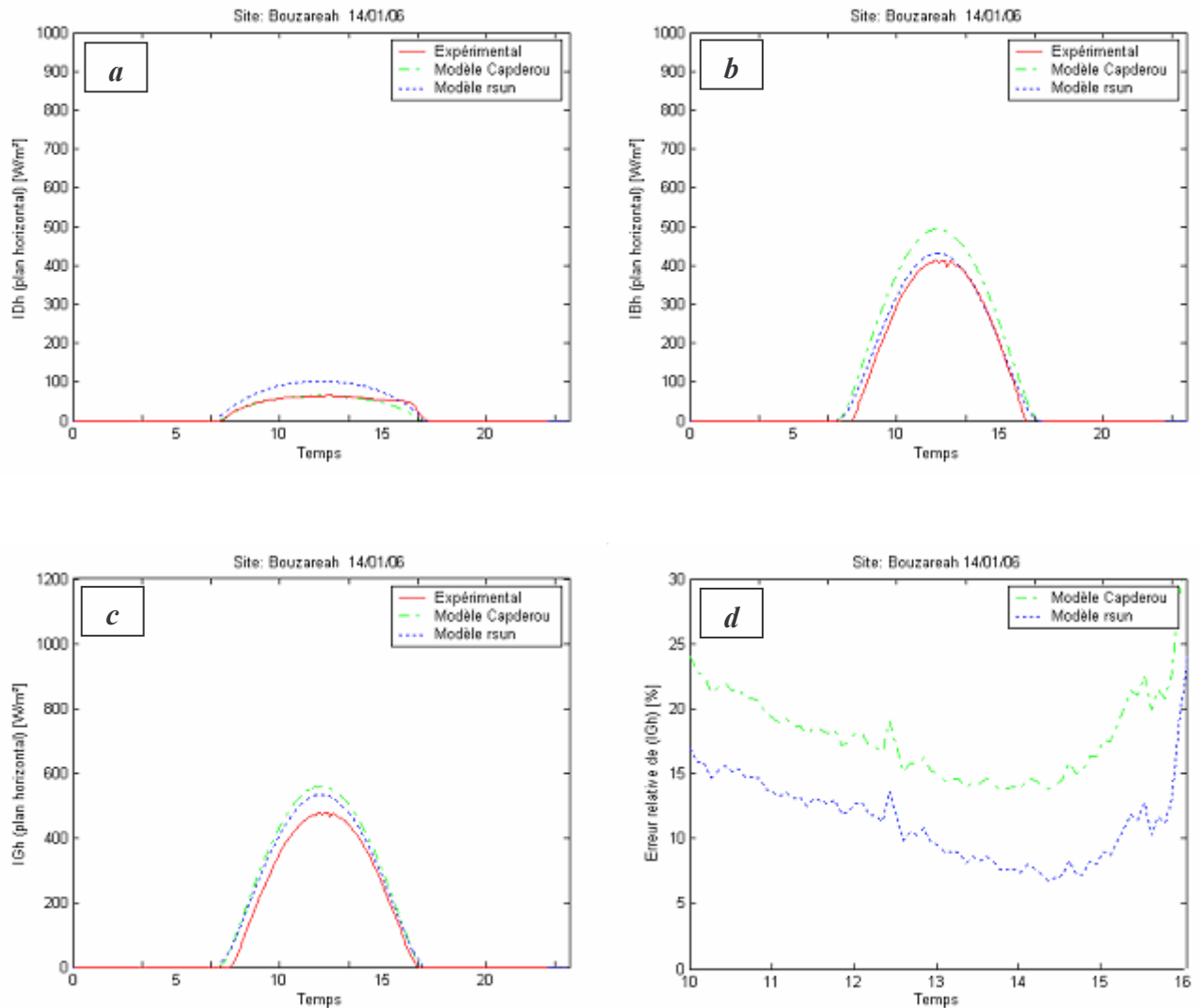


Fig 4.01: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives aux composantes de l'éclairement solaire, diffus (a), direct (b) et global (c), ainsi que l'erreur relative (d) sur Bouzaréah pour un jour d'hiver clair.

- **Site de Ghardaïa (incidence sur un plan horizontal)**

La figure (4.02) ci-dessous, représente les résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives aux composantes de l'éclairement solaire, global, diffus, direct, sur un plan horizontal, et par ciel clair, et ceci pour une journée hivernale à Ghardaïa. Une comparaison avec les deux modèles choisis a été également effectuée et il s'en suit l'obtention d'une erreur relative de l'éclairement global.

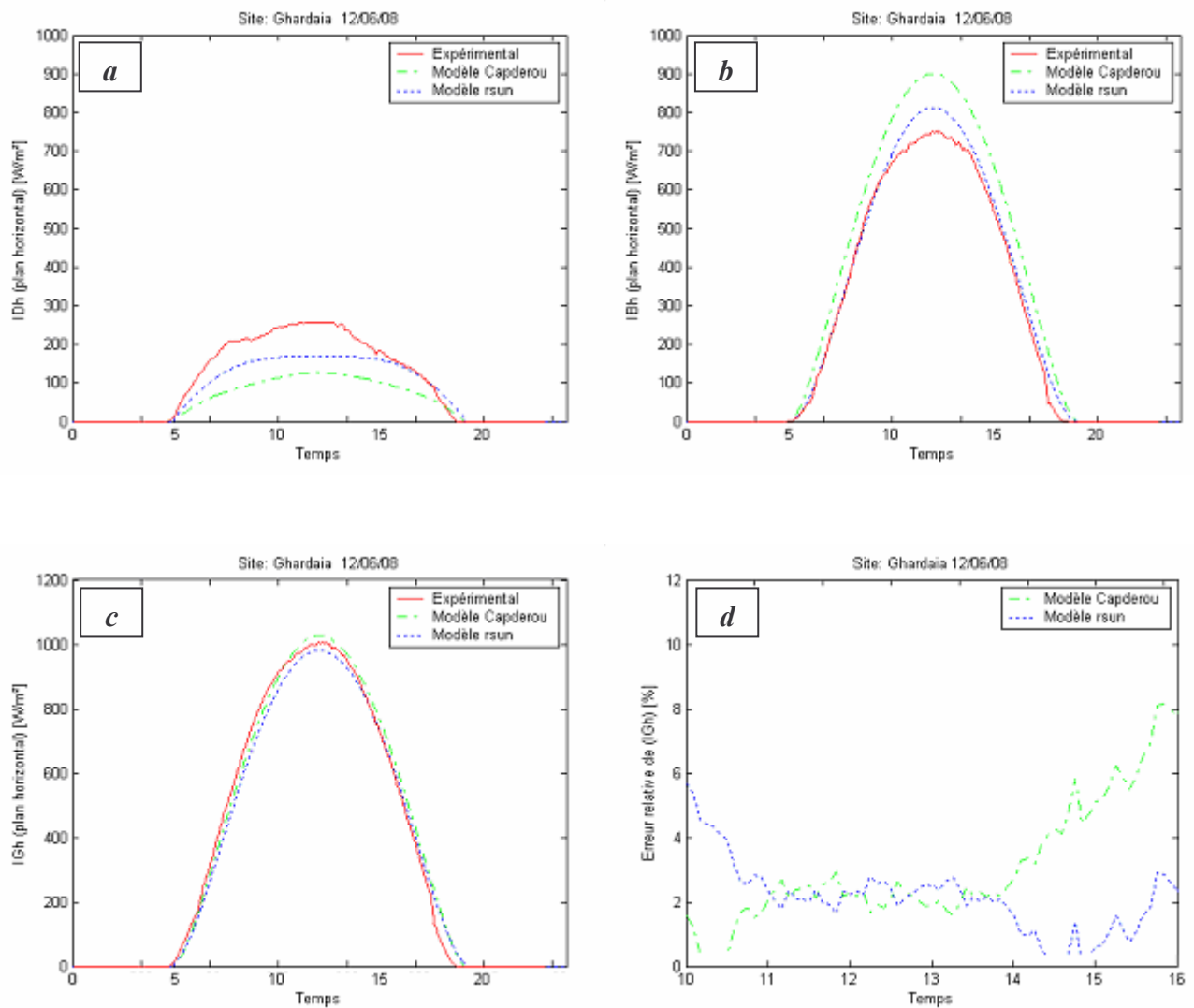


Fig 4.02: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives aux composantes de l'éclairement solaire, diffus (a), direct (b) et global (c), ainsi que l'erreur relative (d) sur Ghardaïa pour un jour d'été clair.

- **Site de Bouzaréah (incidence sur un plan incliné)**

La figure (4.03) présente les résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global sur plan incliné, par ciel clair, et ceci pour une journée hivernale à Bouzaréah. Une comparaison avec les deux modèles choisis a été également effectuée.

La figure (4.04) présente la comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global sur plan incliné, par ciel clair, et ceci pour une journée en automne à Bouzaréah.

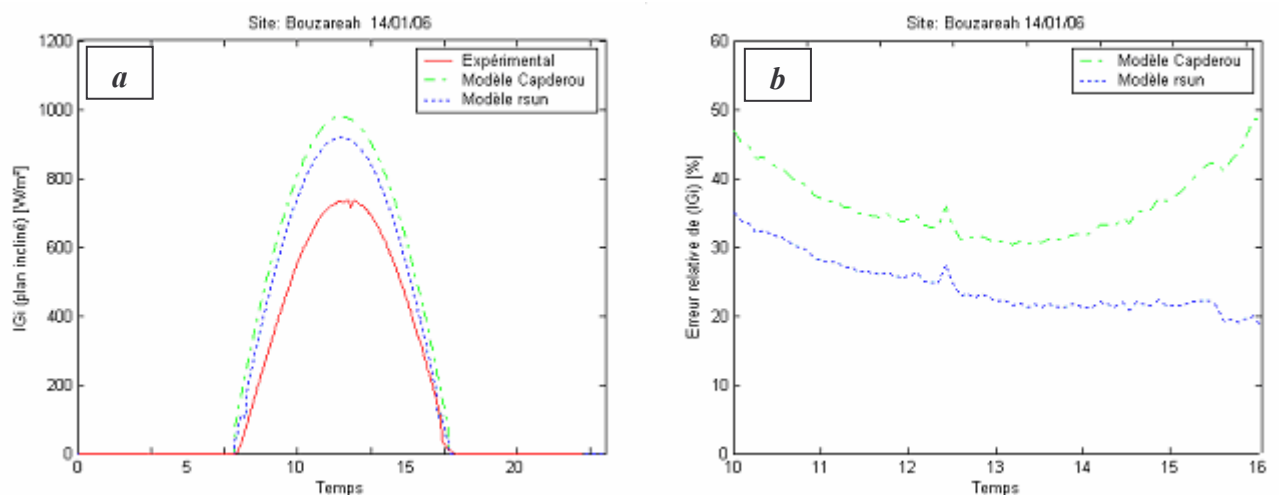


Fig 4.03: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global incliné (a), ainsi que l'erreur relative (b) sur Bouzaréah pour une journée hivernale claire.

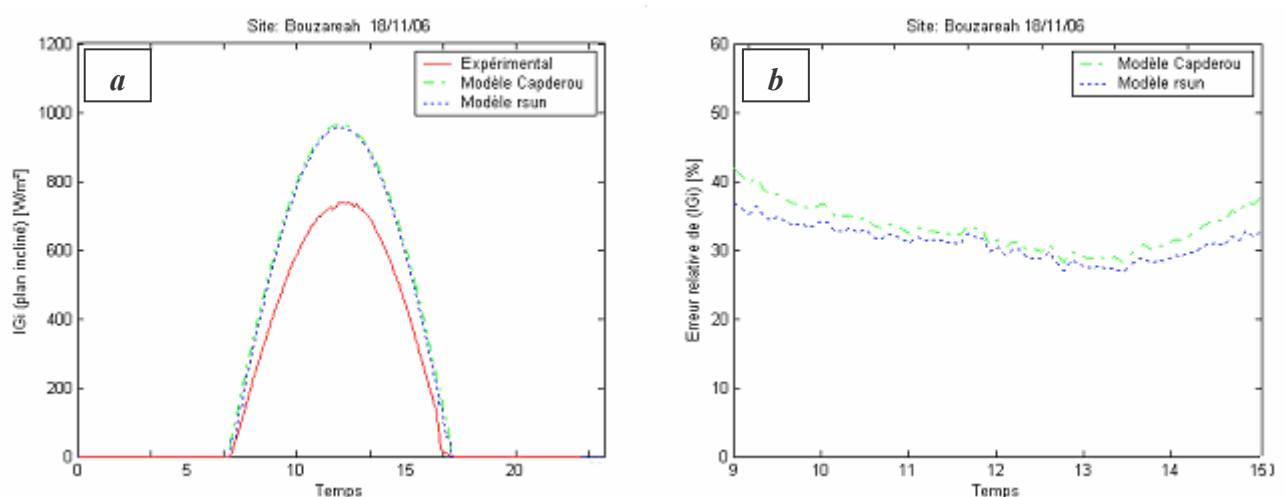


Fig 4.04: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global incliné (a), ainsi que l'erreur relative (b) sur Bouzaréah pour une journée claire en automne.

