

République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique

Faculté des Sciences et
Technologies

جامعة غرداية

كلية العلوم والتكنولوجيا

Département de l'Automatique
et l'Electromécanique



قسم الآلية و الإلكتروميكانيك

Université de Ghardaïa

Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de master

Master académique en : Energie Renouvelable

Spécialité : Energie Renouvelable en électrotechnique

THEME

Analyse des performances d'une centrale photovoltaïque
connectée au réseau d'oued Nechou Ghardaïa

Présenté par

Hobbi sahli & Dahmane ahmed

Membres du jury	Grade	Qualité
CHOUIA Fayçal	MCB -U. Ghardaïa	Président
FEZZANI Amor	MRB –URAER. Ghardaïa	Encadreur
FIHAKHIR Amine Mehdi	MAA -U. Ghardaïa	Examineur
HADJ Mahammed Idris	CR –URAER. Ghardaïa	Examineur

Juin 2018-2019

Remerciements

Nous tenons à remercier en premier lieu ALLAH, le tout puissant.

*Nous tiens en premier à exprimer ma grande gratitude envers mon encadreur
Mr. Amer fezzani qui m'a apporté son aide et ses valseureux conseils pour
l'accomplissement et le suivit de ce travail.*

Nous remercie également le

Membre de jury pour avoir examiner ce travail

*Et Nous présente mes sincères remerciements à tout le personnels qui m'a aidé
à la Réalisation de ce travail.*

Dédicaces

Je dédie ce mémoire :

À ma très chère mère qui a été la lumière de ma vie

Et Mon père

À mes chères sœurs et mes frères

À toute ma famille et ma grande famille, pour tous les efforts et

Les sacrifices qu'ils me présentent.

À tous mes amis (hibba, mounira, fatehi, Abed nnuor, idries)

Sans exception.

Pour conclure, je le dédie à :

À mon classe 2^e Mannée master Master Énergies Renouvelables en

Électrotechnique

Et à tous ce

Qui m'ont aimé et m'ont respecté

Sahli

Dédicaces

Je dédie ce mémoire :

À ma très chère mère qui a été la lumière de ma vie

Et Mon père

À mes chères sœurs et mes frères

À toute ma famille et ma grande famille, pour tous les efforts et

Les sacrifices qu'ils me présentent.

À tous mes amis (hibba, mounira, Khaled, arachide)

Sans exception.

Pour conclure, je le dédie à :

À mon classe 2^e Année master Master Énergies Renouvelables en

Électrotechnique

Et à tous ce

Qui m'ont aimé et m'ont respecté

Ahmed

Résumé

À travers ce travail, nous cherchons à découvrir les performances du champ d'énergie solaire photovoltaïque dans les zones arides où la rayonnement est bonne. Il contient trois chapitres principaux résumés comme suit :

Chapitre 1 : Nous avons présenté un aperçu général du champ solaire de l'Algérie et des caractéristiques standard de l'emplacement de Ghardaïa.

Chapitre 2 : Nous avons présenté des centrales solaires isolées connectées au réseau.

Chapitre 3 : Nous avons présenté tous les composants de la centrale solaire connectée au réseau national d'énergie électrique et Nous avons étudié les performances à la vallée de nechou ghardaïa année 2016.

MOTS CLES : Soleil, Ghardaïa, zones aride, connectées, isolées, photovoltaïque.

ملخص

نسعى من خلال هذا العمل إلى البحث عن كفاءة و محاسن مجال الطاقة الشمسية في المناطق الجافة التي تتواجد بها حرارة جيدة، حيث أنه يحتوي على ثلاثة فصول رئيسية نلخصها فيما يلي:

الفصل الأول : قدمنا نظرة عامة عن مجال الطاقة الشمسية للجزائر وعن الخصائص القياسية لموقع غرداية.

الفصل الثاني: قدمنا صورة عامة عن محطات الطاقة الشمسية المعزولة والمتصلة بالشبكة.

الفصل الثالث: قمنا بعرض جميع مكونات محطة توليد الطاقة الشمسية و قمنا بدراسة محاسن مكونات محطة المتصلة بالشبكة الوطنية لطاقة الكهربائية واد نشو غرداية سنة 2016.

كلمات مفتاحية:

المناطق الجافة , المعزولة, المتصلة, غرداية, الضوئية, الشمس

Table des matières

Remerciements	i
Résumé	iii
Table des matières	iv
Liste des figures.....	ix
Liste des tableaux	xii
Liste des abréviations	xiii
Introduction générale	1
Chapitre I : gisement solaire.....	3
I.1 Introduction	3
I.2 Gisement solaire	3
I.2.1 Le soleil	3
I.2.2 Le spectre solaire.....	5
I.2.3 La constante solaire	6
I.3 Mouvement de la terre.....	6
I.4 Position du soleil par rapport à la terre	6
I.4.1 Repérage d'un site à la surface de la terre (coordonnées géographiques)	6
I.4.1.1 La latitude θ	7
I.4.1.3 L'altitude z	7
I.4.1.2 La longitude φ	7
I.5 Les coordonnées horaires	7
I.5.1 La déclinaison (δ).....	7
I.5.2 L'angle horaire (ω).....	8
I.6 Les coordonnées horizontales	8
I.6.1 L'azimut solaire (a).....	8

I.6.2 La hauteur (h)	8
I.7 Les temps.....	9
I.7.1 Le temps universel (TU)	9
I.7.2 Le temps local (TL).....	9
I.7.3 Le temps solaire moyen (TSM).....	9
I.7.4 Le temps solaire vrais.....	10
I.8 Equation du temps	10
I.9 Structure et composition de l’atmosphère.....	10
I.9.1 L’atmosphère terrestre.....	10
I.9.2 Rôle de l’atmosphère.....	10
I.9.3 Structure de l’atmosphère.....	10
I.10 Rayonnement solaire au sol.....	11
I.10.1 Les type de rayonnements solaires.....	11
I.10.2 Le rayonnement direct	12
I.10.3 Le rayonnement diffus	12
I.10.4 Le rayonnement global.....	12
I.11 Le rayonnement Global sur une surface inclinée	12
I.12 Albédo	13
I.13 Mesure du rayonnement solaire	14
I.14 Le gisement solaire en Algérie.....	15
I.15 calcul d’Irradiation solaire :(ciel clair, Ghardaïa)	17
I.15.1 module monocristallin.....	17
I.15.1 module poly-cristallin	22
I.16 Conclusion.....	27
Chapitre II : Génialité sur les systèmes photovoltaïques	28
II.1 Introduction.....	28

II.2 Système photovoltaïque	28
II.3 Type de système photovoltaïque	28
- Système isolé ou autonome (OFF GRID)	28
II.4 le type des Systèmes autonomes	29
- Système autonome sans batterie	29
- Système autonome avec batterie	30
II.5 Les éléments d'un système PV	31
II.5.1 La cellule PV	31
II.5.1.1 Définition	31
II.5.1.2 Les type des cellules	31
a) Cellule au silicium monocristallin	31
b) Cellule au silicium poly-cristallin	32
c) Cellule au silicium amorphe	32
II.5.2 Générateur photovoltaïque	33
II.5.3 Onduleur	33
II.6 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	33
II.6.1 Principe de l'installation PV raccordée au réseau	33
II.6.2 Les type d'installations de Système connecté au réseau électrique	34
II.6.2.1 Injection de la totalité de la production	34
II.6.2.2 Injection du surplus de production	34
II.7 Système de conversion (Les onduleurs connectés au réseau)	35
II.8 Technologies des onduleurs couplés au réseau	36
II.8.1 Onduleurs modulaires (module invertir)	36
II.8.2 Onduleurs centralisés (central invertir)	36
II.8.3 Onduleurs "de Rangée "	37
II.9 Protection d'installation photovoltaïque connectée au réseau	38

II.9.1 Le disjoncteur.....	38
II.9.2 Le différentiel.....	38
II.9.3 L'isolateur	38
II.10 Compteurs	38
II.11 Qualité et normes des systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	38
II.12 Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau	39
- Avantages	39
- Inconvénients	39
II.13 Conclusion	40
Chapitre III : Central photovoltaïque connectée au réseau Oued nechou Ghardaïa	41
III.1 Introduction	41
III.2 centrale photovoltaïque connectée au réseau d'oued Nechou ghardaïa.....	41
III.2.1 description de la centrale	42
III.3 Technologie utilisé à la centrale	42
III.3.1 Panneaux en silicium monocristallin	42
III.3.2 Panneaux en silicium poly-cristallin.....	43
III.3.3 Panneaux en silicium amorphe	43
III.3.4 Panneaux en couche mince	44
III.4 Représentations de central de Ghardaïa	44
III.4.1 Répartition de puissance par Sous Champ	46
III.5 Production et exploitation de l'énergie électrique dans le central PV de Ghardaïa .	46
III.5.1 Panneaux photovoltaïques	47
III.5.2 Chaîne des panneaux Photovoltaïques	47
III.5.3 Boite de raccordement (ou de jonction)	48
III.5.4 Coffre courant continue	49
III.6 Les onduleurs	49

III.6.1 Caractéristique électrique d’onduleur.....	49
III.7 Système de motorisation (suiveur) dans le central photovoltaïque de Ghardaïa	51
III.8 Les Transformateurs	51
III.9 Post d’évacuation moyen tension – HTA	52
III.10 Station métrologie installé dans le central photovoltaïque d’Oued Nechou Ghardaïa	52
III.11 La consommation de la centrale de d’Oued Nechou	53
III.12 Etude Expérimentale	54
III.13 Caractéristiques géographiques du site Ghardaïa	54
III.14 Résultats expérimentaux.....	54
III.15 Productivité et performance d’un système solaire photovoltaïque	60
III.16 Conclusion	64
Conclusion générale	65
Bibliographies	66
Annexes. A.	68
Annexes. A.1	68
Annexe. A. 2.....	69

Liste des figures

Figure I.1 : composition du soleil par différents éléments chimiques.....	4
Figure I.2 : Le Soleil.....	4
Figure I.3 : Les différentes longueurs d'ondes du rayonnement.....	5
Figure I.4 : Le mouvement de la terre autour du soleil.....	6
Figure I.5 : Coordonnées Géographiques.....	7
Figure I.6 : Les coordonnées horaires.....	8
Figure I.7 : Coordonnées horizontales.....	9
Figure I.8 : Profil vertical de la température dans les couches atmosphériques.....	11
Figure I.9 : Les composants du rayonnement solaire.....	12
Figure I.10 : rayonnement global sur une surface inclinée composé du rayonnement direct (facteur R_b), du rayonnement diffusé (facteur R_d) et du diffusé du sol (facteur R).....	13
Figure I.11 : L'albédo est la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchie vers l'espace.....	14
Figure I.12 : Pyranomètre équipé d'un pare-soleil : mesure de la composante diffuse.....	15
Figure I.13 : Pyrhéliomètre Epale mesure de la composante directe.....	15
Figure I.14 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.....	16
Figure I.15 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.....	16
Figure I.16 : Irradiation G , GP_{02} , DIN_{02_axes} , DIN_{01_axe} en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°	18
Figure I.17 : Irradiation G , GP_{02} , DIN_{02_axes} , DIN_{01_axe} en fonction d'heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°	21
Figure I.18 : Irradiation G , GP_{02} , DIN_{02_axes} , DIN_{01_axe} en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°	23
Figure I.19 : Irradiation G , GP_{02} , DIN_{02_axes} , DIN_{01_axe} en fonction d'heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°	26

Figure II .1 : Schéma principe installation photovoltaïque autonome.....	29
Figure II .2 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie.....	30
Figure II.3 : Exemple d'un système PV autonome avec batterie.....	30
Figure II.4 : Cellule au Silicium Monocristallin.....	32
Figure II.5 : Cellule au Silicium Poly-cristallin.....	32
Figure II.6 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince).....	32
Figure II.7 : Schéma de principe d'installation photovoltaïque connecté au réseau.....	34
Figure II.8 : Les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire.....	35
Figure II.9 : Onduleur modulaire (un onduleur par panneau).....	36
Figure II.10 : onduleur centralisé.....	37
Figure II.11 : Onduleur string.....	37
Figure III.1 : Le central d'OUED NECHOU Ghardaïa.....	41
Figure III.2 : Installation photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa.....	42
Figure III.3 : Panneaux en silicium monocristallin.....	43
Figure III.4 : Panneaux en silicium poly-cristallines.....	43
Figure III.5 : Panneaux en silicium.....	44
Figure III.6 : Panneaux en silicium couche mince.....	44
Figure III.7 : Répartition de puissance par Sous Champ.....	46
Figure III.8 : Répartition des sous champs dans le central PV de Ghardaïa.....	46
Figure III.9 : schéma de boîte de raccordement.....	48
Figure III.10 : photo interne de boit de raccordement.....	48
Figure III.11 : Onduleur de central PV Ghardaïa.....	50
Figure III.12 : Automate programmable qui gouvernant le système suiveur.....	51
Figure III.13 : les transformateurs de la centrale d'Oued Nechou.....	51
Figure III.14 : Post d'évacuation moyen tension – HTA.....	52

Figure III.15 : Station métrologie installer dans la centrale PV d'Oued Nechou Ghardaïa....	53
Figure III.16 : évolution horaire d'irradiation globale des journées 21 juin (Courbe bleu) et 21décembre (Courbe rouge) 2016.....	54
Figure III.17 : évolution horaire de la température ambiante des journées 21 juin 2016 (Courbe bleu) et 21décembre 2016 (Courbe rouge).....	55
Figure III.18 : représentation de l'irradiation moyenne mensuelle.....	55
Figure III.19 : représentation de température moyenne mensuelle.....	56
Figure III.20 : énergie journalière injectée au réseau (courbe bleu) et irradiation solaire (courbe rouge).....	57
Figure III.21 : énergie consommée journalière.....	59
Figure III.22 bilan énergétique mensuel pour chaque mois de l'année 2016 de la centrale étudiée.....	60
Figure III.23 : Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV.....	61

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 0°).....	17
Tableau I.2 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°).....	18
Tableau I.3 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 0°).....	20
Tableau I.4 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 32°).....	20
Tableau I.5 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 juin, ciel clair, inclination 0°).....	22
Tableau I.6 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°).....	23
Tableau I.7 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 0°).....	25
Tableau I.8 : Estimation de l'irradiation et la production électrique pour un module polycristallin (21 décembre, ciel clair, inclination 32°).....	25
Tableau III.1 : Rendement et nombres de cellules de panneau PV.....	47
Tableau III.2 : Nombres des chaînes et boîtes de raccordements de sous champ PV.....	47
Tableau III.3 : éléments de boîte de raccordement.....	48
Tableau III.4 : de Caractéristique électrique des onduleurs.....	49
Tableau III.5 : les caractéristiques géographiques du site Ghardaïa.....	54
Tableau III.6 : Résultat mensuelle de l'année 2016.....	59
Tableau III.7 : Analyse de performance de l'installation PV d'oued nechou suivant la norme IEC61724.....	62

Liste des abréviations

Dt : Diamètre de la terre.

Ds : Diamètre de soleil.

Dts : Distance moyenne soleil- terre.

Ic : La constante solaire moyenne [w/m^2].

O : l'orientation de plan.

I : Angle d'incidence.

B : L'inclinaison extérieure de la surface [$^{\circ}$].

Nj : Numéro du jour de l'année.

W : Angle horaire [$^{\circ}$].

H : Hauteur angulaire du soleil [$^{\circ}$].

TSV : Temps solaire vrai [h].

TSM : Temps solaire moyen [h].

TU : Temps universelle [h].

ET : Équation du temps [min].

TL : Temps légal [h].

H : Hauteur angulaire du soleil [$^{\circ}$].

Cder : Centre de Développement des Energies Renouvelable.

GPV : générateur photovoltaïque.

BT : réseau de distribution basse tension.

HTA : réseau de distribution moyen tension.

SPE : la Société Algérienne de Production d'Electricité.

CEEG : Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz.

MSSI : La mise en service semi industriel.

AC : Courant Alternatif (anglais).

DC : Courant Continue (anglais).

PV : Photovoltaïque.

CC-CA : Courant continu- courant alternatif.

DC-AC : Courant Continu/Courant Alternatif.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

BT : Basse tension.

Cd-Te : Tellure de Cadmium.

SPE : Société Algérienne de Production d'Electricité.

CEEG : La Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz.

ASI : (Ansaldo Sistemi Industriali) (Italie).

DCS : Description Control Système

Y_F : Le productible final.

Y_r : Le productible de référence.

Y_a : Le productible du champ.

L_c : Les pertes de captation du générateur PV.

L_s : Les pertes du système de conversion DC/AC.

IR : L'indice de performance.

Introduction générale

L'énergie est un facteur essentiel du développement économique et social de notre société. La croissance spectaculaire de la population mondiale dans le courant du siècle dernier, le développement industriel et l'accélération de l'urbanisation se traduisent par une demande d'énergie en forte expansion. Notre planète comptera près de 8 milliards d'habitants en 2030, augmentation largement liée à la poussée démographique des pays émergents. On parle d'un triplement de la demande énergétique entre 1970 et 2030 [1]. Les gisements des ressources énergétiques traditionnelles d'origines principalement fossiles ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. De nos jours, nous sommes dépendants des énergies fossiles. Ces énergies non renouvelables ont malheureusement un impact très violent sur notre environnement. En effet, elles se sont révélées très polluantes donc dangereuses pour les hommes mais aussi pour notre écosystème tout entier. Nous remarquons les conséquences de cette pollution atmosphérique tout les jours à travers le réchauffement climatique, les hivers beaucoup plus froids et les étés beaucoup plus chauds, la fonte de la banquise et plus grave encore la disparition de certaines espèces animales. Le danger est encore plus présent depuis que les hommes sont dans l'incapacité de se substituer de ces combustibles. La recherche d'une source d'énergie de remplacement est d'autant plus importants car ces éléments fossiles sont amenés à disparaître et ne peuvent se renouveler avant des millions d'années [2]. Les énergies renouvelables sont donc une bonne alternative à cette diminution des ressources. Elles doivent être pour cela suffisamment productives pour pouvoir remplacer la consommation actuelle ainsi que la demande croissante d'énergie. Elles sont inépuisables, propres et peuvent être utilisées de manière autogérée (puisqu'elles peuvent être utilisées dans le même lieu où elles sont produites). Elles présentent en outre l'avantage additionnel de se compléter entre elles. Par exemple, l'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité les jours dégagés (généralement avec peu de vent), tandis que dans les jours froids et venteux, avec des nuages, ce sont les aérogénérateurs qui prendront le relais et produiront la majorité de l'énergie électrique. Les énergies renouvelables prennent une importante croissance dans la production mondiale d'électricité. Chaque année entre 2011 et 2017, les productions d'électricité ajoutée par les énergies éolienne et photovoltaïque seront plus importantes que celle ajoutée par les réacteurs nucléaires en construction [3]. Chacune des énergies précédentes

exigent la disponibilité de ces gisements. L'Algérie a un gisement solaire important, La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois.

L'objectif majeur de ce travail est d'étudier les performances d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau Oued Nechou à Ghardaïa, cet objectif est structuré en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, nous décrivons les notions essentielles sur le gisement solaire, notions et définitions astronomiques couramment utilisées dans tout domaine relatif au solaire. Dans la deuxième partie de ce chapitre nous focalisons notre attention sur l'estimation de la production de l'énergie électrique journalière, Irradiation globale inclinée, Irradiation globale double axes, Irradiation directe double axes et simple existeriez de site Internet de Centre de Développement des Energies Renouvelable (cder).

Dans Le chapitre deux, généralité sur les systèmes PV (systèmes autonomes, systèmes connectés aux réseaux). Ensuite, nous décrivons les différents composants de chaque système ainsi que les normes de système connecté au réseau A la fin nous énumérons les avantages et les inconvénients de système connecté au réseau.

Dans Le troisième chapitre est divisé en deux parties, dans la première partie est consacré à la présentation de la centrale photovoltaïque connectée au réseau Oued Nechou à Ghardaïa ainsi que les différentes parties constituent cette centrale, et la deuxième partie est dédié à l'étude expérimentale de celle ci. Enfin, nous exposons l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I : Gisement solaire

I.1 Introduction

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables. Comme la plus part des énergies douces, elle donne à l'usager la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une part de ses besoins. La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation globale [4].

Dans ce chapitre nous allons définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- Les grandeurs astronomiques.
- Les grandeurs géographiques.
- Le rayonnement solaire hors atmosphère.
- Le rayonnement direct, diffus et global.

I.2 Gisement solaire

Une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques [5]. On entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné.

I.2.1 Le soleil

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres, elle a une forme sphérique de diamètre est de 1391000 km (100 fois celui de la terre), sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg, sa lumière met environ 8 minutes pour parvenir à la terre. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments [5].

