REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Energie renouvelable en mécanique

Etude d'une station de pompage accompagnée par un système photovoltaïque

---

Présenté par

Mr. Lakhdar RAMDANI
Mr. Djamel BEN AISSA

Proposé et Dirigé par
Docteur. M^{r} : Younes CHIBA

Promotion 2020

الملخص:

يشكل إنتاج الطاقة تحديا كبيرا مما أدى إلى التفكير والبحث عن طاقات متجددة، فوجد الحل البديل ويتمثل في الطاقة الشمسية الضوئية الذي يحول الطاقة الكهروضوئية إلى طاقة كهربائية.

تتعلق دراستنا بالتحليل التقني لنظام كهر وضوئي متصل بالشبكة الكهربائية يهدف إلى تغذية محطة ضخ المياه SP11 بني سليمان بالكهرباء حيث قمنا بإجراء هذه الدراسة وأعددنها عن طريق برنامج محاكاة PVsyst . .

الكلمات المفتاحية:

نظام كهرو ضوئي، الطاقة الشمسية، شبكة كهربائية، PVsys

Résumé:

La production d'énergie est un défi majeur, qui a conduit à la recherche d'énergies renouvelables et a trouvé que la solution alternative est l'énergie solaire, PV qui convertit l'énergie photovoltaïque en énergie électrique.

Notre étude concerne l'analyse technique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique, conçu pour alimenter la station de pompage SP11 à Beni Slimane, nous avons réalisé cette étude à et préparé à travers le programme de simulation PVsyst. -

Les mots clé ; Système photovoltaïque ,énergie solaire, réseau électrique.

Abstrait:

Energy production is a major challenge, which has led to thinking and searching for renewable energies. The alternative solution is found in solar photovoltaic energy, which converts photovoltaic energy into electrical energy.

Our study relates to the technical analysis of a grid-connected photovoltaic system aimed at feeding the water pumping station SP11 Beni Slimane with electricity. We conducted this study and prepared it by means of a PVsyst simulation programme ..

key words : Photovoltaic system, solar energy, electric grid, PVsys

Remerciement

Tout d’abord, nous devons remercier « ALLAH » le tout puissant de nous avoir donné tout le courage et la santé pour achever ce travail.

A Monsieur **Dr. Younes CHIBA,** pour nous avoir suivi durant notre travail dans le cadre de ce mémoire, pour ces conseils précieux, pour sa disponibilité et la compétence de son encadrement, qu’elle trouve ici notre reconnaissance et notre respect.

Nous avons également eu l'occasion de remercier nos enseignants qui nous ont guidés et guidés tout au long de ces années.

Enfin nous remercions nos familles et nos amis pour leur soutien moral et leurs aides, ainsi que tous ce qui nous avaient soutenu et aidé tout au long de ce travail.

Dédicace

C'est avec un très grand honneur que je dédie ce modeste travail aux personnes les plus chères au monde pour leurs sacrifices :

- *A mes parents que dieu je les souhaite une longue vie*
- *A mes frères*
- *A mes sœurs*
- *A toute la famille RAMDANI*

Je remercie mon ami et binôme DJAMEL qui a contribué à la réalisation de ce travail

- *A tous mes amis sans exception*
- *A tous mes collègues de la 2^{éme} années master option énergie renouvelable*

Lakhdar

Dédicace

C'est avec un très grand honneur que je dédie ce modeste travail aux personnes les plus chères au monde pour leurs sacrifices :

- *A mes parents que dieu je les souhaite une longue vie*
- *A mes frères*
- *A mes sœurs*
- *À ma femme*
- *A toute la famille BEN AISSA*

Je remercie mon ami et binôme LAKHDAR qui a contribué à la réalisation de ce travail

- *A tous mes amis sans exception*
- *A tous mes collègues de la 2^{éme} années master option énergie renouvelable*