- **Site de Ghardaïa (incidence sur un plan incliné)**

La figure (4.05) ci-dessous, présente les résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global sur plan incliné, par ciel clair, et ceci pour une journée claire estivale à Ghardaïa. Un comparatif sur ces modèles a été également entrepris.

La figure (4.06) présente les résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global sur plan incliné, par ciel clair, et ceci pour une journée de printemps à Ghardaïa. Une comparaison avec les deux modèles choisis a été également effectuée.

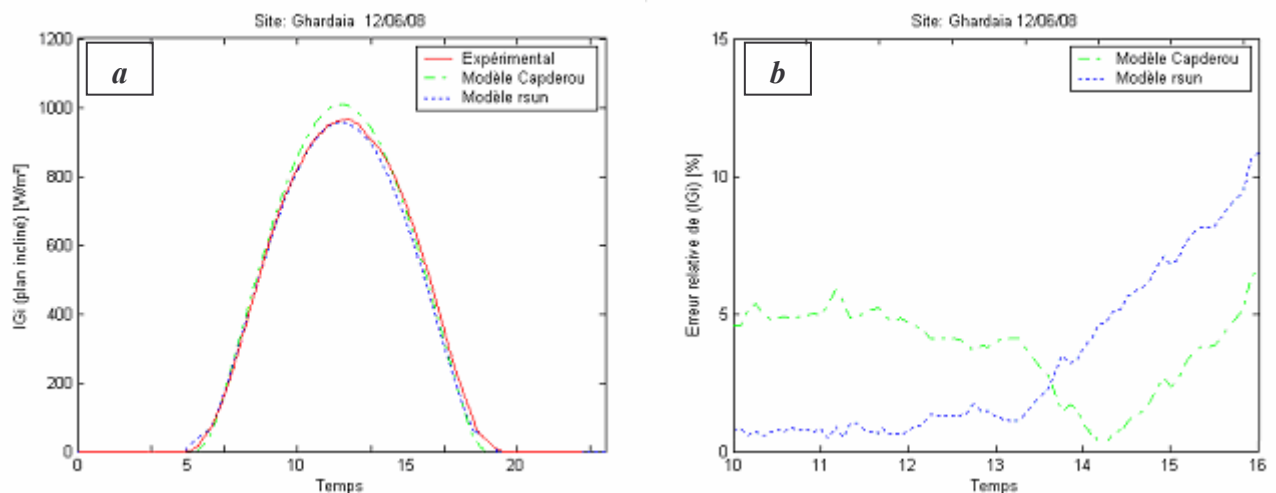


Fig 4.05: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global incliné (a), ainsi que l'erreur relative (b) sur Ghardaïa pour une journée d'été claire.

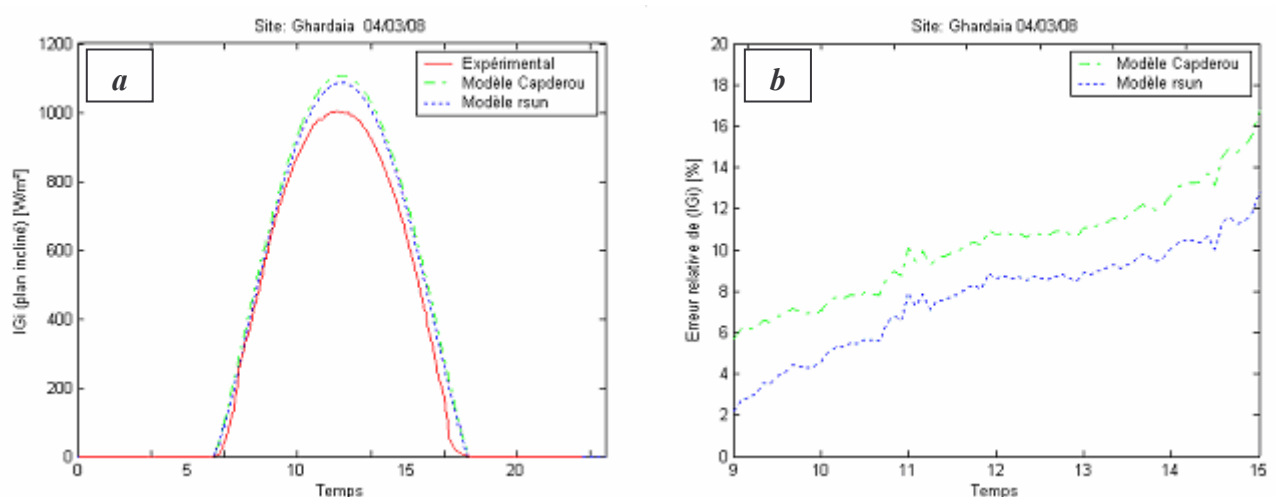


Fig 4.06: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales relatives à l'éclairement global incliné (a), ainsi que l'erreur relative (b) sur Ghardaïa pour une journée claire de printemps.

4.2.1.2. Étude comparative et analyse critique

Afin de réaliser une analyse critique des résultats obtenus, il a été effectué une comparaison des données expérimentales avec celles issues des deux modèles. Il a été donc également calculé l'erreur relative de l'éclairement diffus, de l'éclairement direct et de l'éclairement global sur les sites de Ghardaïa et Bouzaréah. Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau 4.01 ci-après.

L'expression de l'erreur relative moyenne en (%) est donnée par l'équation suivante :

$$Err_{moy} = \frac{|\Delta G|}{G_{mesurée}} \quad (4.01)$$

	Erreur relative moyenne journalière (%)	Horizontal				Incliné			
		R. diffus		R. direct		R. global		R. global	
		ASA	r.sun	ASA	r.sun	ASA	r.sun	ASA	r.sun
Bouzaréah	14/01/06	7.48	50.77	26.07	5.63	18.22	11.43	36.83	24.71
	14/03/06	23.05	67.76	6.23	1.78	7.57	5.71	15.51	12.07
	09/07/06	35.73	61.40	3.79	2.15	5.23	4.45	4.15	2.41
	18/11/06	40.98	81.08	16.04	9.15	18.98	17.94	33.70	31.48
Ghardaïa	22/01/08	16.52	71.55	8.14	18.38	5.85	9.68	6.43	1.63
	04/03/08	22.29	5.99	11.59	5.15	6.67	4.96	10.37	7.82
	12/06/08	48.57	24.86	20.67	6.477	3.12	2.15	3.80	3.12
	15/10/08	52.02	25.17	26.28	7.26	2.81	2.43	12.32	5.05

Tableau 4.01: Résultats de calcul des erreurs relatives de l'éclairement horizontal et incliné pour quelques jours clairs, sur les deux sites choisis.

Le traitement des données de l'éclairement solaire provenant des deux stations montre d'une manière générale que les données du site de Bouzaréah sont assez perturbées par rapport à celles de Ghardaïa, sur l'ensemble de l'année et plus particulièrement en hiver. Autrement dit, la sélection des jours clairs, à des traitements, paraît difficile. Nous avons donc analysé ces données de l'éclairement, à savoir: -le diffus, le direct, le global horizontal et le global incliné- jour par jour, de l'année 2006 pour Bouzaréah et de l'année 2008 pour Ghardaïa. Nous avons noté les remarques suivantes :

- Le modèle r.sun donne une estimation de la composante diffuse pour le site de Bouzaréah avec une erreur importante, quant au modèle de Capderou estime la composante directe avec une erreur élevée pour les deux sites. Cependant, l'erreur commise par Capderou a une influence remarquable sur l'estimation de l'éclairement global, tandis que l'erreur commise par le modèle r.sun influe peu.
- Le modèle r.sun donne une bonne estimation de la composante directe que le modèle de Capderou. En effet, si on analyse bien les équations calculant l'éclairement direct données par les deux modèles on trouve qu'elles ont la même forme et avec exactement les mêmes variables d'entrées (T_L , m_A , δ_R), mais le modèle r.sun utilise des formules améliorées pour calculer ces trois variables, ce qui donne une précision meilleure des calculs.
- Nous avons noté aussi un phénomène redondant sur la majorité des mois pour le modèle Capderou, qui est la surestimation de la composante directe et la sous-estimation de la composante diffuse, pour approcher enfin l'éclairement global. Mais d'une manière générale, on peut dire que le modèle Capderou donne une estimation assez bonne de l'éclairement solaire global pour les mois d'hiver par rapport aux mois d'été où le facteur de Linke a augmenté remarquablement ces dernières années, principalement à cause des changements climatiques.
- Nous avons remarqué également, pour le modèle r.sun, qu'il existe une erreur élevée dans l'estimation des trois composantes de l'éclairement solaire au mois de Janvier de l'année 2008 sur le site de Ghardaïa (ligne 5 du tableau). Cette erreur ne peut pas provenir du modèle lui-même, mais d'une origine commune aux trois composantes qui est sans doute le facteur de Linke. Ce dernier semble être surestimé pour ce mois (3.1 en moyenne). Cependant cette même valeur donnerait une erreur minimale pour le mois de Janvier des années 2005, 2006 et 2007. En recherchant une explication à ce problème, il semble que durant le mois de Janvier 2008, une carrière de sable blanc située à côté de la station de mesure a été arrêtée (pour maintenance sans doute), ce qui a diminué considérablement le facteur de Linke, tandis que la valeur 3.1 de T_L a été estimé par le projet SoDa [72] durant la période où la carrière a été fonctionnelle.
- Le modèle r.sun est incontournable pour l'estimation de l'éclairement solaire incident sur un plan incliné (voir tableau 4.01 et figure 4.03-4.06), ce qui est intéressant pour effectuer le dimensionnement des systèmes thermiques (chauffe-eau solaires) et des installations photovoltaïques, plus particulièrement en Algérie. Car il est utilisé le plus souvent l'éclairement solaire incident sur plan incliné plutôt que sur plan horizontal dans le dimensionnement des systèmes solaires.

4.2.2. Energie solaire reçue

L'énergie reçue sur un plan considéré est toujours l'image de l'éclairement incident sur le même plan, à partir de cette idée on retrouve les mêmes remarques précédentes qui reviennent.

- **Site de Bouzaréah (incidence sur un plan horizontal)**

On voit bien que pour le site de Bouzaréah l'énergie diffuse reçue sur un plan horizontal estimée par le modèle Capderou est plus proche des données expérimentales que celle de r.sun (Fig 4.07a), par contre pour l'énergie directe c'est le modèle r.sun qui se rapproche le mieux (Fig 4.07b), ce qui donne la faveur à ce dernier pour l'estimation de l'énergie globale.

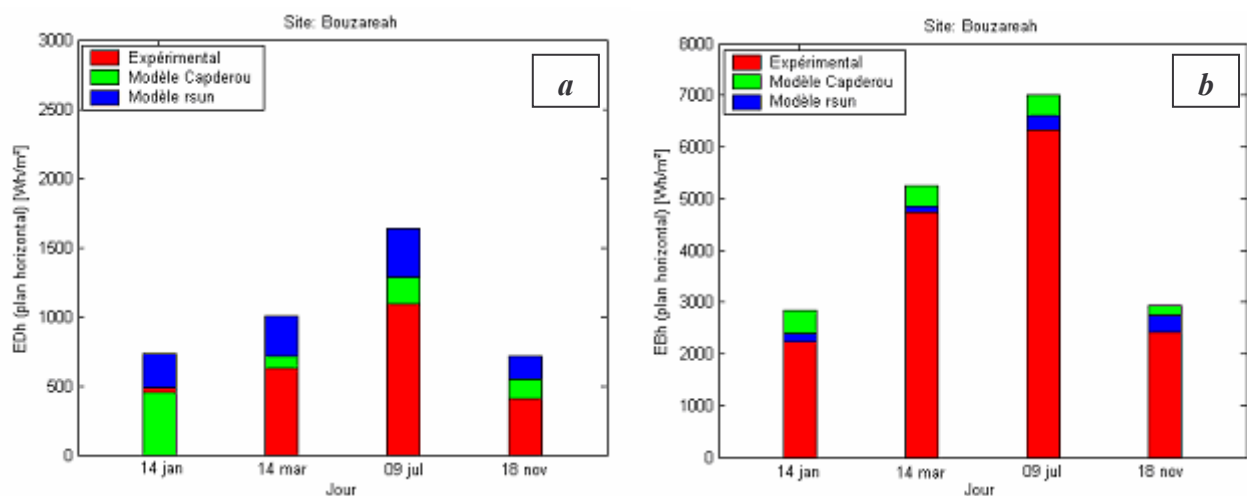


Fig 4.07: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire diffuse (a), directe (b) sur le site de Bouzaréah (plan horizontal).