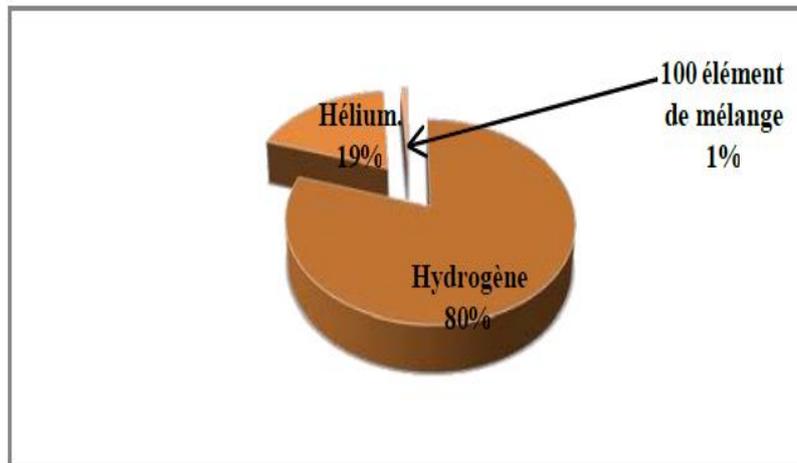


Figure I. 1 : composition du soleil par différents éléments chimiques [5]

La lumière du Soleil est l'énergie naturelle par excellence de notre système planétaire, le soleil, cet astre incandescent dont la température de surface est voisine de 5 500 °C, nous procure chaleur et lumière [5].

Le Soleil (figure I.2) est une bombe thermonucléaire hydrogène – hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium ; cette réaction se fait dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius.

Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de Rayonnement [5].

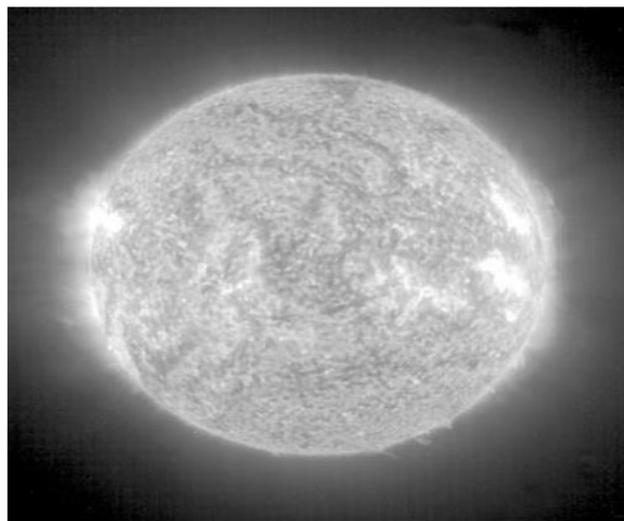


Figure I. 2 : Le Soleil [5]

- Diamètre de soleil $D_s = 1.39 \times 10^9$ m
- Diamètre de la terre $D_t = 1.27 \times 10^7$ m
- Distance moyenne soleil- terre $D_{ts} = 1.5 \times 10^{11}$ m

I.2.2 Le spectre solaire

Le rayonnement solaire est la lumière qui provient du soleil sous forme d'ondes électromagnétiques compris dans une bande de longueur d'onde variant. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi (figure I.3) [5] :

- 9 % dans la bande des ultraviolets ($\lambda < 0,4 \mu\text{m}$) invisibles, provoquent des dommages sur les cellules.
- 47 % dans le visible ($0,4 \mu\text{m} < \lambda < 0,8 \mu\text{m}$) visibles, ils nous permettent de distinguer les formes et les couleurs.
- 44 % dans la bande des infrarouges ($\lambda > 0,8 \mu\text{m}$) invisibles, chauffent la matière solide ou gazeuse qu'ils rencontrent.

Sur Terre, le spectre solaire est modifié en intensité (de l'ordre de $1000 \text{ W} / \text{m}^2$) et en distribution spectrale énergétique. Cette modification est due à l'absorption par l'atmosphère.

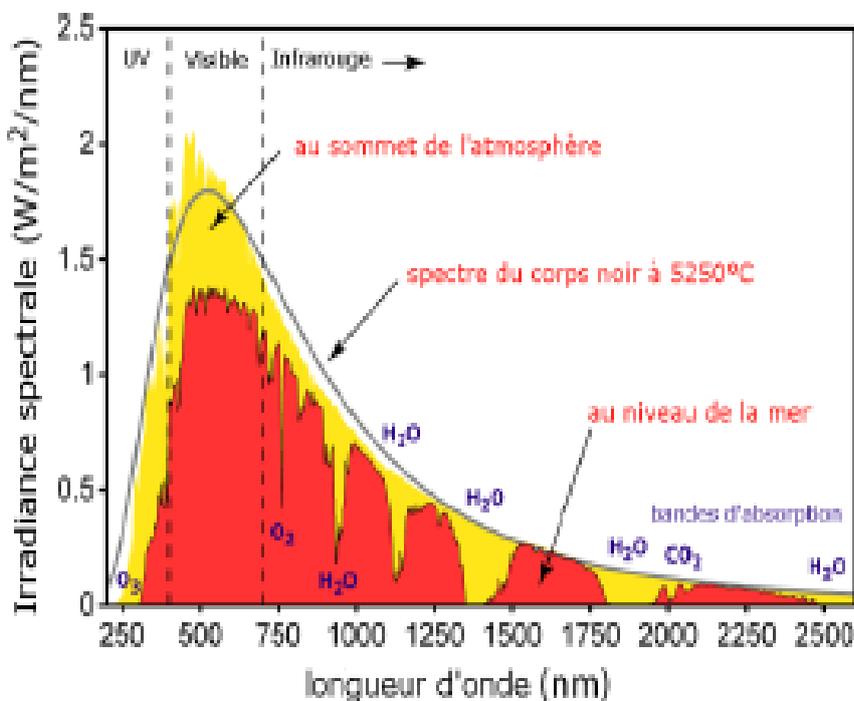


Figure I. 3 : Les différentes longueurs d'ondes du rayonnement [5]

I.2.3 La constante solaire

La valeur du rayonnement solaire " I_c ", reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 Km d'altitude) solaire est de l'ordre de 1354 W.m^{-2} . En première approximation, on peut calculer la valeur de " I_c " en fonction du numéro du jour de l'année " n_j " par la relation suivante [6] :

$$I_c = I_0 [1 + 0.033 \cdot \cos(0.984 \cdot n_j)] \quad (\text{I.1})$$

I.3 Mouvement de la terre

Dans son mouvement autour du soleil, la terre décrit une ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers, la révolution complète s'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique [7].

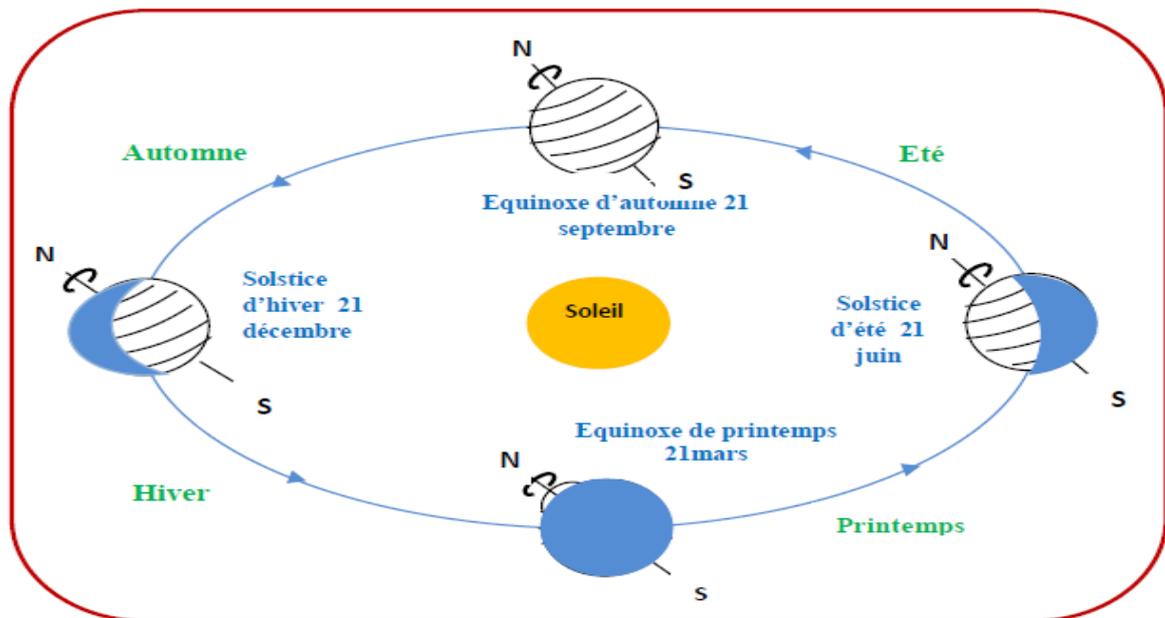


Figure I. 4 : Le mouvement de la terre autour du soleil [5]

I.4 Position du soleil par rapport à la terre

Il est possible de déterminer la position du soleil dans la voûte céleste en fonction du temps et de la position de l'observateur sur la terre [8].

I.4.1 Repérage d'un site à la surface de la terre (coordonnées géographiques)

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes [8] :

I.4.1.1 La latitude θ

C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\theta > 0$, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud.

I.4.1.2 La longitude φ

C'est l'angle φ formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre -180 (vers l'ouest) et +180 (vers l'est). Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes.

I.4.1.3 L'altitude z

C'est la distance verticale exprimée en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence.

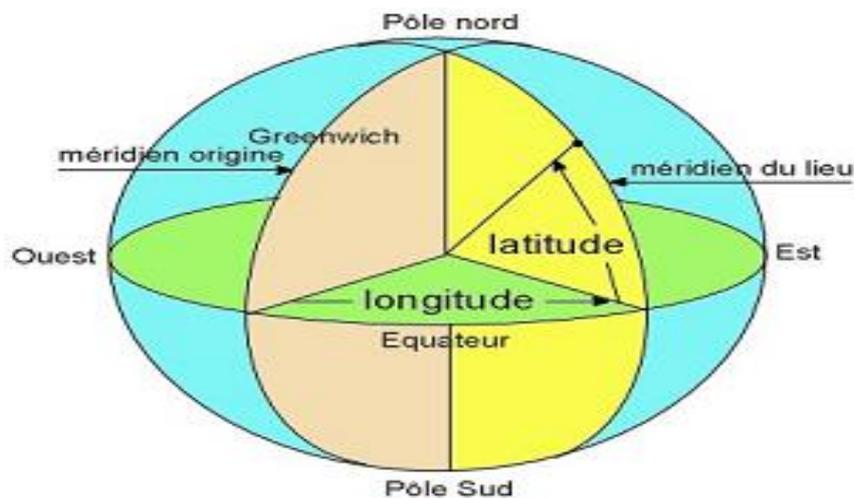


Figure I.5 : Coordonnées Géographiques [9]

I.5 Les coordonnées horaires

I.5.1 La déclinaison (δ)

C'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^\circ 27'$ à $-23^\circ 27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours. Elle s'obtient à partir de la formule suivante [10] :

$$\delta = 23.45 \sin [360/365(n_j + 284)] \quad (\text{I.2})$$

n_j : Numéro du jour de l'année.

I.5.2 L'angle horaire (ω)

Il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe. Il est compté positivement dans le sens rétrograde de 0° à 360° (figure I.6).

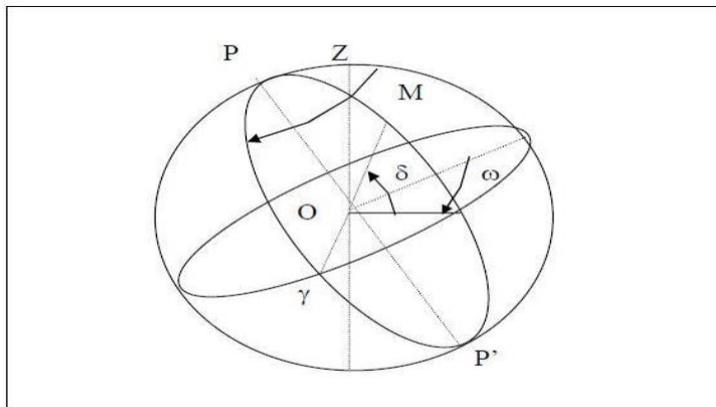


Figure I.6 : Les coordonnées horaires [10]

I.6 Les coordonnées horizontales

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles [11] :

I.6.1 L'azimut solaire (a)

Est l'angle mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre entre le point cardinal Sud (dans l'hémisphère nord) ou Nord (dans l'hémisphère sud) et la projection sur le plan horizontal local de la droite reliant la terre au soleil. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest, défini par l'équation suivante.

$$\sin a = (\cos \delta \cdot \sin w) / (\cos h) \quad (I.3)$$

Note : l'azimut solaire est négatif le matin (direction Est), nul ou égal à 180° à midi et positif l'après-midi (direction Ouest), sur tout le globe. Il diffère de l'azimut géographique, le quel est toujours mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du Nord, indépendamment de l'hémisphère du point d'observation.

I.6.2 La hauteur (h)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir, On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle h : $z + h = 90^\circ$, L'angle de la hauteur solaire est donné par [11] :

$$\sin(h) = \sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos w \quad (I.4)$$

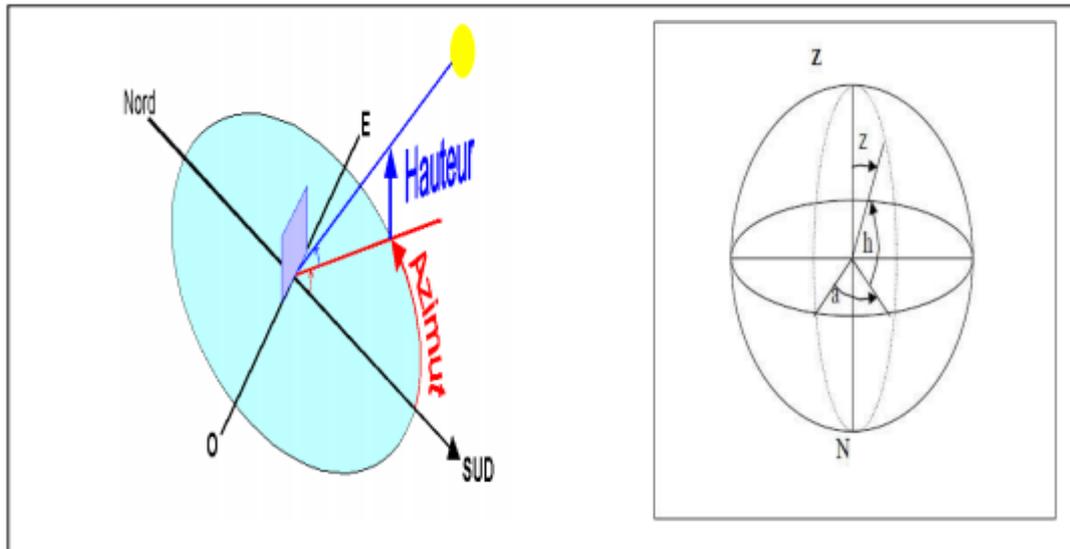


Figure I.7 : Coordonnées horizontales [11]

I.7 Les temps

La Terre subit deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15° . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [8].

I.7.1 Le temps universel (TU)

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean Time) qui est le méridien central du fuseau horaire.

I.7.2 Le temps local (TL)

Pour en déduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire.

$$TL = TU + \text{décalage} \quad (I.5)$$

I.7.3 Le temps solaire moyen (TSM)

Il se déduit de l'équation suivante :

$$TSM = TU + y/15 \quad (I.6)$$

Avec

λ : Longitude de l'lieu.

TSM en heure.

I.7.4 Le temps solaire vrai (TSV)

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil.

$$\text{TSV} = \text{TSM} + E_t \quad (\text{I.7})$$

Où : E_t est l'équation du temps.

I.8 Equation du temps

Le temps E_t varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 Octobre) [12]. Une bonne approximation du temps E_t est donnée par l'équation suivante :

$$E_t = 9.9 \sin [2(0.986n_j + 100)] - [7.7 \sin (0.986n_j - 2)] \quad (\text{I.8})$$

I.9 Structure et composition de l'atmosphère

I.9.1 L'atmosphère terrestre

L'atmosphère est la couche gazeuse qui entoure notre planète. Bien que très mince en comparaison au rayon terrestre, son rôle de filtre du rayonnement solaire est essentiel à la présence de la vie sur terre. Elle est composée à 78.09 % d'azote, 20.95 % d'oxygène, 0.93% d'argon [13].

I.9.2 Rôle de l'atmosphère

Le rôle de l'atmosphère est essentiel à la vie sur Terre car :

- Elle permet d'avoir une température moyenne de 10°C.
- Elle limite les écarts de température entre le jour et la nuit, et contribue au réchauffement de la terre en piégeant une partie du rayonnement solaire par effet de serre.
- Elle absorbe une grande partie du rayonnement ultraviolet du soleil, dangereux pour les yeux et la peau, grâce à l'ozone, gaz présent en proportion plus importante vers 25km d'altitude.
- Elle provoque la combustion d'un grand nombre de météorites sauf les très grosses [12].

I.9.3 Structure de l'atmosphère

La densité et la pression de l'atmosphère diminuent au fur et à mesure que l'altitude augmente et l'on observe que la moitié de la masse atmosphérique est située en dessous de 5km, la 3/4 en dessous de 10 km. La limite avec le milieu interplanétaire n'est pas franche et l'on peut considérer que l'épaisseur géométrique de l'atmosphère suppose parfait en

homogène n'est que de 7,9 km. La température n'est pas constante non plus ; elle ne varie pas uniformément (contrairement à la pression et à la densité).

L'Organisation Mondiale de la Météorologie (OMM) définit quatre zones successives qui caractérisent les phénomènes thermiques (c'est-à-dire les variations de température au sein de l'atmosphère) : la troposphère (de la surface terrestre à une distance de 6 à 11-12 km selon la latitude), la stratosphère (jusqu'à 50 km d'altitude environ), la mésosphère (jusqu'à 70-85 km) et la thermosphère (couche extérieure), Figure (I.8).

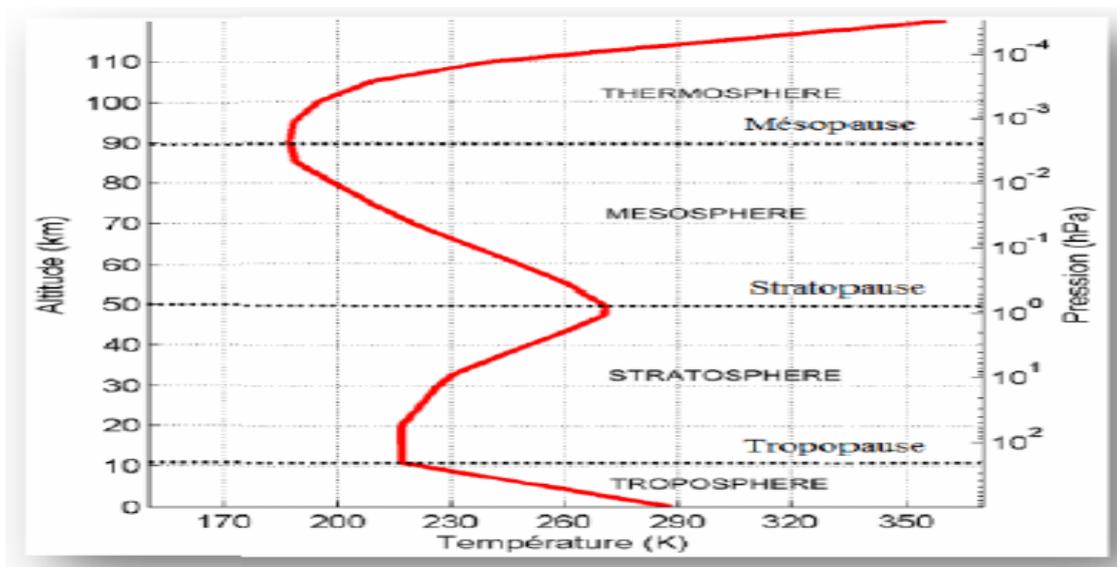


Figure I.8 : Profil vertical de la température dans les couches atmosphériques [12]

I.10 Rayonnement solaire au sol

I.10.1 Les types des rayonnements solaires

L'énergie reçue au niveau du sol est plus faible que 1367 W/m^2 (la constante solaire) car l'atmosphère absorbe une partie du rayonnement solaire (environ 15%) et la réémet dans toutes les directions sous forme de rayonnement diffus. L'atmosphère réfléchit une autre partie du rayonnement solaire vers l'espace (environ 6%). Le rayonnement global au niveau du sol se définit donc comme la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus figure (I.9) L'énergie reçue par une surface dépend en outre de la saison, de la latitude, des conditions météorologiques, du relief, de la pollution, de l'orientation de la surface considérée [13].