Djamel

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
ω_0	L'angle horaire au coucher de soleil	(°)
S_0	Durée du jour	
E_{ph}	Energie du photon	(j)
h	Constante de planck	(j.s)
λ	Longueur d'onde	(m)
AM	Masse d'air	
Θ	Représente l'angle entre la position du soleil et le zénith exprimée	(Degré)
G	Rayonnement global incident	(W/m^2).
G_{dir}	Rayonnement direct	
G_{dif}	Rayonnement diffus	
Ψ	l'azimut	
$\boldsymbol{\lambda}$	longitude	
$\boldsymbol{\varphi}$	latitude	
δ	La déclinaison	
TSV	le temps solaire vrai	(h)
Θz	Angle zénithal.	
TSM	Temps Solaire Moyen	(h)
TU	temps universel	(h)
TL	Le temps légal	(TL)
ΔH	le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré	
ET	L'équation du temps	
E_{bat}	Energie exigée de la batterie pendant la décharge.	
N_j	Nombre de jours d'autonomie.	
V_{bat}	Tension de la batterie.	(V)
η_{bat}	Rendement de la batterie.	(%)

Symbole	Désignation	Unité
P_D	Profondeur de décharge	
E_c	Energie de consommation journalière de la charge	(Wh/j)
P_{ch}	Puissance crête de la centrale photovoltaïque	(Wc)
G_{in}	Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque	(Wh.m-2.jour-1)
E_c	Energie consommée	(Wh)
K	Coefficient correcteur	
L	Longer d'un seul fils du câbles	(m)
K	Conductivité du fil	
ΔU_{max}	Chute de tension maximale	(V)
I_{max}	Courant maximale	(A)
I_b	Courant d'une branche	
P_m	Puissance que peut fournir un module	
N_b	Nombre de branche	
V_u	La tension d'un panneau photovoltaïque	(V)
I_{ph}	Densité de courant photo-généré	
I_{Obsc}	Densité de courant d'obscurité.	
$V_{co}N_s$	La somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série	
I_{cc} N_s	Courant de court-circuit de Ns cellules en série	
Is	Le courant de saturation de la diode	
Q	charge élémentaire	
K	constante de Boltzmann	
T	La température	(^{0}C)
FF	Facteur de forme	
I_{cc}	Courant de court-circuit	(A)
V_{co}	Tension de circuit ouvert	(V)
N_{sp}	Nombre de branche (placées en parallèle)	
N_{ms}	Nombre de modules par branche	
P_t	La puissance totale disponible, dans ces conditions	