- **Site de Ghardaïa (incidence sur un plan horizontal)**

Pour le site de Ghardaïa on peut dire que les résultats du modèle r.sun sont plus proches des données expérimentales, que ça soit pour l'énergie diffuse que pour l'énergie directe (Fig 4.08a et b).

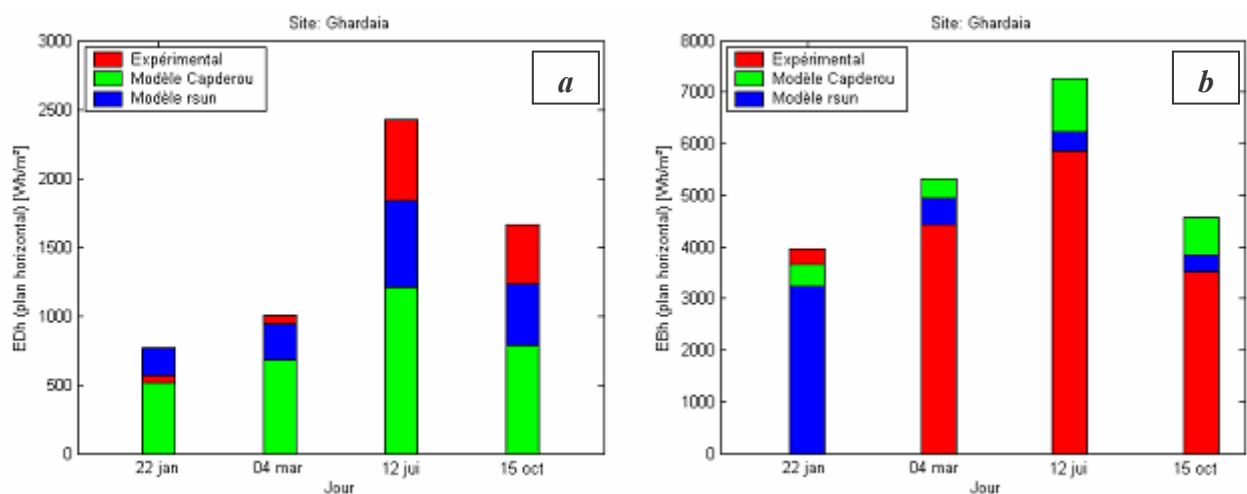


Fig 4.08: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire diffuse (a), directe (b) sur le site de Ghardaïa (plan horizontal).

- **Site de Bouzaréah (incidence sur un plan incliné)**

Comme nous l'avons déjà mentionné pour le mois d'hiver c'est difficile de trouver plusieurs jours clairs, pour l'année 2006 on se contentera de deux jours clairs seulement pour le mois de Janvier, mais on peut facilement remarquer que; pour le site de Bouzaréah, le modèle r.sun est plus proche des données expérimentales pour les deux mois choisis (Janvier et Novembre) dans l'estimation de l'énergie solaire globale reçue par un plan incliné (Fig 4.09a et b). Les tests réalisés sur le reste des mois de l'année confirment également cette conclusion.

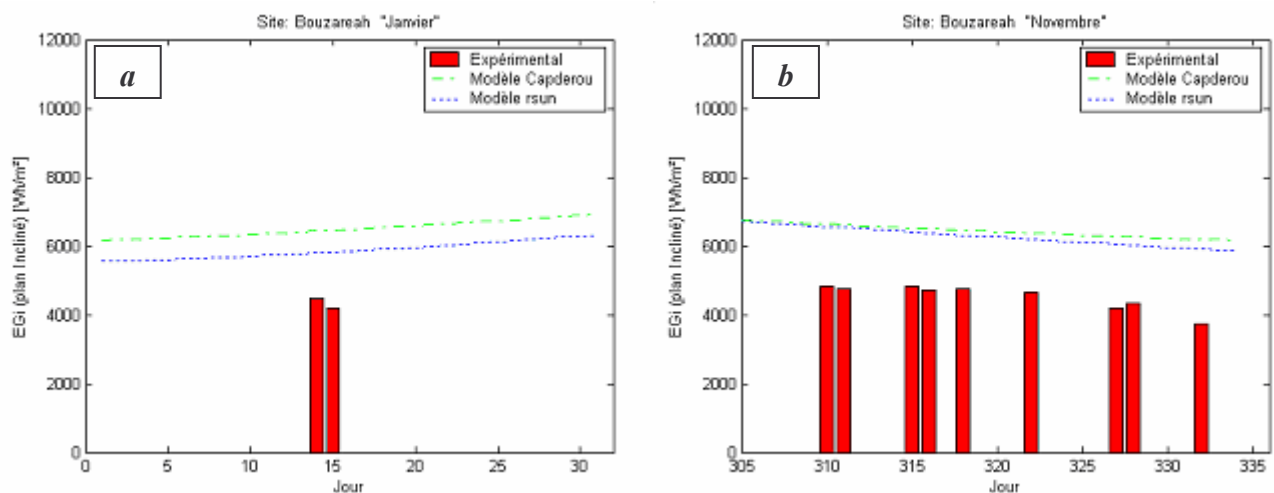


Fig 4.09: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire globale pour un mois d'hiver (a), d'automne (b) sur le site de Bouzaréah (plan incliné).

- **Site de Ghardaïa (incidence sur un plan incliné)**

Les tests réalisés sur un plan incliné à la latitude sur le site de Ghardaïa (année 2008), montrent en général que les résultats du modèle r.sun pour l'énergie reçue sur le plan incliné sont plus proches des données expérimentales du site. Un exemple de graphe est donné pour le mois de Mars (Fig 4.10a) et pour le mois de Juin (Fig 4.10b).

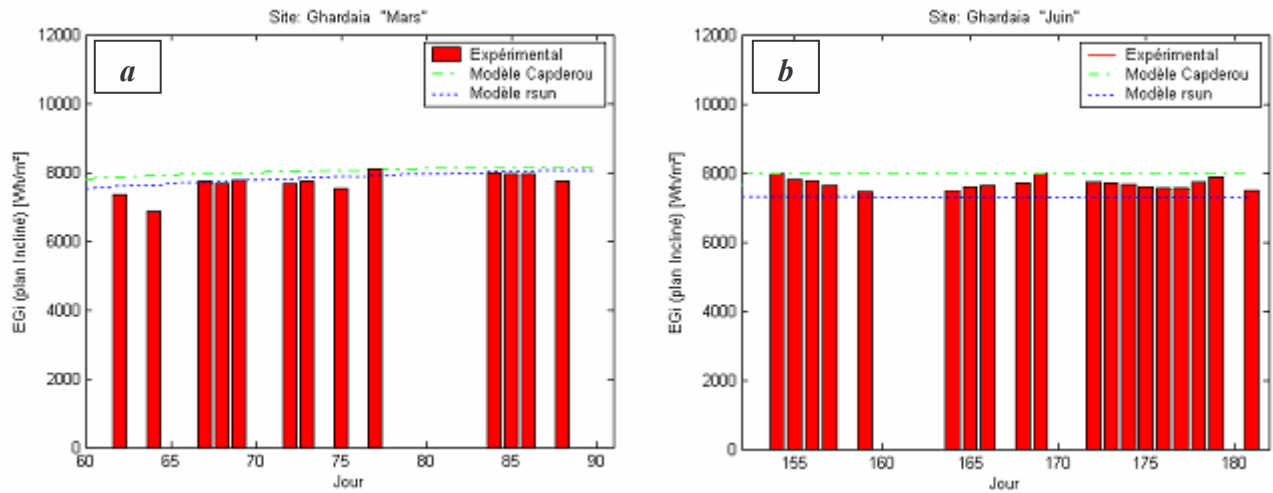


Fig 4.10: Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire globale pour un mois du printemps (a), d'été (b) sur le site de Ghardaïa (plan incliné).

4.2.3. Carte solaire de l'Algérie

La carte solaire de l'Algérie disponible et adoptée par la majorité des scientifiques et chercheurs Algérien est celle délivrée par l'agence aérospatiale allemande (DLR) (Fig 4.11) réalisée durant les années 90. Cette carte est la projection des données de l'éclairement solaire incident sur un plan normal (avec poursuite solaire) sur l'ensemble de l'année. Cependant, les avancées technologiques de la filière solaire exigent de plus en plus de cartes pour les diverses incidences de l'éclairement. A cet effet, nous avons jugé nécessaire de proposer d'autres cartes solaires pour l'Algérie, et ceci est réalisable à partir des deux modèles de calcul de l'éclairement solaire Capderou et r.sun pour chaque combinaison latitude, longitude et altitude (Fig 4.12) du territoire algérien.

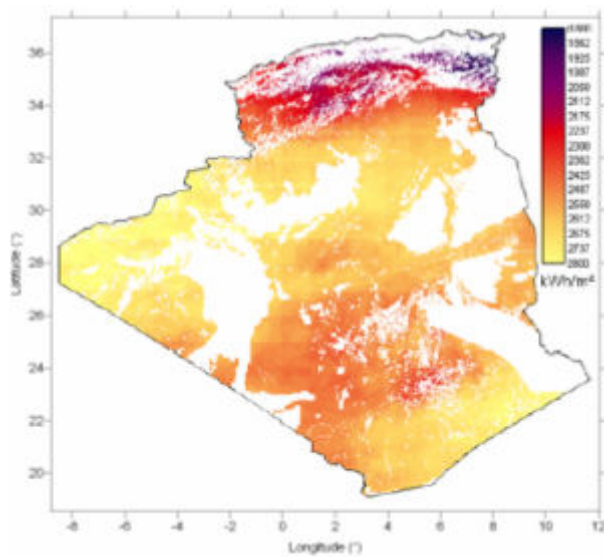


Fig 4.11: Carte solaire de l'Algérie selon DLR [44].

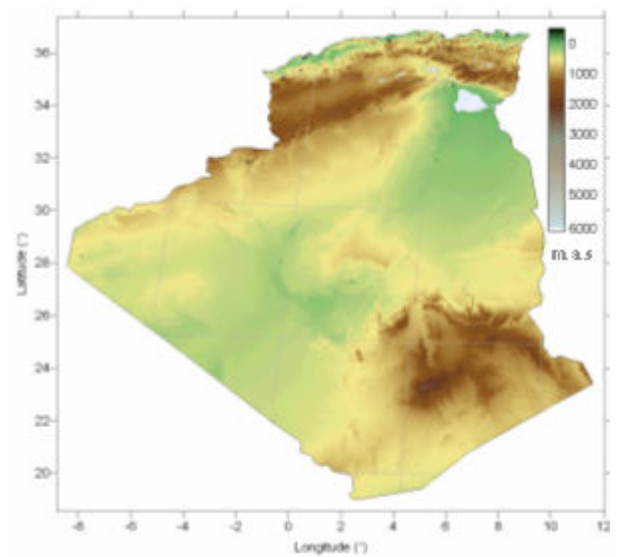


Fig 4.12: Carte des altitudes de l'Algérie.

En utilisant le langage de programmation Delphi, nous avons calculé l'énergie solaire globale mensuelle ensuite annuelle reçue sur un plan horizontal simulée par ciel clair selon le modèle r.sun (Fig 4.13a), le modèle Capderou (Fig 4.13b), les résultats sont projetés sur les cartes suivantes :

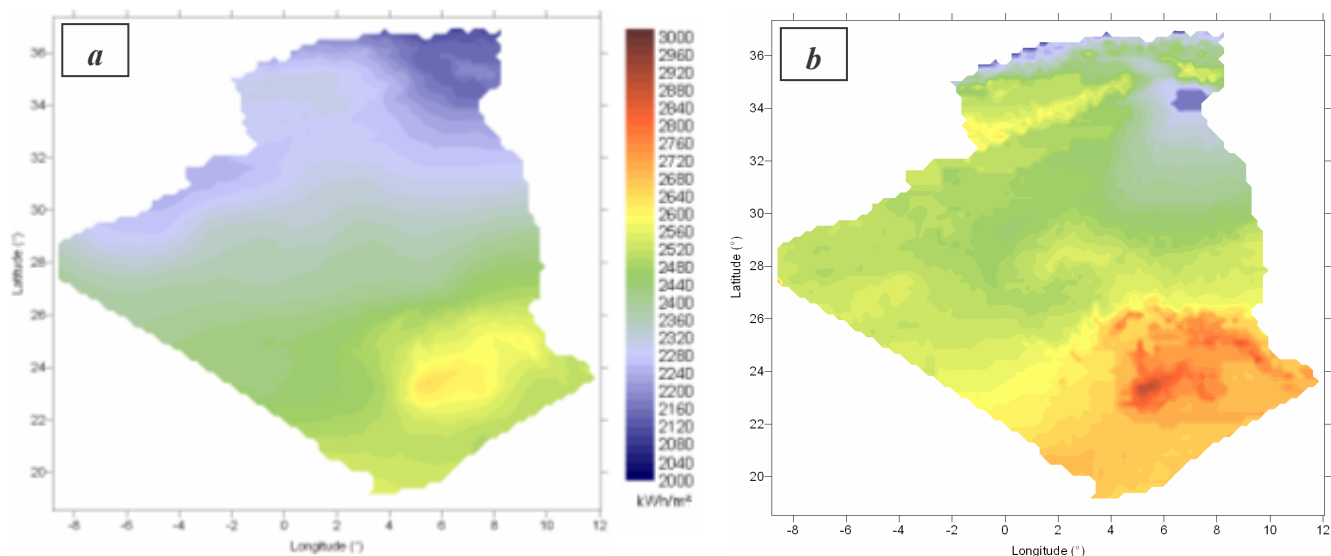


Fig 4.13: Cartographie de l'énergie solaire globale reçue sur un plan horizontal simulée par ciel clair selon le modèle r.sun (a), le modèle Capderou (b).