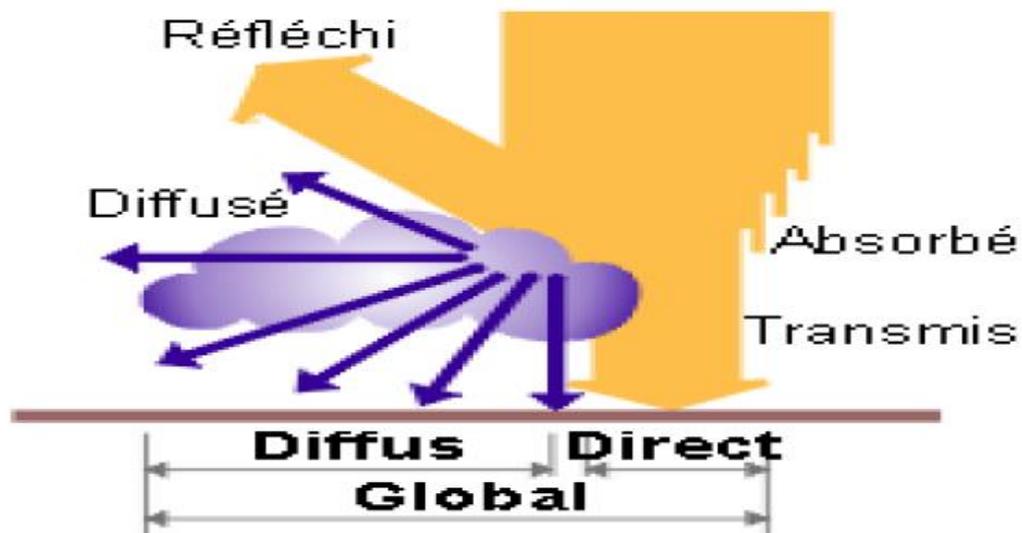


Figure I.9 : Les composants du rayonnement solaire [13]

I.10.2 Le rayonnement direct

Le rayonnement direct c'est la lumière parvenant directement du soleil par ciel clair. Il est constitué de rayons solaires ayant traversé l'atmosphère terrestre sans subir d'absorption ni de diffusion [13].

I.10.3 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus c'est le rayonnement réfléchis par des obstacles (nuages, sol, battements) et provient de toutes les directions. Par ciel clair, la part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu et l'état de l'atmosphère) [13].

I.10.4 Le rayonnement global

Le rayonnement global d'un plan horizontal est la somme des rayonnements direct et diffus. Pour un plan incliné, il faut ajouter le rayonnement réfléchi par la surface environnante [13].

I.11 Le rayonnement Global sur une surface inclinée

Le rayonnement solaire global (G) sur une surface arbitraire ayant une inclinaison par rapport à l'horizontale et un angle azimutal est la somme des composantes directe, (I) diffuse, (D) et réfléchie par le sol et (R) du rayonnement solaire et (β) et un Angel [14].

$$G(\beta) = I(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (I.9)$$

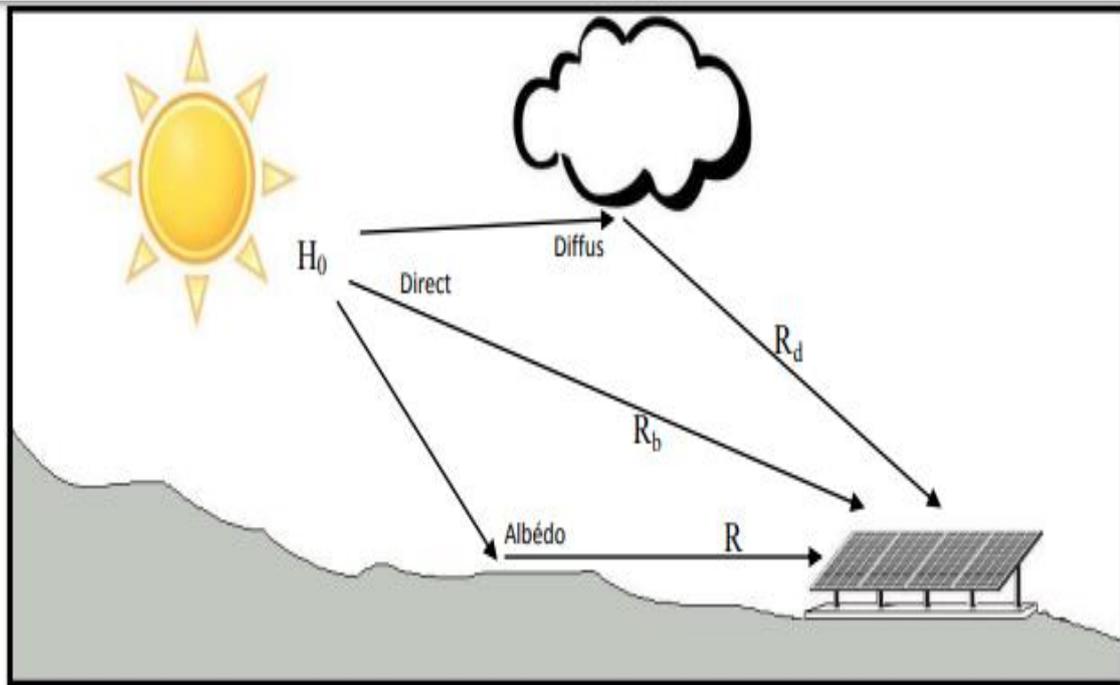


Figure I.10 : rayonnement global sur une surface inclinée composé du rayonnement direct (facteur R_b), du rayonnement diffusé (facteur R_d) et du diffusé du sol (facteur R) [15]

I.12 Albédo

Lorsque le rayonnement solaire arrive sur le sol d'une planète il est en partie réfléchi. L'albédo est la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchie vers l'espace. La partie de l'énergie lumineuse absorbée par la planète est dite incidente. Plus une surface est réfléchissante, plus son albédo est élevé.

La valeur de l'albédo est comprise entre 0 et 1, L'albédo dépend de la couleur et de la matière de la surface concernée.

Pour notre planète Terre, l'albédo permet d'expliquer en partie les basses températures des régions polaires. Les éléments qui contribuent le plus à l'albédo de la Terre sont les nuages, les surfaces de neige et de glace et les aérosols. Par exemple, l'albédo de la neige fraîche est de 0,87, ce qui signifie que 87 % de l'énergie solaire est réfléchi par ce type de neige [16].

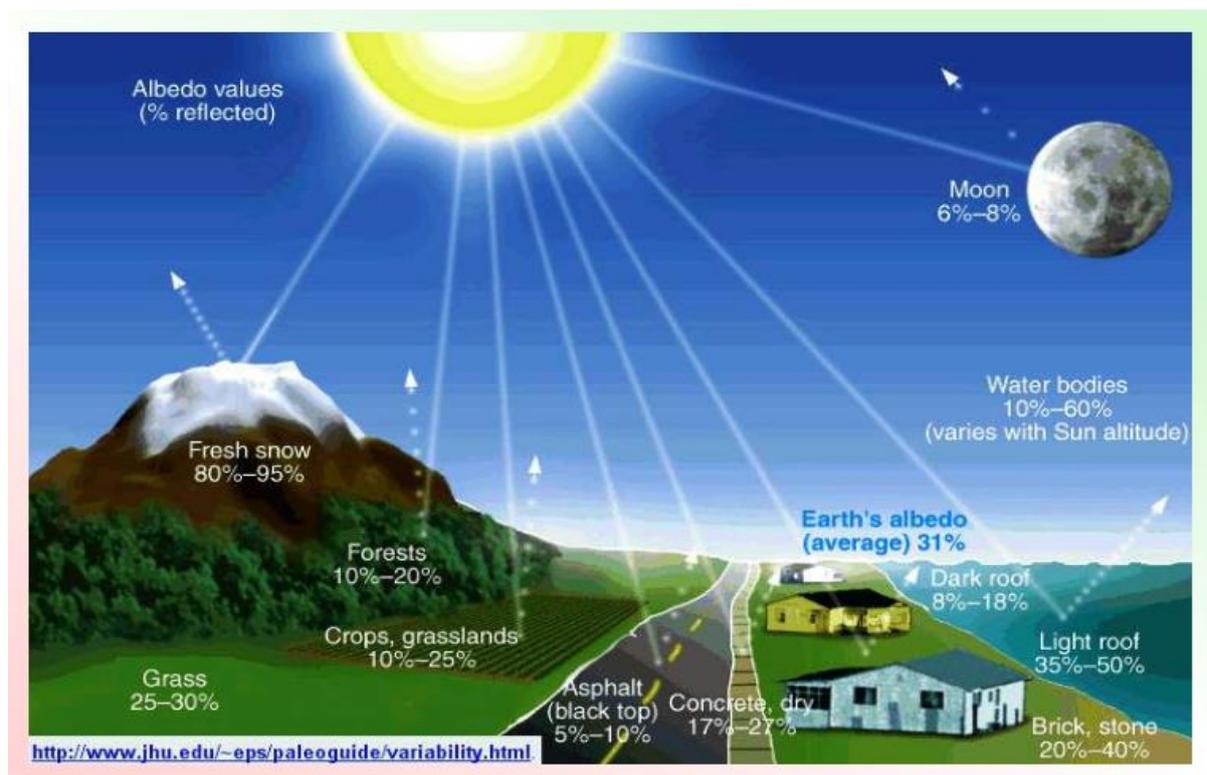


Figure I.11 : L'albédo est la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchi vers l'espace [16]

I.13 Mesure du rayonnement solaire

De façon générale, la mesure de flux global d'irradiation s'effectue dans les stations météorologiques sur le plan horizontal à l'aide d'un Pyranomètre Figure (I.12) [8], cet instrument collecte le rayonnement arrivant sur une surface horizontale noircie qui convertit le rayonnement reçu en chaleur puis en électricité. La différence de température entre cette surface et le corps de l'instrument est proportionnelle à l'éclairement énergétique du rayonnement global : elle est mesurée par une thermopile constituée de plusieurs thermocouples montés en série.



Figure I.12 : Pyranomètre équipé d'un pare-soleil mesure de la composante diffuse [17]



Figure I.13 : Pyrhéliomètre Epale mesure de la composante directe [17]

I.14 Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [18].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la Figure I.14.

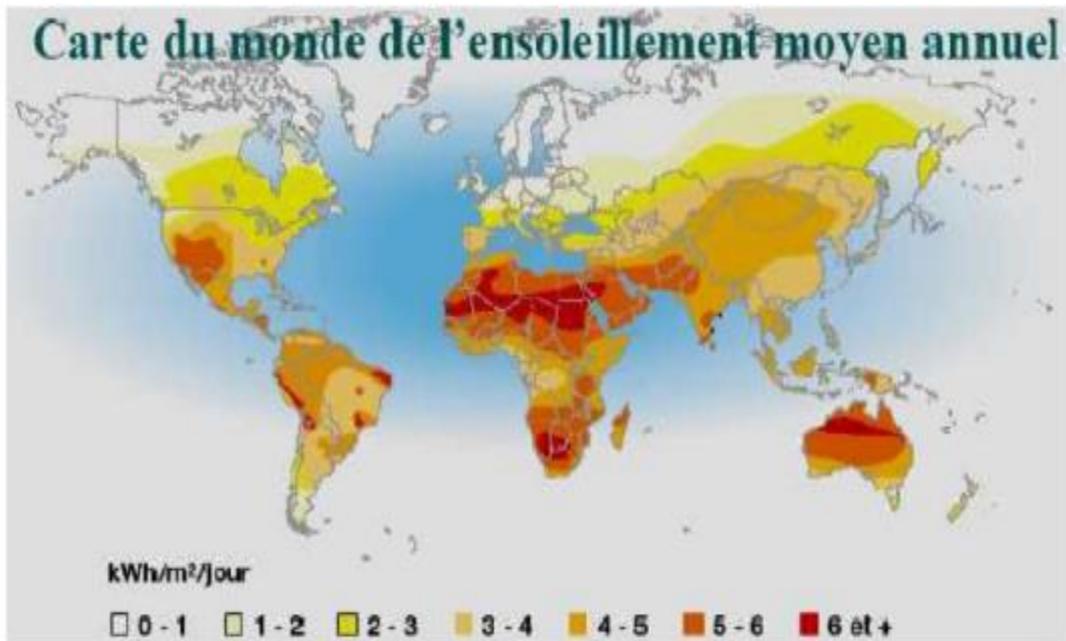


Figure I.14 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [18]

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale [18].

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.15).

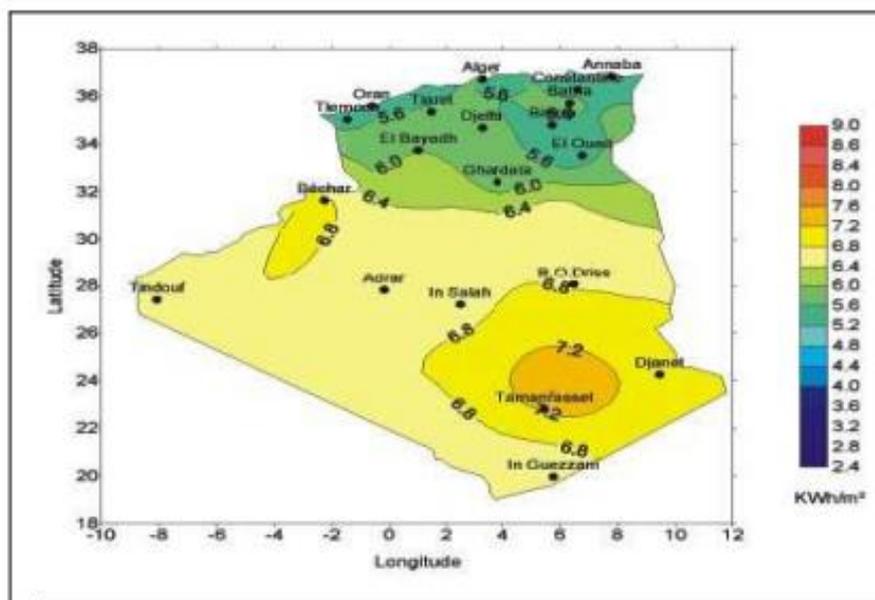


Figure I.15 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [18]

I.15 calcul d'Irradiation solaire :(ciel clair, Ghardaïa)

L'intérêt d'une exploitation rigoureuse du gisement solaire réside dans l'orientation précise de n'importe quel capteur solaire sur terre. Il est à noter que l'énergie électrique journalière produite par le champ photovoltaïque varie au cours de l'année. L'estimation la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02) et Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) présentée dans cette partie et existiez de site Internet de Centre de Développement des Energies Renouvelable [19].

I.15.1 module monocristallin

Tableau I.1 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 0°).

heures TSV	P.Astronomique		Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte		
	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe		DIN_02_axes	DIN_01axe
4h00	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-62.4°	0.7°	4	3	59	49	4	4	57	0	57
6h00	-69.9°	12.3°	151	125	434	360	151	71	389	0	389
7h00	-76.7°	24.4°	360	298	720	597	360	131	639	0	639
8h00	-83.5°	36.9°	570	472	893	740	570	336	789	231	558
9h00	-89.0°	49.5°	757	627	977	810	757	622	859	504	355
10h00	-79.0°	62.1°	905	750	1017	843	905	860	892	734	158
11h00	-59.7°	74.0°	1000	829	1038	860	1000	1004	909	875	34
12h00	0.0°	81.1°	1033	856	1045	866	1033	1045	914	914	0
13h00	59.7°	74.0°	1000	829	1038	860	1000	1004	909	875	34
14h00	79.0°	62.1°	905	750	1017	843	905	860	892	734	158
15h00	89.0°	49.5°	757	627	977	810	757	622	859	504	355
16h00	83.5°	36.9°	570	472	893	740	570	336	789	231	558
17h00	76.7°	24.4°	360	298	720	597	360	131	639	0	639
18h00	69.9°	12.3°	151	125	434	360	151	71	389	0	389
19h00	62.4°	0.7°	4	3	59	49	4	4	57	0	57
20h00	53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			8527 Wh/m ²	7064 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	9384 Wh/kWc	8527 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
			Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	
			Orientation: 0								

Tableau I.2 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°).

heures TSV	P.Astronomique		Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe				Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte
	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-62.4°	0.7°	3	2	59	49	34	4	57	0	57
6h00	-69.9°	12.3°	45	37	434	360	334	71	389	0	389
7h00	-76.7°	24.4°	241	200	720	597	621	131	639	0	639
8h00	-83.5°	36.9°	465	385	893	740	834	336	789	231	558
9h00	-89.0°	49.5°	672	557	977	810	963	622	859	504	355
10h00	-79.0°	62.1°	839	695	1017	843	1018	860	892	734	158
11h00	-59.7°	74.0°	947	785	1038	860	1013	1004	909	875	34
12h00	0.0°	81.1°	985	816	1045	866	985	1045	914	914	0
13h00	59.7°	74.0°	947	785	1038	860	1013	1004	909	875	34
14h00	79.0°	62.1°	839	695	1017	843	1018	860	892	734	158
15h00	89.0°	49.5°	672	557	977	810	963	622	859	504	355
16h00	83.5°	36.9°	465	385	893	740	834	336	789	231	558
17h00	76.7°	24.4°	241	200	720	597	621	131	639	0	639
18h00	69.9°	12.3°	45	37	434	360	334	71	389	0	389
19h00	62.4°	0.7°	3	2	59	49	34	4	57	0	57
20h00	53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			7409 Wh/m ²	6138 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	9384 Wh/kWc	10619 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axe) de la journée 21 juin (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

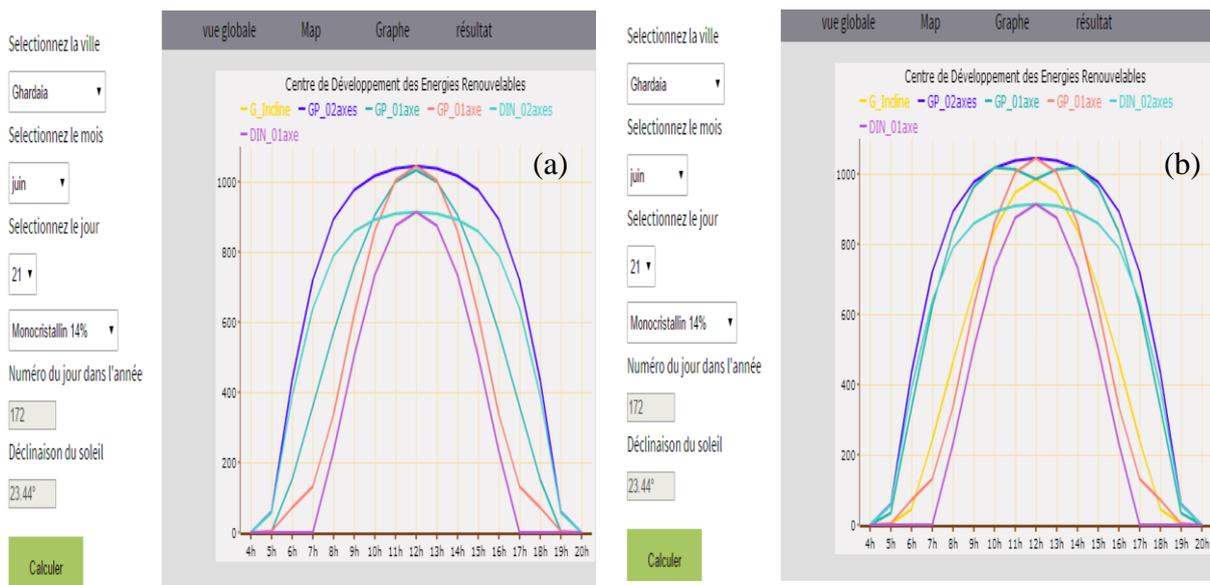


Figure I.16 : Irradiation G, GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_{02}), Irradiation directe double axes (DIN_{02_axes}) et simple (DIN_{01_axe}) de la Journée du juin (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.1 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.2 [18].

Les résultats obtenus (voir figure I.16), on trouve :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G , sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 1033 W/m^2 à 905 W/m^2 de G sur le plan horizontal et 985 W/m^2 à 839 W/m^2 sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement.
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_{02}), varient entre 1045 W/m^2 à 1017 W/m^2 de G , entre 12h00 et 14h00.
3. L'augmentation de l'irradiation globale cumulée du système double axes est de 34% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 25% inclinaison 0° .
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 35% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 26% inclinaison 0° .
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 0° est de 13% par rapport au système fixe inclinaison 32° de la journée 21 juin.
6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.3 : Estimation de l’irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 0°).

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclignée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	140	116	660	547	140	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	323	268	880	729	323	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	473	392	982	814	473	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	569	472	1029	853	569	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	602	499	1042	864	602	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	569	472	1029	853	569	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	473	392	982	814	473	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	323	268	880	729	323	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	140	116	660	547	140	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			3612 Wh/m ²	2995 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	6750 Wh/kWc	3612 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²
			Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0	

Tableau I.4 : Estimation de l’irradiation globale et la production électrique pour un module monocristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 32°).

