

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE AHMED DRAIA  
-ADRAR-



جامعة أحمد دراية- أدرار

Année / 2021

Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département des Sciences de la Matière

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme de Master en

**Physique**

Option : Physique Energétique et Energies Renouvelables

# Thème

**Analyse des performances de la centrale  
photovoltaïque de 3 MW de Kabertène**

Présenté Par :

- ❖ *Melle.* Bassalah Khadija
- ❖ *Melle.* Benhedid Hadjer

Devant le jury composé de :

Mr.	Président		Université Ahmed Draia-Adrar
Mr. Maouedj Rachid	Rapporteur	MRA	URER-MS -Adrar
Mr. Belabbaci Mohammed	Co-rapporteur	MAB	Université Ahmed Draia-Adrar
Mr.	Examineur		Université Ahmed Draia -Adrar

Année Universitaire 2020/2021





# Dédicaces

D'abord, je remercie mon dieu qui m'a donné la force, le courage et la patience de mener à bien ce modeste travail.

J'adresse mes remerciements avec beaucoup de respect et de gratitude à mes chers parents « Abdellah-Embarka » qui sont la lumière de ma vie, pour que je sois heureuse, pour leurs conseils, leurs affections et leurs encouragements.

Aussi, je le dédie :

- ✚ À ma très chère sœur « Assma » et ses enfants « Ghizlen et Foud »; à mes très chers frères « kouider et djilali ».
- ✚ Au professeur "Maouedj Rachid" pour son aide tout au long du travail, ses conseils et ses encouragements,
- ✚ À mes chers amis ;
- ✚ Ainsi que tous ceux qui me connaissent ;
- ✚ A qui m'a aidé et qui sont toujours présents à mes côtés, avec qui j'ai partagé le bien et le mal, ma collègue Khadidja et toute sa famille.

# Dédicaces

D'abord, je remercie mon dieu qui m'a donné la force, le courage et la patience de mener à bien ce modeste travail.

J'adresse mes remerciements avec beaucoup de respect et de gratitude à mes chers parents « Mon défunt père Abdellah-Messouda » qui sont la lumière de ma vie, pour que je sois heureuse, pour leurs conseils, leurs affections et leurs encouragements.

Aussi, je le dédie :

- ✚ À mes très chères sœurs « Fatima, Amina, Saida et Nour elhouda »; à mes très chers frères « Mohmmmed, EL hadje Ahmed, Hichmi ,Hamza, Ommar et Othman» et à leurs enfants.
- ✚ À mon fiancé « Moustapha Affoun ».
- ✚ Au professeur "Maouedj Rachid" pour son aide tout au long du travail, ses conseils et ses encouragements,
- ✚ À mes chers amis;
- ✚ Ainsi que tous ceux qui me connaissent ;
- ✚ À qui m'a aidé et qui sont toujours présents à mes côtés, avec qui j'ai partagé le bien et le mal, ma collègue Hadjer et toute sa famille

# Remerciements

Nous souhaitons à travers ces quelques lignes à remercier toutes les personnes qui d'une manière ou d'une autre à contribué au bon déroulement de ce travail.

Par-dessus tout, nous remercions Dieu le Tout-Puissant de nous avoir donné la volonté, la santé et le courage d'accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer notre gratitude au Dr. Rachid Maouedj maitre de recherche à l'unité de recherche URER-MS, pour avoir dirigé ce travail, pour son aide tout au long du travail, ses conseils et ses encouragements, qui nous ont permis de progresser, et d'élargir notre champ d'action. Vision des travaux de recherche.

Nous remercions aussi le Co-encadreur Dr. Belabbaci Mohammed pour ses conseils, ses explications et ses remarques.

Nous remercions tous les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Nous remercions également le responsable de la centrale PV de Kabertène et tout le personnel qui y travaille à la station pour leurs accueils, leurs explications et le partage de leurs informations.

Nous tenons à remercier, tous mes collègues pour leurs soutiens et leurs aides.

<b>Sommaire</b>	
Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I : Rayonnement solaire</b>	
I. Introduction .....	4
I.2.les Mouvement de Terre.....	4
I.2. a. Mouvement de rotation.....	4
I.2.b. Mouvement de translation.....	4
I.3. La distance terre – soleil.....	5
I.4. Correction de distance.....	7
I.5. Équation du temps .....	8
I.6. Repérage d’un site sur la surface terrestre.....	9
I.7. Les coordonnées du soleil .....	10
I.7.1. Coordonnées équatoriales.....	10
I. 7.1.1. La déclinaison du soleil $\delta$ .....	11
I.7.1.2. L’angle horaire du soleil H.....	12
I.8.2. Coordonnées horizontales.....	13
I.8.2.1. La hauteur du soleil h.....	13
I.8.2.2. L’azimut du soleil a.....	13
I.9. Orientation d’un capteur .....	13
I.9.1. La hauteur du capteur $\gamma$ .....	13
I.9.2. Azimut du capteur $\alpha$ .....	14
I.10. Durée d’enseillement $D_{IS}$ d’un capteur ( $\alpha, \gamma$ ).....	14
I.11. Durée du jour.....	16
I.12. Spectre du rayonnement solaire.....	16
I.13. Puissance solaire reçue par terre .....	17
I.14. Modélisation du rayonnement solaire .....	18
I.14.1. Rayonnement direct .....	19
I.14.2. Rayonnement diffus.....	19

I.14.3. Rayonnement global .....	19
I.15. mesure du rayonnement .....	19
I.15.1. Mesure de la durée d'ensoleillement et du rayonnement solaire.....	19
I.15.2. Mesure de la vitesse et de la direction du vent.....	22
I.16. Estimation de l'énergie instantanée(ciel clair).....	24
I.17. Estimation de l'énergie instantanée(ciel couvert).....	25
I.18. Estimation de l'énergie journalière incidente .....	26
I.19. Estimation de l'énergie annuelle incidente .....	26
I.20. Conclusion .....	26
I.21. Références.....	27
<b>Chapitre II :L'énergie solaire photovoltaïque</b>	
II.1. Introduction.....	28
II.2. Histoire de l'énergie solaire.....	29
II.3. Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire .....	31
II.3.1. Les avantages .....	31
II.3.2. Les inconvénients.....	32
II.4. Le fonctionnement des panneaux solaires.....	33
II.5. La Technologie Photovoltaïque .....	35
II.5.1. Procédé de fabrication .....	42
II.5.2. Modules et cellules photovoltaïques.....	43
II.5.3. Critères de choix d'une installation solaire .....	44
II.5.4. Système solaire.....	45
II.5.5. Applications.....	46
II.5.5.1. Pompage photovoltaïque.....	47
II.5.5.2. L'éclairage photovoltaïque.....	50
II.6. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire.....	52
II.6.1. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque.....	52
II.6.2. Influence de la 'intensité de la radiation lumineuse.....	53
II.7. Les différents types des systèmes énergétiques solaires .....	53

II.7.1. Système photovoltaïque autonome.....	53
II.7.2. Système photovoltaïque raccordée au réseau électrique.....	54
II.8. Conclusion.....	55
II.9. Références.....	55
<b>Chapitre III : Traitement des données et interprétation des résultats</b>	
III.1. Introduction.....	58
III.2. Situation géographique de la wilaya d’Adrar.....	58
III.3. Situation géographique du central photovoltaïque de Kabertène .....	60
III.4. Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central	62
III.5. Performances normalisées	63
5.1. Rendement de référence (YR) .....	63
5.2. Rendement du champ PV (YA) .....	63
5.3. Rendement final du système PV (YF) .....	64
5.4. Indice de performance normalisé (PR) .....	64
5.5. Les pertes du système par conversion (LS) .....	64
5.6. Les pertes diverses (LC) .....	64
III.5. Résultats Expérimentale et Discussions.....	65
III.5. Conclusion.....	72
Références bibliographiques.....	73
Conclusion général .....	74

I.14.3. Rayonnement global .....	19
I.15. mesure du rayonnement .....	19
I.15.1. Mesure de la durée d'ensoleillement et du rayonnement solaire.....	19
I.15.2. Mesure de la vitesse et de la direction du vent.....	22
I.16. Estimation de l'énergie instantanée(ciel clair).....	24
I.17. Estimation de l'énergie instantanée(ciel couvert).....	25
I.18. Estimation de l'énergie journalière incidente .....	26
I.19. Estimation de l'énergie annuelle incidente .....	26
I.20. Conclusion .....	26
I.21. Références.....	27
<b>Chapitre II :L'énergie solaire photovoltaïque</b>	
II.1. Introduction.....	28
II.2. Histoire de l'énergie solaire.....	29
II.3. Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire .....	31
II.3.1. Les avantages .....	31
II.3.2. Les inconvénients.....	32
II.4. Le fonctionnement des panneaux solaires.....	33
II.5. La Technologie Photovoltaïque .....	35
II.5.1. Procédé de fabrication .....	42
II.5.2. Modules et cellules photovoltaïques.....	43
II.5.3. Critères de choix d'une installation solaire .....	44
II.5.4. Système solaire.....	45
II.5.5. Applications.....	46
II.5.5.1. Pompage photovoltaïque.....	47
II.5.5.2. L'éclairage photovoltaïque.....	50
II.6. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire.....	52
II.6.1. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque.....	52
II.6.2. Influence de la 'intensité de la radiation lumineuse.....	53
II.7. Les différents types des systèmes énergétiques solaires .....	53

# Liste des figures

<b>Chapitre I</b>	<b>Rayonnement solaire</b>	
Figure (I-1): Les mouvements de la terre.....		5
Figure (I-2): Distance Terre-Soleil .....		6
Figure (I-3) : Variation de la correction de distance durant l'année.....		7
Figure (I-4) : Variation de l'équation de temps en fonction du jour de l'année.....		8
Figure (I-5) : Repérage d'un site sur la surface terrestre.....		10
Figure (I-6) : Coordonnées équatoriales.....		10
Figure (I-7) : Spectre du rayonnement solaire.....		17
Figure (I-8) : Rayonnement direct, diffus et global.....		19
Figure (I-9) : Pyrhéliomètre.....		20
Figure (I-10) : Pyranomètre avec anneau d'ombrage.....		21
Figure (I-11) : Pyranomètre.....		21
Figure (I-12) : Solarimètre type (Kipp Zonen) .....		22
Figure (I-13) : L'anémomètre.....		22
Figure (I-14) : Girouette.....		23
Figure (I-15) : Capteur de température.....		23
<b>Chapitre II L'énergie solaire photovoltaïque</b>		
Figure (II-1) : Fonctionnement d'une cellule PV.....		33
Figure (II-2) : Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque.....		34
Figure (II-3): Etape de fabrication des cellules.....		35
Figure (II-4): Cellule mono cristalline et poly cristalline.....		36
Figure (II-5): Modules verre-verre au Telluride de Cadmium, efficacité de 9 à 11%.....		37
Figure (II-6): Façade en CIGS au Pays de Galles, efficacité de 8,5%.....		38
Figure (II-7) : Module photovoltaïque souple au silicium amorphe $\alpha$ Si triple jonction pour une efficacité de 6,5% (photo Unisolar) .....		38
Figure (II-8) : Module combinant technologie microcristalline et amorphe pour une efficacité de 8,5% (photo Phoenix Solar) .....		38
Figure (II-9): Sac à dos incorporant un module de technologie organique DSC.....		39
Figure (II-10): Cellule Dye Sensitized Cell - coupe explicative.....		40
Figure (II--11) : Diagramme montrant les différentes technologies et l'évolution des rendements des cellules au niveau de laboratoire.....		40
Figure (II-12): Répartition des différentes technologies en termes de prix et rendements (2007) .....		41
Figure (II-13) : Coupe schématique d'une cellule photovoltaïque au silicium.....		43
Figure (II-14) : Composition d'un module photovoltaïque au silicium cristallin.....		44
Figure (II-15): Différents types de modules PV.....		45
Figure (II-16): Représentation schématique d'un système photovoltaïque.....		46
Figure (II-17) : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque.....		47
Figure (II-18) : Pompe à piston (Jack pump) pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau.....		48
Figure (II-19): Caractéristiques d'une pompe volumétrique.....		48
Figure (II-20): Pompe submersible centrifuge à étages multiples.....		49
Figure (II-21): Caractéristiques d'une pompe centrifuge.....		50

Figure (II-22) : Eclairage public.....	50
Figure (II-23): Système d'éclairage public photovoltaïque autonome.....	51
Figure (II-24): Caractéristique P-V du module PV du selon la température.....	52
Figure (II-25): Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairage.....	53
Figure (II-26) : Installation photovoltaïque autonome.....	54
Figure (II-27): Installation photovoltaïque connecté au réseau.....	55
<b>Chapitre III Traitement des données et interprétation des résultats</b>	
Figure (III-1) : Localisation de la Wilaya d'Adrar.....	58
Figure (III-2) : Plan de Situation de la centrale PV Kabertène.....	60
Figure (III-3) : Lieu des centrales les Kabertène par google Erth.....	60
Figure (III-4) : Photos de la centrale photovoltaïque de Kabertène ; le champ PV et la station météorologique.....	61
Figure (III-5) : Variation mensuelle de la température ambiante, vitesse du vent et l'irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.....	65
Figure (III-6) : Variation mensuelle de la pression et de l'humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.....	66
Figure (III-7) : Variation mensuelle du rayonnement solaire, la puissance et l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.....	67
Figure (III-8) : Variation saisonnière de la température ambiante, vitesse du vent et irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.....	67
Figure (III-9) : Variation saisonnière de la pression et l'humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.....	68
Figure (III-10) : Variation saisonnière du rayonnement solaire, puissance et de l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.....	69
Figure (III-11) : Variation mensuelle du rayonnement solaire, la puissance et l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.....	69

Liste des figures

Figure (III-12) : Variation mensuelle de PR et CF de la centrale PV pour l'année 2020...	70
Figure (III-13) : Variation saisonnière de Yr et Yf de la centrale PV pour l'année 2020...	71
Figure (III-14) : Variation saisonnière de PR et CF de la centrale PV pour l'année 2020...	71

## Liste des tableaux

<b>Chapitre I Rayonnement solaire</b>	
Tableau (I-1) : Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère .....	25
<b>Chapitre II L'énergie solaire photovoltaïque</b>	
Tableau (II-1): La consommation de l'énergie dans l'histoire.....	30
Tableau (II-2): Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement (source Photon International Modules Survey 2009).....	42
<b>Chapitre III Traitement des données et interprétation des résultats</b>	
Tableau (III-1): Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli.....	62

		Nomenclature
<b>Nomenclatures et Abréviations</b>		
Vr	Vitesse linéaire de rotation	km/s
c(N)	La correction de distance	W/m <sup>2</sup>
TSM	Temps solaire moyen	jour
TSV	Le temps solaire vrai	jour
Φ	La latitude du lieu	(°)
λ	La longitude du lieu	(°)
Δ	L'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial	(°)
DE	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.	(°)
I0	Constante solaire	(°)
D <sub>IS</sub>	La durée d'insolation durée d'ensoleillement d'un capteur	Heur
Tc	Température de la cellule	°C
Ta	Température ambiante.	°C
H <sub>in</sub>	Irradiation solaire sur le plan incliné.	W/m <sup>2</sup>
P <sub>max</sub>	Puissance maximale	W
ΔP <sub>ma</sub>	Tolérance de puissance	W
x		
η <sub>m</sub>	Rendement du module	%
V <sub>mpp</sub>	Tension à Pmax	A
I <sub>mpp</sub>	Courant à Pmax	V
V <sub>oc</sub>	Tension circuit ouvert	A
I <sub>sc</sub>	Courant de court-circuit	V
V <sub>mpp</sub>	Tension à Pmax	A
I <sub>mpp</sub>	Courant à Pmax	V
V <sub>oc</sub>	Tension circuit ouvert	A
I <sub>sc</sub>	Courant de court-circuit	V
γ	Coefficient de température gamma pour Pmax	%/°C
βV <sub>oc</sub>	Coefficient de température pour Voc	%/°C
α <sub>Isc</sub>	Coefficient de température pour Isc	%/°C
βV <sub>mp</sub>	Coefficient de température pour Vmpp	%/°C
p		
Y <sub>R</sub>	Le rendement de référence	%
Y <sub>A</sub>	Le rendement du champ PV	%
Y <sub>F</sub>	Le rendement final du système PV	%
E <sub>AC</sub>	L'énergie totale produit par le système PV	kWh
PR	Le rapport de performance	%
η <sub>pv</sub>	Le rendement du champ	%
η <sub>sys</sub>	Le rendement du système PV	%
η <sub>inv</sub>	L'efficacité de l'onduleur	%
FC	Le facteur de charge	%
IEA	Agence Internationale de l'Energie	
PV	Photovoltaïque	
DC	Courant alternatif	
AC	Courant continue	
NOC	Température nominale des cellules en service	
T		

# **INTRODUCTION GENERALE**

### **Introduction générale**

Les chocs pétroliers successifs observés depuis les années 70 ont démontrés les risques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables. Aussi la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire. De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Actuellement deux milliards et demi d'habitants, principalement dans les zones rurales des pays en développement ne consomment que 1 % de l'électricité produite dans le monde. Compte tenu de l'épuisement des énergies usuelles conventionnelles et leur impact négatif sur l'homme et la nature, il devient impératif d'utiliser des énergies propres non polluantes et gratuites comme les énergies renouvelables. Les énergies renouvelables peuvent être classées en trois grandes familles, l'énergie d'origine mécanique (la houle, celle du vent), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique...etc); sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est celle en provenance du soleil, transformée ensuite par l'environnement terrestre. Parmi les différentes sources citées, deux retiennent l'attention pour leur important potentiel, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

L'électricité est un facteur essentiel de développement économique, dans tous les pays du monde, son importance relative ne cesse d'accroître, avec les progrès techniques, industriel et le besoin de confort moderne, l'augmentation de sa production est un synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse ; est donc un inducteur permettant de mesurer l'écart de développement entre les régions du monde. Ce besoin qui ne cesse d'augmenter et avec lui son impact sur l'environnement à cause des émissions des gaz des centrales conventionnelles utilisant les énergies fossiles.

Le développement des énergies renouvelables apparaît comme le meilleur moyen satisfaire les besoins en énergie de la planète, qui pourraient augmenter de 50% ou plus d'ici 2030, car elles permettent :

- D'atteindre une plus grande indépendance énergétique : Aujourd'hui, plus de la moitié de l'énergie primaire qu'elle consomme la planète pour produire de l'électricité, est principalement du charbon, du gaz et du pétrole. Ces ressources se raréfient et leur prix augmente. Or, les énergies renouvelables dépendent de ressources abondantes, directement accessibles : soleil, vent, eau, bois, biomasse, chaleur de la terre... Elles assurent un approvisionnement sûr et maîtrisé sur le long terme.

- De lutter contre le changement climatique : Elles évitent d'utiliser des énergies d'origine fossile fortement émettrices en gaz à effet de serre, responsables du changement climatique.