A partir de l'analyse globale des cartes, on remarque qu'il existe une différence remarquable entre les valeurs des deux cartes déduites des deux modèles, néanmoins on constate clairement que le potentiel énergétique de l'Algérie est très important. Les moyennes annuelles d'ensoleillement varient entre 2600 h/an dans le Nord à 3500 h/an dans le Sud.

Pour conclure la partie de l'éclairement solaire nous vous proposons la carte du facteur de trouble de Linke pour le mois de Janvier (Fig 4.14a), et le mois de Juillet (Fig 4.14b) suivantes :

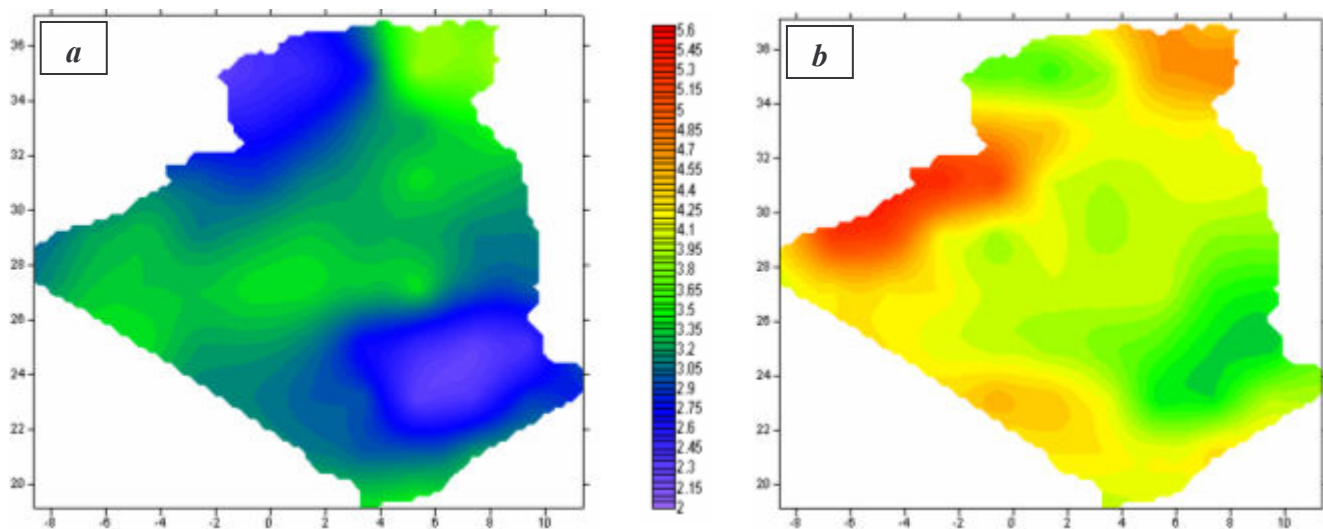


Fig 4.14: Cartographie du facteur de Linke pour le mois de Janvier (a), et le mois de Juillet (b).

4.2.4. Logiciel de dimensionnement des chauffe-eau solaires

4.2.4.1. Validation du logiciel réalisé

Afin de valider notre logiciel, nous avons comparé les résultats obtenus concernant l'apport en énergie renouvelable fournie (Fig 4.15, 4.16) ainsi que la couverture solaire (Fig 4.17, 4.18); avec ceux d'un autre logiciel. Nous avons choisi pour cela le logiciel 'RETscreen' [39, 84], qui se présente sous forme de fichier Excel. Pour; exactement, les mêmes données d'entrées et pour les cinq villes de l'Algérie (Alger, Batna, Ghardaïa, Adrar et Tamanrasset) on a obtenu les résultats suivants :

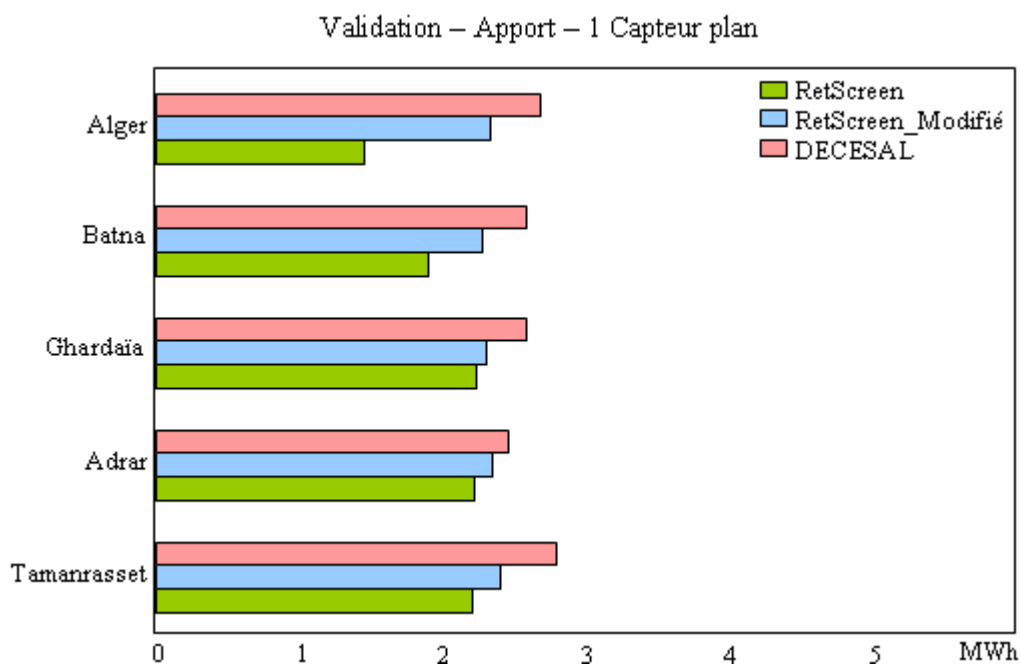


Fig 4.15: Comparaison des résultats (énergie solaire fournie — 1 Capteur plan).

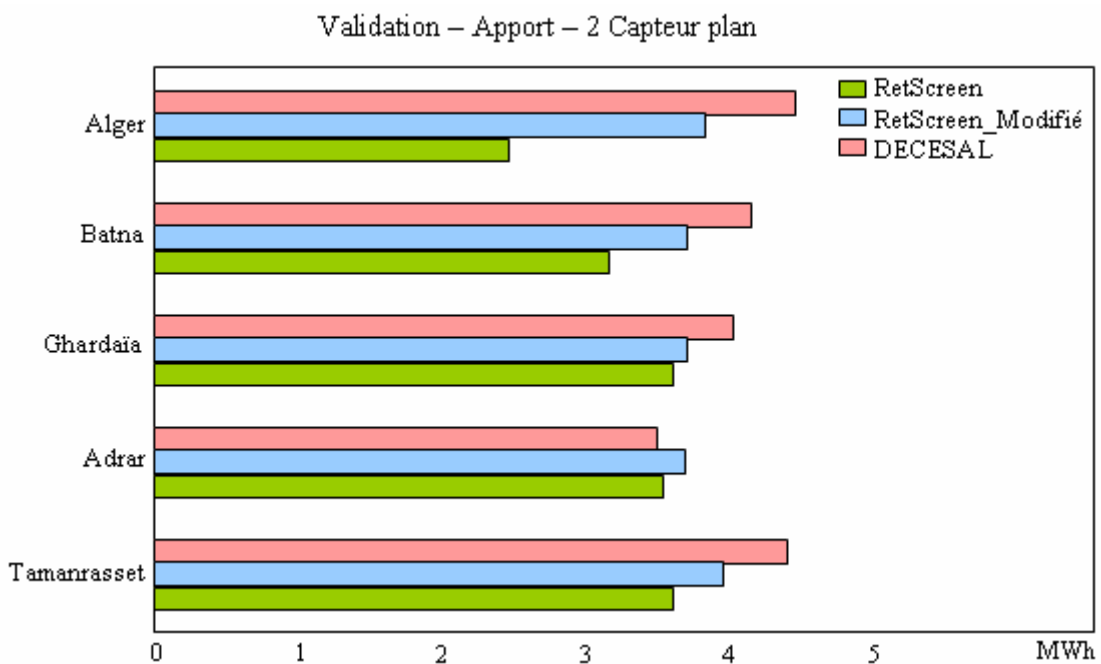


Fig 4.16: Comparaison des résultats (énergie solaire fournie — 2 Capteur plan).

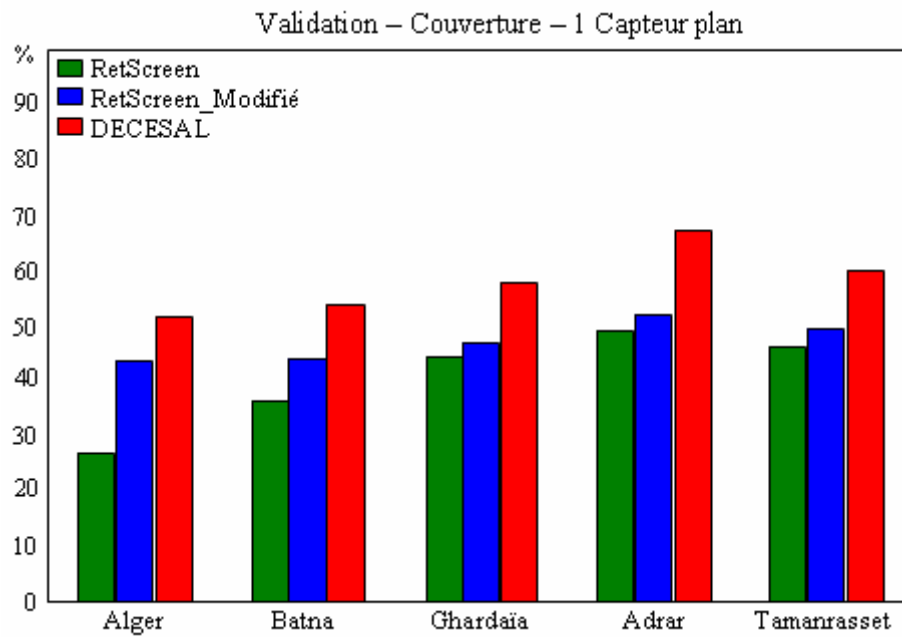


Fig 4.17: Comparaison des résultats (taux de recouvrement solaire — 1 Capteur plan).

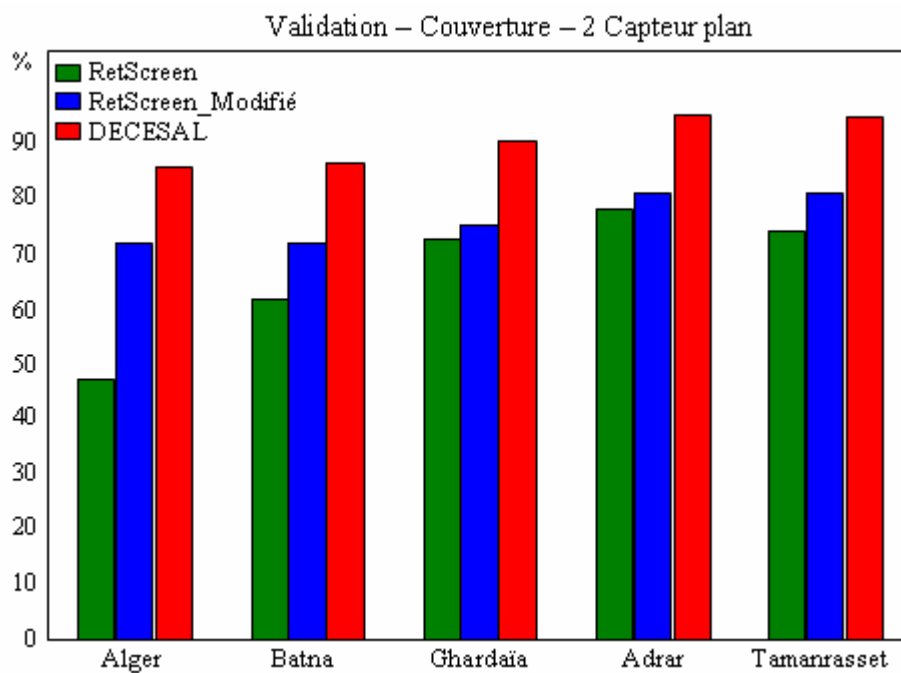


Fig 4.18: Comparaison des résultats (taux de recouvrement solaire — 2 Capteur plan).