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique		Irradiation Globale Inclignée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte	
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclignée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe	
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8h00	-53.8°	10.0°	317	263	660	547	450	412	625	377	248
9h00	-43.5°	19.6°	580	481	880	729	692	682	815	616	199
10h00	-31.1°	27.2°	779	646	982	814	840	880	899	797	102
11h00	-16.3°	32.4°	903	748	1029	853	920	1002	937	910	27
12h00	0.0°	34.2°	946	784	1042	864	946	1042	949	949	0
13h00	16.3°	32.4°	903	748	1029	853	920	1002	937	910	27
14h00	31.1°	27.2°	779	646	982	814	840	880	899	797	102
15h00	43.5°	19.6°	580	481	880	729	692	682	815	616	199
16h00	53.8°	10.0°	317	263	660	547	450	412	625	377	248
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			6104 Wh/m ²	5060 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	6750 Wh/kWc	6750 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0	

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée 21 décembre (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

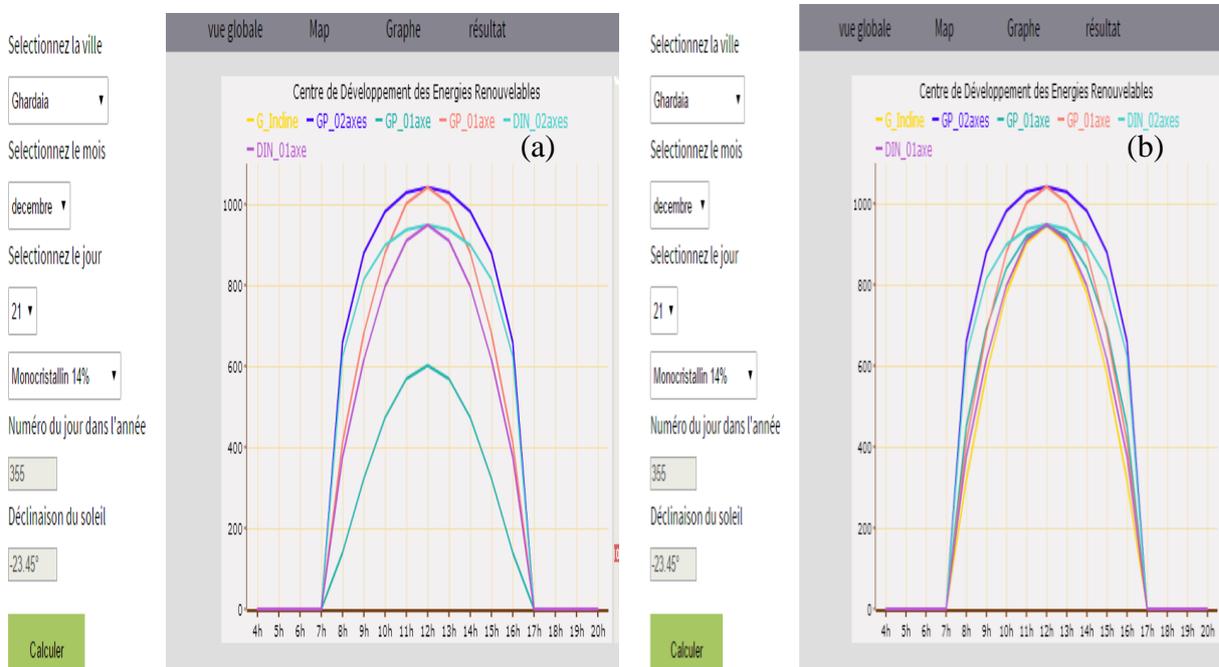


Figure I.17 : Irradiation G, GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la Journée du décembre (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.3 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.4.

Les résultats obtenus (voir figure I.17), on constate :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 602 W/m² à 473 W/m² de G sur le plan horizontal et 946 à 779 W/m² sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement.
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_02), varient entre 1042 W/m² à 982 W/m² de G, entre 12h00 et 14h00.
3. L'augmentation de l'irradiation globale cumulée du système double axes est de 25% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0°.

4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 26% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 56% inclinaison 0°.
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 32° est de 40% par rapport au système fixe inclinaison 0° de la journée 21décembre.
6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

I.15.2 module poly cristallin

Tableau I.5 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module poly cristallin (21 juin, ciel clair, inclinaison 0°).

Coordonnées Géographiques:	P.Astronomique			Irradiation Globale Incliné		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe				Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte
	heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_ axes	DIN_01axe	
	4h00	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5h00	-62.4°	0.7°	4	3	59	38	4	4	57	0	57
	6h00	-69.9°	12.3°	151	98	434	283	151	71	389	0	389
	7h00	-76.7°	24.4°	360	234	720	469	360	131	639	0	639
	8h00	-83.5°	36.9°	570	371	893	582	570	336	789	231	558
	9h00	-89.0°	49.5°	757	493	977	636	757	622	859	504	355
	10h00	-79.0°	62.1°	905	589	1017	662	905	860	892	734	158
	11h00	-59.7°	74.0°	1000	651	1038	676	1000	1004	909	875	34
	12h00	0.0°	81.1°	1033	673	1045	681	1033	1045	914	914	0
	13h00	59.7°	74.0°	1000	651	1038	676	1000	1004	909	875	34
	14h00	79.0°	62.1°	905	589	1017	662	905	860	892	734	158
	15h00	89.0°	49.5°	757	493	977	636	757	622	859	504	355
	16h00	83.5°	36.9°	570	371	893	582	570	336	789	231	558
	17h00	76.7°	24.4°	360	234	720	469	360	131	639	0	639
	18h00	69.9°	12.3°	151	98	434	283	151	71	389	0	389
	19h00	62.4°	0.7°	4	3	59	38	4	4	57	0	57
	20h00	53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				8527 Wh/m ²	5551 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	7373 Wh/kWc	8527 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²
			Inclinaison:	0				Inclinaison:	0	Orientation:	0	
			Orientation:	0								

Tableau I.6 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module poly cristallin (21 juin, ciel clair, inclination 32°).

Coordonnées Géographiques:	P.Astronomique			Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe				Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		
	heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_ axes	DIN_01axe	Perte
4h00	-53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5h00	-62.4°	0.7°	3	2	59	38	34	4	57	0	57	57
6h00	-69.9°	12.3°	45	29	434	283	334	71	389	0	389	389
7h00	-76.7°	24.4°	241	157	720	469	621	131	639	0	639	639
8h00	-83.5°	36.9°	465	303	893	582	834	336	789	231	558	558
9h00	-89.0°	49.5°	672	438	977	636	963	622	859	504	355	355
10h00	-79.0°	62.1°	839	546	1017	662	1018	860	892	734	158	158
11h00	-59.7°	74.0°	947	617	1038	676	1013	1004	909	875	34	34
12h00	0.0°	81.1°	985	641	1045	681	985	1045	914	914	0	0
13h00	59.7°	74.0°	947	617	1038	676	1013	1004	909	875	34	34
14h00	79.0°	62.1°	839	546	1017	662	1018	860	892	734	158	158
15h00	89.0°	49.5°	672	438	977	636	963	622	859	504	355	355
16h00	83.5°	36.9°	465	303	893	582	834	336	789	231	558	558
17h00	76.7°	24.4°	241	157	720	469	621	131	639	0	639	639
18h00	69.9°	12.3°	45	29	434	283	334	71	389	0	389	389
19h00	62.4°	0.7°	3	2	59	38	34	4	57	0	57	57
20h00	53.8°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			7409 Wh/m ²	4825 Wh/kWc	11321 Wh/m ²	7373 Wh/kWc	10619 Wh/m ²	7101 Wh/m ²	9982 Wh/m ²	5602 Wh/m ²	4380 Wh/m ²	
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0		
			Orientation: 0									

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_ axes) et simple (DIN_01_ axe) de la journée 21 juin (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

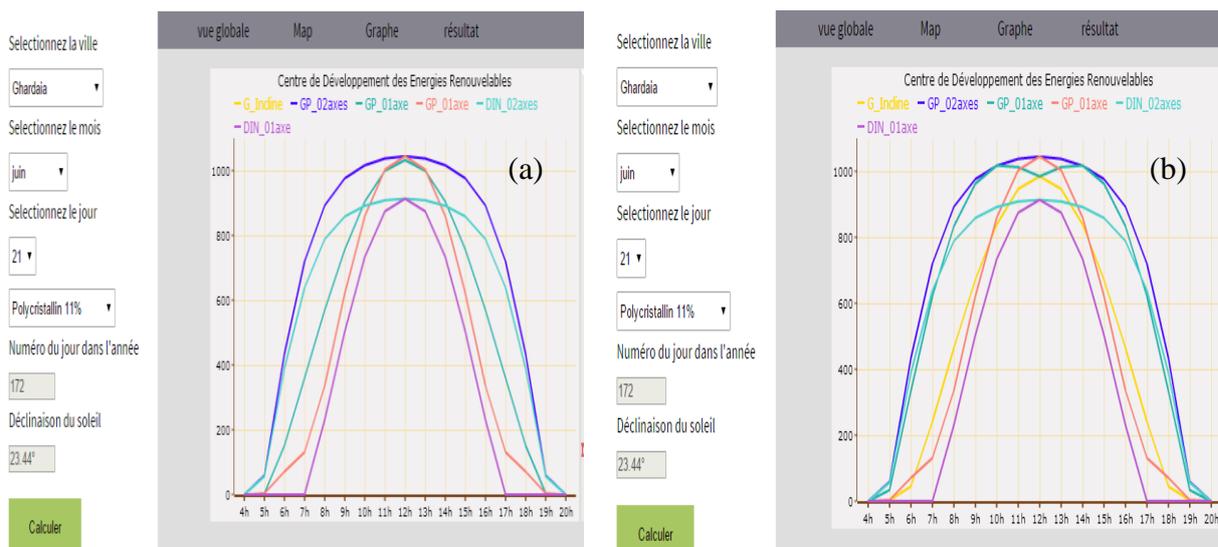


Figure I.18 : Irradiation G, GP_02, DIN_02_ axes, DIN_01_ axe en fonction d'heures de la journée 21 juin (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_{02}), Irradiation directe double axes (DIN_{02_axes}) et simple (DIN_{01_axe}) de la Journée du juin (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.5 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.6 [18].

Les résultats obtenus (voir figure I.18), on trouve :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G , sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 1033 W/m^2 à 905 W/m^2 de G sur le plan horizontal et 985 W/m^2 à 839 W/m^2 sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement.
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_{02}), varient entre 1045 W/m^2 à 1017 W/m^2 de G , entre 12h00 et 14h00.
3. L'augmentation de l'irradiation globale cumulée du système double axes est de 34% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 25% inclinaison 0° .
4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 34% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 24% inclinaison 0° .
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 0° est de 13% par rapport au système fixe inclinaison 32° de la journée 21 juin.
6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

Tableau I.7: Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module poly cristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 0°).

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique				Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe		
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8h00	-53.8°	10.0°	140	91	660	430	140	412	625	377	248	
9h00	-43.5°	19.6°	323	210	880	573	323	682	815	616	199	
10h00	-31.1°	27.2°	473	308	982	639	473	880	899	797	102	
11h00	-16.3°	32.4°	569	371	1029	670	569	1002	937	910	27	
12h00	0.0°	34.2°	602	392	1042	679	602	1042	949	949	0	
13h00	16.3°	32.4°	569	371	1029	670	569	1002	937	910	27	
14h00	31.1°	27.2°	473	308	982	639	473	880	899	797	102	
15h00	43.5°	19.6°	323	210	880	573	323	682	815	616	199	
16h00	53.8°	10.0°	140	91	660	430	140	412	625	377	248	
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			3612 Wh/m ²	2352 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	5303 Wh/kWc	3612 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²	
			Inclinaison: 0				Inclinaison: 0	Orientation: 0		Orientation: 0		
			Orientation: 0									

Tableau I.8 : Estimation de l'irradiation globale et la production électrique pour un module poly cristallin (21 décembre, ciel clair, inclinaison 32°).

Coordonnées Géographiques:		P.Astronomique				Irradiation Globale Inclinée		Irradiation Globale Double Axes et Simple Axe		Irradiation Directe Double Axes et Simple Axe		Perte
heures TSV	Azimuth du soleil	Hauteur du soleil	G-inclinée	P.électrique	GP_02axes	P.électrique	GP_01axe	GP_01axe	DIN_02_axes	DIN_01axe		
4h00	-83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5h00	-76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6h00	-69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7h00	-62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8h00	-53.8°	10.0°	317	206	660	430	450	412	625	377	248	
9h00	-43.5°	19.6°	580	378	880	573	692	682	815	616	199	
10h00	-31.1°	27.2°	779	507	982	639	840	880	899	797	102	
11h00	-16.3°	32.4°	903	588	1029	670	920	1002	937	910	27	
12h00	0.0°	34.2°	946	616	1042	679	946	1042	949	949	0	
13h00	16.3°	32.4°	903	588	1029	670	920	1002	937	910	27	
14h00	31.1°	27.2°	779	507	982	639	840	880	899	797	102	
15h00	43.5°	19.6°	580	378	880	573	692	682	815	616	199	
16h00	53.8°	10.0°	317	206	660	430	450	412	625	377	248	
17h00	62.4°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
18h00	69.9°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19h00	76.7°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20h00	83.5°	0.0°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			6104 Wh/m ²	3974 Wh/kWc	8144 Wh/m ²	5303 Wh/kWc	6750 Wh/m ²	6994 Wh/m ²	7501 Wh/m ²	6349 Wh/m ²	1152 Wh/m ²	
			Inclinaison: 32				Inclinaison: 32	Orientation: 0		Orientation: 0		
			Orientation: 0									

Nous avons tracé sur chaque figure ci-dessous, les courbes d'irradiation globale inclinée (G), irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la journée 21 décembre (a) inclination 0° et (b) inclination 32°.

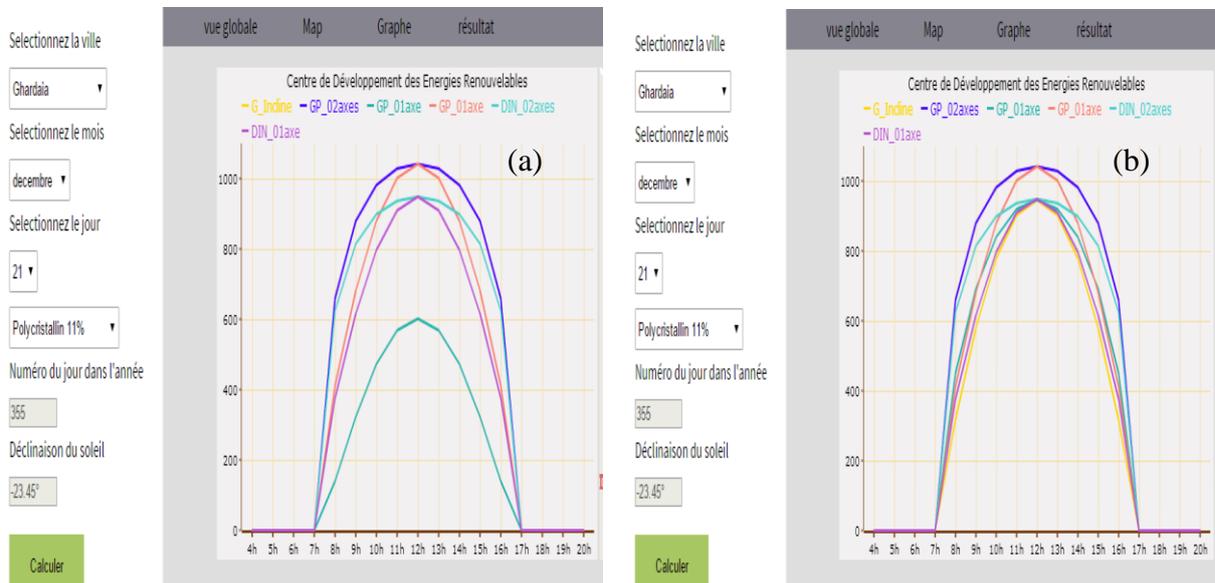


Figure I.19 : Irradiation G, GP_02, DIN_02_axes, DIN_01_axe en fonction d'heures de la journée 21 décembre (a) : inclination 0° et (b) : inclination 32°

Nous présentons directement les résultats d'estimation de la production de l'énergie électrique journalière (P_{ele}), Irradiation globale inclinée (G), Irradiation globale double axes (GP_02), Irradiation directe double axes (DIN_02_axes) et simple (DIN_01_axes) de la Journée du décembre (ciel claire) sur le plan horizontal dans le Tableau I.7 et ceux de plan incliné sur le Tableau I.8.

Les résultats obtenus (voir figure I.19), on constate :

1. Les valeurs maximales d'irradiation global G, sur le plan horizontal et sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, varient entre 602 W/m^2 à 473 W/m^2 de G sur le plan horizontal et 946 à 779 W/m^2 sur le plan incliné à 32° orienté au plein Sud, entre 12h00 et 14h00 entre 12h00 et 14h00, respectivement.
2. Les valeurs maximales d'irradiation globale double axes (GP_02), varient entre 1042 W/m^2 à 982 W/m^2 de G, entre 12h00 et 14h00.
3. L'augmentation de l'irradiation globale cumulée du système double axes est de 25% par rapport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0°.

4. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système double axes est de 25% par apport au système fixe inclinaison 32° et de 55% inclinaison 0° .
5. L'augmentation de la puissance électrique cumulée du système fixe inclinaison 32° est de 40% par rapport au système fixe inclinaison 0° de la journée 21décembre.
6. L'influence de l'orientation et l'inclinaison sur la production de la puissance électrique.

I.16 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol et on a terminé par présentée les résultats existeriez de site interne de centre de développement des énergies renouvelable.

Nous avons vu que l'énergie solaire relativement aux conditions climatiques tel que, l'ensoleillement et la température sont indispensables pour fournir la puissance électrique. L'inclinaison et l'orientation doivent également être prises en considération afin de produit l'énergie.

Chapitre II : Généralité sur les systèmes photovoltaïque

II.1 Introduction

L'utilisation des énergies renouvelables croit de plus en plus que soit dans le domaine des systèmes autonomes ou des systèmes connectés aux réseaux. Cela est dû aux avantages qu'elles présentent vis-à-vis la protection de l'environnement et aussi à leurs sources inépuisables et les coûts faibles. L'Algérie est l'un des pays dont le gisement solaire est très important (dans les zones semi arides ou arides) [20].

Dans ce chapitre on fait appel à quelques bases indispensables dans le domaine photovoltaïque, Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur les systèmes PV autonome et connecté au réseau.

II.2 Système photovoltaïque

L'ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles, constitue le module photovoltaïque. Plusieurs modules sont groupés pour former un système photovoltaïque qui comprend d'autres composants comme le régulateur, la batterie et l'onduleur pour un site isolé (autonome). Dans le cas où le système photovoltaïque alimente un réseau de distribution électrique, on ne fait plus intervenir la batterie car c'est le réseau qui restitue de l'énergie en cas de déficit [21].

II.3 Type de système photovoltaïque

Nous distinguons deux types de systèmes photovoltaïques à savoir :

- a) Autonome, pour un site isolé.
- b) Connecté au réseau de distribution électrique [21].

ISystème isolé ou autonome (OFF GRID)

Une installation photovoltaïque (PV) est dite autonome – ou isolée – quand elle n'est pas reliée à un réseau de distribution, et se comporte de (figure II .1) [5] :

- Modules photovoltaïques qui assemblée en série/parallèle, produisent grâce à l'énergie solaire un courant électrique continu.

- L'énergie solaire captée par les modules est soit stockée dans des batteries et utilisable ultérieurement, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert ou dans le cas insuffisance d'énergie solaire. La puissance électrique du champ de modules et la capacité des batteries sont soigneusement déterminées afin d'obtenir un rendement optimal.

- Le régulateur veille à la charge des batteries dans des conditions optimales afin de garantir une durée de vie plus élevée.

- L'onduleur transforme le courant continu en alternatif pour alimenter les récepteurs AC.

- L'utilisation de l'énergie elle se compose essentiellement d'un ou plusieurs récepteurs DC (appelés aussi charges). Certaines applications des systèmes autonomes par exemple le pompage de l'eau.

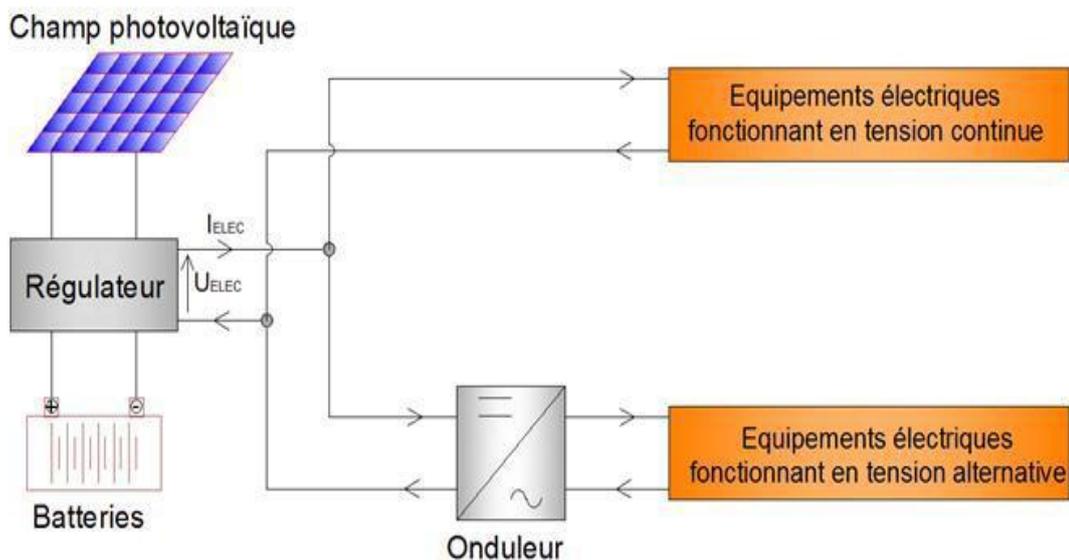


Figure II .1: Schéma principe installation photovoltaïque autonome [5]

II.4 Type des Systèmes autonomes

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont actuellement divisés en deux types [23] :

II.4 .1 Système autonome sans batterie

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (exemple : calculatrice), soit que

le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompage photovoltaïque : le Réservoir d'eau sert de stockage).