- De créer des nouvelles filières professionnelles et des emplois : Le développement des énergies renouvelables entraîne la création d'emplois décentralisés et donc non délocalisables, et favorisent l'émergence de nouvelles filières industrielles et technologiques sur le territoire national : les énergies renouvelables pourraient ainsi représenter en 2012 un marché annuel de 24 milliards d'euros et 120 000 emplois.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité. C'est une énergie décentralisée et peut être utilisée au moment même où elle est produite. Elle permet de couvrir les besoins d'une habitation en électricité tels que l'éclairage, le pompage de l'eau et la production du froid. L'énergie photovoltaïque est une source d'énergie propre et renouvelable, s'inscrit parfaitement dans le cadre de la politique écologique actuel des gouvernements industrialisés. L'électrification rurale hors réseau (décentralisée) est appliquée dans les refuges de montagne, et dans les régions déshéritées telle que le sud Algérien où l'isolement est très accentué. L'Algérie, de par sa situation géographique, bénéficie des conditions favorables à l'utilisation des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque.

En ce qui concerne notre pays, l'Algérie, l'enjeu du développement des énergies renouvelables est encore plus important. En effet, ces énergies permettront de plus en plus de couvrir la croissance nécessaire légitime des services énergétiques de base dans les domaines du développement rural, de l'habitat, de la santé, de l'éducation puis à long terme, de l'industrie. La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500 h/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'externe sud ou elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée est présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie.

L'objectif de ce travail est l'étude des performances du centrale photovoltaïque de 03 MW de Kabertène.

Le présent travail compte trois chapitres, le première chapitre est consacré à l'étude du rayonnement solaire et le gisement des ressources local en énergie solaire.

Le deuxième chapitre présente l'énergie solaire PV en générale et leur principe de fonctionnement, les différentes technologies des cellules PV, et quelques applications de l'énergie solaire PV.

Le troisième chapitre présente les modèles mathématiques utilisés pour les calculs des paramètres caractérisant le fonctionnement du central et les résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques météorologiques et électrique de la centrale PV.

Notre travail est clôturé par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus.

# **CHAPITRE I**

## **Rayonnement solaire**

**Introduction :**

Dans ce chapitre, on va décrire la position du soleil par rapport à la terre et les différents paramètres qui peuvent influencer sur l'énergie solaire incidente sur terre comme le mouvement terre-soleil, le mouvement de la terre autour de l'axe des pôles, le mouvement apparent du soleil et la situation géographique du lieu.

**1.2 Les mouvements de la terre :**

Dans l'univers tout est en mouvement. On peut décomposer le mouvement de la terre en deux mouvements :

**1.2.a. Mouvement de rotation :**

La terre tourne autour de l'axe des pôles (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs du soleil au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de :

$$T_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h.} \quad (1)$$

La vitesse linéaire de rotation à l'équateur est ;  $V_r \approx 0,465\text{km/s}$ ,

Elle est variable en fonction de latitude  $\varphi$  telle que :

$$V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi)) \quad (2)$$

**1.2.b. Mouvement de translation**

La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne autour du soleil en une période  $T_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25\text{ jours}$ . Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un

des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de Kilomètres. La terre tourne autour du soleil avec une vitesse moyenne  $V_t \approx 29,77 \text{ km/s}$  [vitesse maximale en hiver  $30,27 \text{ Km/s}$  et minimale en été  $29,77 \text{ Km/s}$ ]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique direct et provoque le cycle des saisons [1].

Le plan équatorial, perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre, fait avec le plan de l'écliptique un angle constant appelé obliquité et noté  $\delta_0$  qui est égal à  $23^\circ 45'$  [2].

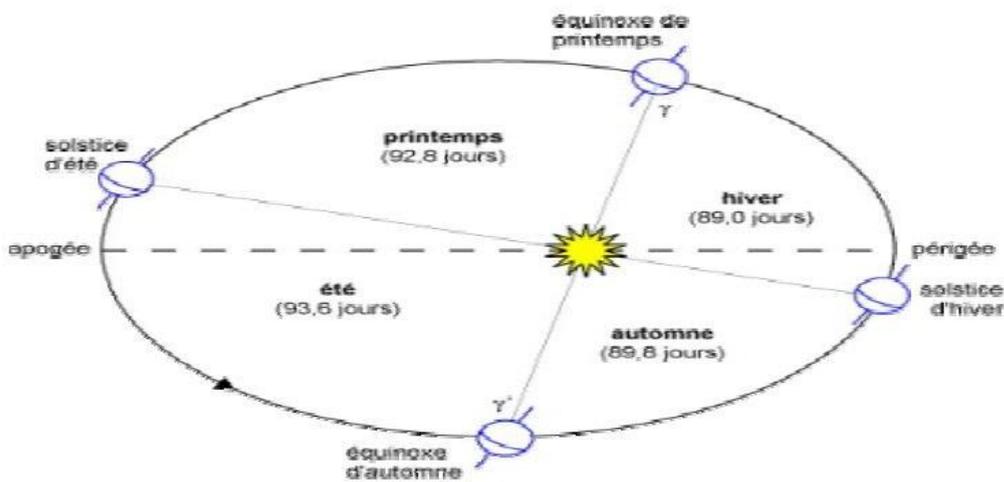


Figure (I-1): Les mouvements de la terre [5].

### 1.3. La distance Terre-Soleil :

La variation de la distance terre-soleil en fonction de la date est donnée par la formule suivante [2]:

$$d(N) = 1 - 0.017 \cos [(360/365) \cdot (N-2)] \quad (3)$$

Avec:

N : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

Année civile :  $N = (1, 365)$  jours

Année bissextile :  $N = (1, 366)$  jours

$d_{rs}(\min) = 0,983$  UA vers le 2 janvier (Périgée).

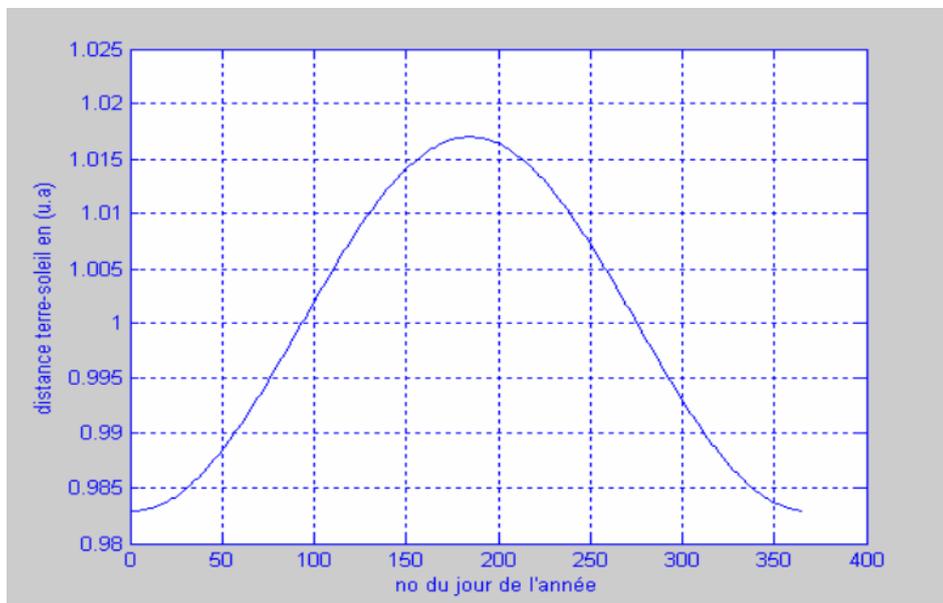
$d_{rs}(\max) = 1,017$  UA vers le 5 juillet (Apogée).

Avec :

$$1\text{UA} = 149\,597\,890 \pm 500 \text{ km} \approx 150 \text{ million km}$$

$$= 500 \text{ secondes lumière}$$

$$= 8.3 \text{ mn-lumière}$$



**Figure (I-2): Distance Terre-Soleil [5].**

#### 1.4. Correction de la distance terre-soleil c(N) :

Le rayonnement émis par le soleil est isotrope et de puissance constante. La puissance reçue en dehors de l'atmosphère sur un plan de surface unité perpendiculaire aux rayons solaires est inversement proportionnelle au carré de la distance au soleil [2].

$$\text{On a : } \frac{I}{I_0} = \frac{1}{d^2} \quad (4)$$

Avec:

$I_0$ : est la constante solaire, c'est la puissance reçue dans les conditions décrites ci-dessus à une distance de 1UA du soleil.

$I$ : est la puissance reçue à la distance  $d$  quelconque exprimée en UA.

$$\text{Par définition la correction de distance est : } c = \frac{I}{I_0}$$

On en déduit l'expression C(N) :

$$C(N) = 1 + 0.034 \cos [(360/365).(N-2)] \quad (5)$$

La variation de la correction de distance au cours de l'année est représentée par la figure (3).

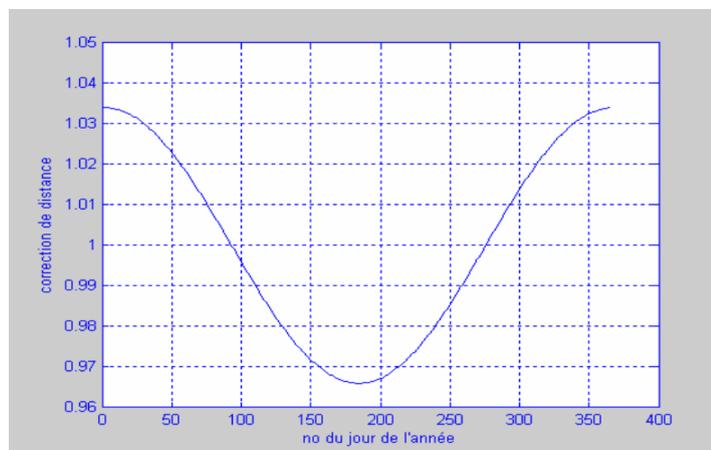


Figure (I-3) : Variation de la correction de distance durant l'année.

### 1.5. Équation du temps :

La différence entre le temps solaire moyen et le temps solaire apparent est appelée l'équation du temps. Sur Terre, elle varie entre 17 minutes en moins et 14 minutes en plus :

$$ET = TSV - TSM$$

L'équation du temps peut être approchée par la formule suivante [8]:

$$Et(N) = 9.87 \sin 2N' - 7.53 \cos N' - 1.5 \sin N' \quad (6)$$

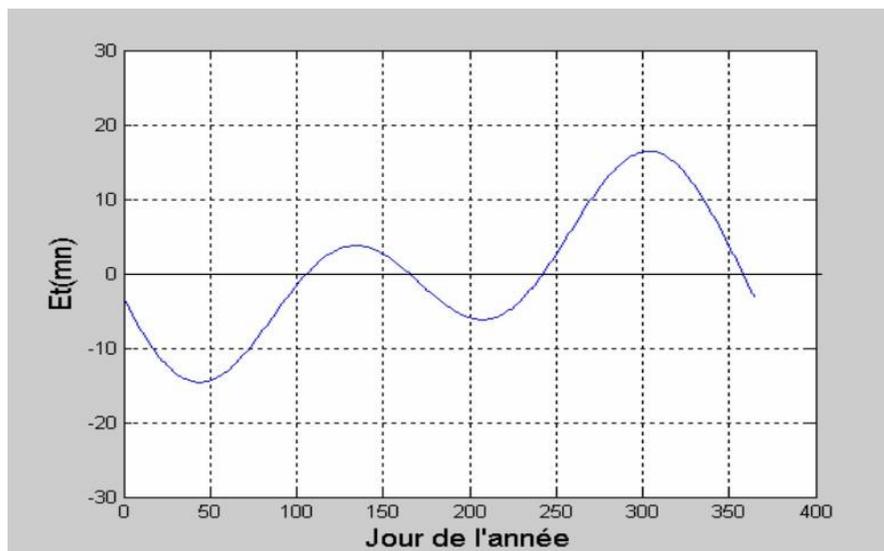
Avec :

Et est exprimée en minutes

$$N' = (360/365)(N - 81) \text{ exprimée en radians}$$

N numéro du jour de l'année (N = 1 le premier janvier)

La variation de l'équation du temps au cours de l'année est représentée par la figure (I-4).



**Figure (I-4) : Variation de l'équation de temps en fonction du jour de l'année**

### 1.6. Repérage d'un site à la surface terrestre :

Les coordonnées géométriques utilisées pour déterminer la localisation d'un point sur la surface terrestre sont :

Latitude et longitude, qui sont calculées en angle et qui s'expriment en degrés, minutes et secondes d'angle.

- Latitude  $\varphi$  :

Donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $90^\circ$  N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur.

$$\varphi \text{ varie de } -90^\circ \text{ à } +90^\circ$$

Tel que :

$$\left\{ \begin{array}{ll} \varphi > 0 & \text{Vers le Nord} \\ \varphi < 0 & \text{Vers le Sud} \end{array} \right.$$

- Longitude  $\psi$  :

Permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une ligne Nord- Sud de référence appelée le méridien Greenwich.

$$\Psi \text{ varie de } -180^\circ \text{ à } +180^\circ$$

Tel que :

$$\left\{ \begin{array}{ll} \psi > 0 & \text{à l'est du méridien de Greenwich} \\ \psi < 0 & \text{à l'ouest du méridien de Greenwich.} \end{array} \right.$$

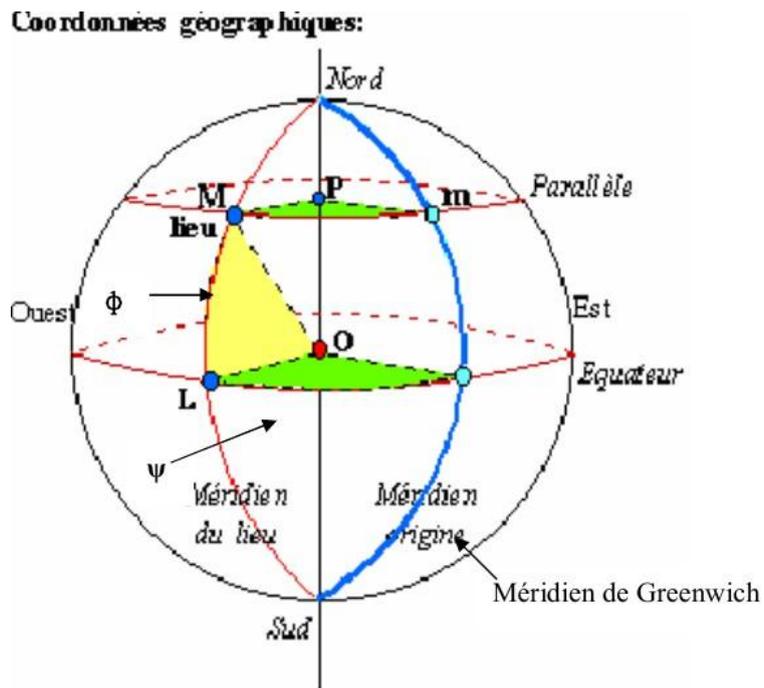


Figure (I-5) : Repérage d'un site sur la surface terrestre [3].

1.7. Les coordonnées du soleil :

1.7.1. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la Terre angles ; la déclinaison  $\delta$  et l'angle horaire  $\omega$  [6].

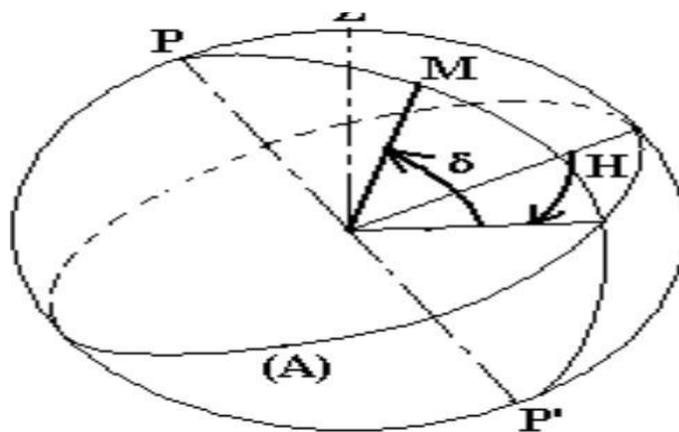


Figure (I-6) : Coordonnées équatoriales [6]

### 1.7.1.1. La déclinaison du soleil $\delta$

La déclinaison solaire  $\delta$ , correspond à l'angle que forme la direction Terre-Soleil par rapport au plan de l'équateur terrestre. C'est une des deux coordonnées équatoriales du Soleil, l'autre étant l'angle horaire défini plus loin. Aux équinoxes de printemps (vers le 20 mars) et d'automne (vers le 22 septembre) la direction Terre –Soleil est incluse dans le plan équatorial terrestre. Du fait de la rotation orbitale cette direction pointe du côté sud de l'équateur entre le 22 septembre et le 20 mars (la déclinaison est alors négative) et du côté nord entre le 20 mars et le 22 septembre (la déclinaison est alors positive). La déclinaison atteint un maximum au solstice d'été vers le 21 juin et un minimum au solstice d'hiver vers le 21 décembre. Bien que la déclinaison ne suive pas rigoureusement une fonction sinusoïdale du temps, il est tentant de l'approximer très simplement ainsi comme l'a fait Cooper (1969)

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (j+284)}{365}\right) \quad (5)$$

Cette formule donne la déclinaison en degrés, l'erreur sur  $\delta$  est comprise dans l'intervalle  $[1,4^\circ+0,5^\circ]$

$j$  est le rang du jour dans l'année (1 pour le 1 janvier).

N.B : 23,45 exprime la déclinaison maximale en degrés, mais l'argument des fonctions trigonométriques est normalement exprimé en radians, si vous faites un choix différent, il faut remplacer  $2\pi$  par  $180^\circ$ .

Formule approchée proposée par Chr. Perrin de Brichambaut [6] :

$$\delta = \arcsin\left(0.4 \sin\left(\frac{2\pi \cdot (j-80)}{365}\right)\right) \quad (6)$$

L'erreur sur  $\delta$  est comprise dans l'intervalle  $[-1,9^\circ+0,8^\circ]$

Une de ces deux formules fait l'affaire pour les calculs d'énergétique de précision moyenne. Pour plus de précision, on peut facilement ajuster une fonction périodique composée de la somme de deux (ou plus si le besoin de précision le justifie) fonctions sinusoïdales et d'un terme constant sur les données calculées (à quelques 10<sup>-4</sup> secondes d'arc près) par le Bureau des Longitudes. Par exemple, pour la période 2013 - 2023, on trouve en degrés :

$$\delta = 0,38 + 23,26 \cdot \sin(2\pi J / 365,24 - 1,395) + 0,375 \cdot \sin(4\pi J / 365,24 - 1,47) \quad (7)$$

### 1.7.1.2. Angle horaire :

$\omega$  : angle horaire, deuxième coordonnée équatoriale du Soleil, défini comme l'angle, compté positivement vers l'Est, entre la position actuelle du plan méridien local et la position de ce même méridien à midi vrai (ou entre le plan méridien local et le plan méridien qui contient le centre du Soleil à l'instant qui nous concerne).

$$\omega = \frac{\pi \cdot (12 - H)}{12} = \pi \cdot \left(1 - \frac{H}{12}\right) \quad \text{en radians} \quad (8)$$

$$\omega = \frac{180 \cdot (12 - H)}{12} = 15 \cdot (12 - H) \quad \text{en degrés} \quad (9)$$

H est l'heure solaire vraie, 12h quand le centre du Soleil passe dans le plan méridien local. La détermination de l'heure vraie (TSV) est expliquée au titre suivant.