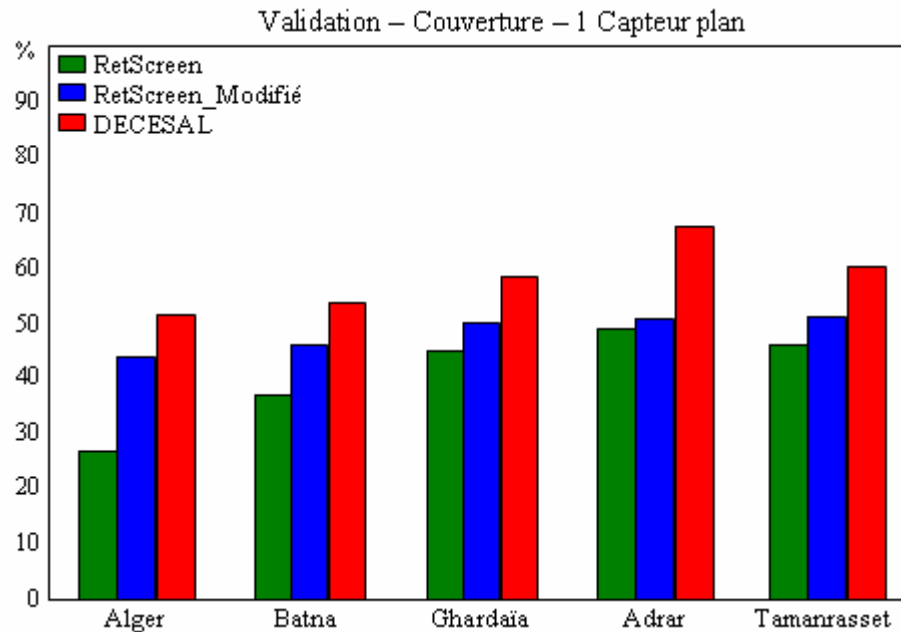


Fig 4.19: Comparaison des résultats avec les bases de données éclairement solaire et température ambiante modifiées.

4.2.4.2. Discussions et interprétation des résultats

La validation du logiciel réalisé ‘DCESAL’ par le logiciel ‘RETscreen’ à permis de distinguer un écart plus ou moins important, selon les villes. Exemple: l’énergie solaire annuelle fournie est de 2.7 MWh pour le premier logiciel et de 1.4 MWh pour le second (cas d’Alger — 1 Capteur plan), cela est dû au faite que le logiciel ‘RETscreen’ utilise des données mondiales d’ensoleillements, peu précises pour le cas de l’Algérie. Par contre; pour le cas de notre logiciel, on s’est basé sur les données fournies par la modélisation de l’éclairement solaire à partir du logiciel ‘NASAL’, qui sont plus précises car elles sont destinées à calculer l’ensoleillement pour le cas de l’Algérie. Pour remédier à ce problème on y ramener a modifié la base de donnée du logiciel ‘RETscreen’ et la remplacée par celle du logiciel ‘NASAL’ par exemple. Les résultats étaient plus proches cette fois, pour le cas d’Alger l’énergie solaire fournie est passée de 1.4 à 2.3 MWh, qui est plus proche du résultat du logiciel ‘DCESAL’ (Fig 4.15). L’apport solaire est de 51.6 % pour le logiciel réalisé et de 44 % pour le logiciel modifié, contre 27 % pour le logiciel ‘RETscreen’ (Fig 4.17).

La même remarque est constatée si on utilise deux capteurs plans pour augmenter l’énergie fournie et ainsi le taux de couverture solaire (Fig 4.16, 4.18). La modification de la base de donnée des températures ambiantes du logiciel ‘RETscreen’ à permet d’obtenir des résultats encore plus proches du logiciel ‘DCESAL’ pour certaines villes de l’Algérie, notamment celles du Sud (Fig 4.19).

4.3. Télésurveillance des installations à chauffe-eau solaires

4.3.1. Production d'eau chaude solaire avec GRS

Les installations collectives de chauffe-eau solaires dans les logements ont un meilleur rendement que les systèmes individuels. Ceci est dû à la rationalisation de l'installation, facilité relative de suivi et de maintenance, et surtout de la constance des besoins. En effet, lorsqu'une famille équipée d'un chauffe-eau solaire individuel s'absente du logement, l'énergie solaire collectée pendant cette période est perdue. En logement collectif, les besoins sont mutualisés et demeurent assez constants toute l'année [30]. L'utilisation de l'énergie solaire permet également de réaliser de substantielles économies d'énergie, dans le cas de logements sociaux, l'utilisation de l'énergie solaire, associée à une autre énergie d'appoint (électricité, gaz, fioul) constitue un moyen efficace de maîtriser les charges qui pèsent sur les locataires.

Toutes les installations collectives disposent désormais d'une (GRS: Garantie de Résultats Solaires) apportant au maître d'ouvrage l'assurance d'un bon fonctionnement et des économies d'énergie bien réelles. Par dérogation, les installations solaires de petite taille (moins de 20 m² environ) pourront être pourvues d'une "GRS simplifiée", qui se cantonnera à la mise en œuvre d'un comptage énergétique (compteur de calories en sortie du ballon solaire) et à un relevé manuel, hebdomadaire de préférence, des kWh solaires utiles délivrés [31].

4.3.2. Historique de la GRS

A la fin des années 80, le résultat des différents audits qui ont été conduits sur les installations solaires collectives était sans appel: le taux de panne était beaucoup trop élevé. Il pouvait atteindre dans certaines régions 30 % du parc installé.

Le constat était relativement simple. Les installations, trop complexes et parfois mal conçues, ne faisaient pas l'objet de maintenance, ni même d'un contrôle régulier du fonctionnement. Cette situation mettait en péril à terme la filière solaire tout au moins dans le secteur collectif. Les professionnels décidèrent alors de s'impliquer davantage dans la vie des installations. L'idée de garantir, au delà de la bonne tenue des composants, l'énergie produite par le système solaire s'imposa peu à peu. Ainsi est née le concept de Garantie de Résultat Solaire qui fut mis en œuvre pour la première fois en 1988 en France.

A partir des années 90 des programmes soutenus par la Commission Européenne, les états et de nombreuses régions ont permis de réaliser des dizaines d'installations collectives avec GRS en Espagne, en France et en Allemagne. Plus récemment des projets ont été réalisés dans des pays tiers

(Tunisie). D'autres sont en cours au Liban et au Maroc, tandis que des contrées plus lointaines comme le Brésil s'intéressent à la méthode [31].

4.3.3. Outil de professionnalisation de la filière du solaire thermique (GRS)

Inventée par Tecsol, il y a plus de vingt ans, la Garantie de Résultats Solaires (GRS) est un contrat qui lie les entreprises (fabricants de capteurs, installateurs, exploitants et BET) et le maître d'ouvrage. Les entreprises s'engagent à produire une quantité prédéterminée d'énergie grâce au chauffe-eau solaire. Si l'installation solaire ne permet pas d'atteindre les objectifs fixés, les entreprises dédommagent le maître d'ouvrage [86].

D'une manière simple, la Garantie de Résultats Solaires est la garantie durable d'une quantité d'énergie solaire annuelle produite, en fonction de la consommation d'eau chaude [17].

4.3.4. Télécontrôle

Dans les installations actuelles, le système solaire proprement dit est à peu près systématiquement suivi d'un appoint alimenté par une énergie classique qui prend le relais lorsque l'énergie solaire produite est insuffisante. En conséquence, en cas de mauvais fonctionnement de l'installation solaire :

- Il n'y a pas d'interruption de service, donc pas de symptôme évident du dysfonctionnement;
- Le coût du service est considérablement accru puisqu'on a surconsommation d'énergie d'appoint.

Il est donc essentiel de surveiller, quasiment au jour le jour, le fonctionnement de l'installation. Or les exploitants habituels, rarement spécialistes en énergie solaire, peuvent difficilement assurer la surveillance continue de la partie "solaire" de l'installation. De leur côté, les spécialistes en énergie solaire sont trop rares pour être disponibles partout où ce suivi doit être effectué [87].

Le télécontrôle (télésurveillance) est un moyen simple et efficace permettant aux spécialistes en énergie solaire d'assurer ce suivi et d'assister l'exploitant en vue d'une maintenance efficace de l'installation solaire. Ce télécontrôle peut inclure des alarmes déclenchées automatiquement lorsqu'un paramètre prend des valeurs anormales permettant un traitement rapide des incidents [87].

Le télécontrôle peut aussi permettre au maître d'ouvrage, ou à toute autre personne intéressée, de vérifier directement, et à tout moment les paramètres de fonctionnement de l'installation: énergie solaire produite, consommation, énergie d'appoint consommée.

4.3.5. Télésurveillance d'une installation avec GRS

Dans le cadre de la GRS, la télésurveillance doit permettre de vérifier le respect ou non de la garantie de production d'énergie. On doit donc au minimum mesurer en valeurs instantanées, plus exactement sur un pas de temps court : [87]

- La consommation et la température d'eau chaude sanitaire;

- L'énergie solaire produite et l'énergie d'appoint consommée (mesurées ou calculées). On calculera et on stockera au moins les cumuls et bilans journaliers (consommation, énergies)

L'analyse des dysfonctionnements sera facilitée si on peut également :

- Suivre d'autres paramètres: par exemple, le temps de fonctionnement des pompes sur la journée;
- Stocker les valeurs instantanées des différentes mesures.

Le matériel de mesure fait partie intégrante de l'installation. Il doit être posé par l'installateur sous contrôle du Bureau d'Etudes. Son entretien est compris dans le contrat de maintenance global. Le maître d'ouvrage devra être informé régulièrement, par exemple, par un bilan mensuel précisant la consommation d'eau chaude, l'énergie solaire produite et l'énergie garantie [17]. Un exemple d'un bilan annuel est donné sur la figure (4.20) :

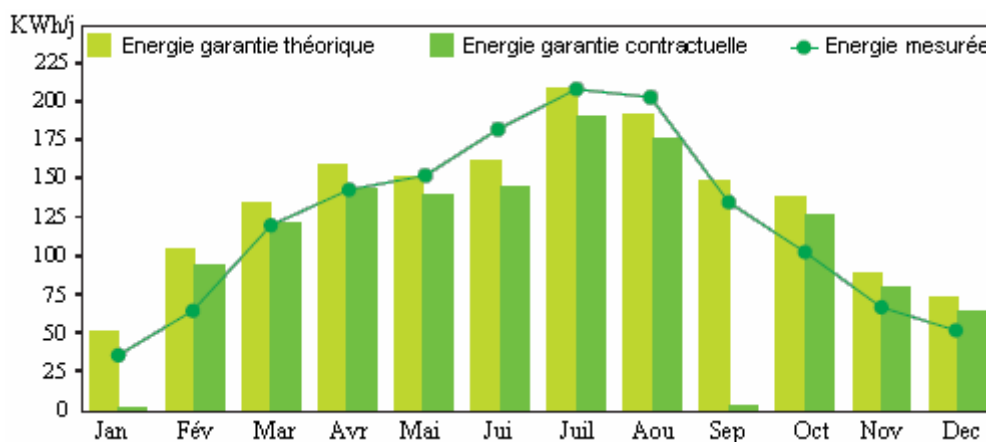


Fig 4.20: Exemple de bilan annuel pour une installation à chauffe-eau solaire avec GRS [17].

4.3.6. Etapes et objectifs de la télésurveillance

A partir des années 90 et pour plus de fiabilité des installations, plusieurs systèmes de suivi par télécontrôle des installations thermiques sont mis au point par diverses entreprises, un exemple est celui du système de télésurveillance de Tecsol qui est aujourd'hui actif sur plus de 200 installations [31].

La télésurveillance (Fig 4.21) fonctionne selon des étapes bien définies: acquisition des paramètres caractérisant une installation, stockage des données et transmission périodique vers le site de supervision.

La télésurveillance poursuit, de ce fait, quatre objectifs majeurs : [31]

- Fournir des données objectives sur les performances des installations;
- Permettre de réaliser des comparaisons avec les performances théoriques;
- Garantir ou maintenir les performances par la détection de dysfonctionnements éventuels des installations;
- Déclencher si besoin une intervention de maintenance.