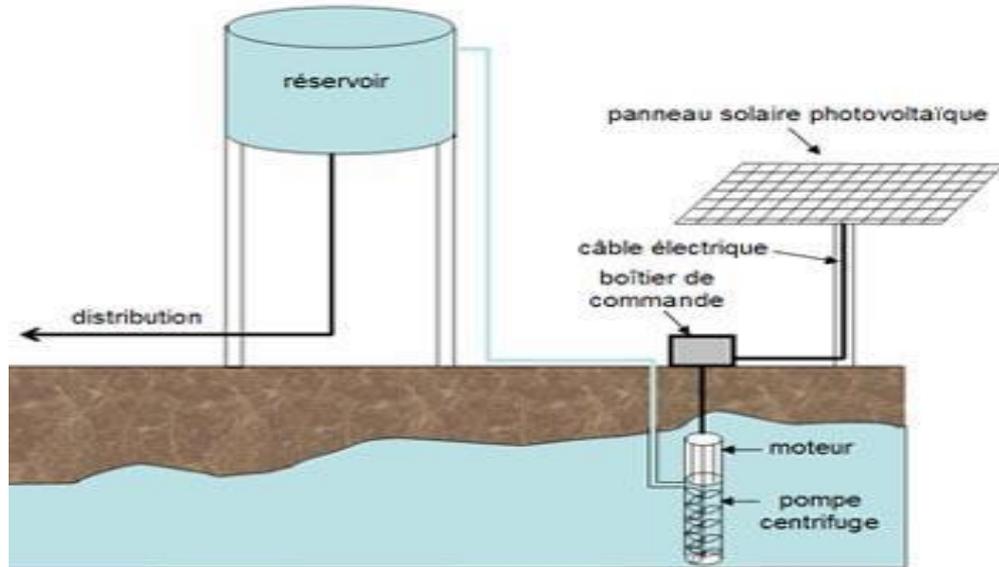


Figure II .2 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie [23]

II.4 .2 Système autonome avec batterie

C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (Ex. l'éclairage d'une maison dans la nuit).

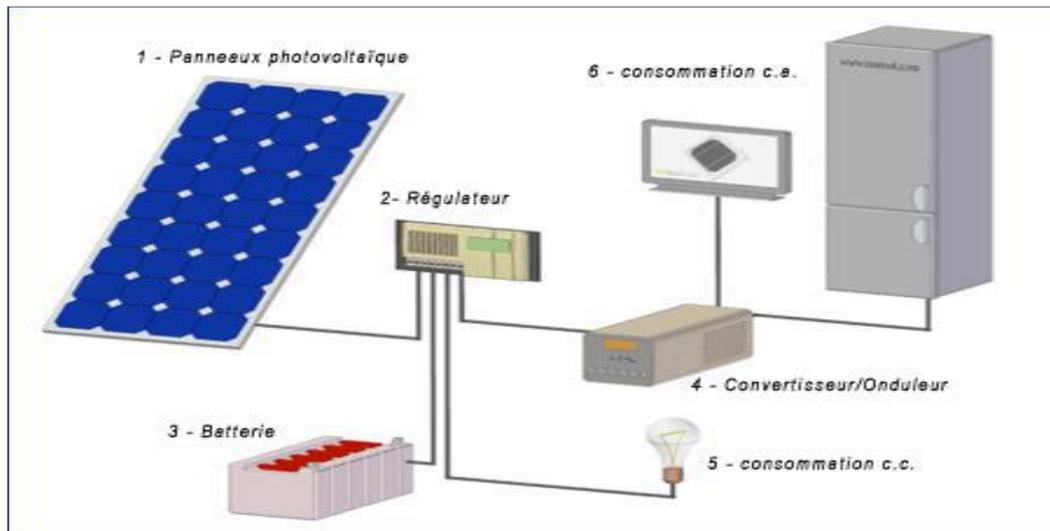


Figure II.3 : Exemple d'un système PV autonome avec batterie [23]

II.5 Les éléments d'un système PV

L'élément de base d'un système PV est la cellule PV. La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel usuel. Les modules sont ensuite connectés en série pour former une chaîne. Enfin, les chaînes sont connectées en parallèle pour former un générateur photovoltaïque [23].

II.5.1 La cellule PV

II.5.1.1 Définition

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [23]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homo-jonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

II.5.1.2 Les type des cellules

Il existe trois grands types des cellules en silicium : mono cristallin, poly cristallin et amorphe [23].

a) Cellule au silicium monocristallin

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique. Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher.

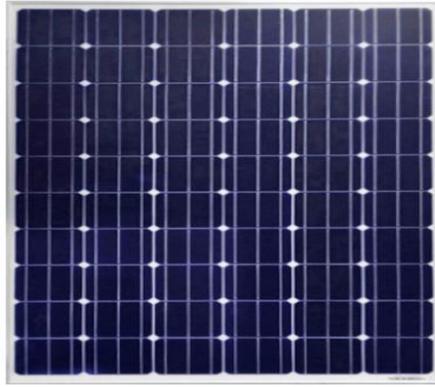


Figure II.4 : Cellule au Silicium Monocristallin [23]

b) Cellule au silicium poly-cristallin

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le monocristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser.

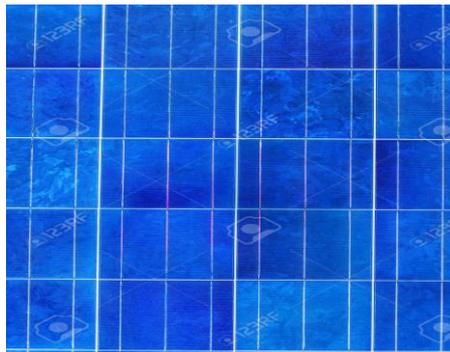


Figure II.5 : Cellule au Silicium Poly-cristallin [23]

C) Cellule au silicium amorphe

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin, les cellules sont constituées par des couches très minces.

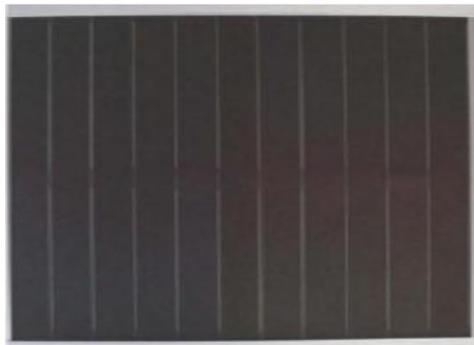


Figure II.6 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince) [23]

II.5.2 Générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montrées en série et/ou parallèle a fin d'obtenir de caractéristique électrique désirées tels que la puissance, le courant et la tension [34].

-Les panneaux sont connectés en série. Ils forment alors une chaîne de modules ou string.

-Les modules sont montés en série et en parallèle pour réaliser un champ photovoltaïque.

II.5.3 Onduleur

L'onduleur est l'élément qui transforme l'énergie électrique (courant continu) produite par les panneaux en courant les mêmes caractéristiques que le réseau alternatif. Il existe différents types des convertisseurs, mais il est considéré comme souhaitable de le choisir en fonction de la taille de l'installation à effectuer [26].

II.6 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur, convertisseur courant continu- courant alternatif (CC-CA).

L'énergie produite est consommée sur place, l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires [24].

II.6.1 Principe de l'installation PV raccordée au réseau

Une installation PV peut être connectée en parallèle avec le réseau d'électricité. Les panneaux solaires sont connectés en série pour former des « strings », eux même reliés à un onduleur. La tâche de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant alternatif. Chaque onduleur est choisi en fonction de la puissance des panneaux et peut accueillir un ou plusieurs strings. Ainsi, une installation raccordée au réseau peut être schématisée comme suit [25] :

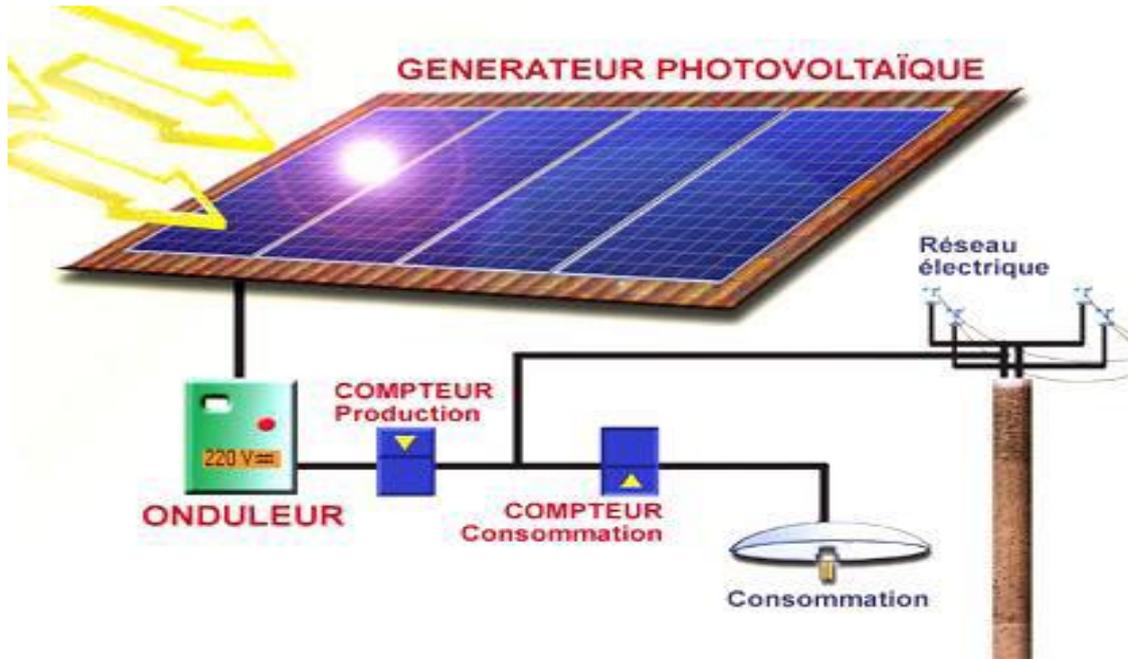


Figure II.7 : Schéma de principe d'installation photovoltaïque connecté au réseau [5]

II.6.2 Les type d'installations de Système connecté au réseau électrique (injection de la production)

Le système photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur Courant Continu/Courant Alternatif (DC-AC). Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même. La Figure II.8 montre les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire [23] :

II.6.2.1 Injection de la totalité de la production

L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique, Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

II.6.2.2 Injection du surplus de production

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau.

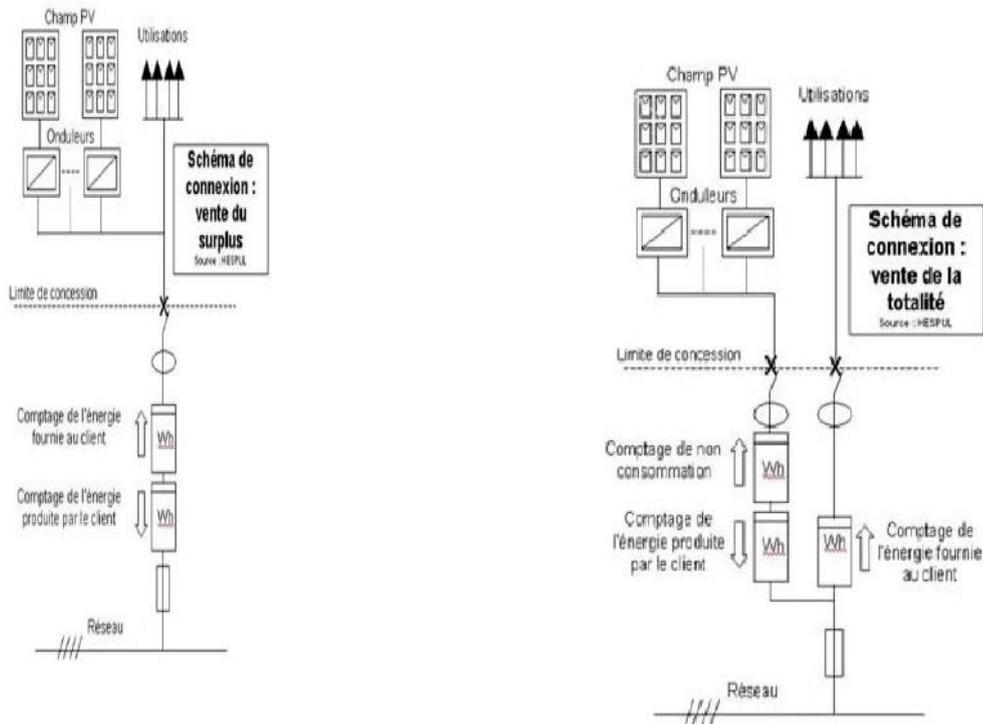


Figure II.8 : Les deux types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire [23]

II.7 Système de conversion (Les onduleurs connectés au réseau)

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu- continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu- alternatif) [28]. L'onduleur est un élément essentiel d'une installation photovoltaïque. C'est un dispositif d'électronique de puissance qui transforme l'énergie électrique DC issue des modules PV en énergie électrique AC, directement utilisable localement ou injectée sur le réseau. L'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [29].

II.8 Technologies des onduleurs connectés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau.

II.8.1 Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire dispos d'un onduleur individuel. Pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [30] (voir figure II.9).

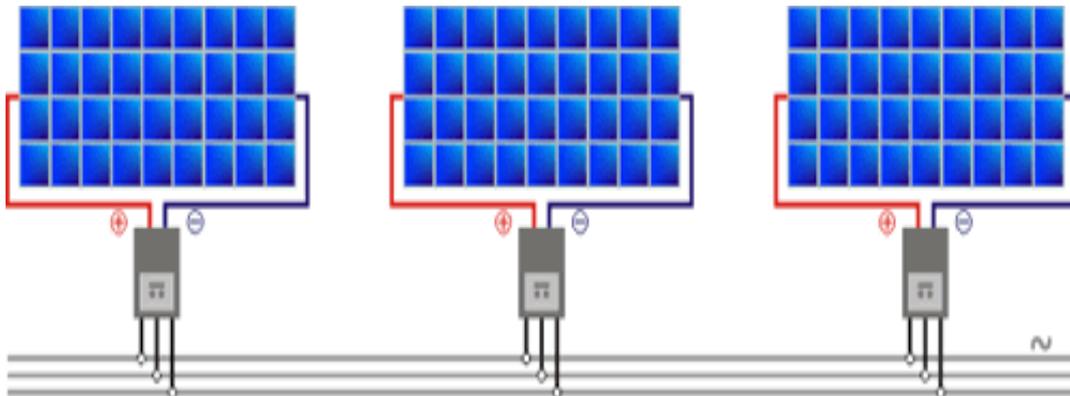


Figure II.9 : Onduleur modulaire (un onduleur par module) [5]

II.8.2 Onduleur centralisé

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif. Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [30].

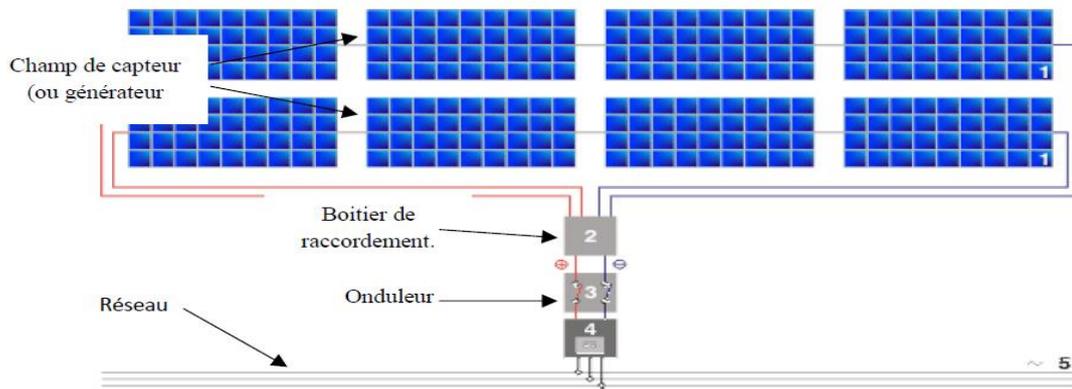


Figure II.10 : Onduleur central [5]

II.8.3 Onduleurs de Rangée

L'onduleur de rangée est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [30]. Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

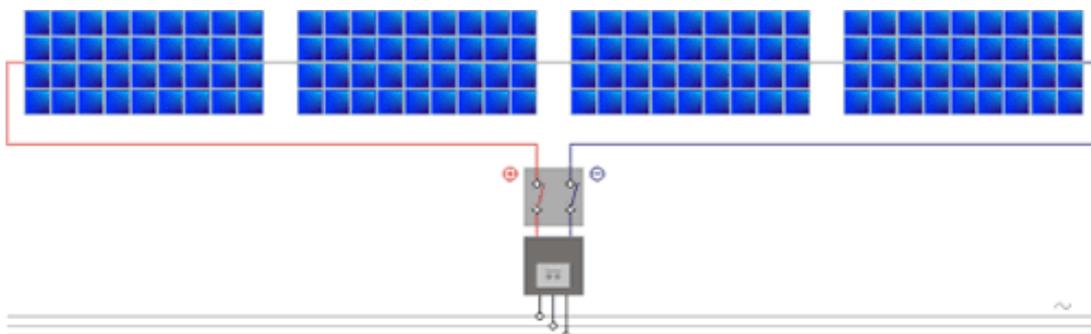


Figure II.11 : L'onduleur de rangée [5]

II.9 Protection des systèmes photovoltaïques

II.9.1 Le disjoncteur

Protège l'installation en cas d'anomalie sur le circuit (court-circuit, panne, surcharge,...).

II.9.2 Le différentiel

A pour fonction de protéger les personnes par la détection des courants de fuite à la terre de l'installation électrique [27].

II.9.3 isolateur

Un isolateur est un composant électrotechnique destiné à fixer, maintenir ou soutenir les conducteurs électriques nus. Il est constitué de matériau isolant, c'est-à-dire qui ne conduit pas l'électricité. On trouve des isolateurs en particulier sur les lignes à haute tension, mais aussi sur les lignes télégraphiques ou dans les postes électriques : ils assurent l'isolation électrique entre les conducteurs et les pylônes [33].

II.10 Compteurs

Le générateur photovoltaïque a besoin de deux compteurs situés entre l'onduleur et le réseau, l'un pour quantifier l'énergie produite et injectée dans le réseau pour la facturation, et un autre pour quantifier la faible consommation (<2 kWh / an) de l'onduleur photovoltaïque absence de rayonnement solaire et de garantie pour la consommation électrique possible d'utilité que le propriétaire de l'installation pourrait faire [26].

II.11 Qualité et normes des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Une fois l'énergie électrique produite par le GPV, il s'agit ensuite de la transmettre au réseau de distribution basse tension (BT) ou moyenne tension (HTA) via un transformateur élévateur. Cependant, le raccordement doit prendre en compte certaines particularités du solaire. Il s'agit notamment du fonctionnement du GPV, qui, du fait de la nature stochastique de l'ensoleillement et de la température occasionnent des variations de puissance [30].

En fonction de la puissance à injecter, des caractéristiques du réseau sur lequel elle doit être injectée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites sont fixées par des normes. La qualité de l'énergie électrique fait référence à la stabilité de la tension et de la fréquence.

Plusieurs études ont été réalisées sur la qualité de l'énergie électrique des systèmes connectés au réseau comportant des sources d'énergie.

Les systèmes d'injection de puissance photovoltaïque sur le réseau doivent répondre aux normes en vigueur afin de prendre en compte :

- Le découplage des systèmes PV si le réseau présente une défaillance (problème d'insulaire ou îlotage)
- La qualité de puissance fournie au réseau (pollution harmonique)
- La protection contre la foudre
- Les effets multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé et triphasé non équilibré
- Fluctuation et baisse de fréquence.

II.12 Avantages et inconvénients des systèmes connectés au réseau

1) Avantages :

- n'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie [32].
- Pas de gaspillage – tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins.

2) Inconvénients :

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant... [32]

- La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses.

II.13 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents éléments constituant un système de captage photovoltaïque, les systèmes photovoltaïques autonomes et connecté au réseau, ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément. Par la suite, nous l'associerons aux onduleurs connectés au réseau, qualité et les normes pour connectée les centrales photovoltaïques au réseau. Enfin les avantage et inconvénient.