NB : certains auteurs utilisent, de façon tout aussi valable, un angle horaire avec pour origine 0 à 0h et une valeur de  $\pi$  à midi vrai. Vous vérifierez aisément que cet angle  $\omega'$  est relié à  $\omega$  et H par :

$$\omega' = \pi - \omega = \frac{\pi \cdot H}{12} \quad (10)$$

Et que dans les formules données ci-après il faut faire les remplacements suivants :

$$\text{Cos}(\omega) \rightarrow -\text{cos}(\omega') \text{ et } \text{sin}(\omega) \rightarrow \text{sin}(\omega') \quad (11)$$

### **1.8.2. Coordonnées horizontales :**

#### **1.8.2.1 L'azimut du soleil (a) :**

C'est l'angle que fait sur le plan horizontal la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle (a) est noté avec les mêmes conventions que l'azimut du plan  $\alpha$  [2].

#### **1.8.2.2. La hauteur du soleil h :**

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [5]

$$\text{Sin}(h) = \text{cos}(H) \cdot \text{cos}(\delta) \cdot \text{Cos}(\varphi) + \text{sin}(\delta) \text{sin}(\varphi) \quad (12)$$

h varie entre  $+90^\circ$  et  $-90^\circ$

On prend :

h > 0 le jour

h < 0 la nuit

h = 0 aux lever et coucher

### **1.9. Orientation d'un capteur :**

Un capteur quelconque R est défini par deux angles ( $\gamma, \alpha$ ) en coordonnées horizontales [2] :

#### **1.9.1. La hauteur du capteur $\gamma$**

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal

$$\text{Varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ \left\{ \begin{array}{l} \gamma > 0 \text{ plan tourné vers le haut} \\ \gamma < 0 \text{ plan tourné vers le bas} \\ \gamma = +90 \text{ plan horizontal tourné vers le haut} \\ \gamma = -90 \text{ plan horizontal tourné vers le bas} \\ \gamma = -90=0 \text{ plan horizontal plan vertical} \end{array} \right.$$

### 1.9.2. Azimut du capteur $\alpha$ :

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

$$\alpha \text{ varie entre } -180^\circ \text{ et } +180^\circ \left\{ \begin{array}{l} \alpha < 0 \text{ Vers l'ouest} \\ \alpha = -90^\circ \text{ Plan Sud} \\ \alpha = 0 \text{ Vers l'est} \\ \alpha = -90^\circ \text{ Plan Est orienté vers Est} \\ \alpha = +90^\circ \text{ Plan ouest orienté vers ouest} \\ \alpha = 180^\circ \text{ Plan orienté vers Nord} \end{array} \right.$$

### 1.10. Durée d'insolation DIS d'un capteur ( $\alpha, \gamma$ ) :

La durée d'insolation (DIS) est la durée effective d'insolation d'un capteur mesurée par héliographe. Elle est définie à partir d'un seuil minimum ( $\approx 250 \text{ w/m}^2$ ).

Pour un plan ( $\alpha, \gamma$ ), un lieu  $\varphi$  et un jour donné,  $i$  est uniquement fonction de

L'angle horaire  $H$ , on exprimera donc  $\cos i$  en faisant bien apparaître la variable  $H$  [6, 9, 10,11].

$$\cos(i) = A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C \quad (13)$$

Avec:

$$\left\{ \begin{array}{l} A = A' \cos(\delta) \quad A' = \sin(\alpha) \cos(\gamma) \quad (14) \\ B = B' \cos(\delta) \quad B' = \cos(\alpha) \cos(\gamma) \sin(\varphi) + \sin(\gamma) \cos(\varphi) \quad (15) \\ C = C' \sin(\delta) \quad C' = -\cos(\alpha) \cos(\gamma) \cos(\varphi) + \sin(\gamma) \sin(\varphi) \quad (16) \end{array} \right.$$

Le lever HL' et le coucher HC' du soleil sur un capteur sont définis pour

$$i = \pm 90^\circ \Rightarrow \cos(i) = 0 \quad (17)$$

$$\Rightarrow A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C = 0 \quad (18)$$

La résolution de cette équation nous donne deux solutions l'une pour le lever et l'autre pour le coucher :

$$\left\{ \begin{array}{l} H1' = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\cos\left(\frac{-C'}{D'}\right) \tan(\delta)\right) \\ Hc' = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) + \arccos\left(\cos\left(\frac{-C'}{D'}\right) \tan(\delta)\right) \end{array} \right. \quad (19)$$

Avec :

$$D' = \sqrt{A'^2 + B'^2}$$

$$\rho(\alpha) = \sin(\alpha)$$

La durée d'ensoleillement d'un capteur est donnée par :

$$D \text{ IS} = \frac{H2 - H1}{15} \quad (20)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} H1 = HL' \text{ si } |HL'| \leq |HL| \\ H1 = HL \text{ si } |HL'| \geq |HL| \\ H2 = HC' \text{ si } |HC'| \leq |HC| \\ H2 = HC \text{ si } |HC'| \geq |HC| \end{array} \right.$$

**1.11. Durée du jour :**

La durée du jour  $d$  en heures est par définition [2] :

$$d = (H_c - H_l) / 15 = 2H_c / 15 \quad (21)$$

D'où :

$$d = (2/15) \arccos (-\operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg} \varphi) \quad (22)$$

On retrouve donc :

$$\text{- si } T = -1 \quad H_c = 180 \quad d = 24 \text{ heures jour polaire}$$

$$\text{- si } T = 1 \quad H_c = 0 \quad d = 0 \text{ heures nuit polaire}$$

Pour un lieu donné, la durée maximale et la durée minimale du jour se produisent aux solstices :

$$\text{- Maximum} \quad d_M = (2/15) \arccos (-0.434 \operatorname{tg} [\varphi])$$

$$\text{- Minimum} \quad d_m = (2/15) \arccos (+0.434 \operatorname{tg} [\varphi])$$

**1.12. Spectre du rayonnement solaire :**

La répartition d'énergie en fonction de la longueur d'onde est :

1.13. Pour  $0,25 \mu\text{m} < \lambda < 0,4 \mu\text{m}$  : c'est le domaine de l'ultraviolet (invisible), il représente 7 % de l'énergie totale émise par le soleil.

1.14. Pour  $0,4 \mu\text{m} < \lambda < 0,8 \mu\text{m}$  : c'est le domaine du visible, il représente 47,5 % de l'énergie totale émise par le soleil.

1.15. Pour  $0,8 \mu\text{m} < \lambda < 4 \mu\text{m}$  : c'est le domaine de l'infrarouge (invisible), il représente 45,5 % de l'énergie totale émise par le soleil.

Le rayonnement solaire est assimilable à celui d'un corps noir à la température  $T = 5800\text{K}$  dans l'intervalle du spectre  $[0,25 \mu\text{m} \rightarrow 4 \mu\text{m}]$  [4].

L'énergie rayonnée par le soleil n'est pas uniformément répartie pour toutes les longueurs d'onde, elle passe par un maximum pour une longueur d'onde donnée par la loi de WIEN :

$$\lambda_m.T = 2898 \mu\text{m.K}$$

Pour :  $T = 5800 \text{ K}$                        $\lambda_m \approx 0,5 \mu\text{m}$ .

Le tableau (7) représente la répartition spectrale de l'atmosphère :

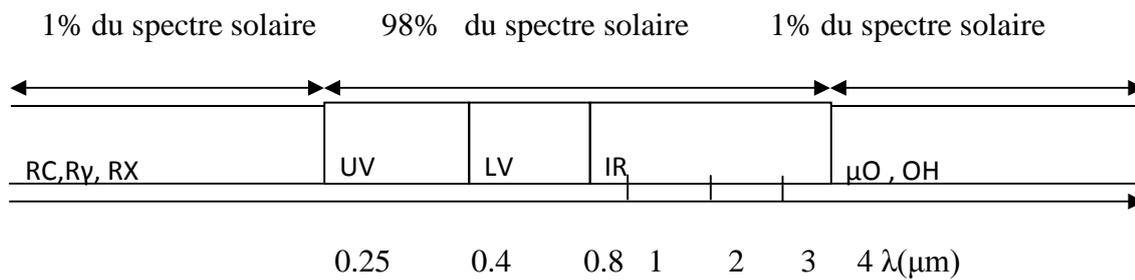


Figure (I-7): Spectre du rayonnement solaire.

**1.13. Puissance solaire reçue par la terre :**

Le soleil est considéré comme un corps noir de rayon  $r = R S$  porté à la température  $T=TS$ . La puissance du soleil rayonnée par unité de surface est par unité de temps est donnée par la loi de Stephan [2, 6,10]:

$$WS = \sigma. T S^4 \quad [ WS ] = \text{W/m}^2 \tag{23}$$

$\sigma = 5,67.10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^{-4}$  = la constante de Stephan.

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil et par seconde :

$$PS = WS.$$

$$(4\pi R S^2) = \sigma \cdot TS^4 \cdot (4\pi R S^2) \quad (24)$$

En supposant que la terre est démunie d'atmosphère et qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'un  $m^2$  placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance  $W_T$  donnée par la relation suivante :

$$\frac{W_T}{\sigma T^4 R^2} = \frac{4\pi R^2 \sigma T^4}{4\pi D^2 T} \quad (25)$$

$$[W_T] = W/m^2$$

DTS : varie en fonction du jour de l'année selon la relation :

$$DTS = 1 - 0,017 \cos \left[ \frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (26)$$

• Lorsque  $DTS = 1$ .U.A (aux équinoxes), la puissance reçue par  $m^2$  de la terre  $W_T$  (hors atmosphère) est appelée "constante solaire" notée  $I_0$ .

Les mesures de  $I$  hors atmosphère (sur 10 ans) ont donné une valeur moyenne :

$$I_0 = (1367 \pm 7) W/m^2 \text{ au lieu de } I_0 = (1353 \pm 21) W/m^2 \text{ adapté en 1971.}$$

• Lorsque  $DTS \neq 1$ .U.A, la puissance reçue par  $m^2$  de la terre  $W_T$  (hors atmosphère) est notée  $I$ , elle est donnée par la relation :

$$I = 1367 \left[ 1 + 0,034 \cos \frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (27)$$

#### 1.14. Modélisation du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire arrivant au sol a au moins deux composantes : une composante directe et une composante diffuse  $D$ , le tout formant le rayonnement global  $G$  [7,6].

### 1.14.1. Le rayonnement directe :

Le rayonnement direct ou la composante directe du rayonnement solaire est celui incident sur un plan quelconque en provenant d'un angle solide autour du disque solaire. Il parvient en ligne droit et par temps clair.

### 1.14.2. Le rayonnement diffuse :

C'est la composante du rayonnement solaire incidente sur un plan récepteur après avoir été diffusée par les nuages, les poussières, les aérosols et le sol et subissant le phénomène de multi-réflexions. Elle parvient ainsi de toute la voute céleste.

### 1.14.3. Le rayonnement global :

Le rayonnement global correspond à la somme des deux composantes du rayonnement solaire défini précédemment à savoir la composante directe et diffuse [6].

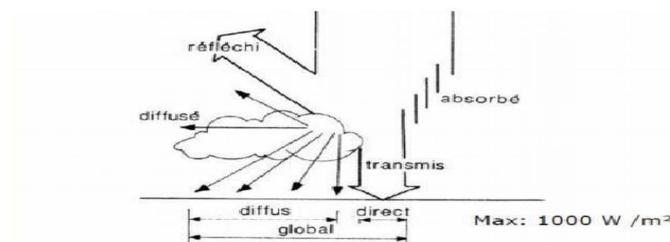


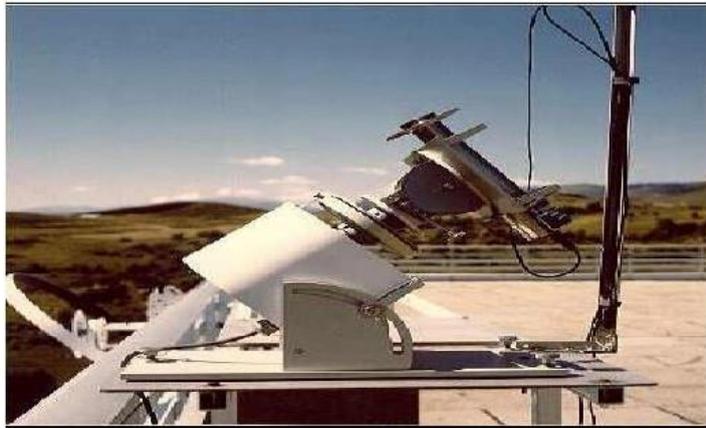
Figure (I-8) : Rayonnement direct, diffus et global.

## 15.1. Mesure du rayonnement solaire

La mesure du rayonnement solaire est assurée par des appareils spécifiques :

➤ **Le Pyrhéliomètre**

La mesure de l'éclairement solaire direct est assurée par un Pyrhéliomètre. Cet appareil est généralement constitué par une thermopile peinte en noir. Cette thermopile est installée dans un tube de 30cm de longueur ayant une ouverture de 5°. Le tube est monté sur un système de poursuite du disque solaire, appelé monture équatoriale qui permet au tube d'être pointé constamment vers le soleil. Ainsi à l'exclusion du rayonnement issu de l'atmosphère et de la terre cet appareil ne mesure que le rayonnement directement issu du soleil [9].



**Figure (I-9) : Pyrhéliomètre**

➤ **Pyranomètre ombré**

La mesure de l'éclairement diffus est assurée par un Pyranomètre avec un anneau d'ombrage appelé bande pare-soleil. Cette dernière permet d'occulter la partie sensible du pyranomètre de la part du rayonnement solaire provenant directement du disque solaire. Ce qui permet par conséquent de ne mesurer que l'éclairement du au rayonnement diffus [9].



**Figure (I-10) : Pyranomètre avec anneau d'ombrage**

➤ **Le Pyranomètre**

Pour la mesure de l'éclairement global, on utilise un Pyranomètre figure (II-11)



**Figure (I-11) : Pyranomètre**

Les pyranomètres les plus utilisés sont de type (Kipp Zonen) pour la mesure de l'éclairement solaire global. Il peut être fixé sur une base collée parallèlement sur le capteur, ainsi il aura la même inclinaison du capteur figure (II-12).



Figure (I-12) : Solarimètre type (Kipp Zonen)

## 15.2. Mesure de la vitesse et de la direction du vent

### 15.2.1. L'anémomètre

L'anémomètre est un instrument qui nous indique la vitesse du vent. L'anémomètre est composé de coupelles en forme de demi-sphères vides orientées dans le même sens qui tournent librement autour d'un axe. Unités de mesure : En kilomètres par heure (km/h) ou en mètres par seconde (m/s) [8]

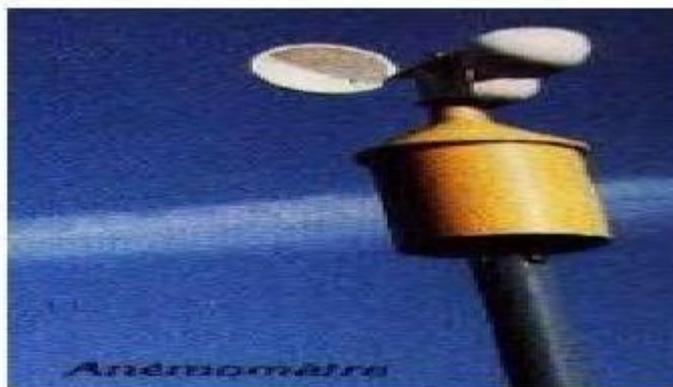


Figure (I-13) L'anémomètre

**15.2.2. Girouette**

Dispositif généralement métallique, la plupart du temps installé sur un toit, constitué d'un élément rotatif monté sur un axe vertical fixe. Sa fonction est de montrer la direction du vent [8].



**Figure (I-14) : Girouette**

**15.2.3. Capteur de température**

Il sert à de déterminer la température de l'air sous abri.



**Figure (I-15) : Capteur de température**

Ainsi, la direction du vent est exprimée comme un point de la boussole d'où le vent souffle. De l'air se déplaçant du Sud-ouest au Nord-est s'appelle un vent de Sud-ouest. A noter que la direction peut également être exprimée en degrés [8].

### 16. Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair) :

Pour un ciel clair, les éclairagements du rayonnement direct  $E_s$ , diffus  $E_d$  et global  $E_G$  reçus par un capteur sont donnés par les relations suivantes [5]:

$$E_D = \left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) D_H + \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right) \alpha * G_H \quad (28)$$

$$E_s = A \cos(i) \exp\left(-\frac{1}{B \sin(h+2)}\right) b \quad (29)$$

$$E_G = E_s + E_D \quad (30)$$

$$D_H = A(\sin(h))^{0.4} \quad (31)$$

$$G_H = A''(\sin(h))^{B''}$$

$$[E_S] = [E_D] = [E_G] = [D_H] = [G_H] \text{ W/m}^2$$

$D_H$  : éclairagement diffus reçu par une surface horizontale.

$G_H$  : éclairagement global reçu par une surface horizontale.

$\alpha *$  : étant l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol).

$$\alpha * = \begin{cases} 0.9 \text{ à } 0.8 \text{ neige} \\ 0.8 \text{ à } 0.4 \text{ sol clair} \\ 0.4 \text{ à } 0.2 \text{ verdure} \end{cases}$$

$A, B, A', A'', B''$  : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère

**Tableau (I-16) : Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère**

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1.15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1.22
Ciel bleu laiteux	1200	2.5	187	990	1.25

**17. Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) :**

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers desquelles il n'est pas possible de distinguer le disque solaire. Dans ces conditions, le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus [24, 38]. Si la couverture nuageuse est homogène, on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol. Le rayonnement global par un ciel couvert est [5]:

$$E'_G = E'_D = kE_G (1 + 0.3 \sin(h)) \quad (32)$$

k : coefficient qui dépend de l'état du ciel avant d'être recouvert par les nuages.

k = 0.6 pour un ciel bleu foncé.

k = 0.3 pour un ciel bleu clair.

k = 0.6 pour un ciel bleu laiteux

**18. Estimation d'énergie journalière incidente**

L'énergie journalière reçue par un plan quelconque dépend en général de latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologiques [5].

$$E_{js} = \frac{1}{k} \Delta T \sum_k E_s \tag{33}$$

$$E_{jD} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_D \tag{34}$$

$$E_{jG} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_G \tag{35}$$

E : l'énergie instantanée (directe, diffus ou globale) incidente sur le capteur. K : le nombre d'intervalles entre le lever et le coucher sur le capteur.