Le coût de ces technologies devrait diminuer dans un proche avenir grâce à l'intégration des technologies Internet [17].

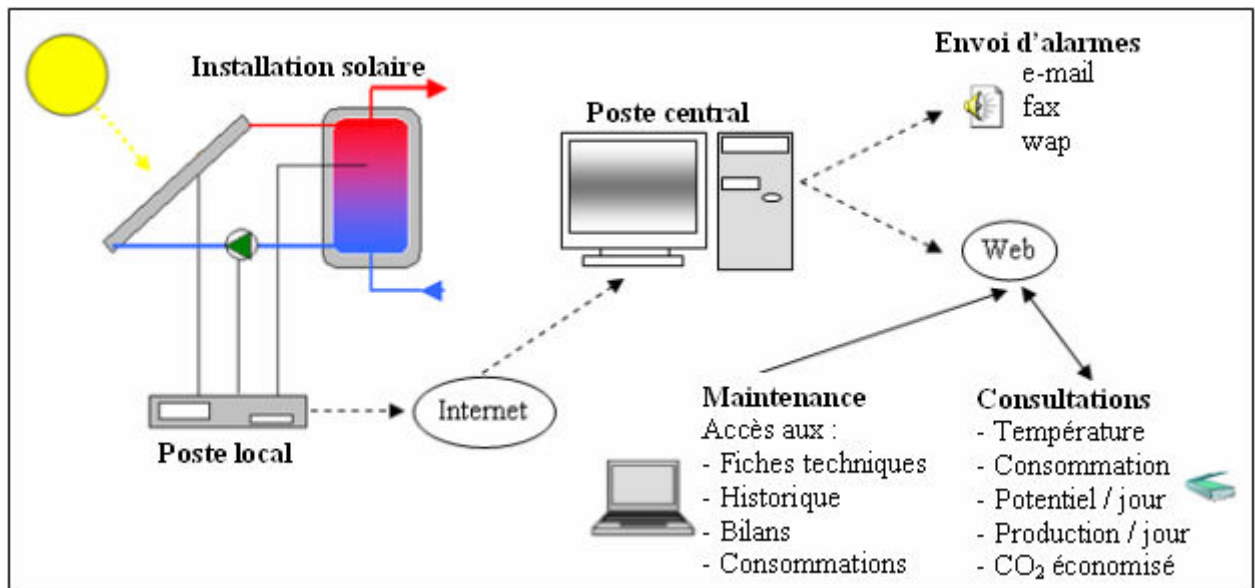


Fig 4.21: Schéma de télésurveillance pour une installation à chauffe-eau solaire collective avec GRS.

4.4. Etude de cas et exemples de réalisations

Depuis plus de vingt ans, on constate une amélioration des réalisations des projets de chauffe-eau solaires à travers le monde, ces technologies sont maintenant arrivées à maturité. À l'instar des particuliers qui font installer dans leur maison un chauffe-eau solaire individuel, de nombreux maîtres d'ouvrages collectifs choisissent l'énergie solaire pour produire l'eau chaude sanitaire dans des immeubles, des hôpitaux ou des maisons de retraite, des hôtels ou des résidences de loisirs. Malheureusement, en Algérie, il n'existe pas encore de réalisations concrètes concernant ce domaine. Nous vous proposons, dans cette partie, de faire une étude de cas de quelques projets réalisés en France [17] (par exemple) pour des installations collectives avec contrat de GRS :

4.4.1. Chauffe-eau solaire pour habitats de type HLM (Région Auvergne)

La production d'eau chaude solaire pour des HLM permet de concilier environnement, économie et social. C'est le choix qui a été fait par l'OPAC de Commentry (Région Auvergne) pour équiper ces 48 logements et participer ainsi à la lutte contre le réchauffement climatique.



✓ Données techniques

- **Mise en service** : juillet 2003
- **Contrat GRS de 3 ans**
- **Surface des capteurs solaires** : 40 m²
- **Besoins annuels en eau chaude sanitaire** : 62122 kWh/an
- **Production théorique annuelle des capteurs** : 22224 kWh
17779 kWh garantis par la GRS
- **Capteurs** : Giordano
- **Volume du stockage solaire** : 2150 litres
- **Énergie substituée** : gaz système existant centralisé.
36 % des besoins en eau chaude sanitaire sont couverts par l'installation solaire
- **Impact sur l'environnement** : diminution annuelle de 8 tonnes de CO₂

✓ Financement

- **Coût de l'installation solaire thermique** : 27209 € HT
- **Aides ADEME/FEDER** : 16 000 € HT

4.4.2. Chauffe-eau solaire pour habitats de type HLM (Région Alsace)

Les 182 logements des Canonnières sont situés à Strasbourg (Région Alsace) et appartiennent au parc locatif de CUS habitat, Office Public d'HLM de la Communauté Urbaine de Strasbourg.



✓ Données techniques

- **Mise en service** : juin 2005
- **Contrat GRS de 5 ans**
- **Surface des capteurs solaires** : 300 m² en toiture terrasse
- **Production théorique annuelle des capteurs** : 165029 kWh
90 % garantis par la GRS
- **Capteurs** : Viessmann
- **Volume du stockage solaire** : 12000 litres
- **Énergie substituée** : gaz naturel
35 % des besoins en eau chaude sanitaire seront couverts par l'installation solaire (estimation)
- **Impact sur l'environnement** : diminution annuelle de 85 tonnes de CO₂

✓ Financement

- **Coût de l'installation solaire thermique** : 158 582 € HT (BET et GRS inclus)
- **Aides ADEME** : 35 % dans le cadre du Plan Soleil

4.4.3. Chauffe-eau solaire pour habitats collectifs (Région Rhône-Alpes)

La résidence les Castors (Région Rhône-Alpes), est une propriété privée de 2185m² habitables composée de 4 bâtiments et 32 logements en location. Les propriétaires ont profité d'une rénovation des façades pour entreprendre une réhabilitation plus complète avec un raisonnement en coût global.



✓ Données techniques

- **Mise en service** : mai 2003
- **Contrat GRS de 5 ans**
- **Surface des capteurs solaires** : 36 m² en toiture terrasse
- **Production théorique annuelle des capteurs** : 16380 kWh
15075 kWh garantis par la GRS et 16378 kWh mesurés soit 8.6 % de plus
- **Capteurs** : De Dietrich
- **Volume du stockage solaire** : 1600 litres
- **Énergie substituée** : gaz
33 % des besoins en eau chaude sanitaire sont couverts par l'installation solaire
- **Impact sur l'environnement** : diminution annuelle de 5 tonnes de CO₂

✓ Financement

- **Coût de l'installation solaire thermique** : 40116.23 € HT
- **Aides ADEME** : 17420 € HT

4.4.4. Chauffe-eau solaire pour des hôtels (Région Paca)

Situé en bordure du golf centenaire de Valescure, à St Raphaël dans le Var (Région Paca), cet hôtel comprend 40 chambres, deux restaurants et une piscine. Les propriétaires, ont fait le choix d'une réfection totale d'une l'installation solaire existante qui assurerait désormais plus de 60 % des besoins.



✓ Données techniques

- **Mise en service** : juin 2003
- **Contrat GRS de 5 ans**
- **Surface des capteurs solaires** : 90 m²
- **Production théorique annuelle des capteurs** : 37400 kWh/m²/an et 20600 kWh (piscine)
90 % garantis par la GRS
- **Capteurs** : Clipsol
- **Volume du stockage solaire** : 4500 litres
(2 ballons: un de 2500 litres + un de 2000 litres)
- **Énergie substituée** : gaz naturel
61 % des besoins en eau chaude sanitaire sont couverts par l'installation solaire
- **Impact sur l'environnement** : diminution annuelle de 23 tonnes de CO₂

✓ Financement

- **Coût de l'installation solaire thermique** : 68500 € HT
- **Aides (ADEME/ ÉTAT/RÉGION)** : 48174 € HT

4.5. Conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons réalisé une validation du logiciel 'DCESAL' élaboré et destiné au dimensionnement des chauffe-eau solaires individuels en Algérie. Et, puisque associé au logiciel 'NASAL', permettant le calcul de l'éclairement solaire incident sur le plan d'un capteur considéré, une validation de l'éclairement et de l'énergie solaire est également prise en compte et des cartes solaires de l'Algérie sont proposées et analysées.

Ce travail nous a permis de confronter les valeurs mesurées de l'éclairement solaire et celles estimées par les deux modèles paramétrés. Nous avons constaté que le modèle *r.sun* donne une bonne estimation de l'éclairement solaire, et plus particulièrement pour une incidence sur un plan incliné. Les résultats obtenus pour les deux sites se rapprochent avec une grande précision des données réelles. Par ailleurs, l'utilisation du modèle Capderou peut conduire à des valeurs erronées, ce qui influe considérablement sur le dimensionnement des systèmes énergétiques solaires. Pour les deux sites, ce modèle s'avère donner des valeurs estimées inférieures ou supérieures à celles mesurées. Pour la partie du capteur plan, les résultats expérimentaux et théoriques obtenus sont confrontés, la concordance s'avère acceptable et les écarts qui existent sont dus aux erreurs de mesures et aux perturbations par des passages nuageux le jour du test.

La modification des bases de données de l'éclairement solaire et de la température ambiante du logiciel 'RETscreen' par des données relatives à l'Algérie nous a permis d'obtenir des résultats proches entre les deux logiciels qui sont; à cet effet, très satisfaisants. La validation du logiciel 'DCESAL' par le logiciel 'RETscreen' permet de conclure que grâce à la méthode de calcul *f-Chart*, on peut déterminer une installation solaire avec précision.

Nous terminons le chapitre par l'aspect GRS (Garantie de Résultats Solaires) qui est la garantie durable d'une quantité d'énergie solaire annuelle produite, en fonction de la consommation d'eau chaude. La GRS a été aussi le moyen de développer des outils de télésurveillance très performants, préfigurant l'interconnexion généralisée des installations techniques que laisse aujourd'hui entrevoir Internet.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Dans le cadre de ce travail on s'est proposés de développer un outil informatique pour la gestion des projets de chauffage solaire de l'eau en Algérie, le logiciel réalisé (DCESAL) solidaire d'un autre logiciel (NASAL), également réalisé, permet de faire l'étude économique des chauffe-eau solaires, adaptée au marché Algérien, et cela en passant d'abord par un dimensionnement optimal de l'installation en question.

Après une étude bibliographique sur le sujet, on a procédé à la programmation de la méthode de dimensionnement en considérant le cas de l'Algérie et on s'appuyant sur deux modèles mathématiques pour le calcul de l'éclairement solaire, dont le paramètre essentiel est le facteur de trouble de Linke où nous avons élaboré une base de données pour chaque combinaison (Lat, Lon et Alt) de l'Algérie, une validation des résultats sur les sites de Ghardaïa et Bouzaréah est réalisée et les cartes solaires de l'Algérie sont déduites. Ensuite nous avons réalisé et intégré la partie du logiciel concernant la base de données des capteurs plans, et nous avons terminé le travail par la partie du logiciel concernant l'évaluation du coût, adapté au marché Algérien actuel.

Les tests entrepris pour vérifier aussi bien le bon fonctionnement et la fiabilité du logiciel réalisé, montrent que le programme de travail défini initialement a été réalisé dans son ensemble. L'approche que nous avons présentée montre la faisabilité de ce genre de projets en Algérie, les résultats obtenus sont satisfaisants, et ne constituent qu'une partie d'un vaste domaine.

L'Algérie a commencé dernièrement à s'introduire dans le solaire thermique à plusieurs échelles en coopération avec des sociétés étrangères, mais l'investissement reste encore minime par rapport à son potentiel énorme en énergie solaire. Pour cela, il est important que le pays commence à maîtriser cette technologie pour pouvoir à terme, équilibrer sa consommation en introduisant de plus en plus l'énergie solaire thermique et des énergies renouvelables en terme général. Un pays comme l'Algérie pourra donc dégager d'énormes quantités de gaz naturel pour l'exportation. Ces quantités ne seraient pas utilisées pour le chauffage ou dans la production électrique, du fait de la mise en place des systèmes de chauffe-eau solaires avec l'aide technique et le financement de l'Union Européenne dans le cadre d'un partenariat énergétique à long terme.