Chapitre III : Central photovoltaïque connectée au réseau Oued Nechou Ghardaïa

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons faire une étude expérimentale de la centrale PV connectée au réseau d'oued Nechou. Nous abordons en premier lieu la description de la centrale photovoltaïque. Dans un second temps, l'analyse de l'indice de performance de celle-ci.

III.2 Centrale photovoltaïque connectée au réseau d'OUED NECHOU Ghardaïa

De par sa position géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde (5 milliards GWH/AN), avec une durée d'ensoleillement sur le Sahara et les Hauts plateaux pouvant atteindre les 3.900 heures/ an, selon les spécialistes.

La centrale solaire photovoltaïque de 1,1MW de Ghardaïa, s'inscrit dans le cadre du programme de développement des énergies renouvelables, mis en place par le ministère de tutelle.

Cette centrale pilote permettra de tester le comportement de ce genre d'équipements et son adaptation au climat du Sud. La réalisation de cette centrale à aussi pour objectif d'évaluer la rentabilité des panneaux photovoltaïques avant de généraliser cette opération sur le territoire national [35].



Figure III.1 : Le central d'OUED NECHOU Ghardaïa

III.2.1 Description de la Centrale

La centrale d'OUED NECHOU Ghardaïa est équipée récemment d'une installation photovoltaïque connectée au réseau, d'une puissance crête de 1.1MWc. L'installation est orientée en plein sud et l'angle d'inclinaison des panneaux est de 30°. Elle est composée de quatre types de panneaux solaires : monocristallins, poly-cristallins, Tellurure de cadmium (Cd-Te) et l'amorphes.

L'électricité est produite en courant continu par les modules, puis transformée en courant alternatif. L'électricité produite et injectée sur le réseau, puis comptabilisée par un compteur de production électrique.

Cette installation photovoltaïque est dédiée à l'étude des performances des quatre technologies ; monocristallines, poly-cristallines, Cd - Te et l'amorphe sous les conditions climatiques de sud.



Figure III.2 : Installation photovoltaïque d'OUED NECHOU Ghardaïa.

III.3 Technologie utilisé à la centrale

III.3.1 Panneaux en silicium monocristallin

Ces panneaux sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul Cristal. Les cellules sont en forme carrée arrondie de couleur uniforme.

- Avantage : rendement varie entre 13 à 17%.
- Inconvénient : la fabrication est coûteuse, et leur gain de productivité est moindre.



Figure III.3 : Panneaux en silicium monocristallin

III.3.2 Panneaux en silicium poly-cristallin

Les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples.

- Avantage : le coût de fabrication est moins cher par rapport au Monocristallin.
- Inconvénient : rendement varie entre 12 à 14%.



Figure III.4 : Panneaux en silicium poly-cristallin

III.3.3 Panneaux en silicium amorphe

Avantages :

- Bon fonctionnent avec un éclairage faible.
- Moins chères que les autres.
- Moins sensible aux températures élevées que les cellules mono ou poly cristallines.

Inconvénients :

- Rendement faible en plein soleil, de 60W/m².
- Performances qui diminuent sensiblement avec le temps.



Figure III.5 : Panneaux en silicium amorphe

III.3.4 Panneaux en couche mince

◇ Avantage :

- Plus économe en matériau (épaisseur de 2-3 microns).
- La possibilité d'application sur des matériaux souples.
- Une meilleure captation du rayonnement diffus.

◇ Inconvénient :

- Ces panneaux nécessitent une surface plus importante pour atteindre les mêmes rendements que les cellules épaisses.



Figure III.6 : Panneaux en silicium couche mince

III.4 Représentations de la centrale de Ghardaïa

La centrale solaire photovoltaïque de Ghardaïa, s'inscrit dans le cadre du programme de développement des énergies renouvelables, mandatée par la Société Algérienne de Production

d'Electricité (SPE), la Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG) a procédé à l'ouverture des plis des offres techniques relatives à ce projet, le 28 Mars 2011 et le 21 décembre 2011 à l'ouverture et à l'évaluation des offres financières, le marché a été attribué au groupement ABB Italie / ABB Algérie.

Cette centrale pilote permettra de tester le comportement de ce genre d'équipements et son adaptation au climat du sud. La réalisation de cette centrale à aussi pour objectif d'évaluer la rentabilité des panneaux photovoltaïques avant de généraliser cette opération sur le territoire national.

Début de la phase étude de l'ingénierie par le groupement ABB Italie / ABB Algérie : le 12/02/2012.

- Début des travaux de génie civil par SNC INDÉAL BATISSE le 28/05/2012.
- Début des travaux d'ETTERKIB le 22/08/2013.
- Début des essais de commissionnement le 27 mars 2014.
- La mise en service partiel 11 juin 2014.

La mise en service semi industriel – MSSI, non déclaré encore.

La centrale est d'une puissance nominale d'environ 1100 kWc (crête), elle est consiste de :

- Poste de garde.
- Boitement de commande.
- Poste de d'évacuation.

La centrale est un projet «pilote», partagée en huit (08) sous-champs; contenant quatre (04) modules photovoltaïques de technologie différentes et deux (02) type de structures (fixe et Motorisé):

- a) Sous champ (1) : 105 KWc en silicium monocristallin structure motorisé.
- b) Sous champ (2) : 98.7 KWc en silicium poly cristallin structure motorisé.
- c) Sous champ (3) : 100.8 KWc en couche minces (Tellurure de cadmium Cd-Te) structure fixe.
- d) Sous champ (4) : 100.116 KWc en silicium amorphe structure fixe.
- e) Sous champ (5) : 105 KWc en silicium monocristallin structure fixe.
- f) Sous champ (6) : 98.7 KWc en silicium poly cristallin structure fixe.
- g) Sous champ (7) : 255 KWc en silicium monocristallin structure fixe.
- h) Sous champ (8) : 258.5 KWc en silicium poly cristallin structure fixe.

III.4.1 Répartition de puissance par Sous Champ

Représenté par la (Figure III.7) comme suite :

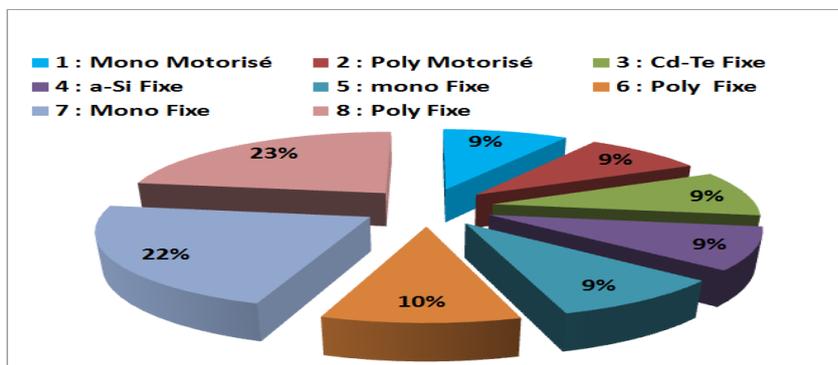


Figure III.7 : Répartition de puissance par Sous Champ

La figure III.8 représente le schéma général des sous champs dans la centrale PV de Ghardaïa

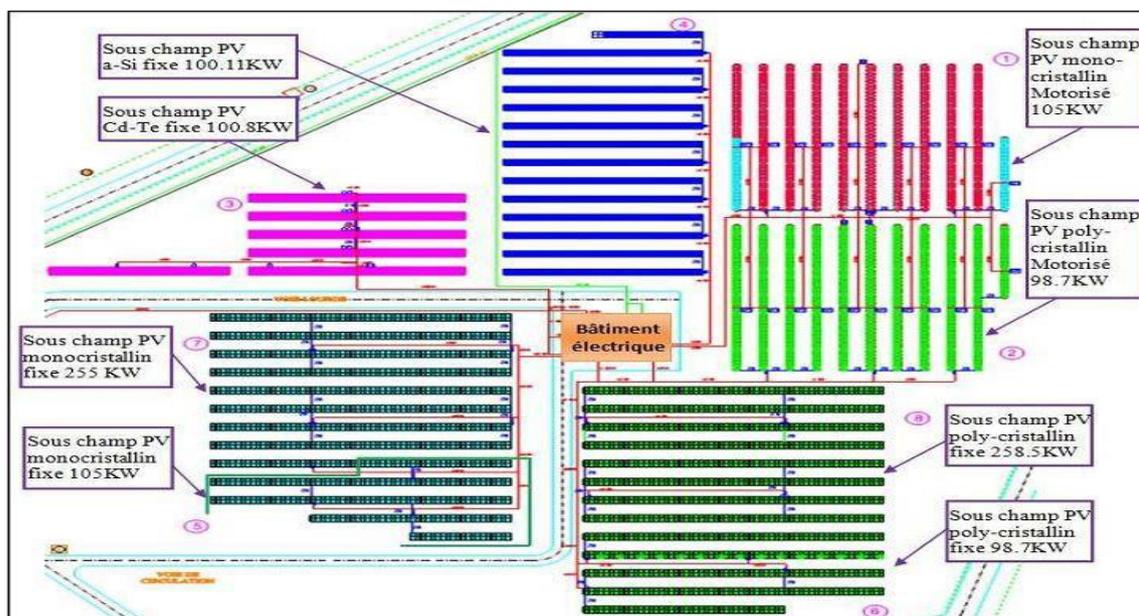


Figure III.8 : Répartition des sous champs dans le central PV de Ghardaïa

III.5 Production et exploitation de l'énergie électrique dans la centrale PV de Ghardaïa

La centrale est divisée sur huit (8) sous champs, chaque sous champ est composé de :

- Panneaux photovoltaïques.
- Chaîne des panneaux PV.
- Boîte de raccordement (ou de jonction).

III.5.1 Panneaux photovoltaïques

Est la base de central photovoltaïque, il est constitué de plusieurs cellules montées en séries afin d'augmenter la tension de sortie. Le tableau suivant montre le nombre de cellules et le rendement de chaque module utilisé dans la centrale :

Tableau III.1 : Rendement et nombres de cellules de panneau PV

Type de Module	N° de cellule	Marque	Rendement %
Monocristallin	60	ATERSA	13 à 17
poly-cristallin	60	ATERSA	12 à 14
silicium amorphe	72	SCHOTT PROTECT	5 à 8
Cd-Te couche mince	154	FIRST SOLAR	11.1

III.5.2 Chaîne des panneaux Photovoltaïques

La tension d'un panneau photovoltaïque varie entre 30V à 50V, l'entrée de l'onduleur faut être varié entre 430V à 880V afin d'assurer la conversion de tension en courant alternatif. Certain nombre de panneaux sont reliés en séries sous forme d'une chaîne photovoltaïque de façon à augmenter la tension de la chaîne photovoltaïque à la tension d'entrée de l'onduleur (430V à 880V). Le tableau III-2 représente le nombre de panneaux photovoltaïques dans une chaîne, la tension de cette dernière et le nombre de boîtes de raccordements dans chaque sous champ de central de Ghardaïa :

Tableau III.2 : Nombres des chaînes et boîtes de raccordements de sous champ PV.

Type De Sous-champ	N° de Panneaux par chaîne	N° de Chaines dans le sous champ	Tension de la chaîne (V)	N° de Boîte de jonction
Monocristallin fixe 255KWc	20	51	590.6	07
Poly cristallin fixe 258.5 KWc	20	55	580.8	07
Amorphe 100.11 KWc	18	54	547.2	07
Couche mince Cd-Te 100.8 KW c	12	105	582	14
Monocristallin Fixe 105 KW	20	21	590.6	03
Polycristallin Fixe 98.7 KWc	20	21	580.8	03
Monocristallin Motorise 105 KWc	20	21	590.6	03
Poly cristallin Motorise 98.7KWc	20	21	580.8	03

III.5.3 Boite de raccordement (ou de jonction)

La boîte de raccordement est le siège de connexion des câblages de sorties de chaque chaîne en parallèle pour augmenter le courant. Peut être port huit (8) chaînes (+ et -) au maximum, dans la sortie de la boîte on trouve un grand câble (+ / -) qui alimente l'onduleur solaire, Le Tableau III.3 résume les éléments de la boîte de raccordement.

Tableau III.3 : éléments de boîte de raccordement.

Composant	Description	Composant	Description
01	Port-fusible double 32A	11	Module PLC-AI531-XC
02	Borne 300 MMQ	12	Module PLC-AI541-XC
03	Alimentateur	13	Plaque PLC-TU516-XC
04	Borne jaune-verte 35MMQ	14	Plaque PLC-TU518-XC
05	Bloc d'arrêt	15	Shunts en parallèle
06	Parafoudre	16	Borne 6 MMQ-jaune-vert
07	Interrupteur générale	17	Borne 6 MMQ-tronçonnable
08	Borne 35 MMQ-Bleue	18	Séparateur
09	Borne 35 MMQ-Grise	19	Transducteur voltométrique
10	Convertisseur	20	Bloc d'arrêt haut

La figure III.9 montre schéma de boîte de raccordement

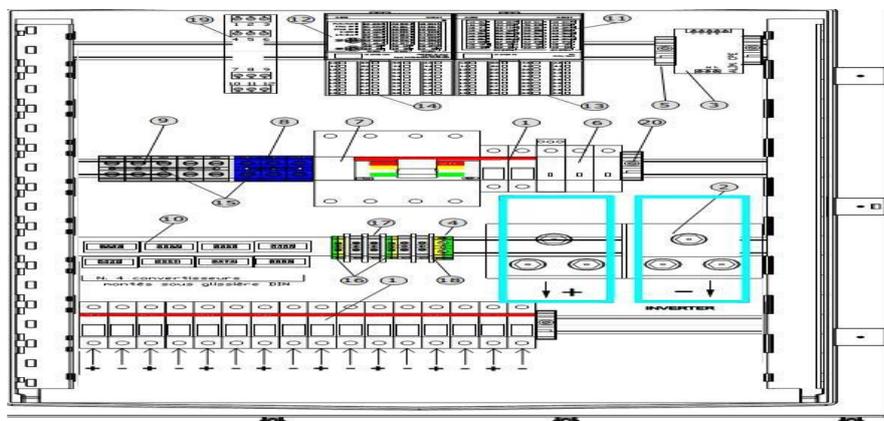


Figure III.9 : schéma de boîte de raccordement



Figure III.10 : photo interne de boit de raccordement

Après le raccordement au niveau de la boîte, les boîtes d'un sous champ sont tous connectés en parallèle au coffret courant continu.

III.5.4 Coffret courant continue

Claque boîte de raccordement est connectée à travers un câble à un coffret courant continu situé à proximité de l'onduleur de référence dans le bâtiment électrique. Dans le coffret courant continu il y a le parallèle de toutes les boîtes de jonction d'un sous-champ. La sortie du coffret est grand plus (+) et moins (-) pour chaque sous champ, après la sortie va directement à l'onduleur.

Dans les coffrets, groupe de fusibles seront mis en parallèle, pour chaque fusible sur un côté il y aura la connexion du câble en courant continu provenant de la boîte de raccordement correspondante, tandis que l'autre côté du fusible sera mis en parallèle avec d'autres fusibles sur la barre en cuivre.

III.6 Les onduleurs

Est le dispositif que permettre de convertir le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques, vers un courant alternatif. Le système dans la centrale est réalisé par plusieurs onduleurs en parallèle intégrés dans ce système, chaque sous champ possède son propre onduleur.

La forme d'onde de la tension de sortie est sinusoïdale. La distorsion harmonique maximale du courant injectée sur réseau ne dépasser pas 3% total et 2% de chaque harmonique.

III.6.1 Caractéristique électrique d'onduleur

Il existe huit (8) onduleurs dans la centrale de marque **ASI** (Ansaldo Sistemi Industriali), type **PV8L** et **PV8M**, un pour chaque sous-champ.

Tableau III.4 : Les Caractéristiques électriques des onduleurs

	Onduleur des sous-champs 1 à 6	Onduleur des sous-champs 7 et 8
Type	ASI - PV8L 121	ASI - PV8M 291
Puissance nominale côté CC	101 W	245 W
Puissance crête recommandé côté CC	119 W	288 W
Max. tension côté CC	880 Vcc	880 Vcc
Courant nominale côté CC	221 A	536 A
Tension côté CA	400 V / 50 Hz	270 V / 50 Hz
Facteur de puissance	>0,99	
Puissance nominale côté CA	96 kW	239 kW
Puissance max côté CA	105 kW	262 W
Courant nominale côté CA	210 A	510 A
Rendement max à la puissance nominale	96,1 %	97,91 %
Alimentation auxiliaire	230 Vca (normal et ASI)	400 Vca (normal) 230 Vca (ASI)
Refroidissement	Forcé (par ventilateur interne)	

La Figure III.11 représente Onduleur de central PV Ghardaïa.



Figure III.11 : Onduleur de central PV Ghardaïa

Il consiste de :

- Dispositif de sectionnement.
- Protection contre les surtensions.
- Filtre RFI sur côté PV.
- Poursuite du point de puissance Maximale (MPPT).
- Détection de défaut de la terre.
- Entrée des champs PV à fusible.
- Contacteur de réseau coté AC.
- Filtre décharge ligne AC filtre côté AC.

Le démarrage de l'onduleur est conditionné par la surveillance de la tension des champs photovoltaïque. La valeur de référence pour le démarrage du système est liée à un paramètre de contrôle modifiable en local par un clavier et à distance par le protocole de communication, la marge de tension de démarrage dans le centrale est 430V à 880V courant continu la sortie est 400V alternative.

III.7 Système de motorisation (suiveur) dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa

Système de motorisation (ou système suiveur) dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa est basé essentiellement sur l'estimation de coucher, lever et le mouvement horaire de soleil par une étude de 8 mois de lieu de installation. L'étude est faite par une société espagnole, cette étude est traduite dans un automate programmable permet de contrôler le mouvement des panneaux photovoltaïques (le mouvement des panneaux est presque chaque quatre jusqu'à cinq minutes). Le sous champ est composé de dix barres qui portent les panneaux photovoltaïques, chaque barre a un moteur permet de d'orienter les panneaux PV. L'alimentation des moteurs est successive pour éviter la consommation d'énergie par les moteurs en même temps.

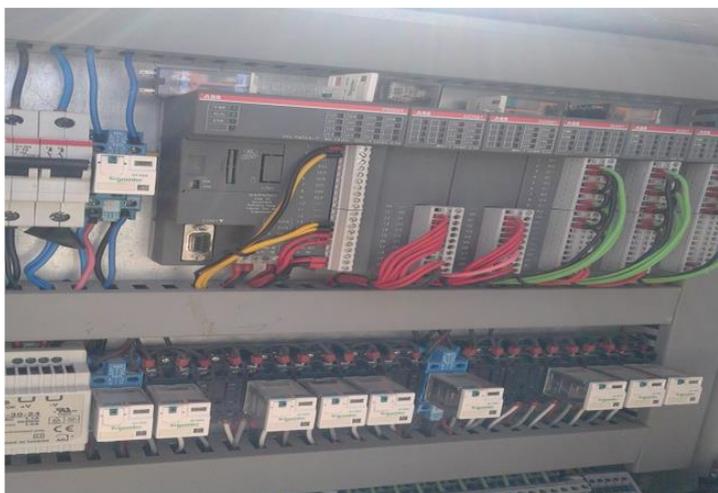


Figure III.12 : le système de suiveur

III.8 Les Transformateurs

La centrale d'Oued Nechou existe trois transformateurs MT/BT :

- Deux transformateurs éleveurs TP1 destinés pour les onduleurs des sous-champs 1 à 6, TP2 pour les sous champ 7 et 8.
- Un transformateur TSA pour les auxiliaires de la centrale.



Figure III.13 : les transformateurs de la centrale d'Oued Nechou

III.9 Poste d'évacuation moyen tension

Le poste ce compose de :

- Une (01) cellule arrivée TP1.
- Une (01) cellule arrivée TP2.
- Une (01) cellule arrivée TSA.
- Une (02) cellule disjoncteur remontée bar.
- Une (02) cellule de mesure et de protection.
- Une (01) cellule départ réseau.
- Deux (02) Cellules arrivées réserves.
- Deux (02) Cellules arrivées réserves.



Figure III.14 : Poste d'évacuation moyen tension

III.10 Station métrologie installé dans la centrale photovoltaïque d'Oued Nechou Ghardaïa

La station métrologie compose essentiellement de :

- a) Baromètre pour mesurer la pression atmosphérique.
- b) Pluviomètre pour mesurer la quantité de la pluie.
- c) Mesure d'Humidité.
- d) Mesure de vitesse de vent.
- e) Mesure direction de vent.
- f) Pyranometers pour mesurer le rayonnement direct, diffuse et incliné.
- g) Capteur de mesure la température ambiante.
- h) Instrument de mesure la durée d'insolation.



Figure III.15 : Station météorologie installée dans la centrale PV d'Oued Nechou Ghardaïa

III.11 La consommation de la centrale d'Oued Nechou

1) Poste de grade

- a) Système antérieurs (caméra, les micros, serveur caméra).
- b) Eclairage interne.
- c) Sanitaire (chaudière).