ΔT : la différence entre le temps du lever et du coucher sur le capteur.

j: l'énergie journalière (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

**19. Estimation d'énergie annuelle incidente**

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{\alpha S} = \sum_1^N E_{js} \\ E_{\alpha D} = \sum_1^N E_{jD} \\ E_{\alpha G} = \sum_1^N E_{jG} \end{array} \right. \tag{36}$$

$$\tag{37}$$

$$\tag{38}$$

Eα : énergie annuelle (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

**Conclusion :**

Dans ce chapitre, Nous avons présenté en premier temps des notions importantes sur le rayonnement solaire, mouvement terre-soleil à chaque instant de la journée et de l'année, Ensuite nous avons décrit les coordonnées terrestres et horaires, ainsi les modèles qui

permettent d'estimer les composantes de l'irradiation solaire et l'évaluation du gisement solaire dans n'importe quel site sur terre.

**- Références bibliographiques :**

[1] [www.worldtravelguide.net/Algeria/weather-climate-geography](http://www.worldtravelguide.net/Algeria/weather-climate-geography).

[2] Benbouza Naima, « Etude du rayonnement solaire dans la région de Batna », Université de Batna, 2008.

[3] Mouvement de la terre : [www.astro-rennes.com/initiation / rotation\\_ revolution. php](http://www.astro-rennes.com/initiation/rotation_revolution.php).

[4] Introduction to solar energie : [http:// www.Newport cooperation. Com/ Introduction-ac-rayonnement-solaire/ 411919/1036/ catalog.aspx](http://www.Newport.coop.com/Introduction-ac-rayonnement-solaire/411919/1036/catalog.aspx)

[5] Nakoul Zakia ; « Optimisation d'une centrale solaire à base d'un générateur PV ». Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaïd. 2008-2009.

[6] HAL Id: hal-01825548 <https://hal.univ-lorraine.fr/hal-01825548> Submitted on 28 Jun 2018

[7] Hamdani Maamar ; « Etude et Effet de l'Orientation de deux Pièces d'un Habitat en Pierre Situé à Ghardaïa ». Mémoire de magister. Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen. 2010-2011.

[8]; « Analyse et modélisation à base de neurones artificiels dédiées à la prédiction de la vitesse du vent ». Mémoire de Master. Université Mohamed Boudiaf - M'sila Faculté de Technologie 2018 - 2019.

[9] Maouedj Rachid; « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaïd

[10] Michel Capderou , Atlas solaire de l'Algérie, tome 1,2 ;O.P.U. 1986.

[11] Rayonnement , [www.pameseb.be/rayon.html](http://www.pameseb.be/rayon.html)

# **CHAPITRE II**

## **L'énergie solaire photovoltaïque**

## 1. Introduction :

Après la découverte du charbon, du pétrole et par exemple de l'uranium ces ressources ont connu une énorme expansion. Mais les hommes ont, depuis toujours, exploité toutes ces ressources naturelles comme si elles étaient inépuisables. Mais ce n'est pas le cas et aujourd'hui nous cherchons à remplacer ces ressources dont nous avons pris tellement l'habitude de se servir. Evidemment c'est une mission très dure où l'intérêt économique, écologique et l'incapacité technologique jouent un rôle primordial. Ce sont les sources d'énergie renouvelables qui devraient remplacer les sources actuelles. Il s'agit de l'énergie obtenue des « quatre éléments » donc de l'eau (l'énergie hydraulique), du vent (l'énergie éolienne), du soleil (l'énergie solaire) et du feu (l'énergie thermique).

La force de l'énergie hydraulique est déjà utilisée fortement dans plusieurs pays. L'énergie éolienne est un peu plus jeune mais son développement est réussi et constant. C'est l'énergie solaire qui représente une source « nouvelle » en expansion et est un sujet très convoité ces dernières années.

Elle a déjà trouvé sa place dans plusieurs pays développés, comme par exemple l'Allemagne et l'Espagne, pays pionniers en Europe et le Japon, qui a aussi monté quelques premières installations dans le monde<sup>1</sup>. Et d'autres gouvernements ont mis en place des politiques pour encourager le développement du domaine solaire dans leur pays il y a seulement quelques années. Comme par exemple la République tchèque, qui a rejoint les leaders européens, dans la classification annuelle. Son essor est remarquable et la puissance installée monte rapidement.

Malheureusement le développement constant n'est pas rassuré. C'est ainsi que l'idée de mettre au point la situation de l'énergie solaire est venue. Ce travail va d'abord repérer son histoire en termes d'évolution et les raisons de son essor. En expliquant le fonctionnement de différents types de panneaux solaires, nous allons ensuite nous intéresser uniquement aux panneaux

solaires photovoltaïques. Puis il faut établir leur positionnement dans le monde entier et au sein de l'Union Européenne pour pouvoir analyser la situation dans un pays particulier. Actuellement c'est intéressant de suivre le développement de l'énergie solaire photovoltaïque en République tchèque, le « nouvel installateur » des panneaux photovoltaïques. En même temps nous pouvons nous inspirer de la politique des pays où ce type d'énergie est déjà développé, par exemple l'Allemagne. Enfin en connaissant les enjeux politiques mais aussi les concurrents de l'énergie solaire, nous pouvons prévoir son évolution dans l'avenir [1].

## **2. L'histoire de l'énergie solaire :**

La source utilisée très récemment est l'énergie solaire. En réalité cette énergie telle que l'utilisation de la lumière ou du soleil est beaucoup plus ancienne. Il y a des milliers d'années des civilisations différentes ont honoré le soleil comme un vrai dieu. En 212 avant JC, Archimède a utilisé le soleil pour arrêter la flotte romaine en se servant des miroirs en bronze poli. Avec ces miroirs il a réussi à mettre le feu à la flotte à distance. L'humanité connaît la force du soleil depuis toujours et il est intéressant d'observer comment l'utilisation d'énergie provenant du soleil a évolué.

La transformation de la lumière du soleil en courant électrique date de 1839. Elle a été découverte par Antoine-César Becquerel <sup>2</sup>. Au XIXe siècle, quelques moteurs à miroirs ont été construits. Mais même malgré la découverte de l'effet du sélénium photovoltaïque en 1877 il faudra attendre jusqu'en 1955 que les chercheurs de Bell Telephone Laboratories (aux Etats-Unis) soient capables de produire la cellule qui avait le rendement de conversion énergétique au moins 6% (ratio entre l'énergie utilisé pendant la fabrication et l'énergie que le système est capable de produire). Enfin pour pouvoir annoncer la naissance de la photopile solaire. Cet effet a surtout été utilisé pendant les exploitations dans l'univers qui elles aussi commençaient à se développer. Mais en exploitant toujours de plus en plus le charbon, le pétrole et

développant l'énergie nucléaire les industriels ne se sont pas sérieusement intéressés aux possibilités de l'énergie solaire avant la crise pétrolière de 1973. Les années 70 peuvent être considérées comme le berceau de l'énergie solaire (photovoltaïque).

La notion « photovoltaïque » provient du mot grec [phos] = lumière et du nom d'un physicien italien Alessandro Volta.

Ensuite, c'est l'augmentation de la consommation mondiale de l'énergie et la diminution des réserves mondiales de pétrole et de charbon qui a amené de nouveau à développer et utiliser des sources renouvelables pour fournir de l'énergie. Cette augmentation de besoins et d'exigences énergétiques est dû aux changements démographiques, à la croissance industrielle et au développement du commerce. Nous pouvons constater que l'évolution de la consommation d'énergie est directement proportionnelle à l'évolution économique.

La répartition de la consommation de l'énergie est non proportionnelle dans le monde. Plus de la moitié est consommée par seulement six états : les Etats-Unis, la Chine, la Russie, l'Inde, le Japon et l'Allemagne. Par exemple les Etats-Unis absorbent 1/5 de l'énergie mondiale pour seulement 1/20 de la population mondiale.

Le Tableau 1 : La consommation de l'énergie dans l'histoire

Période	Personne par jour (en KJ)
Il y a des milliers d'années	8 000
Il y 100 000 d'années	20 000
En 1400	110 000
19 <sup>ème</sup> /20 <sup>ème</sup> siècle	300 000
Fin du millénaire	1 000 000

**Source:** MUSIL, Petr<sup>3</sup>

Selon le tableau ci-dessus, la consommation d'énergie a été multipliée dix fois depuis 1400 et sachant qu'elle a fortement augmenté surtout pendant le dernier siècle.

En 2000, les statistiques ont annoncé que 83% de la consommation mondiale de l'énergie est représentée par les combustibles fossiles, seulement 6% provient des centrales hydrauliques et nucléaires et 10% de la biomasse (l'ensemble des matières organiques qui peuvent servir de source d'énergie). Les autres sources renouvelables étaient au-dessous de 1%. Mais au cours du 21<sup>ème</sup> siècle les sources renouvelables montrent un accroissement qui, pour l'instant, ne cesse d'augmenter.

En effet nous utilisons les sources renouvelables plus que nous pensons, il s'agit de la lumière, du soleil, du vent ... Par exemple, une pièce de la maison est chauffée par les rayons de soleil qui traversent la fenêtre, les voiliers sur l'océan sont poussés par le vent etc.

Volker Quasching estime que les statisticiens devraient prendre en compte toute forme d'énergie pour leurs constats statistiques. Sinon, d'après lui, les données sont déformées et mettent les sources renouvelables à l'ombre. Alors selon Quasching les sources renouvelables occupent déjà une place plus importante et elles sont plus étendues que ce que l'on peut penser. Chaque année le soleil "envoie" des rayons à la Terre d'une puissance 40 000 fois plus que les besoins énergétiques que l'humanité consomme sous forme d'énergies fossile [1].

### **3. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïques :**

#### **a) Avantages**

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli Watt au Méga Watt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

#### **b) Inconvénients :**

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

#### 4. Le fonctionnement des panneaux solaires

##### - *Fonctionnement de la cellule photovoltaïque*

La transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est basée sur les trois mécanismes suivants (figure 1) :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ;
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur ;
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

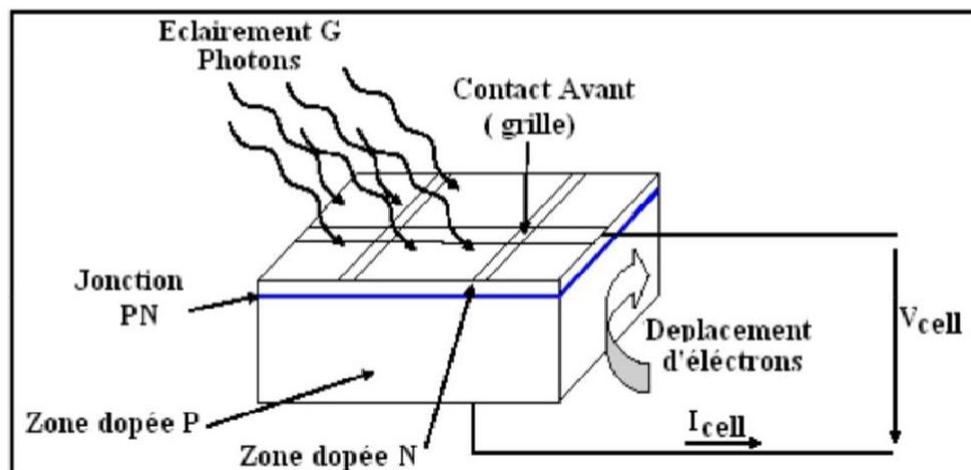
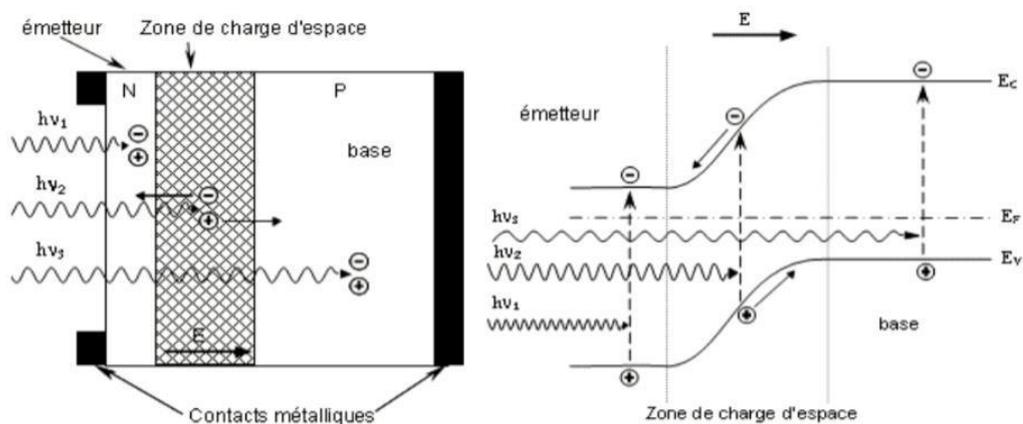


Figure (II-1) : Fonctionnement d'une cellule PV.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier le pair électron/trou créés est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction p-n. D'autres structures, comme les hétérojonctions peuvent également être utilisées. Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure (II-2).



**Figure (II-2) : Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque**

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Les photons porteurs auront un comportement différent suivant la région :

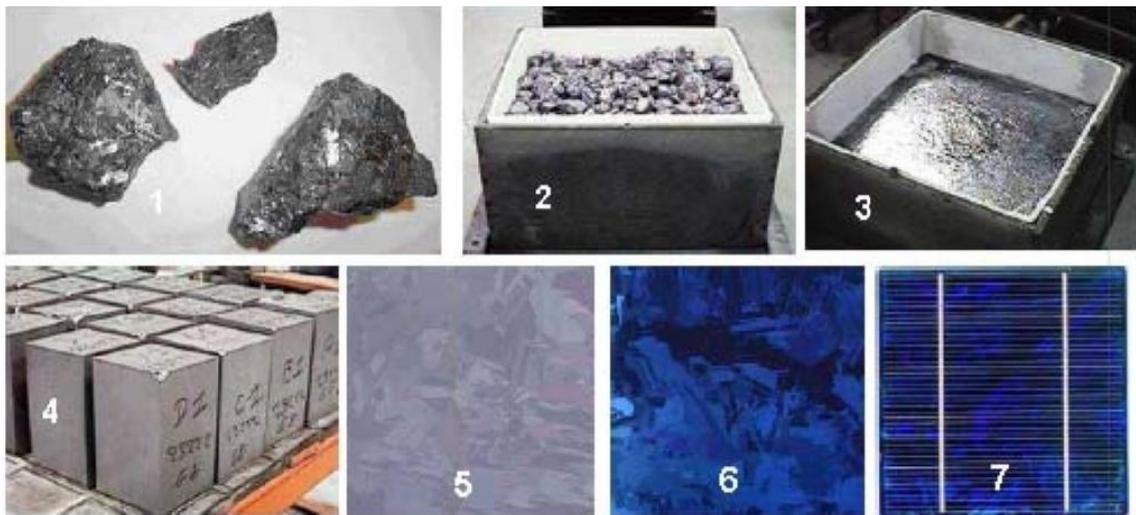
- Dans la zone n ou p, les porteurs minoritaires sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura une photo courant de diffusion ;
- Dans la zone de charge d'espace, le pair électron/trou créés par les photons incidents sont dissociés par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région n, les trous vers

la région p. On aura une photo courant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour donner une photo courant résultant IPh. Il est proportionnel à l'intensité lumineuse [6].

## 5. La Technologie Photovoltaïque :

### 5.1. 1<sup>ère</sup> génération : Silicium cristallin (mono et poly) :

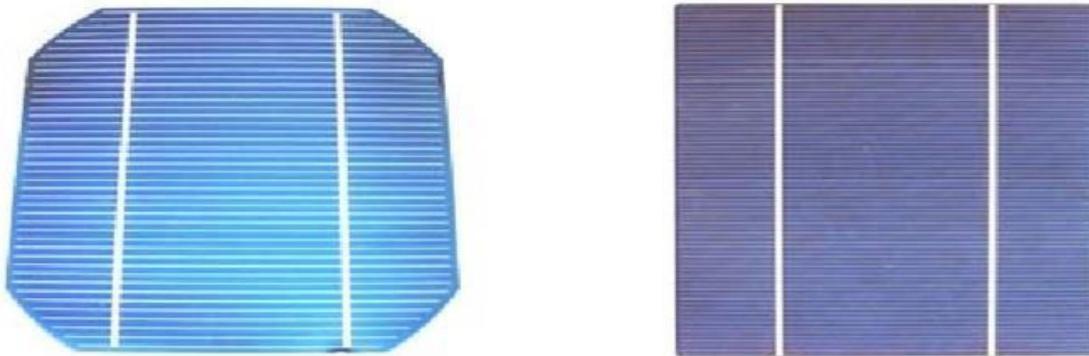
Cette génération de cellule repose sur les wafers (fine tranches) de silicium cristallin. Ces wafers sont sciés dans des lingots de silicium. Ces lingots sont le résultat d'un processus de purification de manière à obtenir un matériau contenant 99.99999% de Silicium.



**Figure (II-3) : Etape de fabrication des cellules :**

(1) Minerai de Silicium – (2) Raffinage (pour augmenter la pureté) – (3) Silicium en fusion donnant des lingot (4) après solidification – (5) Wafer obtenu par sciage du lingot – (6) Traitement de surface par procédés physico chimiques et (7) Cellule finie avec électrodes [3]

Les cellules cristallines se subdivisent en 2 catégories : mono- et poly- cristalline selon le type de structure. Ces deux types de cellules proviennent de procédé de purification et de solidification différents (processus Czochralski (Cz) et processus Siemens). Les procédés de purification Cz et Siemens ont des structures d'approvisionnement différentes et sont généralement réalisées par des industries différentes.



**Figure (II-4): Cellule mono cristalline et poly cristalline**

Les cellules monocristallines se distinguent à leurs coins cassés et à leur aspect uniforme. Les cellules poly-cristallines ont quant à elles un aspect plus irisé provenant de l'orientation des différents réseaux cristallins par rapport au plan de coupe.

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 12% à 14% (poly-cristallin) et de 13% à 19% (monocristallin), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés.

### **5.2. 2<sup>ème</sup> génération : CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin :**

Cette génération de cellule repose sur la déposition de matériaux semi-conducteurs en couches minces (*thin film*). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Ces technologies qui étaient initialement

chères étaient réservées aux applications spatiales (en raison de leur poids par watt crête plus faible) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le prix de revient de ces technologies a baissé pour devenir compétitif avec les technologies cristallines de la première génération.

Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement (production de masse), on distingue :

- CdTe : Cadmium Telluride (telluride de cadmium)
- CIS / CIGS : Copper Indium Gallium Selenide
- Silicium en couche mince : silicium amorphe  $\alpha$ Si et microcristallin [3].

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6% ( $\alpha$ Si) à 5 à 11% (CdTe) (efficacité des cellules, les modules présentant une efficacité un peu moindre due aux espaces entre les cellules).