LISTE DES FIGURES

Fig 1.01	Le chauffe-eau solaire monobloc.	05
Fig 1.02	Le chauffe-eau solaire thermosiphon.	06
Fig 1.03	Le chauffe-eau solaire à circulation forcée.	06
Fig 1.04	Coupe transversale d'un capteur plan.	07
Fig 1.05	Les types de capteur solaire.	08
Fig 1.06	L'appoint électrique.	09
Fig 1.07	L'appoint chaudière à gaz.	09
Fig 1.08	L'appoint séparé.	09
Fig 1.09	L'appoint en série.	09
Fig 1.10	Le schéma d'un chauffe-eau solaire collectif.	11
Fig 1.11	Evolution de la puissance installée en CES à circulation forcée et leurs prix en Europe.	12
Fig 1.12	Répartition des émissions dans le monde par habitant.	13
Fig 1.13	La contribution de la puissance installée des capteurs thermiques à la réduction du CO ₂ .	15
Fig 1.14	Comparaison de la consommation d'un chauffe- eau (sans et avec système solaire).	15
Fig 1.15	La consommation mondiale du gaz naturel et de l'électricité (fin 2005).	17
Fig 1.16	La consommation du gaz naturel et de l'électricité en Algérie.	17
Fig 1.17	Les ressources solaires dans les pays méditerranéens.	18
Fig 1.18	Le potentiel de l'Algérie en énergie solaire.	19
Fig 1.19	La puissance thermique installée dans le monde par les dix pays leaders	20
Fig 1.20	La capacité en solaire thermique existante dans le monde par type de collecteur	20
Fig 1.21	Evolution de la capacité installée en solaire thermique par an en Europe.	21
Fig 1.22	Les pays leader en solaire thermique selon les statistiques de 2005.	21
Fig 1.23	Le marché du solaire thermique en Chine et les perspectives d'avenir.	22
Fig 1.24	Le marché du solaire thermique en Allemagne.	23
Fig 1.25	Evolution du marché des CES en Tunisie.	24
Fig 1.26	Evolution du marché des CES au Maroc.	25
Fig 1.27	Exemple de réalisations du solaire thermique en Algérie.	25
Fig 2.01	Variation mensuelle des valeurs moyennes, maximales et minimales du facteur de trouble de Linke calculées à Ghardaïa et Bouzaréah pour l'année 2006.	30
Fig 2.02	Valeurs mensuelles moyennes du coefficient τ_a pour les deux sites.	32
Fig 2.03	Comparatif des résultats obtenus pour les valeurs mensuelles moyennes du facteur de trouble de Linke et du coefficient d'Angstrom pour les deux sites.	32
Fig 2.04	Relation entre le facteur de trouble de Linke et le coefficient d'Angstrom calculée pour les deux sites.	34
Fig 2.05	Comparaison des résultats obtenus pour le calcul du facteur de Linke par différentes méthodes à Ghardaïa et Bouzaréah pour l'année 2006.	36
Fig 2.06	Variation de l'équation du temps en fonction du jour.	38
Fig 2.07	Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour.	39
Fig 2.08	Position du soleil par rapport à un point fixe de la terre (hauteur et azimut du soleil).	39
Fig 2.09	Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour.	40
Fig 2.10	Variation de l'azimut solaire en fonction du temps.	41
Fig 2.11	Variation de la hauteur du soleil en fonction de l'azimut solaire.	41
Fig 2.12	Variation de la masse d'air en fonction de la hauteur du soleil.	42
Fig 2.13	Variation de l'épaisseur optique de l'atmosphère en fonction de la masse d'air.	43
Fig 2.14	Eclairement solaire extraterrestre.	44
Fig 2.15	Variation de l'éclairement solaire extraterrestre en fonction du jour.	44
Fig 2.16	Variations de la transmittance directe.	45
Fig 2.17	Variations de l'éclairement direct horizontal (Modèle r.sun).	45
Fig 2.18	Fonction diffuse angulaire.	47
Fig 2.19	Variations de l'éclairement diffus horizontal (Modèle r.sun).	47
Fig 2.20	Variations de l'éclairement global horizontal en fonction de la hauteur du soleil et du	47

	facteur de linke (Modèle r.sun).	
Fig 2.21	Variations de l'éclairement direct horizontal (Modèle Capderou).	49
Fig 2.22	Variations de l'éclairement diffus horizontal (Modèle Capderou).	49
Fig 2.23	Variation de l'angle d'incidence en fonction de l'angle horaire.	50
Fig 2.24	Variations de l'éclairement direct incident sur un plan incliné (Modèle r.sun).	51
Fig 2.25	Variations de l'éclairement diffus incident sur un plan incliné et ensoleillé (Modèle r.sun).	52
Fig 2.26	Variations de l'éclairement direct incident sur un plan d'inclinaison β (Modèle Capderou).	53
Fig 2.27	Variations de l'éclairement diffus incident sur un plan d'inclinaison β (Modèle Capderou).	55
Fig 2.28	Eclairement incident sur un plan horizontal.	56
Fig 2.29	Eclairement incident sur un plan incliné à la latitude.	56
Fig 2.30	Eclairement incident sur un plan incliné de 45 et 60°.	57
Fig 2.31	Eclairement incident sur un plan orienté vers le Sud et incliné de 90°.	57
Fig 2.32	Eclairement incident sur un plan vertical orienté vers l'Est et vers l'Ouest.	57
Fig 2.33	Eclairement incident sur un plan orienté Sud Ouest et Sud Est.	58
Fig 2.34	Variation du coucher et du lever du soleil (a) et de la durée du jour (b) en fonction du jour.	59
Fig 2.35	Variations de l'énergie solaire globale reçue par un plan horizontal (Modèle r.sun).	60
Fig 2.36	Variations de l'énergie solaire globale reçue par un plan horizontal (a) et incliné (b).	60
Fig 2.37	Energie solaire journalière reçue par un capteur plan horizontal (a) et incliné (b).	61
Fig 2.38	Effet de l'inclinaison du plan sur l'énergie solaire reçue par celui-ci.	62
Fig 3.01	<i>f-Chart</i> pour les systèmes utilisant un liquide pour le transfert de la chaleur.	70
Fig 3.02	Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairement solaire.	72
Fig 3.03	Feuille de présentation du logiciel 'NASAL'.	74
Fig 3.04	Feuille principale du logiciel 'NASAL'.	75
Fig 3.05	Feuille de choix du site du logiciel 'NASAL'.	75
Fig 3.06	Feuille de choix du plan d'incidence du logiciel 'NASAL'.	76
Fig 3.07	Organigramme général du logiciel de dimensionnement.	77
Fig 3.08	Feuille de présentation du logiciel 'DCESAL'.	78
Fig 3.09	Feuille principale du logiciel 'DCESAL'.	78
Fig 3.10	Représentation de la barre d'outils principale du logiciel 'DCESAL'.	80
Fig 3.11	Feuille de dimensionnement des chauffe-eau solaires du logiciel 'DCESAL'.	81
Fig 3.12	Feuille des données de l'éclairement et de l'énergie solaire du logiciel 'DCESAL'.	83
Fig 3.13	Feuille de la base de données des capteurs plans solaires du logiciel 'DCESAL'.	84
Fig 3.14	Feuille d'évaluation des coûts et du temps d'amortissement du logiciel 'DCESAL'.	85
Fig 3.15	Feuille 'Ouvrir' du logiciel 'DCESAL'.	85
Fig 3.16	Représentation du rapport global du logiciel 'DCESAL'.	86
Fig 3.17	Représentation des étapes de réalisation des tests du logiciel 'DCESAL'.	86
Fig 3.18	Résultats obtenus pour le dimensionnement d'un CESI réalisé par DCESAL (Alger).	87
Fig 3.19	Résultats obtenus pour le temps d'amortissement d'un CESI réalisé par DCESAL.	96
Fig 4.01	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'éclairement horizontal diffus (a), direct (b), et global (c) et l'erreur relative de IG ^h (d) sur le site de Bouzaréah pour un jour d'hiver clair.	100
Fig 4.02	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'éclairement diffus (a), direct (b), et global horizontal (c) et l'erreur relative de IG ^h (d) sur le site de Ghardaïa pour un jour d'été clair.	101
Fig 4.03	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'éclairement global incliné (a) et l'erreur relative de IG ⁱ (b) sur le site de Bouzaréah pour un jour d'hiver clair.	102
Fig 4.04	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'éclairement global incliné (a) et l'erreur relative de IG ⁱ (b) sur le site de Bouzaréah pour un jour d'automne clair.	102
Fig 4.05	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales	103

	pour l'éclairement global incliné (a) et l'erreur relative de IG^i (b) sur le site de Ghardaïa pour un jour d'été clair.	
Fig 4.06	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'éclairement global incliné (a) et l'erreur relative de IG^i (b) sur le site de Ghardaïa pour un jour du printemps clair.	103
Fig 4.07	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire diffuse (a), directe (b) sur le site de Bouzaréah (plan horizontal).	106
Fig 4.08	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire diffuse (a), directe (b) sur le site de Ghardaïa (plan horizontal).	106
Fig 4.09	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire globale pour un mois d'hiver (a), d'automne (b) sur le site de Bouzaréah (plan incliné).	107
Fig 4.10	Comparaison des résultats obtenus par les deux modèles avec les données expérimentales pour l'énergie solaire globale pour un mois du printemps (a), d'été (b) sur le site de Ghardaïa (plan incliné).	108
Fig 4.11	Carte solaire de l'Algérie selon DLR.	108
Fig 4.12	Carte des altitudes de l'Algérie.	108
Fig 4.13	Cartographie de l'énergie solaire globale reçue sur un plan horizontal simulée par ciel clair selon le modèle r.sun (a), le modèle Capderou (b).	109
Fig 4.14	Cartographie du facteur de Linke pour le mois de Janvier (a), et le mois de Juillet (b).	109
Fig 4.15	Comparaison des résultats (énergie solaire fournie — 1 Capteur plan).	110
Fig 4.16	Comparaison des résultats (énergie solaire fournie — 2 Capteur plan).	110
Fig 4.17	Comparaison des résultats (taux de recouvrement solaire — 1 Capteur plan).	111
Fig 4.18	Comparaison des résultats (taux de recouvrement solaire — 2 Capteur plan).	111
Fig 4.19	Comparaison des résultats avec les bases de données éclairement solaire et température ambiante modifiées.	112
Fig 4.20	Exemple de bilan annuel pour une installation à chauffe-eau solaire avec GRS.	115
Fig 4.21	Schéma de télésurveillance pour une installation à chauffe-eau solaire collective avec GRS.	116

LISTE DES TABLEAUX

Tab 1.01	Comparaison entre l'appoint électrique et l'appoint à gaz naturel pour un chauffe-eau solaire.	10
Tab 1.02	Comparaison des différents systèmes de production d'eau chaude.	13
Tab 2.01	Résultats obtenus pour les valeurs mensuelles du facteur de trouble de Linke et du coefficient d'Angstrom pour les sites de Ghardaïa et Bouzaréah.	33
Tab 2.02	Jour type standard du mois.	61
Tab 3.01	Liste des sites Algérien utilisés pour les tests.	87
Tab 3.02	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec les deux modèles de calcul de l'éclairement solaire.	91
Tab 3.03	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec différents angles d'inclinaisons des capteurs plans solaires.	92
Tab 3.04	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec fraction hivernale et différents angles d'inclinaisons.	92
Tab 3.05	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI avec variation du nombre de personnes.	93
Tab 3.06	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI selon différents volumes du ballon de stockage.	93
Tab 3.07	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI pour différentes températures d'eau chaude.	93
Tab 3.08	Résultats des tests obtenus pour le dimensionnement d'un CESI pour différents types de capteurs plans.	94
Tab 3.09	Prix unitaire des équipements énergétiques.	95
Tab 3.10	Résultats obtenus de l'évaluation des coûts pour deux types de chauffe-eau solaires.	97
Tab 4.01	Résultats de calcul des erreurs relatives sur les sites de Ghardaïa et Bouzaréah de l'éclairement horizontal et incliné pour quelques jours clairs de l'année.	104