2) Bâtiment de commande

- 1. Les bureaux (prise, Eclairage, les micros, Imprimant).
- 2. Salle de commande (serveur DCS, Armoire DCS, les micros).
- 3. salle BT.
- 4. Salle batterie.
- 5. Les climatiseurs.
- 6. Atelier mécanique.
- 7. Salle cuisine.
- 8. Pompe d'eau.
- 9. Top roof (Système refroidissement).
- 10. Boite de raccordement.
- 11. Détection Incendie.
- 12. Redresseur charge batterie.
- 13. Extracteur de salle batterie.

III.12 Etude Expérimentale

Après avoir décrit dans la première partie les différentes parties de la centrale photovoltaïque d'Oued Nechou, cette partie est dédiée à l'étude expérimentale de cette centrale ainsi que l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement, ces mesures correspondent à l'année 2016.

III.13 Caractéristiques géographiques du site Ghardaïa

Les données utilisées dans ce mémoire sont relatives au site de Ghardaïa. Sur le Tableau III.5, sont représentées les caractéristiques géographiques de ce site.

Tableau III.5 : les caractéristiques géographiques du site Ghardaïa				
site	latitude (°)	longitude (°)	altitude (m)	albédo
Ghardaïa	32.38	3.82	522	0.3

III.14 Résultats expérimentaux

Les données des résultats expérimentaux sont ôte par la station métrologie et système d'acquisition des données installée au sein de la centrale photovoltaïque d'Oued Nechou, Ghardaïa.

1. Irradiation solaire et température

La Figure III.16 représenté l'évolution horaire d'éclairement global des journées 21 juin et 21décembre 2016. Ils présentent un bon ensoleillement tout au long de la journée avec de petites variations d'éclairement lumineuses. L'éclairement solaire (voir figure III.16) varie en fonction des conditions climatiques.

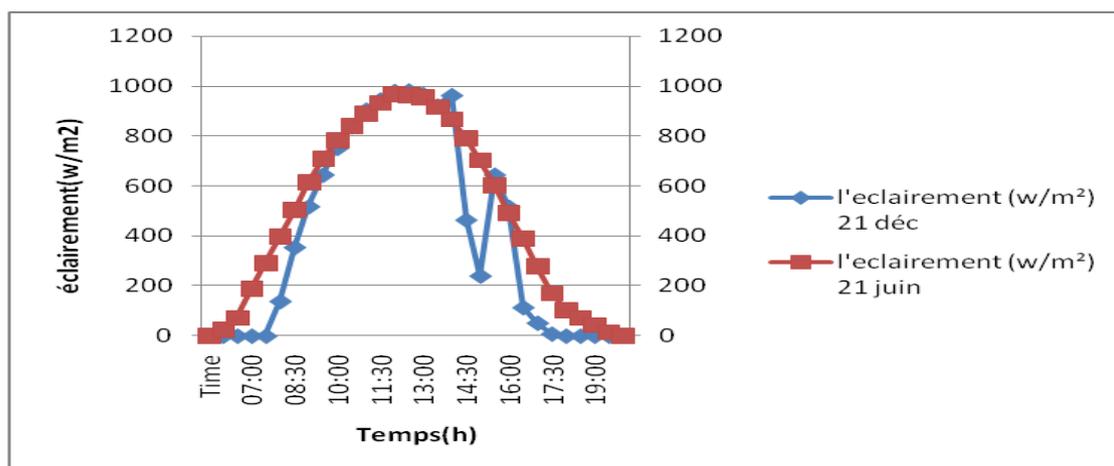


Figure III.16 : évolution horaire d'irradiation globale des journées 21 juin (Courbe bleu) et 21décembre (Courbe rouge) 2016

La connaissance de la température est indispensable pour l'étude du système photovoltaïque, La Figure III.17 représente l'évolution horaire la température ambiante des journées 21 juin et 21décembre 2016. Elle atteindrent la valeur $T = 34\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T = 22\text{ }^{\circ}\text{C}$ à l'instant $t = 14 :00\text{h}$.

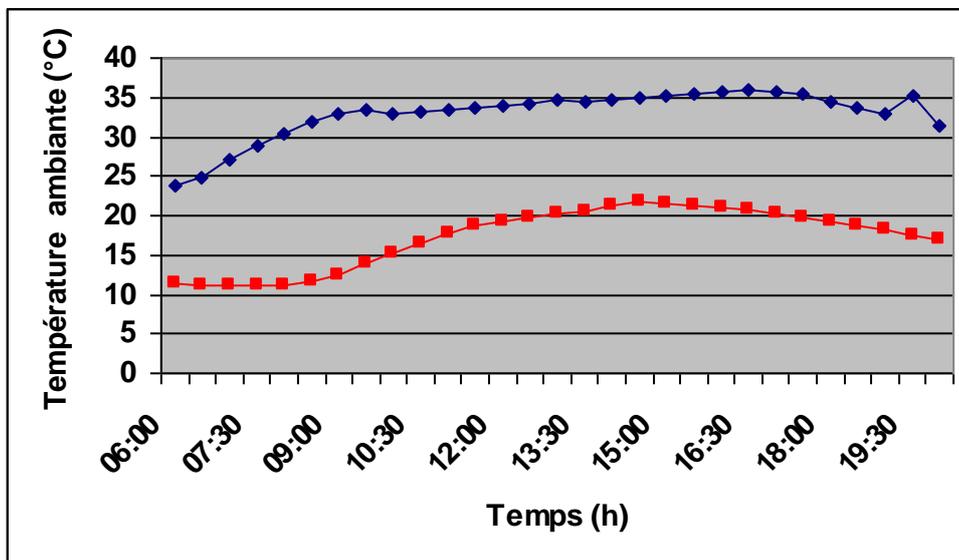


Figure III.17 : évolution horaire de la température ambiante des journées 21 juin 2016 (Courbe bleu) et 21décembre 2016 (Courbe rouge)

Les irradiations moyennes et les températures moyennes mensuelles pour chaque mois de l'année 2016 (région de Ghardaïa), sont représentées respectivement par les courbes de la figure III.18 et figure III.19 ci-après. On remarque d'après les résultats obtenus d'irradiation solaire moyenne pour le lieu envisagé qu'il existe une variation saisonnière marquée au niveau de l'irradiation solaire.

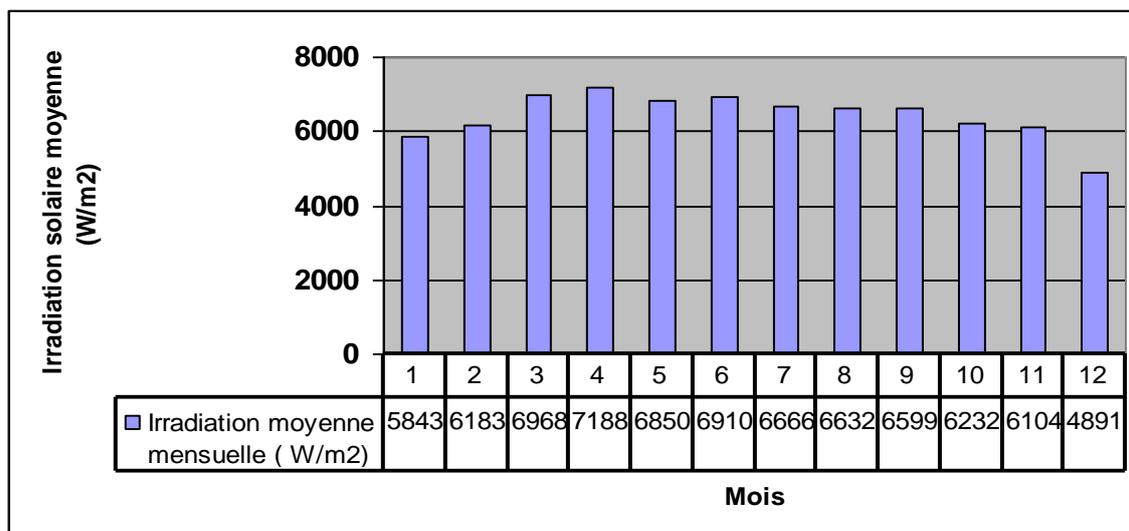


Figure III.18 : représentation de l'irradiation moyenne mensuelle

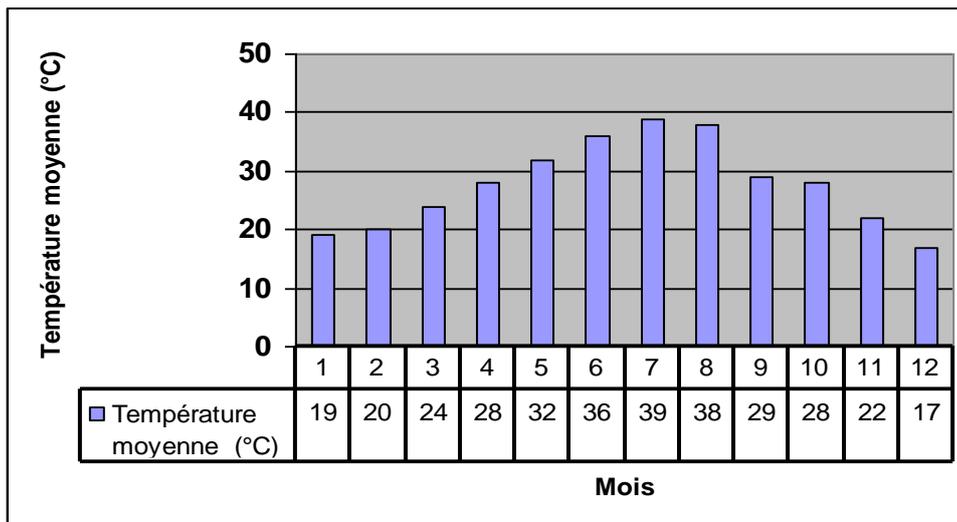


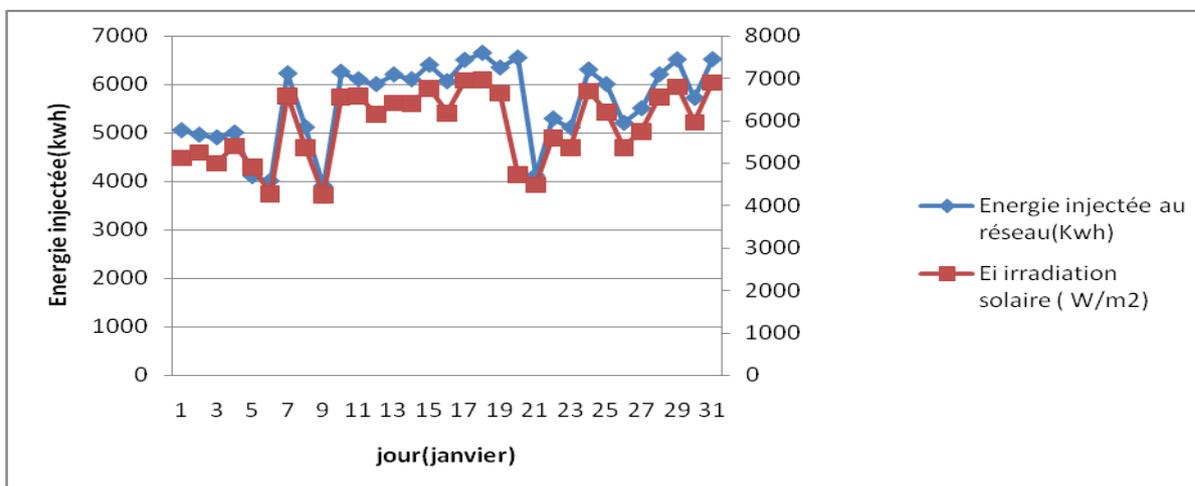
Figure III.19 : représentation de température moyenne mensuelle

L'irradiation solaire moyenne journalière de la région Ghardaïa tourne autour de 6.422 kWh/m²/jour. Ce potentiel est assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année

2. Energie journalière injectée au réseau

L'énergies journalières et irradiation solaire ainsi que l'énergie consommée pour chaque mois de l'année 2016, sont représentées respectivement par les courbes de la figure III.20 et figure III.21 ci-après. D'après les résultats obtenus, on remarque que la production de l'énergie électrique est proportionnelle à l'irradiation solaire et la consommation de l'énergie (voir figure III.21) varie en fonction de moi de l'année.

A cause de l'insuffisance des données sur toute l'année (défaillance de système d'acquisition des paramètres électriques (année 2016)) nous avons limité notre étude sur un période de quatre mois d'année.



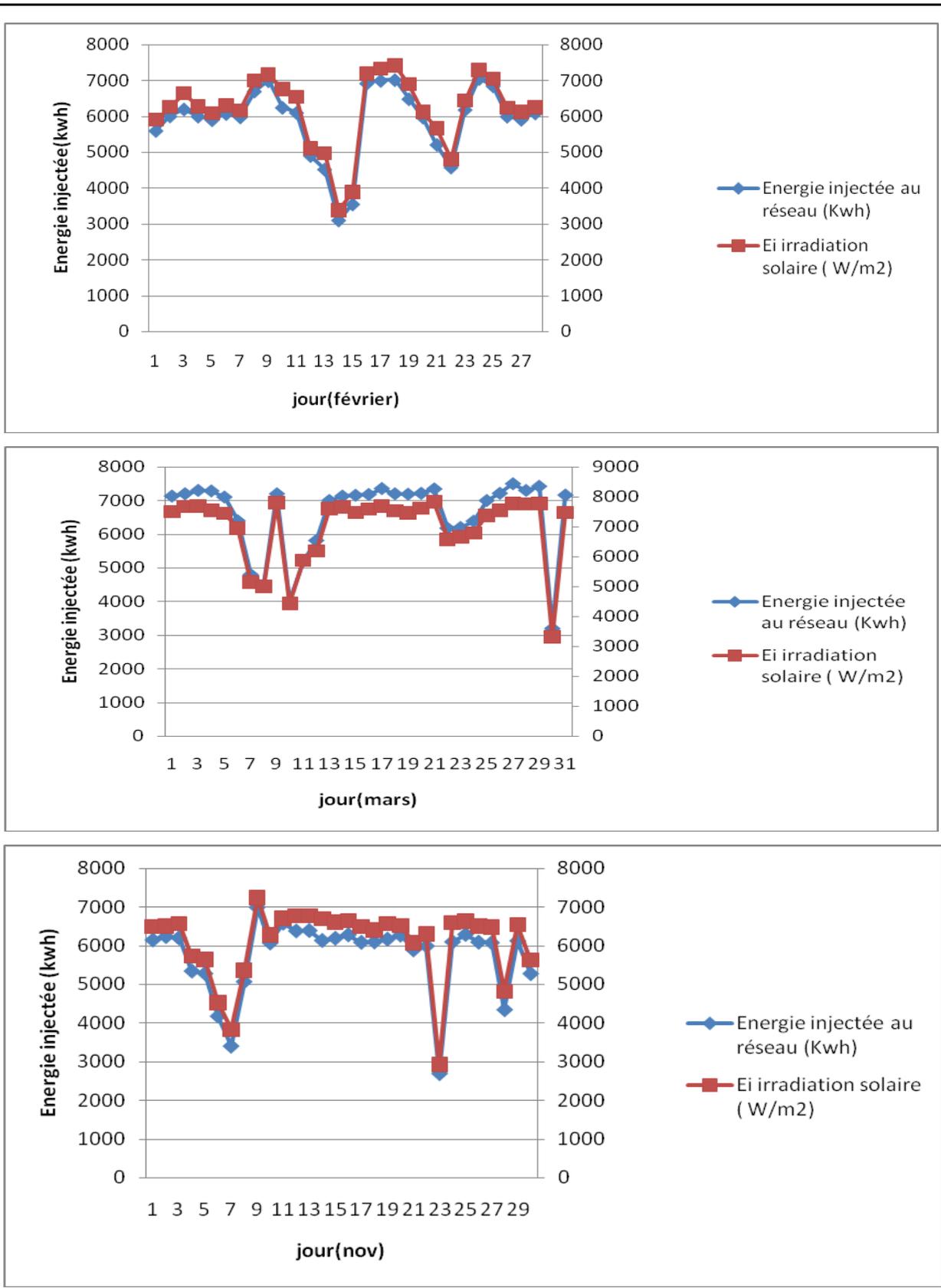
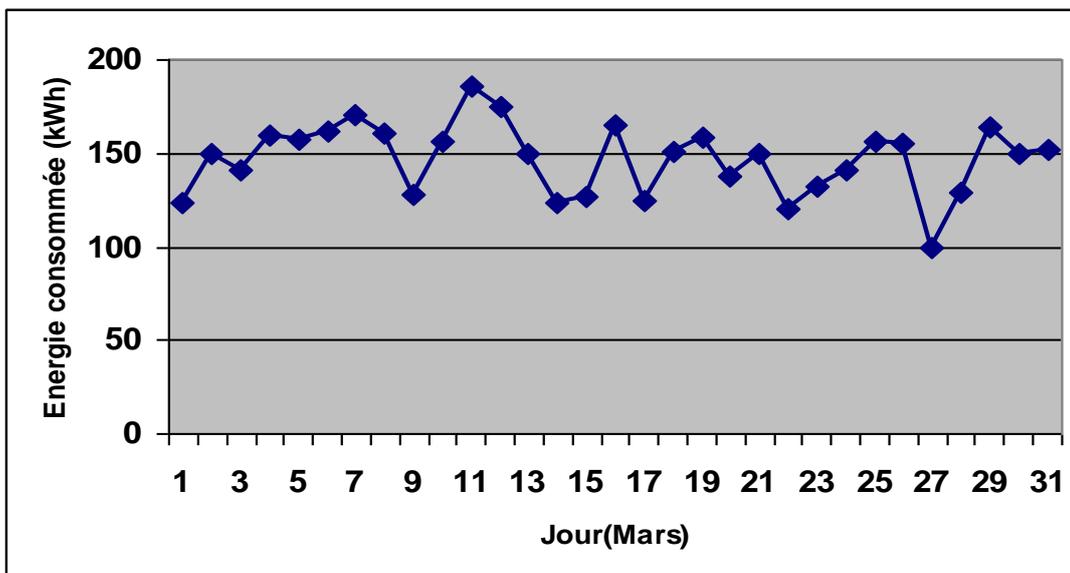
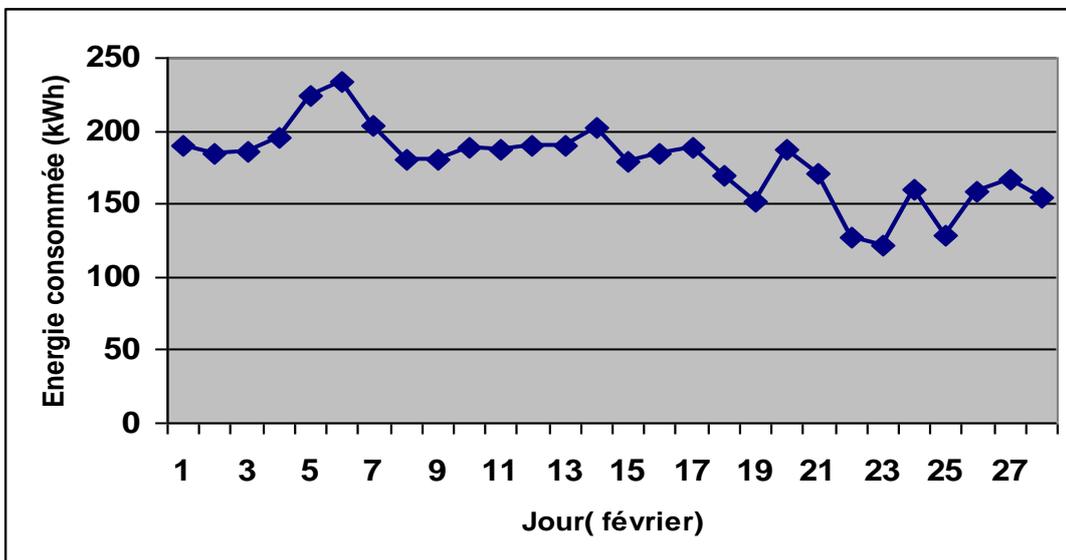
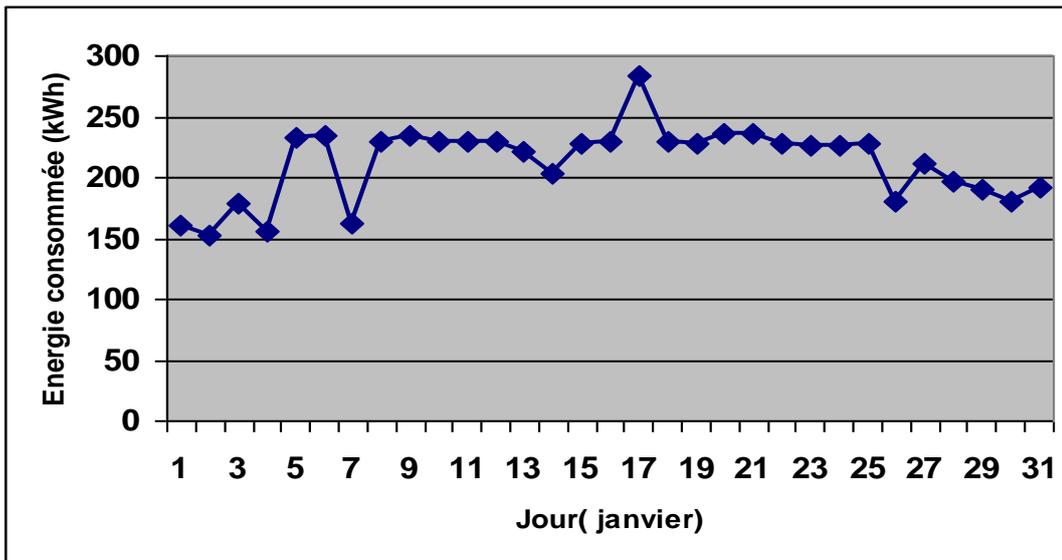


Figure III.20 : énergie journalière injectée au réseau (courbe bleu) et irradiation solaire (courbe rouge)



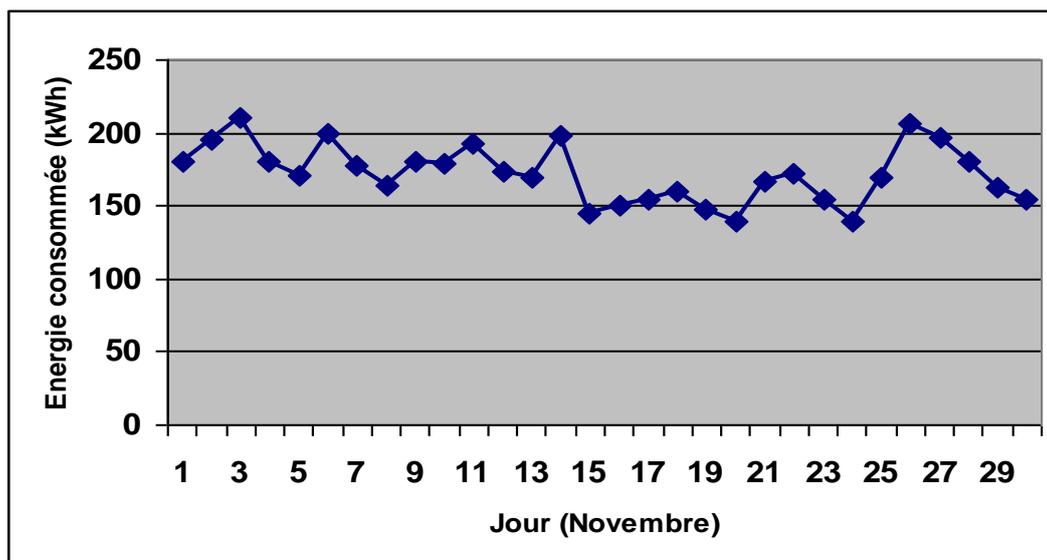


Figure III.21 : énergie consommée journalière

Le tableau III.6 recense les paramètres énergétiques du système sur la période d'étude 2016.