A noter que le tellurure de cadmium est un alliage de métal lourd, très toxique, et peut -tout comme le plomb ou le mercure- se concentrer dans la chaîne alimentaire. L'UE en a interdit l'usage pour les appareils électriques avec une exception faite pour les cellules PV.



**Figure (II-5): Modules verre-verre au Telluride de Cadmium, efficacité de 9 à 11%**



**Figure (II-6):** Façade en CIGS au Pays de Galles, efficacité de 8,5%



**Figure (II-7) :** Module photovoltaïque souple au silicium amorphe  $\alpha$ Si triple jonction pour une efficacité de 6,5% (photo Unisolar)



**Figure (II-8) :** Module combinant technologie microcristalline et amorphe pour une efficacité de 8,5% (photo Phoenix Solar)

### 5.3. Technologies photo-électro-chimiques (Dye Sensitised Cell et Organic PV) :

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types :

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères

Apparues dans les années 1990, ces technologies ont pour but de réduire le coût de production de l'électricité. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semiconducteurs organiques et des simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Elles offrent la perspective d'une production en continu (roll-to-roll) qui pourrait réduire drastiquement le prix de revient des panneaux solaires.



**Figure (II-9): Sac à dos incorporant un module de technologie organique DSC.**

Pratiquement, ces technologies ne sont utilisées commercialement aujourd'hui que dans le secteur de l'électronique de consommation (chargeur de GSM/ baladeur MP3) où la durée de vie de la cellule et du produit associé sont approximativement égales (2 ans). En améliorant la durée de vie ou en réduisant les coûts de production, d'autres applications devront voir le jour dans les années à venir.

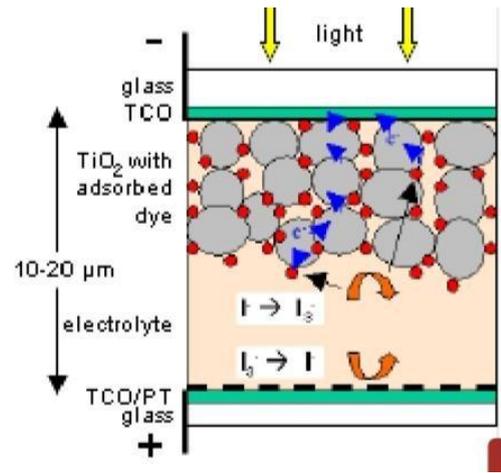
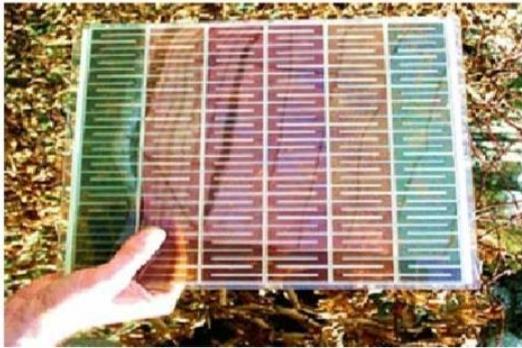


Figure (II-10): Cellule Dye Sensitized Cell - coupe explicative

Encore au stade de recherche expérimentale, le record de rendement est compris entre 4 et 5% en laboratoire. Avant une possible commercialisation, des avancées concernant l'efficacité et l'encapsulation doivent encore être réalisés. [3]

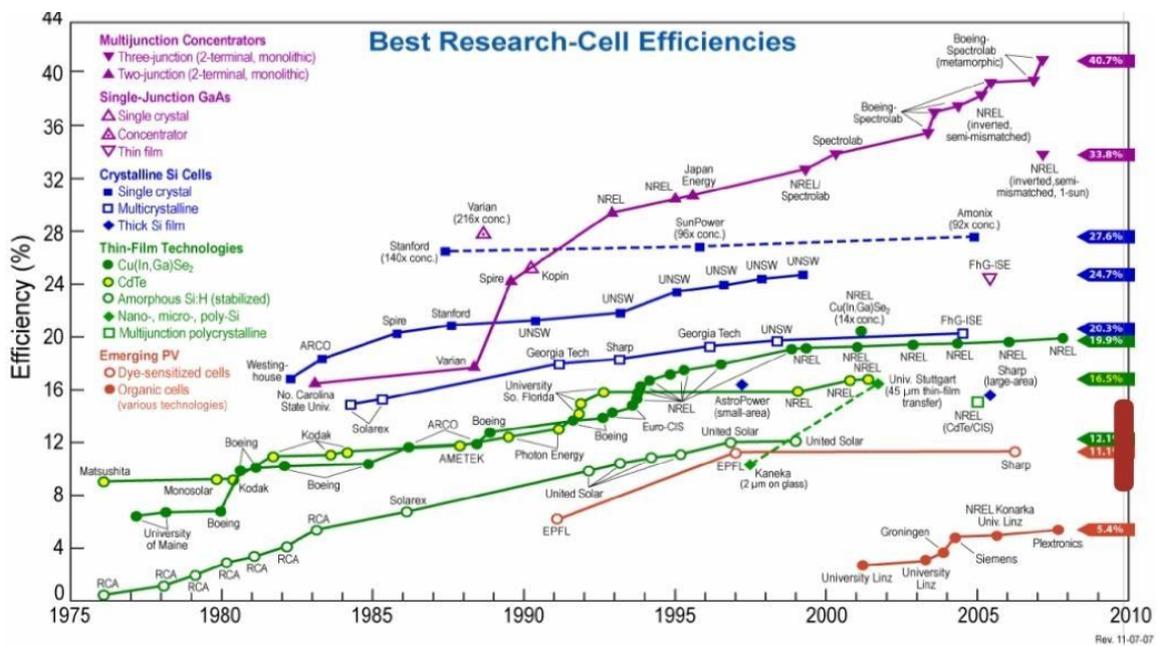
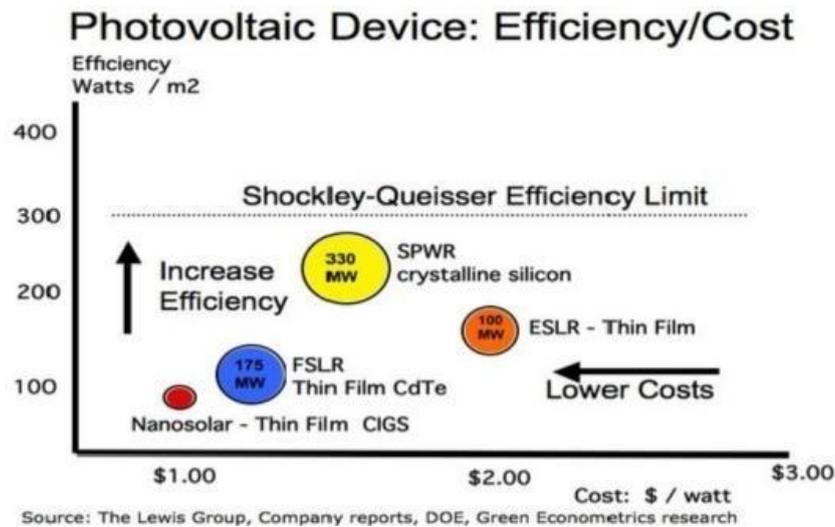


Figure (II-11) : Diagramme montrant les différentes technologies et l'évolution des rendements des cellules au niveau de laboratoire



**Figure (II-12): Répartition des différentes technologies en termes de prix et rendements (2007).**

La Figure (II-11) et la Figure (II-12) montrent l'évolution de l'efficacité des différentes technologies. Ces résultats illustrent les efficacités atteintes pour les meilleures cellules en laboratoire. Les différentes familles de technologies sont indiquées par des couleurs différentes. Les rendements sont évidemment plus hauts qu'au niveau commercial car les conditions de fabrication ne sont pas standardisées ni industrialisées au niveau de laboratoire. [3]

Le Tableau (II-2) présente la limite de Shockley-Queisser qui fixe l'efficacité (rendement) maximale théorique d'une cellule solaire composé par jonctions p-n. Les abréviations SPWR, ESLR et FSLR appartiennent aux noms de différents fabricants respectivement : Sunpower, Evergreen Solar et First Solar inc. Par contre CIGS signifie Cuivre Indium Gallium Sélénium, un alliage utilisé par le fabricant Nanosolar (voir graph) principalement pour la fabrication d'une cellule solaire sous forme d'une couche mince poly cristalline. Les chiffres entre chaque cercle de couleur représentent la puissance produite (approximativement) de chaque technologie.

On peut dire que les efficacités « typiques » des différentes technologies sont :

	Silicium Amorphe	Teluride de cadmium	Ci(G)S	Silicium amorphe/microcristallin	Monocristallin	Polycristallin
Efficacité de cellule aux STC	5-7%	8-11%	7-11%	8%	16-19%	14-15%
Efficacité de module aux STC					13-15%	12-14
Surface requise pour obtenir 1 kwc	15m <sup>2</sup>	11m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>	12m <sup>2</sup>	~7m <sup>2</sup>	~8m <sup>2</sup>

**Tableau (II-2): Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement (source Photon International Modules Survey 2009)**

STC condition de test standard irradiation : 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

#### 5.4. Procédé de fabrication :

##### Fabrication des cellules photovoltaïques :

Le silicium est actuellement le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98 % seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets. Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999 %, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium. Il est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée.

Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées wafers. Après un traitement pour enrichir en éléments dopants et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont métallisés : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques.

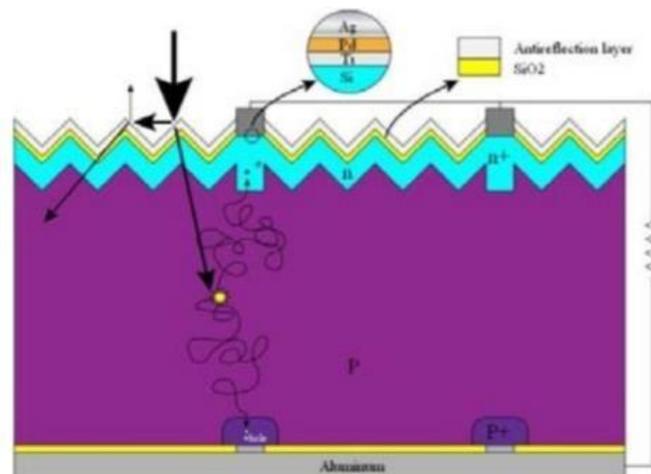
## 5.5. Cellule et module photovoltaïque :

### a. La cellule photovoltaïque :

Pour passer de l'effet photovoltaïque à l'application pratique, il est nécessaire de trouver des matériaux qui permettent d'optimiser les deux phases essentielles de ce principe :

1. Absorption de la lumière incidente
2. Collection des électrons en surface

Les cellules PV sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs qui sont capables de conduire l'électricité ou de la transporter. Plus de 90 % des cellules solaires fabriquées à l'heure actuelle sont au silicium cristallin. Une des faces de la cellule est dopée n (par exemple du phosphore). L'autre est dopée (par exemple du bore). Des électrodes métalliques sont placées sur les 2 faces pour permettre de récolter les électrons et de réaliser un circuit électrique. [3]



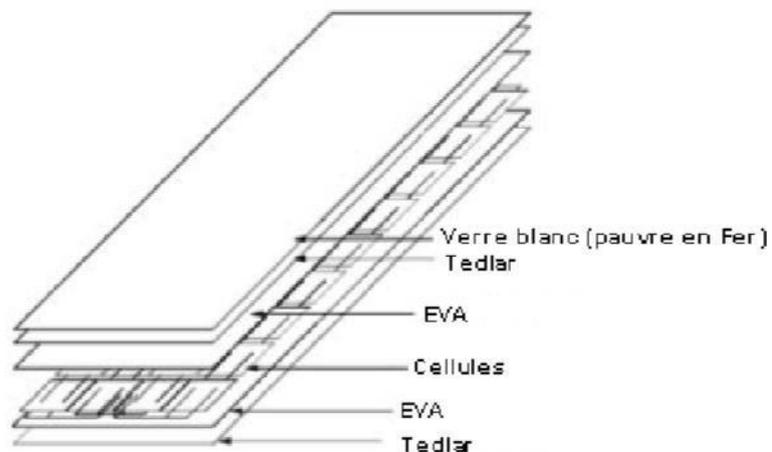
**Figure (II-13) : Coupe schématique d'une cellule photovoltaïque au silicium**

La face supérieure de la cellule est traitée de manière à optimiser la quantité de lumière entrant dans la cellule au moyen de traitement de surface, par l'application d'une couche anti réflexion. Les faces supérieure et inférieure sont équipées d'électrodes pour récolter les électrons. Il existe

différentes technologies de cellules photovoltaïques. Les différences entre elles se situent au niveau des matériaux utilisés et des procédés de fabrication [3].

### b. Les modules photovoltaïques :

Les cellules cristallines telles quelles ne permettent pas d'utiliser l'énergie photovoltaïque de manière efficace et pérenne. En effet, les cellules ne développent qu'une puissance relativement faible (de l'ordre de 3 W) et sont extrêmement fragiles et sensibles aux éléments extérieurs (corrosion). Pour utiliser l'énergie PV à grande échelle, les cellules sont connectées entre elles en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant. Elles sont ensuite encapsulées entre une feuille de verre et une feuille de Tedlar (Polyvinyl fluoride (PVF) ou  $-(CH_2CHF)_n-$ ) à l'aide d'un polymère (ethylene vinylacetate EVA).



**Figure (II-14) : Composition d'un module photovoltaïque au silicium cristallin**

Les modules les plus courants mesurent 1580 x 808 mm et contiennent 72 cellules pour une puissance de 200 Wc. Il existe des modules de tailles différentes allant de 1 cellule (100 mm x 100 mm) jusqu'à des modèles pour intégration en façade de 2631 x 1645 (117 kg pour 580 Wc). Actuellement, des modules de 300 Wc et plus se développent sur le marché [3].

Les cellules d'un module typique sont séparées en plusieurs segments d'environ 18 cellules qui sont protégées par des diodes. Si une de ces cellules venait à être ombragée, la diode se déclencherait de manière à protéger les cellules de cette partie de module.

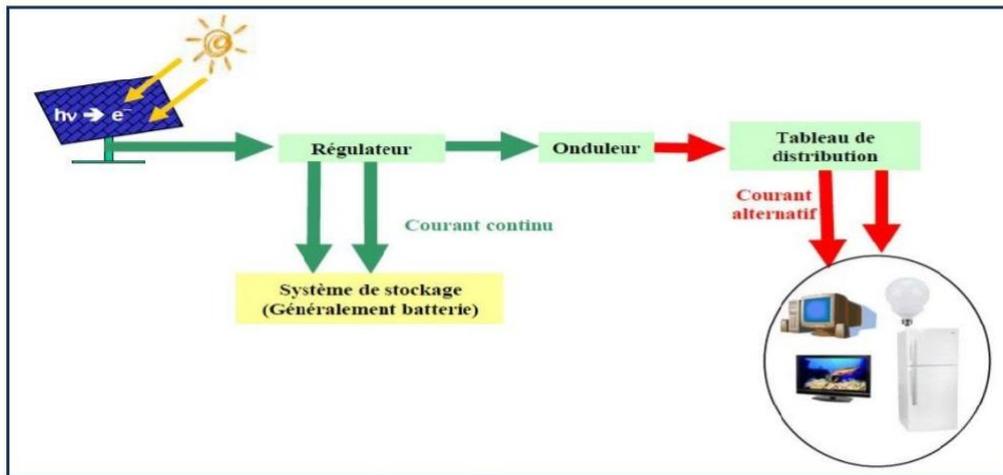


**Figure (II-15): Différents types de modules PV**

Enfin, Chaque module est testé en bout de chaîne sous les conditions standard (STC : irradiation :  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

### **5.7. Système photovoltaïque :**

Les systèmes les plus simples (système photovoltaïque autonome) sont composés de quatre éléments d'un module solaire, d'une batterie, d'un régulateur et d'un onduleur. Le module capte l'énergie solaire et la transforme en électricité (courant continu). La batterie accumule l'énergie pendant la journée et la rend aux utilisateurs la nuit. Le régulateur est un appareil électronique qui contrôle la charge et la décharge de la batterie. L'onduleur transforme le courant continu en courant alternatif et alimente les diverses charges. [4].



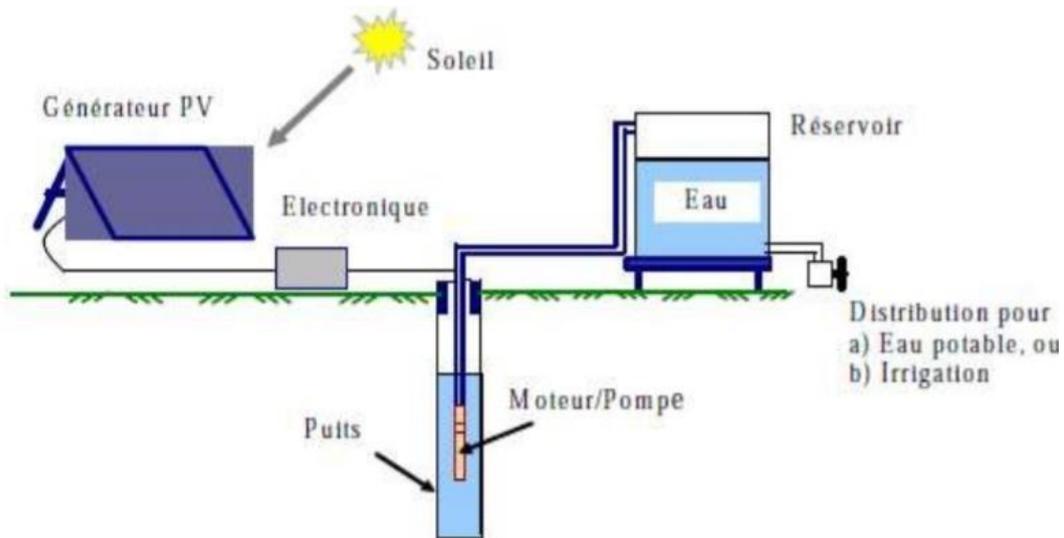
**Figure (II-16): Représentation schématique d'un système photovoltaïque**

L'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge. On recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

## 5.8. Applications :

### 5.8.1. Pompage photovoltaïque :

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un sous-système de pompage (moto-pompe) et un réservoir d'eau Figure (II-17) Le stockage de l'eau dans les réservoirs est la solution adoptée par rapport au stockage électrochimique de l'énergie dans les batteries. Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie photovoltaïque est utilisé pour l'alimentation en eau potable et pour l'irrigation [7].



**Figure (II-17) : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque.**

➤ **Les types de pompes :**

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge [12].