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [01] Site Internet : <http://www.bp.com>
- [02] A. Mefti, M.Y. Bouroubi et A. Khellaf. 'Analyse Critique du Modèle de l'Atlas Solaire de l'Algérie', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 2, N°2, pp. 69 - 85, 1999.
- [03] J.K. Page, 'Prediction of solar radiation on inclined surfaces'. Solar Energy R & D in the European Community, Series F Solar Radiation Data, Vol. 3., Dordrecht: Reidel Publishing Company, 1986.
- [04] J. Hofierka and M. Sári, 'The Solar Radiation Model for Open Source GIS: iImplementation and Applications', Proceedings of the Open source GIS - GRASS users conference, Trento, Italy, 11-13 September 2002.
- [05] C. Gueymard and F. Vignola, 'Determination of atmospheric turbidity from the diffuse-beam broadband irradiance ratio', Solar Energy, Vol. 63, N°3, pp. 135 - 146, 1998.
- [06] C.A. Gueymard and JD. Garrison, 'Critical evaluation of precipitable water and atmospheric turbidity in Canada using measured hourly solar irradiance', Solar Energy, Vol. 62, N°4, pp. 291 - 307, 1998.
- [07] M. Cucumo, D. Kaliakatsos and V. Marinelli, 'A calculation method for the estimation of the Linke turbidity factor', Renewable Energy, Vol. 19, N°1-2, pp. 249 - 258, 2000.
- [08] R. Pedros, J.A Utrillas, J.A Martinez-Lozano and F. Tena, 'Values of Broad Band Turbidity Coefficients in a Mediterranean Coastal Site', Solar Energy. Vol. 66, N°1, pp. 11 - 20, 1999.
- [09] A.S. Rapti, 'Atmospheric transparency, atmospheric turbidity and climatic parameters', Solar Energy, Vol. 69, N°2, pp. 99 - 111, 2000.
- [10] M. Diouri, L. El Amraoui, R. Jaenicke and L. Schutz, 'Atmospheric turbidity over the Angad area of Morocco', Journal of Aerosol Science, Vol. 31, N°1, pp. 279 - 280, 2000.
- [11] M. Chaâbane, 'Analysis of the atmospheric turbidity levels at two Tunisian sites', Atmospheric Research, Vol. 87, pp. 136 - 146, 2008.
- [12] M. Chaâbane, M. Masmoudi and F. Elleuch, 'Determination of Linke turbidity factor from solar radiation measurement in Northern Tunisia', Renewable Energy, Vol. 29, pp. 2065 - 2076, 2004.
- [13] El-Hussainy and Omran, 'Analysis and trends of atmospheric turbidity parameters over Cairo', Meteorology and Atmospheric Physics, Vol. 66, N°1-2, pp. 113 - 121, 1998.
- [14] A.S. Zakey, M.M. Abdelwahab and P.A. Makar, 'Atmospheric turbidity over Egypt', Atmospheric Environment, Vol. 38, pp. 1579 - 591, 2004.
- [15] L. Diabaté, J. Remund and L. Wald, 'Linke Turbidity Factors for Several Sites in Africa', Solar Energy. Vol. 75, N°2, pp. 111 - 119, 2003.
- [16] J. Remund, L. Wald, M. Lefevre, T. Ranchin and J. Page, In press. 'Worldwide Linke turbidity information', In: Proceedings of the ISES Solar World Congress 2003, Goeteborg, Sweden, 16-19 June 2003.
- [17] P. Beutin and P.Grouzard 'L'eau chaude solaire collective, Bonnes pratiques, Connaître pour agir', Document ADEME (Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie), 2005.
- [18] M. Capderou, 'Atlas solaire de l'Algérie', Modèles théoriques et expérimentaux, Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 375 p., 1987.
- [19] 'Matlab/Simulink Tutorial', School of Electrical, Electronic and Computer Engineering, Release 13, Version 6.5, 2nd Edition, 2003.
- [20] J.A. Duffie and W.A. Beckman, 'Solar Engineering of Thermal Processes', 2nd Edition, John Wiley & sons inc, New York, 916 p., 1991.
- [21] S. Teixeira and X. Pacheco, 'Borland Delphi 6 Developer's Guide', Indiana, USA, 1200 p., 2002.
- [22] Site Internet : <http://www.Ademe.fr>
- [23] 'Construire Solaire: Installer un chauffe-eau solaire chez soi', Techniques et Théories Solaires, Cavalie, 2004
- [24] Site Internet : <http://www.outilssolaires.com>
- [25] 'Manuel technique des systèmes à circulation forcée', Capteurs solaires, Document MEGASUN, 2004.
- [26] Rapport, 'Le secteur des énergies renouvelables en Tunisie', Unité pour la promotion des investissements, Tunisie, avril 2002.
- [27] R.Bernard, G. Menguy et M. Schwartz, 'Le rayonnement solaire, Conversion thermique et applications', Technique & documentation, Ed. Lavoisier, France, 250 p., 1983.

- [28] J.M. Chasseriau, 'Conversion thermique du rayonnement solaire', Ed. Dunod, France, 273 p., 1984.
- [29] K. Boulakhras, 'Etude comparative des performance d'un capteur solaire sous vide et d'un capteur solaire ordinaire', Thèse de Magister, Institut de Physique, Université de Constantine, 1998.
- [30] 'L'eau chaude solaire collective, l'habitat collectif', Document ADEME (Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie), 2005.
- [31] Site Internet : <http://www.tecsol.fr>
- [32] Site Internet : <http://www.climatecrisis.net/>
- [33] 'Le changement climatique', Numéro spécial, Bulletin n°15, Document INES (Institut national Français de l'énergie solaire), 2006.
- [34] 'An inconvenient truth, Climat: Etat d'urgence. Le combat d'AlGore contre le réchauffement de la planète', Le monde, 2006.
- [35] Site Internet : <http://www.industrie.gouv.fr>
- [36] Site Internet : <http://www.greenpeace.org>
- [37] Site Internet : <http://www.iea-shc.org>
- [38] Site Internet : <http://www.retscreen.net>
- [39] Manuel d'ingénierie et d'études de cas, 'Modèle pour projets de chauffage solaire de l'eau', Document RETscreen, 122 p. 2004.
- [40] Site Internet : <http://www.planete-energies.com>
- [41] Site Internet : <http://www.Gaz-naturel.ch/fr>
- [42] 'Statistical Review of world Energy', Document BP, 48 p., 2006.
- [43] Site Internet : <http://www.aprue.org.dz>
- [44] Rapport, Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment, A-4, 285 p., 2005.
- [45] F. Morse, 'Global Initiative for Concentrating Solar Power (CSP). Global market initiative', 24 p., 2004.
- [46] M. Geyer, 'Report on the SolarPACES, START Mission to Algeria', IEA SolarPACES, USA, 34 p., 2003.
- [47] 'Algérie: Bilan énergétique national de l'année 2005', Ministère de l'Énergie et des Mines, Direction des Énergies Nouvelles et Renouvelables, 2006.
- [48] Site Internet : <http://www.estif.org>
- [49] Site Internet : <http://www.enerdata.fr>
- [50] 'Fiche de synthèse de la missions économiques de l'ambassade de France en Chine. Les énergies renouvelables en Chine', 2004.
- [51] Site Internet : <http://www.renewables-made-in-germany.com/fr>
- [52] Rapport : 'Applications de l'énergie solaire thermique dans le bassin méditerranéen - AESTBM, Programme MEDA, Analyse des situations locales dans les six pays bénéficiaires', Paris, Mars 2004.
- [53] 'Maroc, Partenariat Euro-MED', Document de stratégie 2002-2006 and programme indicatif national 2002-2004, 2001.
- [54] Extrait du 'Séminaire sur le rôle des énergies renouvelables dans la sécurité et la diversité énergétique', par l'Agence Nationale Tunisienne pour la maîtrise de l'Énergie, Tunis le 26 Avril 2005.
- [55] M. Katz, A. Baille and M. Mermier, 'Atmospheric turbidity in a semi rural site I', Solar Energy, Vol. 28, pp. 323 – 327, 1982.
- [56] M. Katz, A. Baille and M. Mermier, 'Atmospheric turbidity in a semi rural site III', Solar Energy, Vol. 28, pp. 329 – 334, 1982.
- [57] F. Linke, 'Transmissions - Koeffizient und Trübungsfaktor', Beiträge zur Physik der Atmosphäre, Vol. 10, pp. 91 – 103, 1922.
- [58] M. Karayel, M. Navvab, E. Ne'eman and S. Selkowitz, 'Zenith luminance and sky luminance distributions for daylighting calculations', Energy and Buildings, Vol. 6, N°3, pp. 283 – 291, 1983.
- [59] A. Louche, G. Peri and M. Iqbal. 'An analysis of Linke Turbidity Factor'. Solar Energy. Vol. 37, N°6, pp.393 - 396, 1986.
- [60] F. Kasten, 'The Linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness', Solar Energy, Vol. 56, N°3, pp. 239 - 244, 1996.
- [61] F. Kasten and A.T. Young, 'Revised optical air mass tables and approximation formula'. Applied Optics, Vol. 28, N°22, pp. 4735 – 4738, 1989.
- [62] A. Angstrom, 'Techniques of determining the turbidity of the atmosphere', Tellus, Vol.13, pp. 214 – 223, 1961.

- [63] M. Cucumo, V. Marinelli and G. Oliveta, 'Experimental data of the Linke turbidity factor and estimate of the Angstrom turbidity coefficient for two Italian localities', *Renew Energy*, Vol. 17, pp. 397 – 410, 1999.
- [64] A. Louche, M. Maurel, O. Simonnot, G. Peri and M. Iqbal, 'Determination of Angstrom's turbidity coefficient from direct solar irradiance measurements', *Solar Energy*, Vol. 38, pp. 89 – 96, 1987.
- [65] M. Iqbal, '*An Introduction to Solar Radiation*', Toronto, Academic Press, 1983.
- [66] M.A. Machler and M. Iqbal, 'A modification of the ASHRAE clear sky irradiation model', *ASHRAE Trans*, Vol. 91, pp. 106 – 115, 1985.
- [67] M. Machler, 'Parameterization of solar radiation under clear skies', M. Sc.Thesis, University of British Columbia, Vancouver, Canada, 1983.
- [68] B. Leckner, 'Spectral distribution of solar radiation at the earth's surface elements of a model', *Solar Energy*, Vol. 20, N°2, pp. 143 – 150, 1978.
- [69] J. C. Grenier, A. De la Casiniere and T. Cabot, 'A spectral model of Linke's turbidity factor and its experimental implications', *Solar Energy*, Vol. 52, pp. 303 – 313, 1994.
- [70] C. P. Jacovides, 'Model comparison for the calculation of linke's turbidity factor', *International Journal of climatology*, Vol. 17, N° 5, pp. 551 – 563, 1997.
- [71] R. Dogniaux, 'De l'influence de l'estimation du facteur total de trouble atmosphérique sur l'évaluation du rayonnement solaire direct par ciel clair. Application aux données radiométriques de L'IRM à Uccle'. Institut Royal Météorologique de Belgique (IRM), Miscellanea- Serie C. N°20, 1984.
- [72] B. Gschwind, L. Ménard, M. Albuissou and L. Wald, 'Converting a Successful Research Project into a Sustainable Service: The Case of the SoDa Web Service', *Environmental Modelling and Software*, Vol.21, N°11, pp. 1555 - 1561, 2006.
- [73] C. Rigollier, O. Bauer and L. Wald, 'On the Clear Sky Model of the 4th European Solar Radiation Atlas With Respect to the Heliosat Method', *Solar Energy*, Vol. 68, N°1, pp. 33 - 48, 2000.
- [74] METEONORM version 6.0, 'Handbook part II: Theory', Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Technical Documentation, 101 p., 2007.
- [75] A. Khedim, 'L'énergie Solaire utilisation thermique et photovoltaïque', ANEP, 359 p., 2005.
- [76] A. Labouret, '*Energie solaire photovoltaïque*', Ed. Dunod, France, 302 p., 2003.
- [77] F. Kasten, 'A Simple Parameterization of Two Pyrheliometric formulae for determining the Linke Turbidity Factor', *Meteorology Rdsch*, Vol. 33, pp. 124 - 127, 1980.
- [78] K. Feussner and P. Dubois, 'Trübungs faktor, Precipitable Water', *Staub. Gerlands Beitr., Geophysical*, Vol. 27, pp. 132 - 175, 1930.
- [79] M. Lefèvre, M. Albuissou and L. Wald, 'Description of the software HELIOSAT-II for the conversion of images acquired by METEOSAT satellites in the visible band into maps of solar radiation available at ground level', Rapport, Groupe Télédétection & Modélisation, Centre d'Energétique, Armines, Ecole des Mines de Paris, France, 43 p., 2004.
- [80] T. Muneer, 'Solar radiation model for Europe', *Building services engineering research and technology*, Vol. 11, pp. 153 – 163, 1990.
- [81] M. Capderou, '*Atlas solaire de l'Algérie*', Modèles théoriques et expérimentaux, Vol. 2, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 679 p., 1987.
- [82] M. Koussa, A. Malek and M. Haddadi, 'Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes. Application aux capteurs plans', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 10, N°4, pp. 515 - 537, 2007.
- [83] 'Eau Chaude Solaire. Manuel pour la conception, le dimensionnement et la réalisation des installations collectives', Document ADEME (Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie), 2002.
- [84] 'Manuel d'ingénierie et d'études de cas'. Chapitre: Analyse de projets de chauffage solaire de l'eau. Document RETScreen (Centre d'aide à la décision sur les énergies propres), 2004.
- [85] 'ASHRAE Standard 93-86, Methods of testing to determinate the thermal performance of solar collectors', American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers, 1986.
- [86] '25 ans au service du solaire', Document Tecsol (Bureau d'études techniques indépendant), 2008.
- [87] 'Réalisation d'installations avec contrat de Garantie de Résultats Solaires', Document Tecsol (Bureau d'études techniques indépendant), 1999.