Tableau III.6 Résultats expérimentaux de l'année 2016			
Mois	Energie injectée au réseau (kWh)	Energie consommée (kWh)	Irradiation solaire (kWh/m ²)
janvier	168310	6390	175.300
février	159046	4827	166.954
mars	197102	4404	209.053
avril	-----	-----	208.466
mai	-----	-----	205.513
juin	-----	-----	200.402
Juillet	-----	-----	199.993
août	-----	-----	198.987
septembre	-----	-----	191.390
octobre	-----	-----	186.989
novembre	167354	5017	177.040
décembre	-----	-----	146.739

L'énergie injectée au réseau et irradiation solaire ainsi que l'énergie consommée pour chaque mois de l'année 2016, sont représentées par la figure III.22 ci-après. D'après ces résultats on remarque que les performances de la centrale PV sont corrélées aux conditions météorologiques.

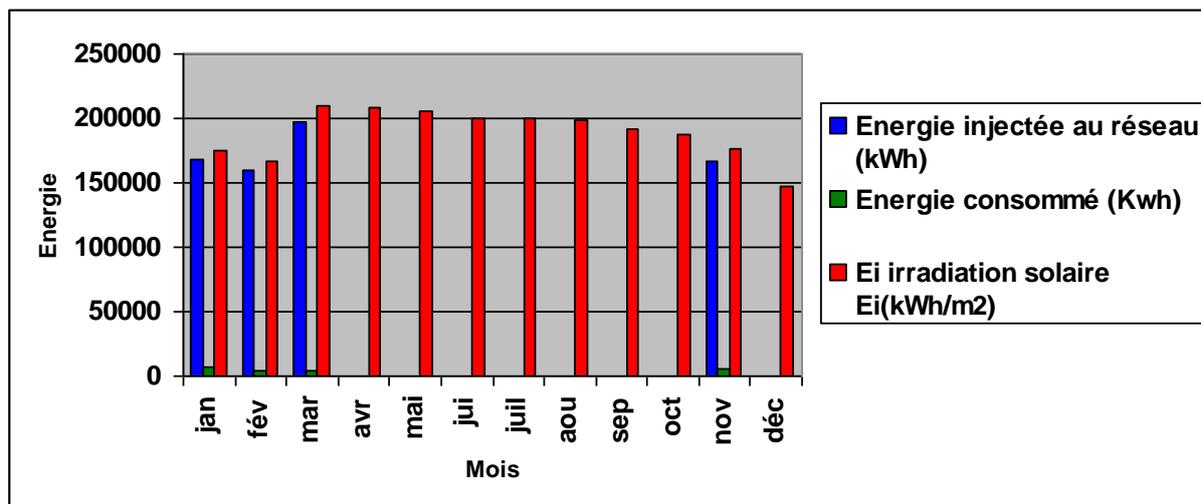


Figure III.22 : bilan énergétique mensuel pour chaque mois de l'année 2016 de la centrale étudiée

III.15 Productivité et performance d'un système solaire photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation [36]. Dans cette partie nous avons focalisé notre attention sur l'analyse de la performance de la centrale photovoltaïque connectée au réseau d'OUED NECHOU Ghardaïa.

La performance d'un système PV détermine la capacité de la centrale à produire. Il ne quantifie pas une production annuelle, mais un rendement qui reflète l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Il existe plusieurs façons d'évaluer la performance d'un système PV [36]. L'approche la plus simple repose sur «l'indice de performance » proposé par la directive européenne, document B [38], et la norme IEC 61724 [39].

L'architecture d'un système PV connectée au réseau comme le montre la figure III.23 est composée :

- D'un générateur PV qui produit la puissance continue (P_{DC}) issue des panneaux en fonction de son environnement (d'irradiation et température).
- D'un groupe convertisseur qui permet d'extraire la puissance maximale issue du générateur PV afin de la convertir en puissance alternative (P_{AC}).

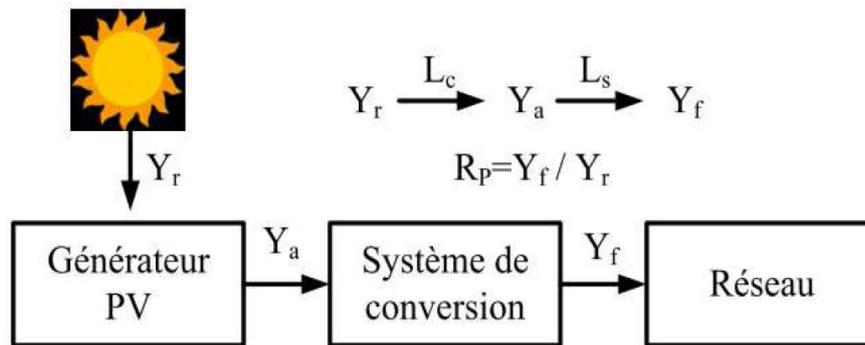


Figure III.23 : Productible aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV [37].

Les indicateurs les plus appropriés, utilisés pour évaluer la performance d'un système PV connecté au réseau, sont :

- Le productible final Y_f (kWh/kW/jour) ;
- Le productible de référence Y_r (kWh/kW/jour) ;
- Le productible du champ PV Y_a (kWh/kW/jour).

La performance d'un système PV est influencée par de nombreuses pertes :

- Les pertes de captation du générateur PV L_c (kWh/kW/jour) ;
- Les pertes du système de conversion DC/AC L_s (kWh/kW/jour).

Concrètement, l'indice de performance (IR) désigne le rapport entre le rendement énergétique réel et le rendement énergétique théoriquement possible (figure III-23).

En fonctionnement normal, l'indice de performance en moyenne varie entre 0.6 et 0.8. Afin de fonctionner avec une performance optimale, il est nécessaire de bien surveiller une installation afin de réduire le taux d'indisponibilité et de limiter toute baisse de production.

Les indicateurs les plus appropriés pour évaluer la performance d'un système PV raccordé au Réseau sont [40] :

1. Le productible final :
$$Y_F = E_{AC} / P_{MAX\ STC} \quad (III.1)$$

Il est défini par le rapport entre l'énergie AC exprimé en kWh (annuelle, mensuelle ou journalière) et la puissance maximale en kWh de système PV aux conditions standard ($1000W/m^2$ et $25C^0$).

2. le productible de référence :
$$Y_r = E_i / G_{0STC} \quad (III.2)$$

Il est défini par le rapport entre l'ensoleillement global incliné total exprimé en kWh/m² et Irradiation de référence c'est à dire $1000W/m^2$.

$$3. \text{ le productible du champ : } Y_a = E_{DC} / P_{MAX\ STC} \quad (III.3)$$

Il est défini par le rapport entre l'énergie DC exprimée en kWh (annuelle, mensuelle ou Journalière) et la puissance maximale de l'installation à la condition de test standard.

A partir de ces indicateurs de performance, on peut déduire des pertes comme :

$$4. \text{ Les pertes de captation du générateur PV : } L_c = Y_r - Y_a \quad (III.4)$$

$$5. \text{ Les pertes du système de conversion DC/AC : } L_s = Y_a - Y_r \quad (III.5)$$

A l'aide de ces données, on peut calculer le ratio de performance du système PV défini par la

$$6. \text{ relation suivante } IR = Y_f / Y_r \quad (III.6)$$

Pour rappel, une bonne installation possède un indice de performance située entre 0.6 et 0.8.

Le tableau III-7 montre l'analyse de performances du système PV de centrale d'oued nechou durant les mois janvier, février, mars et novembre 2016. Les différents paramètres expliqués plus haut sont calculés et présentés dans le tableau. Ainsi, l'indice de performance de l'installation PV d'oued nechou peut être déterminé.

Tableau III.7 : Analyse de performance de l'installation PV d'oued nechou suivant la norme IEC61724

mois	Irradiation solaire (E_i) (kWh/m ²)	T° (°C)	énergie injecte au réseau (kWh)	énergie consommée (kWh)	énergie total (kWh)	Y_f (h)	Y_r (h)	L'indice de performance
janvier	175.300	19	168310	6390	174700	158	175	0.9
février	166.954	20	159049	4827	163876	148	166	0.8
mars	209.053	24	197102	4404	201506	183	209	0.8
novembre	177.040	22	167354	5017	172371	156	177	0.8

D'après les résultats de tableau III.7 nous avons montré que l'installation possède un indice de performance ≥ 0.8 .

III.16 Conclusion

Dans ce chapitre est consacré à la présentation de la centrale photovoltaïque connectée au réseau Oued Nechou à Ghardaïa ainsi que les résultats expérimentaux de celle ci.

D'après ces résultats on remarque :

Une variation saisonnière marque au niveau de l'irradiation solaire pour le lieu envisagé, un potentiel solaire assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année et les performances de la centrale PV sont corrélées aux conditions météorologiques.

Cette étude nous a permis de qualifier le fonctionnement de cette installation c'est-a-dire savoir son indice de performance.

Conclusion générale

Le travail de mémoire traite principalement l'étude et l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque d'oued nechou, Ghardaïa (SKTM).

Une étude de 4 mois est effectuée entre janvier, février, mars et novembre 2016 sur cette centrale PV suivant la norme IEC61724.

Dans le premier chapitre, nous avons décrit les notions essentielles sur le gisement solaire, notions et définitions astronomiques couramment utilisées dans tout domaine relatif au solaire. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'estimation de la production de l'énergie électrique journalière, Irradiation globale inclinée, Irradiation globale double axes, Irradiation directe double axes et simple existeriez de site Internet de Centre de Développement des Energies Renouvelable (cder).

Le chapitre deux dédiée au généralité sur les systèmes PV (systèmes autonomes, systèmes connectés aux réseaux). Ensuite, nous avons décrit les différents composants de chaque système ainsi que les normes de connexion aux réseaux.

Le troisième chapitre est divisé en deux parties, dans la première partie nous avons fait une présentation de la centrale photovoltaïque connectée au réseau Oued Nechou à Ghardaïa ainsi que les différentes parties constituent cette centrale, et la deuxième partie dédiée à l'étude expérimentale de celle ci. Enfin, nous avons exposé l'ensemble des résultats obtenus expérimentalement.

Après analyse de cette centrale, nous avons relevé que l'indice de performance (IR) rentrait dans les critères d'une bonne installation (entre 0.6 et 0.8).

Ce travail de mémoire a ouvert de nombreuses perspectives à cibler et qui se résument ainsi :

- l'analyse de l'indice de performance pour 3 ans.
- détection des défauts de générateur PV.
- il vaut mieux que l'université de Ghardaïa d'ouvrir un laboratoire de l'énergie photovoltaïque pour faciliter aux étudiants de faire la partie pratique sans avoir déplacée vers autre laboratoires.

Bibliographies

- [1] Les clés pour comprendre : économie de l'énergie, les sources d'énergie, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Economie-de-l-energie/La-demande-d-energie>.
- [2] SOS ENERGIE, La nanotechnologie au service du solaire, l'énergie du futur : introduction <http://www.http://sosenergie.unblog.fr/introduction/>.
- [3] « L'électricité éolienne dans le monde », <http://www.energeia.site.voila.fr/index2.html>.
- [4] BENKHELIFA Abdelaziz ; « modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur » ; Mémoire de MASTER, univ-ourgla, 2012.
- [5] BABAOUAMER Hocine IDER Amine, « étude des défauts dans un générateur photovoltaïque », Mémoire de Master, univ-ghardaïa, 2017.
- [6] Charles Chauliagnet ; L'énergie solaire dans le bâtiment, Editions Eyrolle 1981P22, 32 et p147-148.
- [7] J.M Chassériau, « Conversion thermique du rayonnement solaire'' ; Dunod, 1984.
- [8] MEZIANI Fariza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG'' Mémoire de Magister, université mouloud mammeri de tizi ouzou, 2012.
- [9] <http://www.mymercy.info/longitude-et-latitude-d'un-lieu-aded6/>.
- [10] Yves Jannot. Thermique solaire. Paris (2007).
- [11] HADJ BELKACEMI Mohammed, « Modélisation et Etude Expérimentation d'un Capteur Solaire non Vitré et Perforé », Mémoire de Master, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2011.
- [12] Cheknane Ali, « Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications » Doctorant en Energies Renouvelables, Université Amar Telidji – Laghouat.
- [13] Arafa kaddouri, « Conception et réalisation d'un suiveur solaire à deux axes'' Mémoire de Projet de fin d'étude » Ingénieur d'Etat, Université Sidi Mohamed Ben Abdallah, 2015.

- [14] Mme Samira, Mouhous-Chaouchi, « Etude statistique du rayonnement solaire sur un plan incliné » Mémoire de Magister, l'université abou bekr belkaid- tlemcen 2012.
- [15] HAL Id, « Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels ». Energie électrique. Université Pascal Paoli, France, 2011.
- [16] <http://www.le-ciel.eu/albedo.html>.
- [17] <file:///C:/Users/USER/Downloads/a6.pdf>.
- [18] Saadi souad, « effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan » ; mémoire de magistère en physique, université mentouri de constantine, 2010
- [19] <http://data : cder.dz :81/>.
- [20] http://thesis.univ-biskra.dz/2522/1/Th%C3%A8se_lmd_32_2016.pdf.
- [21] https://www.memoireonline.com/05/12/5865/m_Etude-et-dimensionnement-dun-systeme-photovoltaque-autonome-pour-une-alimentation-permanente7.html.
- [22] http://www.belpower.it/italy/dbfiles/mfile/1000/1098/PV_Autonome.pdf.
- [23] Mayouf somia, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec une commande vectorielle », mémoire de master ; université Mohamed boudiaf - m'sila, juin 2016.
- [24] Hamlat saddek, Hamdaoui latamene, « étude des cas possibles pour la réalisation d'une centrale solaire photovoltaïque pour l'alimentation électrique du village touristique russica_park », mémoire de master ; université abderrahmane mira- bejaia, 2017.
- [25] http://www.belpower.it/italy/dbfiles/mfile/3000/3079/PV_Raccorde.pdf.
- [26] <https://lenergie-solaire.net/energie-solaire-photovoltaique/installation-connecte-reseau>.
- [27] http://www.belpower.it/italy/dbfiles/mfile/3000/3079/PV_Raccorde.pdf.
- [28] <Http://www.ecosources.info> 2016.
- [29] Pierre destruel et isabelle Séguy laboratoire plasmas et conversion d'énergie, umr Cnrs.
- [30] Zidane Achref, eddine Sahtout Mehdi ; »les Systems photovoltaïques connectes au réseau », mémoire de master, université badji mokhtar Annaba, 2017.

[31] Bemana ngueouele Yannick « Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public », Mémoire de Master, institut international d'ingénierie d'eau et de environnement, 26/07/2012.

[32] <http://thesis.univ-biskra.dz/1151/4/2emechapitre.pdf>.

[33] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Isolateur>.

[34] M Djarallah : « Contribution a l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplées au réseau électrique », thèse de doctorat, Univ-Batna, 2008.

[35] documentation centrale photovoltaïque d'oued nechou, ghardaïa SKTM.

[36] Anson Kouassi Ted DOSSA « Mise en place d'un système général de supervision et de contrôle/sécurité d'un champ photovoltaïque de 60 kWc » mémoire de master, Ouagadougou 01 - BURKINA FASO, 2013.

[37] Long BUN, « Détection et Localisation de défaut de Défauts pour un système PV » Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2011.

[38] CEC, « Guidelines for Assessment of Photovoltaic Plants, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data » Commission of the European Communities, 1997.

[39] IEC, Photovoltaic System Performance Monitoring- Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis, in International Standard IEC 61724, ed 1998.

[40] Michel Bressan, « Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque, électronique ». Thèse de Doctorat, Université de Perpignan, France, 2014.

Annexe A

Annexe A.1

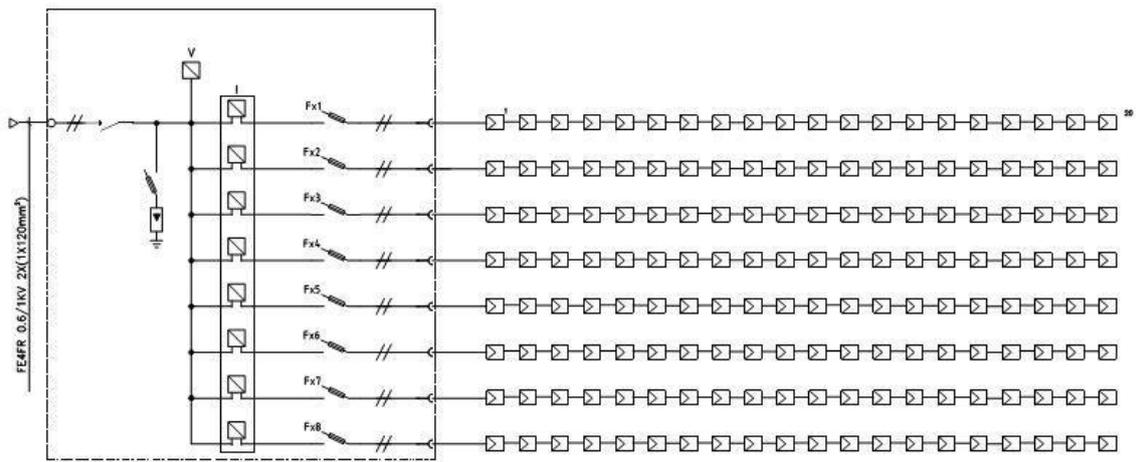
Capteurs de rayonnement solaire global Pyranomètres



Les radiomètres pour le rayonnement global sont des capteurs conçus pour mesurer l'intensité du rayonnement électromagnétique émis directement par le soleil ou réfléchis par d'autres influences environnementales (atmosphère, nuages). LSI Lastem propose une ligne de produits de haute fiabilité capables de répondre aux divers besoins de l'industrie ou de la recherche.

Principales caractéristiques :

- Capteurs à thermopile ou élément photovoltaïque.
- Traçabilité WRC (World Radiation Center).
- Sortie directe (μV) ou amplifiée (0/4-20 mA, 0/1-5 V).
- Stabilité.
- Correction de la réponse cosinus.
- Haute sensibilité.
- Protection contre les perturbations électromagnétiques.



POUR DETAILS VOIR LE DOCUMENT
 1MMC-06011-E-00-E-327 "SCHEMA BOITE DE RACCORDEMENT"

Schema tipique ensemble chaine+boite de jonction