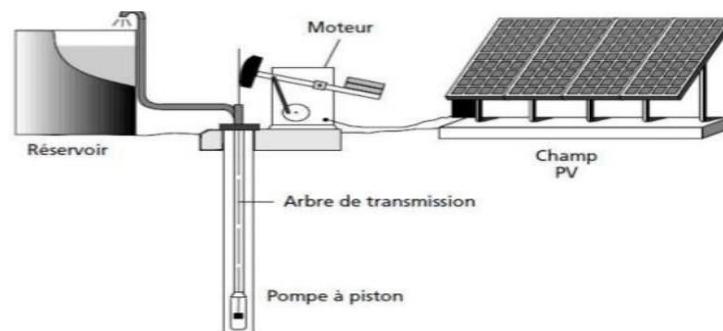
**a) Les pompes volumétriques :**

Les pompes volumétriques transmettent l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

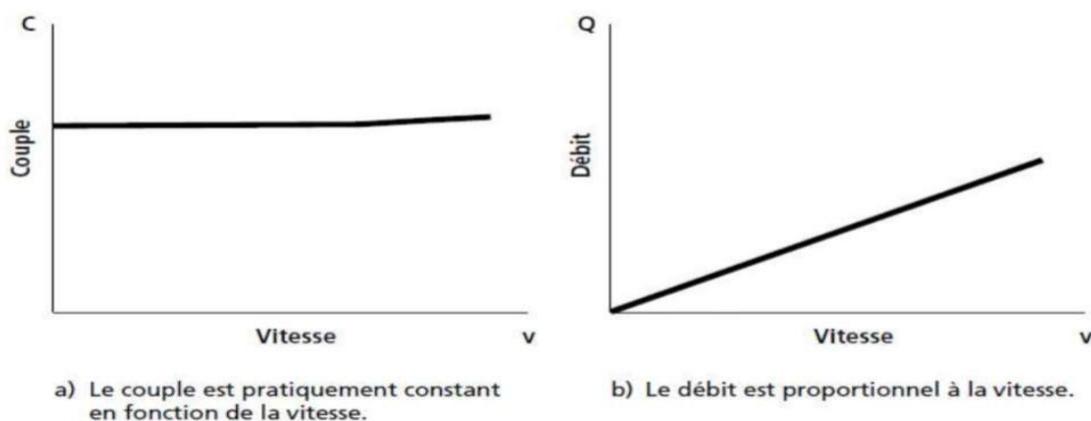
Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est

pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multi-pales.



**Figure (II-18) : Pompe à piston (Jack pump) pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau**



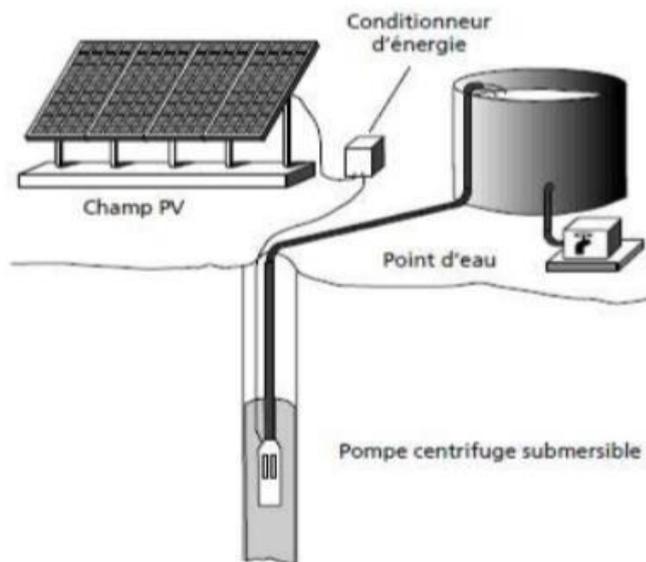
**Figure (II-19): Caractéristiques d'une pompe volumétrique [5].**

### b) Les pompes centrifuges

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes, c'est une partie de cette

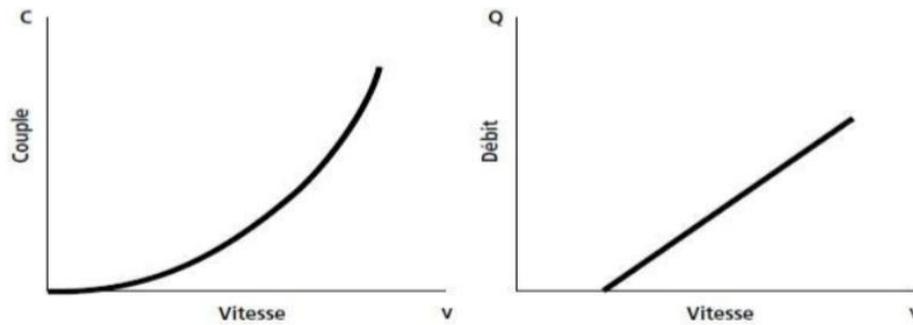
énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse. Les caractéristiques des pompes centrifuges sont particulièrement intéressantes dans le cadre de l'utilisation des modules photovoltaïques :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage : La pompe tourne même par très faible ensoleillement (mais il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tuyau d'amenée d'eau) ;
- La puissance absorbée est bien adaptée aux modules solaires, fournissant un bon rendement global [7].



**Figure (II-20): Pompe submersible centrifuge à étages multiples [10].**

Cette pompe est utilisée plus couramment pour l'exhaure de l'eau domestique. Le moteur et la pompe s'installent dans le puits ou le forage, à l'abri de coups potentiels.



**Figure (II-21) : Caractéristiques d'une pompe centrifuge [5].**

### 5.8.2. L'éclairage photovoltaïque :

#### a-Système d'éclairage public photovoltaïque autonome :

L'éclairage public solaire n'utilise pas l'énergie du réseau électrique. Il utilise l'énergie électrique produite naturellement par la conversion des rayons du soleil en courant électrique à partir du module photovoltaïque, cette énergie stockée dans des batteries puis restituée la nuit pour assurer l'éclairage, c'est pour ça l'éclairage public photovoltaïque autonome proposés comme solution pour les sites isolés [8].

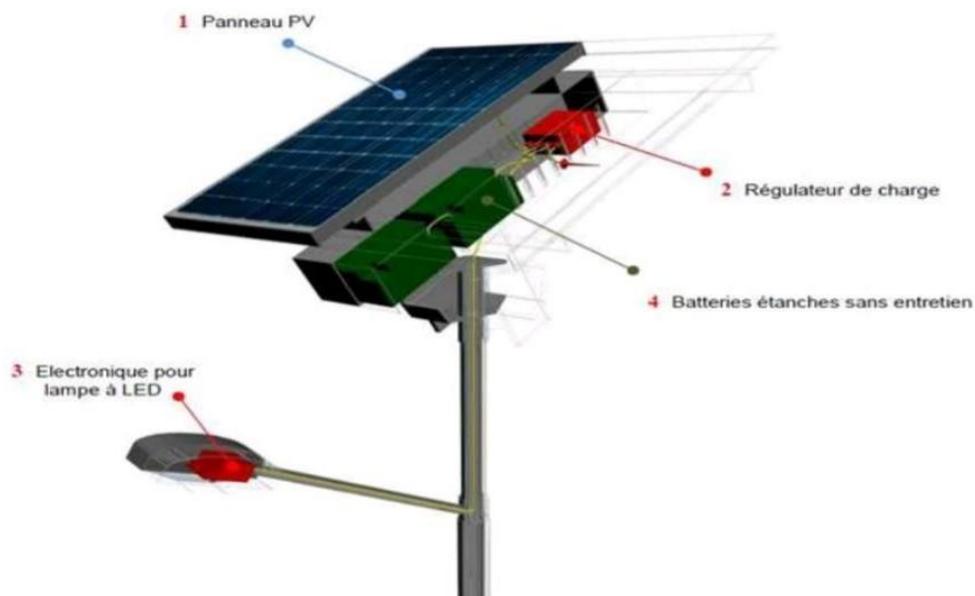


**Figure (II-22) : Eclairage public**

**b-D escription technique :**

Le système d'éclairage public photovoltaïque complet comprend [7] :

- Un ou deux module(s) photovoltaïque(s) dont la puissance totale est calculée spécifiquement en fonction de l'irradiation solaire, le nombre d'heures de fonctionnement et le mode de fonctionnement (automatique, pleine puissance, réduction de flux, etc.)
- Un système de régulation de charge et de contrôle électronique du dispositif intégrant une détection crépusculaire et une programmation par plage horaire.
- Un dispositif électronique de gestion d'alimentation des LEDs.
- Des batteries.
- Tous les câbles nécessaires au raccordement des différents composants du système.
- Un mât fuselé galvanisé.



**Figure (II-23):** Système d'éclairage public photovoltaïque autonome

## 6. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire :

### 6.1. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque :

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte [6].

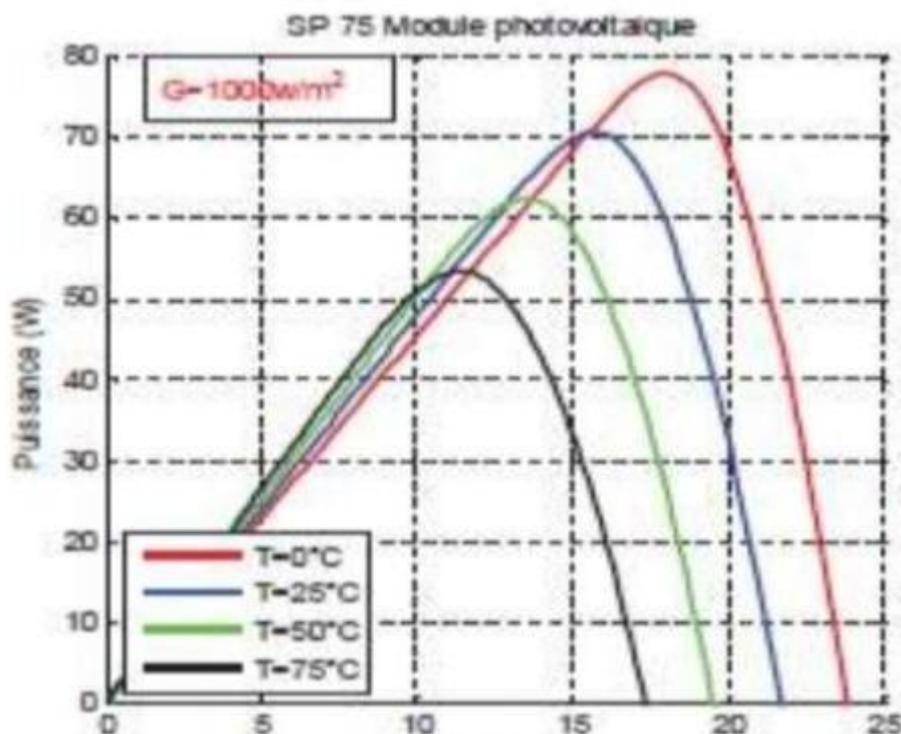


Figure (II-24): Caractéristique P-V du module PV selon la température [9]

## 6.2. Influence de l'intensité de la radiation lumineuse :

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairage.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température de 25 °C [6].

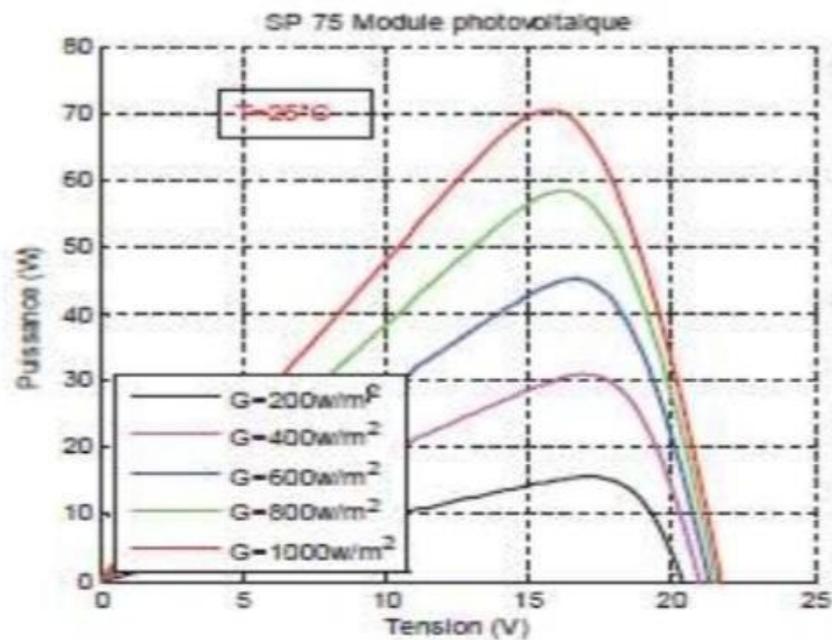


Figure (II-25): Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairement [9].

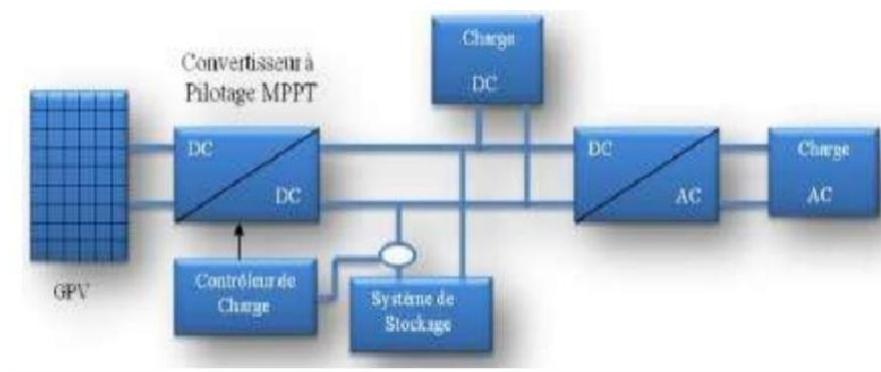
## 7. Différents types de systèmes photovoltaïques :

### 7.1. Système PV autonome :

Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps par un système de stockage d'énergie.

En général ces installations comprennent quatre éléments [2] :

- ✚ Un ou plusieurs modules PV.
- ✚ Le système de régulation.
- ✚ Une ou plusieurs batteries.
- ✚ L'onduleur.



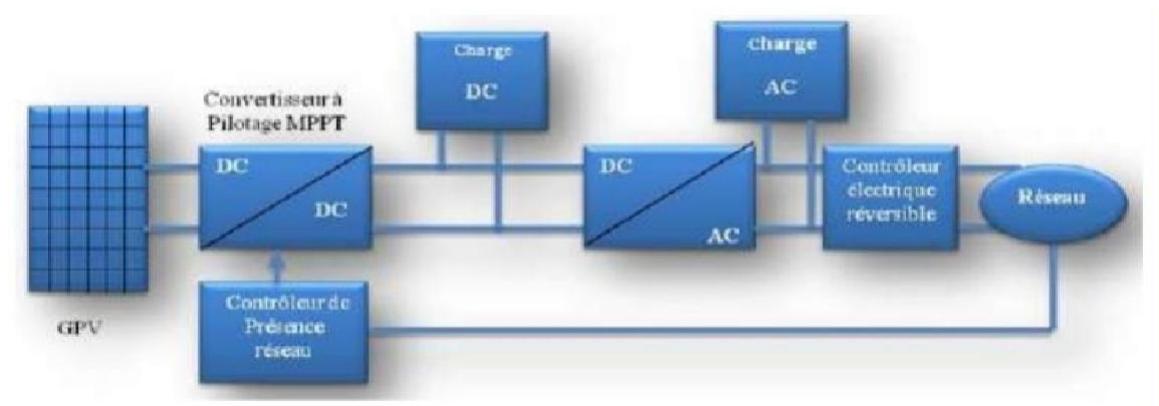
**Figure (II-26) : Installation photovoltaïque autonome.**

## 7.2. Système PV connecté directement au réseau :

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau permettent la décentralisation de la production sur ce réseau électrique Figure (II-27).

L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Au fil du temps, les systèmes PV connectés au réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution en ayant besoin d'acheminer uniquement son excédent d'énergie vers les zones en manque de production.

Cette mise en commun des productions permet aussi un sous-dimensionnement des équipements de production complémentaire. Ces transferts éliminent la nécessité d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. Il est toujours possible d'utiliser ceux-ci pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau [2].



**Figure (II-27): Installation photovoltaïque connecté au réseau.**

## 8. Conclusion :

Dans ce chapitre, Nous avons fait un rappel de quelques notions générale sur l'énergie solaire photovoltaïque, leur principe de fonctionnement, les avantages, les inconvénients et limite de l'énergie solaire PV. Ensuite nous avons présenté les différentes technologies des modules photovoltaïque et les paramètres (la température et l'éclairement) influençant sur le rendement d'un panneau solaire PV. Nous avons aussi décrit les différentes applications des systèmes énergétiques solaires PV.

## Référence :

[1] Univerzita Palackého Volomoucí filozofická Fakulta Katedra Romanistiky L'énergie solaire Magisterská diplomová práce Autor: Bc. Monika Kokrdová Vedoucí práce: Mgr.

Solenne Heraut Studijní program : Odborná francouzština pro hospodářskou praxi Olomouc  
2011 page 6 7 8 9 10.

[2] Khenfer Riad; " Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques ". Thèse de Doctorat, 05 Mars 2015

[3] Le photovoltaïque – module 3 – fonctionnement et technologies Novembre 2010 – 10/10.

[4] Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en Physique Energétique Hybridation d'une Centrale Diesel en Energie Photovoltaïque : Faisabilité techniques et Rentabilité économique. 2013. Page 25.

[5] Toumi Nabil; " Etude d'une pompe à eau solaire pour alimenter un chantier pétrolier ".Mémoire de Magister, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2012/2013.

[6] Slama Fateh; " Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique ". Mémoire de Magister Université Ferhat Abbas. Setif.01/04/2011.

[7] Amokrane Karima; " Etude des Performances des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable ". Mémoire de master, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 23 Novembre 2008, Page 26.

[8] Benkherif Abdelbacet, Seddiki Benyoucef; " Etude technico économique d'un système photovoltaïque en site isolé par PVsyst ". Mémoire de Master, Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 2017 /2018.

[9] Othmane Benseddik, Fathi Djaloud; " Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque ". Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah- Ouargla, 2011/2012.

[10] Ben Cherif Mohammed; " Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension ". Mémoire de Doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen, Page 8.

[12] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Sy; " Le Pompage Photovoltaïque, Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens ". IEPF/Université d'Ottawa/EIER/Crepa, 1998.

# **CHAPITRE III**

## **Traitement des données et interprétation des résultats**

## 1. Introduction

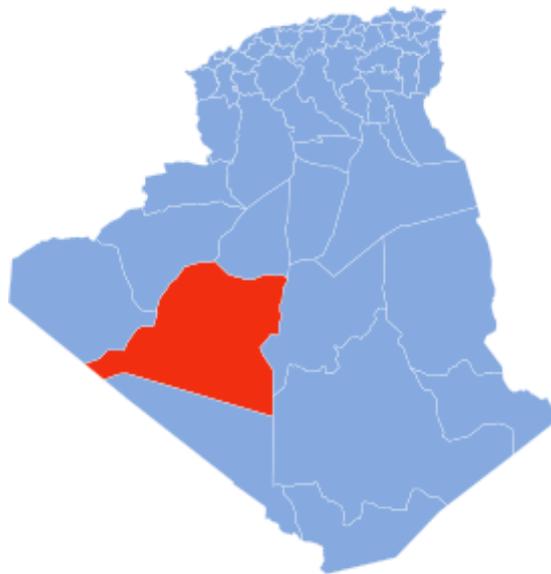
Ce projet rentre dans le programme national pour l'intégration des sources d'énergie renouvelable pour la production de l'électricité. Cette centrale de 03MW assure une production d'électricité propre et renouvelable et intégrée au réseau électrique pour le renforcement des capacités d'alimentation en énergie de la wilaya d'Adrar.

L'objectif de ce chapitre est l'analyse des performances électriques du centrale photovoltaïque (PV) et de les comparées avec des installations PV fonctionnant sous différents climats et fournissant de l'énergie pour différents usages.

## 2. Situation géographique de la wilaya d'Adrar

Le territoire de la commune d'Adrar se situe au centre-nord de la wilaya dont elle est le chef-lieu. La ville d'Adrar est située à environ [1]:

- 600 km au sud-est de Béchar, par la route, et 429 km à vol d'oiseau ;
- 1 200 km à l'est de Tindouf, par la route, (via Béchar) et 777 km à vol d'oiseau ;
- 1 400 km au sud-ouest d'Alger, par la route, et 1 087 km à vol d'oiseau.



**Figure (III-1) : Localisation de la Wilaya d'Adrar [2]**

➤ **Climat dans la région d'Adrar**

Adrar a un climat désertique chaud (Classification de Köppen BWh) typique de la zone Saharienne hyper-aride, c'est-à-dire du cœur du Sahara, avec un été torride, très long et un hiver court, tempéré chaud. Le climat, hyper-aride, est celui d'un désert absolu, puisque la moyenne annuelle des précipitations atteint à peine 14 - 15 mm, tombant essentiellement en automne ou au printemps [1-2].

Les températures moyennes maximales sont de 46 - 48 °C en juillet (le mois le plus chaud), ce qui fait d'Adrar une des villes les plus chaudes du monde. Le pic de température record a été établi le Lundi 9 juillet 2018 avec une température de 65 °C [1-2].

Le nombre moyen de jours où le mercure dépasse la barre des 40 °C est de l'ordre de 130 jours par an. Les températures restent élevées en hiver mais seulement la journée car dans les étendues désertiques, il n'y a rien pour retenir la chaleur et températures minimales moyennes avoisinent 7 °C. Le ciel est clair, le soleil omniprésent, le beau temps perpétuel. L'irradiation solaire figure parmi les plus élevées au monde et la durée moyenne de l'insolation est environ de 3 978 heures par an. Le rapport en pourcentage entre la durée du jour et la durée d'ensoleillement annuelle y est dépassé 90 %. La température moyenne journalière annuelle est de 26-27 °C à Adrar [1-2].

L'humidité relative est exceptionnellement faible toute l'année avec une moyenne annuelle d'environ 24 %, et particulièrement en saison chaude.

### 3. Situation géographique du central photovoltaïque de Kabertène :

La centrale est située près de Ksar Kabertène à 73 Km du Chef-lieu Wilaya d'Adrar, sur une superficie de 6 Héctar, les coordonnées géométriques du site sont  $31^{\circ} 50$  Nord et  $0^{\circ} 78$  Est, la tension d'injection sur le réseau de distribution SDO (Sonelgaz) est 30kV.



Figure (III-2) : Plan de Situation de la centrale PV Kabertène



Figure (III-3) : Lieu des centrales les Kabertène par google Erth



**Figure (III-4) : Photos de la centrale photovoltaïque de Kabertène ; le champ PV et la station météorologique.**

#### 4. Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central

➤ Paramètres électriques (Conditions de Test Standard - STC) :

Référence du module			
Puissance maximale	$P_{max}$	W	245
Tolérance de puissance	$\Delta P_{max}$	W	0/5
Rendement du module	$\eta_m$	%	15.0
Tension à Pmax	$V_{mpp}$	V	30.2
Courant à Pmax	$I_{mpp}$	A	8.11
Tension circuit ouvert	$V_{oc}$	V	37.8
Courant de court-circuit	$I_{sc}$	A	8.63

➤ Paramètres électriques (Conditions NOCT) :

Puissance maximale	$P_{max}$	W	177.9
Tension à Pmax	$V_{mpp}$	V	72.2
Courant à Pmax	$I_{mpp}$	A	6.54
Tension circuit ouvert	$V_{oc}$	V	34.5
Courant de court-circuit	$I_{sc}$	A	6.99

➤ Caractéristiques thermiques :

Température nominale des cellules en service	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficient de température gamma pour Pmax	$\gamma$	%/°C	-0,45
Coefficient de température pour Voc	$\beta V_{oc}$	%/°C	-0,33
Coefficient de température pour Isc	$\alpha_{Isc}$	%/°C	0,06
Coefficient de température pour Vmpp	$\beta V_{mpp}$	%/°C	-0,45

Tableau (III.1) : Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli

## 5. Performances normalisées

Afin d'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724. Ces paramètres sont le rendement de référence ( $Y_R$ ), le rendement de champ PV ( $Y_A$ ), le rendement final de système PV ( $Y_F$ ), le rapport de performance (PR), les pertes du système ( $L_S$ ) et les pertes diverses ( $L_C$ ) ces paramètres sont utilisés pour définir les performances de système dans son ensemble par rapport à la production d'énergie, la ressource solaire est l'effet global des parts des système photovoltaïque.

### 5.1. Rendement de référence ( $Y_R$ )

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire  $H_t$  ( $\text{kWh/m}^2$ ) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence  $H_{STC}$  ( $1\text{kW/m}^2$ ). Ce paramètre représente le nombre d'heures égalent à l'éclairement de référence,  $Y_R$  définit la ressource solaire pour le système PV.

$$Y_R = \frac{H_t(\text{kwh/m}^2)}{H_{STC}(\text{kw/m}^2)} \quad (1)$$

### 5.2. Rendement du champ PV ( $Y_A$ )

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée  $E_{DC}$  ( $\text{kWh}$ ) par les rangées PV pour une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale  $P_0$  ( $\text{kWc}$ ) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation :  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (2)$$

### 5.3. Rendement final du système PV ( $Y_F$ )

Le rendement final correspond à l'énergie totale produit par le système PV,  $E_{AC}$  (kWh) par rapport à la puissance nominale installée  $P_0$  (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_{F,d} = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (3)$$

$$Y_{F,m} = \frac{1}{N} \sum_{d=1}^N Y_{F,d} \quad (4)$$

### 5.4. Indice de performance normalisé ( $P_R$ )

Le rapport de performance  $P_R$  indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de  $P_R$  indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation.  $P_R$  est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle :

$$P_R = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (5)$$

### 5.5. Les pertes du système par conversion ( $L_S$ )

Les pertes du système  $L_S$  sont dues aux pertes par conversion des onduleurs (courant continu-courant alternatif) et elles sont défini par la différence entre le rendement du champ PV ( $Y_A$ ) et le rendement final  $Y_F$

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (6)$$

### 5.6. Les pertes diverses ( $L_C$ )

Les pertes diverses  $L_C$  sont défini par la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV.

Elles représentent les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes spectrales, la salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, de conversions (DC-AC), etc.

$$L_C = Y_R - Y_A \tag{7}$$

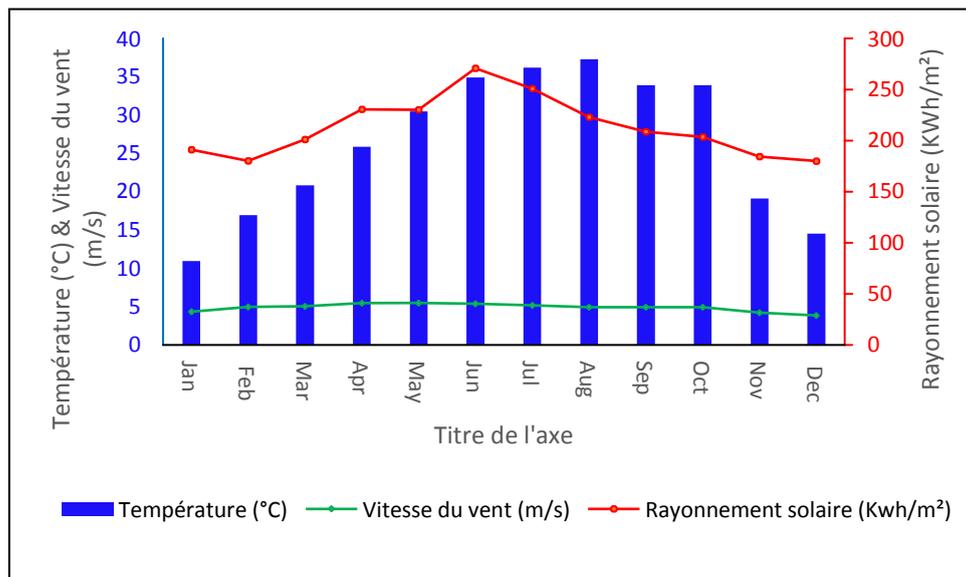
Le rendement de l’installation peut être évalué en fonction des rendements distinct du champ PV, du système de l’onduleur.

**5.7. Facteur de charge : FC**

Enfin, le facteur de charge (FC) est défini comme le rapport de la production annuelle d’énergie réelle à la quantité d’énergie générée par le central solaire photovoltaïque si elle fonctionnait à puissance nominale maximale (P<sub>0</sub>) pendant 24 h par jour pendant une année.

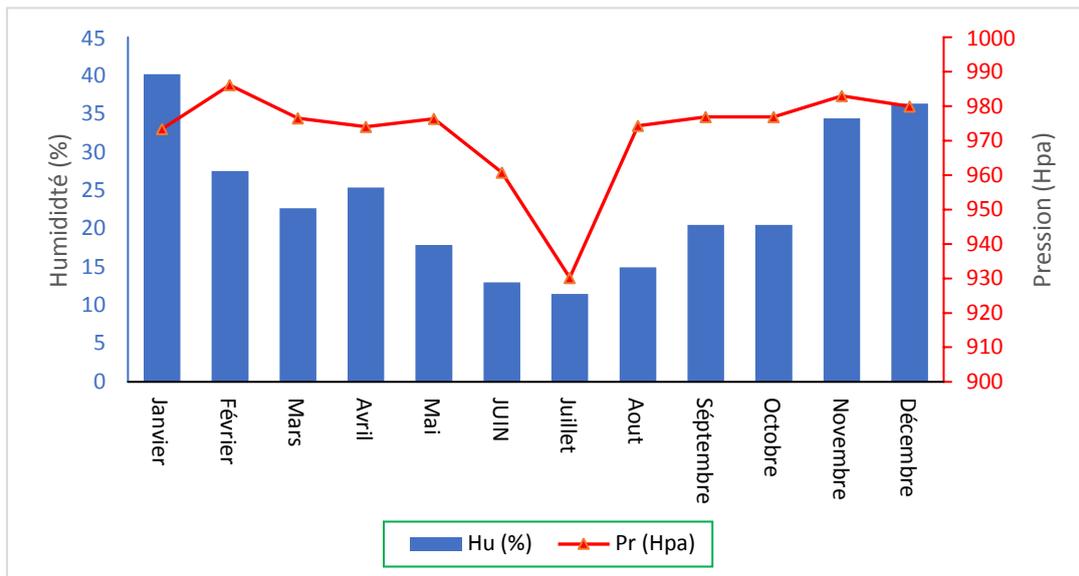
$$FC = \frac{Y_F}{24*365} = \frac{Y_F}{8760} = \frac{E_{AC}}{P_0*8760} \tag{8}$$

**6. Résultats Expérimentale et Discussions**



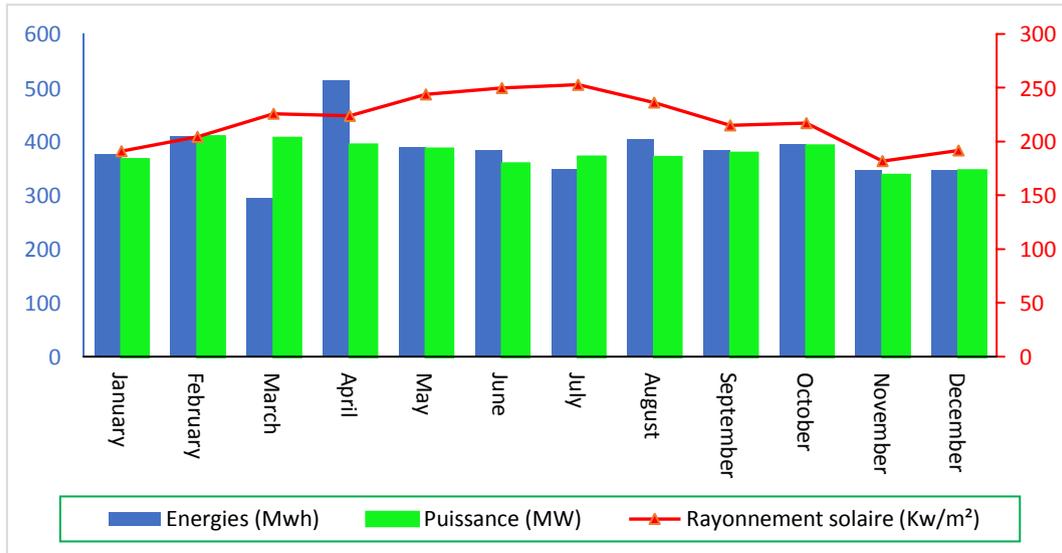
**Figure (III-5) : Variation mensuelle de la température ambiante, vitesse du vent et l’irradiation dans la centrale PV pour l’année 2020.**

- La variation mensuelle de la vitesse du vent (5,46 m/s en Mai et 3,83 m/s en Décembre) avec une valeur moyenne 4,87 m/s ;
- La variation mensuelle du rayonnement solaire (270,71 KWh/m<sup>2</sup> en Juin et 179,95KWh/m<sup>2</sup> en Décembre) avec une valeur moyenne 212,82 KWh/m<sup>2</sup>;
- La variation mensuelle de la température (37,25 °C en Aout et 10,92 °C en Janvier) avec une valeur moyenne 26,23 °C;



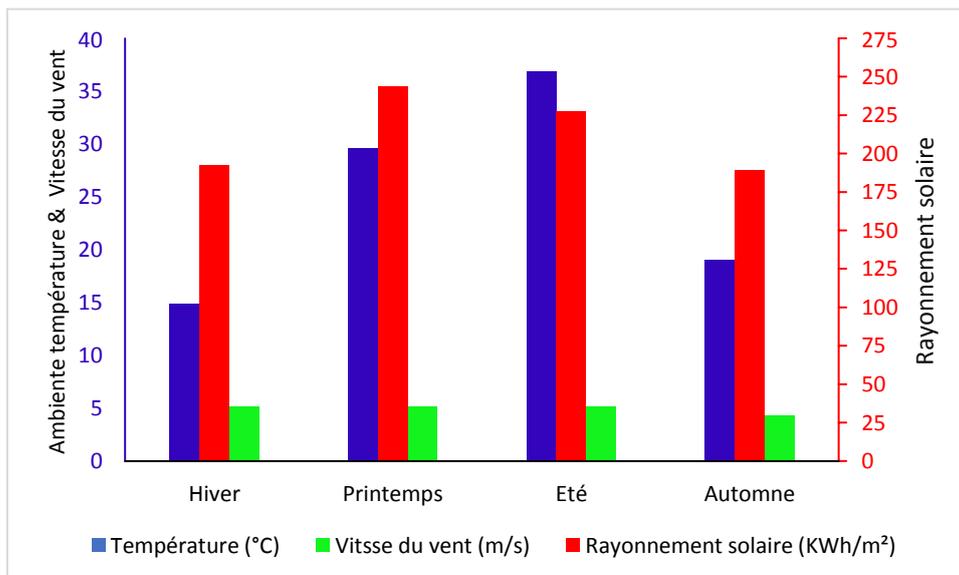
**Figure (III-6) : Variation mensuelle de la pression et de l'humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.**

- Les variations mensuelles d'humidité varié entre 11,50 % (Juillet) et 40,17% (Janvier) ;
- Les valeurs mensuelles de la pression varié entre 986,08 Hpa (Février) et 930,15 Hpa (Juillet);



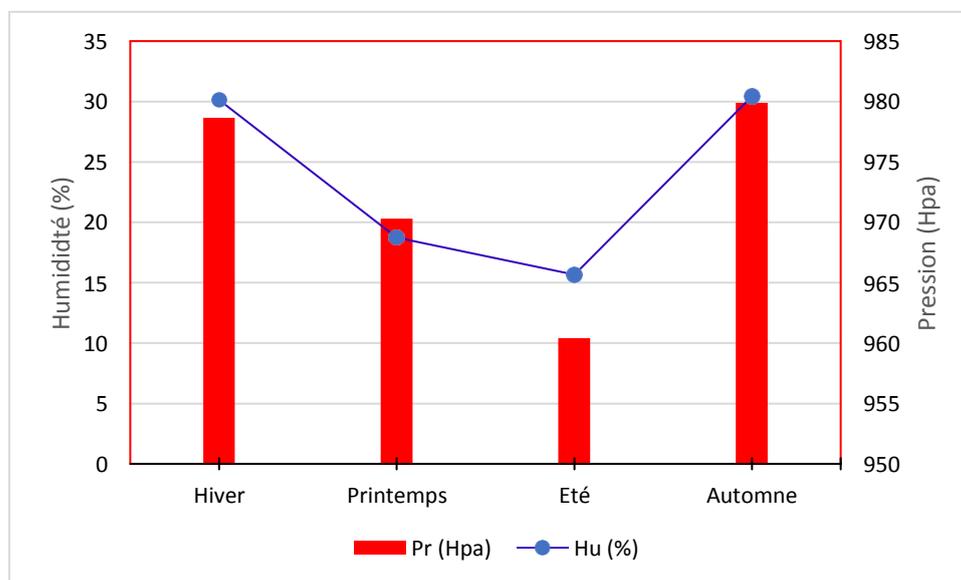
**Figure (III-7) : Variation mensuelle du rayonnement solaire, la puissance et l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.**

- La variation mensuelle du rayonnement solaire (252,86 KWh/m<sup>2</sup> en Juillet et 181,77 KWh/m<sup>2</sup> en Novembre) avec une valeur moyenne de 219,48 KWh/m<sup>2</sup>.
- La variation mensuelle moyenne de l'énergie (513,0 MWh en Avril et 294,75 MWh en Mars) avec une valeur moyenne de l'énergie 382,59 MWh.
- La variation mensuelle de la puissance (408,60 MW en Février et 337,23 MW en Novembre) avec une valeur moyenne 375,94 MW.



**Figure (III-8) : Variation saisonnière de la température ambiante, vitesse du vent et irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.**

- La variation saisonnière de la vitesse du vent (5,13 m/s en Printemps et 4,30 m/s en Automne) avec une valeur moyenne 4,91 m/s,
- La variation saisonnière du rayonnement solaire (243,78 KWh/m<sup>2</sup> en Printemps et 189,25KWh/m<sup>2</sup> en Automne) avec une valeur moyenne 213,28 KWh/m<sup>2</sup>.
- La variation saisonnière de la température ambiante (36,84 °C en Été et 14,87 °C en Hiver) avec une valeur moyenne 25,07°C.



**Figure (III-9) : Variation saisonnière de la pression et l'humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.**

- La variation saisonnière de l'humidité est entre une valeur maximum de 32,49 % enregistré pendant dans l'Automnes et une valeur minimale de 15,16 % en Été avec une valeur saisonnière moyenne de 24,06 %.
- La variation saisonnière de la pression est entre une valeur maximum de 983,99 (Hpa) enregistré pendant l'hiver et une valeur minimale de 973,41 (Hpa) en printemps avec une valeur saisonnière moyenne de 978,05 (Hpa).

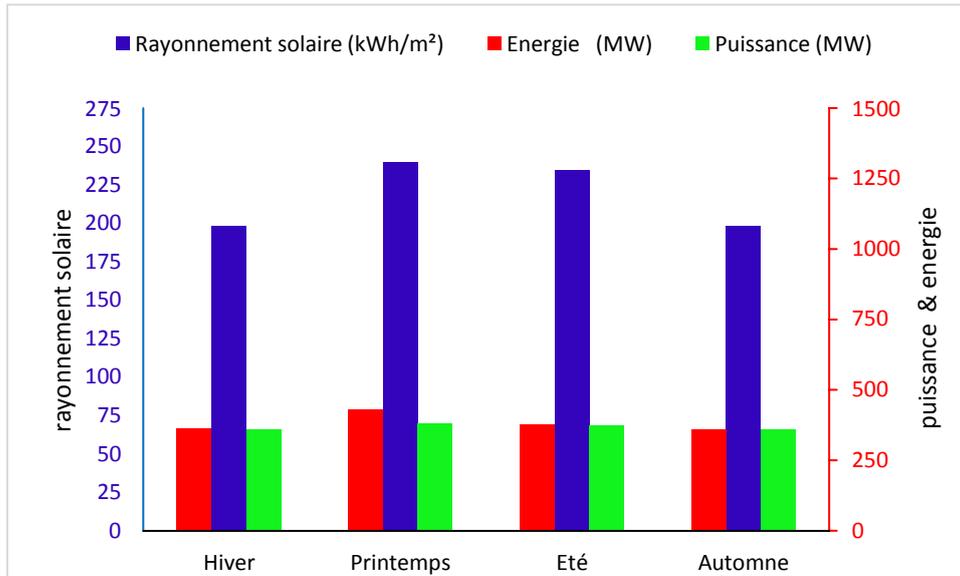


Figure (III-10) : Variation saisonnière du rayonnement solaire, puissance et de l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.

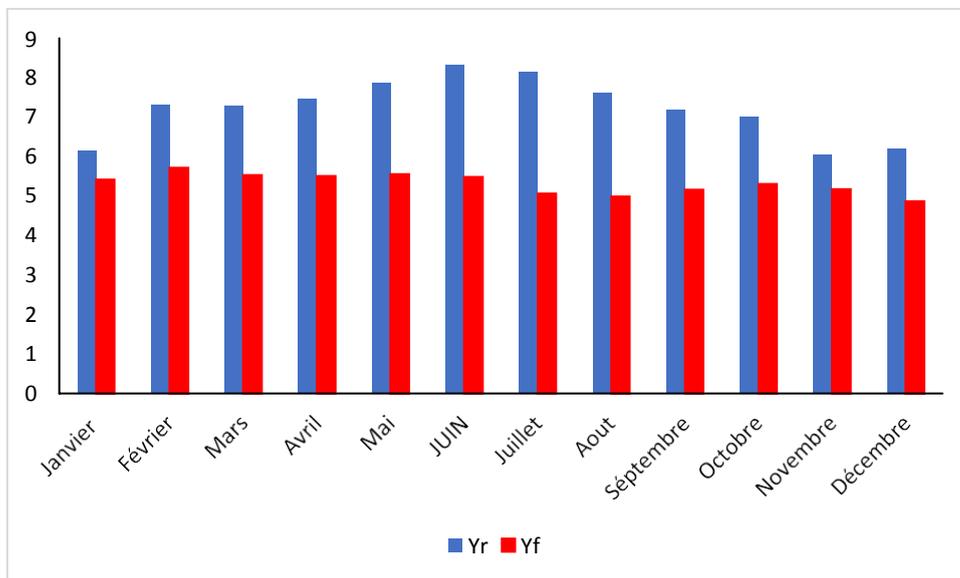


Figure (III-11) : Variation mensuelle du rayonnement solaire, la puissance et l'énergie produite par la centrale PV pour l'année 2020.

- Les valeurs mensuelles de Yr varient entre une valeur maximum de 8,33 h/j enregistré pendant le mois de Juin et une valeur minimale de 6,06 h/j au mois de Novembre avec une valeur mensuelle moyenne de 7,22 h/j.
- La variation mensuelle de Yf varie entre 5,72 h/j enregistré pendant le mois de Février et 4,87 h/j au mois de Décembre avec un valeur mensuelle moyen de 5,32 h/j.

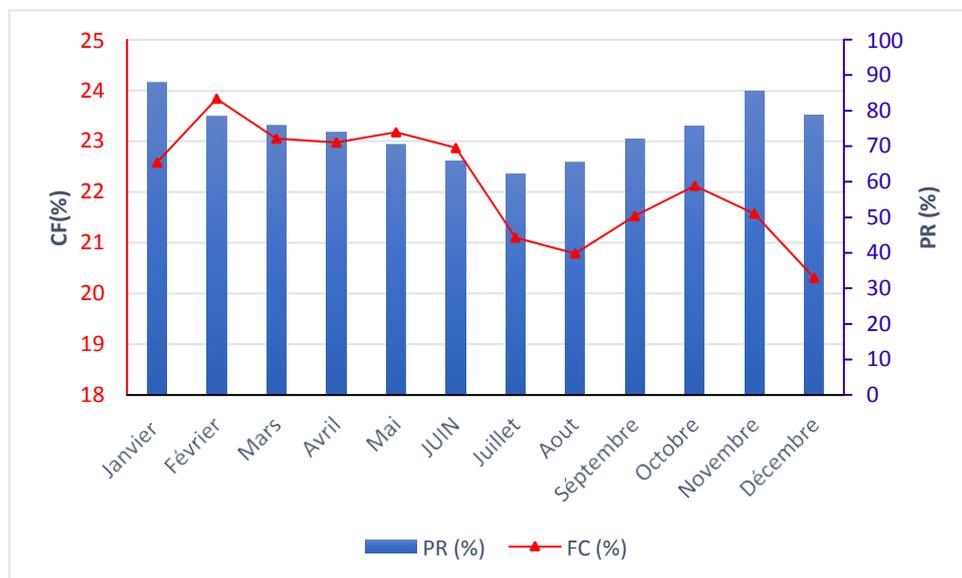


Figure (III-12) : Variation mensuelle de PR et FC de la centrale PV pour l'année 2020.

- Les valeurs mensuelles de PR est variée entre une valeur maximum de 87,97 % enregistré pendant le mois de Janvier et valeur minimale de 62,09 % au mois de Juillet avec une valeur mensuelle moyenne de 74,37 %.
- Les valeurs mensuelles de FC variée entre 23,83 % enregistré pendant le mois de Février et 20,31% au mois de Décembre avec une valeur mensuelle moyenne de 22,16 %.

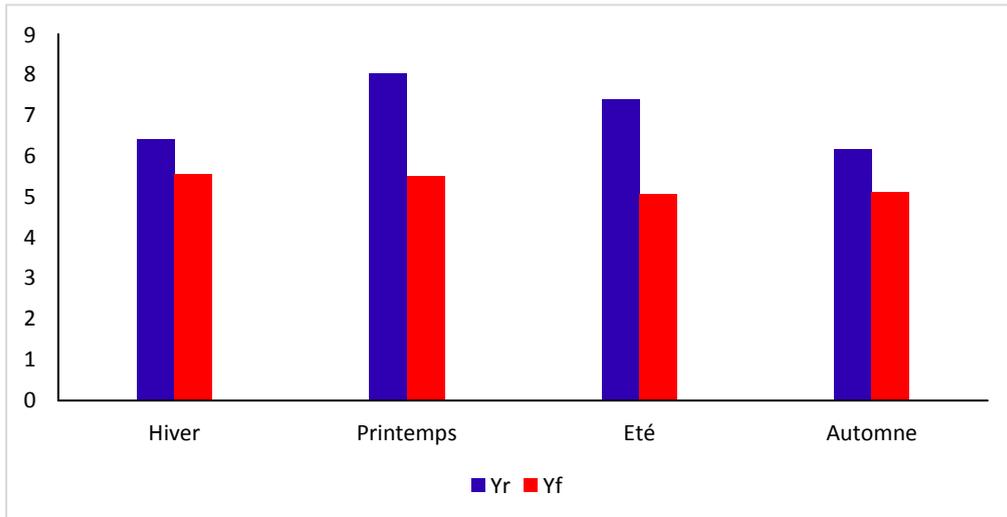


Figure (III-13) : Variation saisonnière de Yr et Yf de la centrale PV pour l’année 2020.

- La variation saisonnière de Yr (8,04 h/j en Printemps et 6,17 h/j en Automne) avec une valeur moyenne 7,01 h/j ;
- La variation saisonnière de Yf (5,56 h/j en Hiver 5,07 h/j en Eté) avec une valeur moyenne de 5,32h/j.

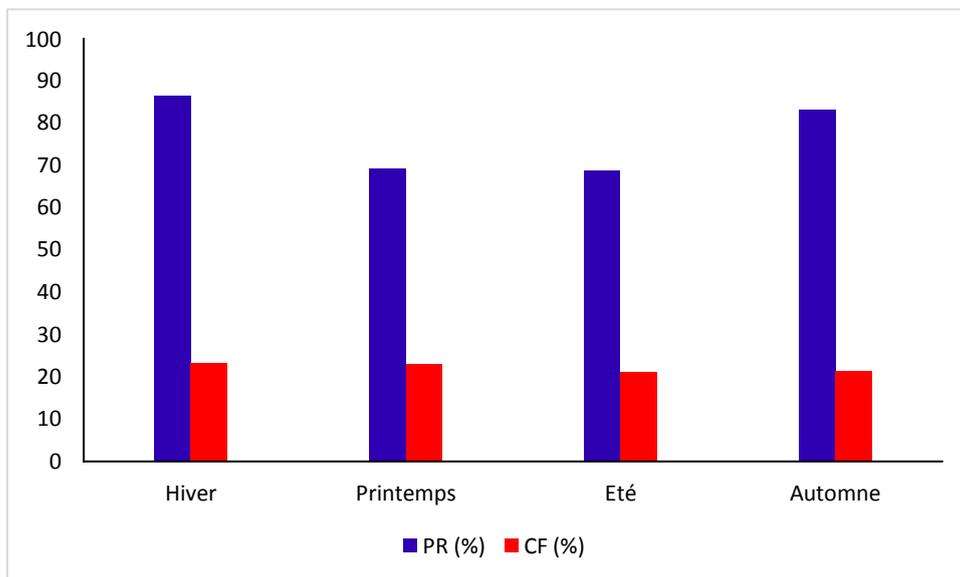


Figure (III-14) : Variation saisonnière de PR et FC de la centrale PV pour l’année 2020.

- La variation saisonnière de PR (86,52 % en Hiver et 68,76 % en Eté) avec une valeur moyenne de 76,87 %.

- La variation saisonnière de FC (23,16 % en Hiver et 21,14% en Eté) avec une valeur moyenne de 22,16 %.

## **7. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons fait l'étude des performances de la centrale photovoltaïque de 03MW de Kabertène, dont on a calculé leurs production annuelle et saisonnière, en suite nous avons calculé les différents paramètres caractérisant leur fonctionnement selon les normes de surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques établie par l'organisation mondiale de normalisation CEI (International Electrotechnical Commission).

D'après les résultats de cette étude on peut noter que :

- La variation mensuelle de la vitesse du vent (5,46 m/s en Mai et 3,83 m/s en Décembre).
- La variation mensuelle de la température (37,25 °C en Aout et 10,92 °C en Janvier).
- Les variations mensuelles d'humidité varié entre 11,50 % (Juillet) et 40,17% (Janvier) ;
- Les valeurs mensuelles de la pression varié entre 986,08 Hpa (Février) et 930,15 Hpa (Juillet);
- La variation mensuelle du rayonnement solaire (252,86 KWh/m<sup>2</sup> en Juillet et 181,77 KWh/m<sup>2</sup> en Novembre).
- La variation mensuelle moyenne de l'énergie (513,0 MWh en Avril et 294,75 MWh en Mars).
- La variation mensuelle de la puissance (408,60 MW en Février et 337,23 MW en Novembre).
- Les valeurs mensuelles de Yr varient entre une valeur maximum de 8,33 h/j enregistré pendant le mois de Juin et une valeur minimale de 6,06 h/j au mois de Novembre.
- La variation mensuelle de Yf varie entre 5,72 h/j enregistré pendant le mois de Février et 4,87 h/j au mois de Décembre.

- Les valeurs mensuelles de PR est variée entre une valeur maximum de 87,97 % enregistré pendant le mois de Janvier et valeur minimale de 62,09 % au mois de Juillet.
- Les valeurs mensuelles de FC variée entre 23,83 % enregistré pendant le mois de Février et 20,31% au mois de Décembre.
- La variation saisonnière de la vitesse du vent (5,13 m/s en Printemps et 4,30 m/s en Automne).
- La variation saisonnière rayonnement solaire (243,78 KWh/m<sup>2</sup> en Printemps et 189,25KWh/m<sup>2</sup> en Automne).
- La variation saisonnière de la température ambiante (36,84 °C en Eté et 14,87 °C en Hiver).
- La variation saisonnière de l'humidité est entre une valeur maximum de 32,49 % enregistré pendant dans l'Automnes et une valeur minimale de 15,16 % en Eté.
- La variation saisonnière de la pression est entre une valeur maximum de 983,99 (Hpa) enregistré pendant l'hiver et une valeur minimale de 973,41 (Hpa) en Printemps.
- La variation saisonnière de Yr (8,04 h/j en Printemps et 6,17 h/j en Automne).
- La variation saisonnière de Yf (5.56 h/j en Hiver 5,07 h/j en Eté).
- La variation saisonnière de PR (86,52 % en Hiver et 68,76 % en Eté).
- La variation saisonnière de CF (23,16 % en Hiver et 21,14% en Eté).

### **Références bibliographiques**

[1] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Adrar\\_\(Alg%C3%A9rie\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Adrar_(Alg%C3%A9rie))

[2] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Wilaya\\_d%27Adrar](https://fr.wikipedia.org/wiki/Wilaya_d%27Adrar)

[7] International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.

# **CONCLUSION GENERALE**

### Conclusion générale

L'objectif de cette étude est l'étude, l'évaluation et l'analyse de la production de la centrale photovoltaïque de 03MW de Kabertène selon les normes de surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques établie par l'organisation mondiale de normalisation CEI (International Electrotechnical Commission).

D'après les résultats de cette étude on peut noter que :

- La valeur moyenne annuelle de la vitesse du vent 4,87 m/s ;
- La valeur moyenne annuelle de la température est 26,23 °C;
- La valeur moyenne annuelle du rayonnement solaire est 219,48 KWh/m<sup>2</sup>.
- La valeur moyenne annuelle de l'énergie 382,59 MWh.
- La valeur moyenne annuelle de la puissance 375,94 MW.
- La valeur moyenne annuelle de la vitesse du vent 4,87 m/s,
- La valeur annuelle moyenne de Yr est 7,22 h/j.
- La valeur annuelle moyen de Yf est 5,32 h/j.
- La valeur annuelle moyenne de PR est 74,37 %.
- La valeur annuelle moyenne de FC est 22,16 %.

A partir de cette étude, on peut dire que l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour la production de l'électricité dans la région d'Adrar caractérisé par un gisement solaire important, donne une bonne solution pour minimiser les coupures, compenser le manque, diversifier les sources de la production d'électricité et aussi contribué à la transition énergétique de la région.

# Analyse des performances de la centrale photovoltaïque de 3 MW de Kabertène

## Résumé

L'Algérie cherche à diversifier les ressources nationales de production d'électricité en basant sur les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire photovoltaïque, en particulier dans les zones Sahariennes comme dans la région d'Adrar. Plusieurs centrales photovoltaïques connectées au réseau ont été établies dans la wilaya d'Adrar y compris la centrale solaire photovoltaïque de 3 MW de Kabertene.

L'objectif de ce travail est l'analyse des performances d'un central photovoltaïque de 3 MWp connecté au réseau situé à Kabertene conformément à la norme 61724 de la Commission internationale de l'électrotechnique (CEI), en utilisant les données expérimentales (données météorologique et la production de l'électricité) pour l'année 2021.

**Mots clés :** Energie solaire, centrales solaires PV, climat désertique, rendement final, rendement de référence, ratio de performance, facteur de capacité, facteur d'aptitude.

## المخلص:

تسعى الجزائر إلى تنويع موارد إنتاج الكهرباء الوطنية وذلك بالتركيز على الطاقات المتجددة، ولا سيما الطاقة الشمسية الكهروضوئية، خاصة في المناطق الصحراوية كما في منطقة أدرار. تم إنشاء العديد من المحطات الكهروضوئية المتصلة بالشبكة في ولاية أدرار، بما في ذلك محطة كابرتن للطاقة الشمسية الكهروضوئية بقدرة 3 ميغاوات.

الهدف من هذا العمل هو تحليل أداء محطة الطاقة كهروضوئية بقدرة 3 ميغاوات متصلة بالشبكة الموجودة في كابرتن وفقاً للمعيار 61724 الصادر عن اللجنة الدولية للتقنيات الكهربائية (IEC)، باستخدام البيانات التجريبية (بيانات الأرصاد الجوية وإنتاج الكهرباء) لمعطيات سنة 2021.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الشمسية، محطات الطاقة الشمسية الكهروضوئية، المناخ الصحراوي، العائد النهائي، العائد المعياري، نسبة الأداء، عامل السعة، عامل الملاءمة.

## Abstract:

Algeria is seeking to diversify the sources of national electricity production based on renewable energies, especially solar photovoltaic energy, in particular in the Saharan areas as in the Adrar region. Several grid-connected photovoltaic plants have been established in Adrar, including the 3MW solar photovoltaic plant in Kaberten.

The objective of this work is to analyze the performance of a 3 MWp photovoltaic power plant connected to the grid located in Kabertene in accordance with standard 61724 of the International Commission of Electrotechnics (IEC), using experimental data (data meteorological and electricity production) for the year 2021.

**Keywords:** Solar energy, solar PV plants, desert climate, yield final, yield of reference, ratio of performance, factor of capacity.