Table des matières

TABLE DES MATIERES

Nomenclature..... 05

Liste des figures…… 11

Liste des tableaux…… 13

Introduction générale ……..…….. 17

Chapitre I: Gisement solaire……. 18

I.1- Introduction……..……...… 19

I.2- Présentation du soleil……... 19

I.3- Mouvement de terre…….. 20

I.4- Rayonnement solaire en atmosphère terrestre…… 20

I.5- Durée d'insolation……. 21

I.6- Constante solaire…….…….…. 22

I.7- Rayonnement solaire …..... 22

I.8- Caractéristique de rayonnement solaire ……..……...…… 23

I.8.1- l'atmosphère …..…….. 23

I.8.2- Masse d'air…….…… 23

I.9- Différents types de rayonnement ……..... 23

I.9.1- Le rayonnement direct ……...…. 23

I.9.2- Le rayonnement diffus ……..….. 23

I.9.3- Le rayonnement réfléchi (L'albédo) ……..... 23

I.9.4- Le rayonnement global ……..…… 24

I.10- La sphère céleste ..……...…… 25

I.11- Les coordonnées célestes ……..….…….. 25

I.11.1- Coordonnées géographiques ……..……...… 25

I.11.1.1- Latitude φ …….……..... 25

I.11.1.2- La longitude λ…… ……... 25

I.11.1.3- L'altitude …….……....….. 26

I.11.2- Les coordonnées horaires …….……....……..… 26

I.11.2.1- La déclinaison δ …….……..…… 26

I.11.2.2- Angle horaire ω …… 26

I.11.3- Coordonné horizontale ……..……..……... 27

I.11.3.1- Hauteur angulaire ……..…….…… 27

I.11.3.2- Azumit ψ……..…….……..…… 27

I.11.3.3- Angle zénithal ……...……..……..……... 27

TABLE DES MATIERES

I.12- Temps solaire ……..…… 28

I.12.1- Le Temps Solaire Vrai (T.S.V)… ……..……..... 28

I.12.2- Le Temps Solaire Moyen (T.S.M) ……..……..…… 28

I.12.3- Le temps universel (TU) ……..…..… 28

I.12.4- Le temps légal (TL) ……..……..……..…… 28

I.12.5- L'équation du temps ……..……..... 29

I.13- Le gisement solaire en Algérie…… 29

I.14- Conclusion……..…… 30

Chapitre II: Généralité sur les systèmes photovoltaïque……..……..…….. 31

II.1- Introduction……..……..…..…. 32

II. 2- Principe de fonctionnement d'une installation PV……..……..... 32

II.3- Définition d'un système photovoltaïque……...…..…….…….. 33

II.4- Les différents types de systèmes photovoltaïques ……..…….... 34

II.4 . 1- Systèmes photovoltaïques autonomes ……..... 34

II-4.1.1- Système autonomes sans stockage ……..... 34

II.4.1.2- Système av autonomes avec stockage ……...……...…. 34

II.4.2- Système photovoltaïque hybride ……..…….. 35

II.4.3- Système photovoltaïque connecté au réseau ……..……..……. 36

II. 5- Cellules photovoltaïques ……..……..……..... 40

II.5.1- Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ……..…..…….. 40

II.5.2 - Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque ……..…..... 42

II.5.2.1- Courant de court-circuit Icc ……..…..... 43

II.5.2.2- Tension de circuit ouvert Vco……..……..……. 43

II.5.2.3- Facteur de forme FF ……..... 43

II.5.2.4- Rendement η ……..……..…… 43

II.5.3- Différents types des cellules solaires…..... 43

II.5.3.1- Cellules monocristallines ……..…….. 44

II.5.3.2- Les cellules poly- cristallines ……..……... 44

II.5.3.3- Cellules amorphes ……...….... 44

II.5.4- Association des cellules photovoltaïques ……...……..…….. 45

II.5.4.1- Association en série ……...……. 45

II.5.4.2- Association en parallèle …… 46

II.5.4.3- Branchement mixte …… 47

TABLE DES MATIERES

II.6- Avantages et inconvénients d'une installation PV …… 48
II.6.1- Avantages ……... 48
II.6.2- Inconvénients ……. 48
II. 7- Conclusion…….……..... …… 49
Chapitre III: Description générale de la station de pompage étudiée…..... 50
III.1- Introduction…….…… 51
III.2- Présentation de l'ADE ……..…..... 51
III.3- Localisation géographique de la station de pompage ……..…..……..…. 51
III.4- Constitutions de la station …….…… 51
III.4.1- Equipements de la station de pompage……..…… 51
III.4.1.1- Pompe RDLO 350-690 ……. 51
III.4.1.2- Pompe OMEGA 150-460 …….. 52
III.4.1.3- Vanne de sectionnement…….…… 53
III.4.1.4- Clapet anti-retour…….…….. 54
III.4.1.5- Ventouse…… 54
III.4.1.6- Soupape de sûreté et de décharge…..……..…... 55
III.4.1.7- Joint de démontage……..……..... 55
III.4.1.8- Système d'air comprime……..……..…. 56
III.4.2- Bâche d'aspiration……...…… 57
III.4.3- Chambre d'alimentation électrique……. 57
III.4.4- anti –bélier…….. 58
III.5- Conclusion……..……. 59
Chapitre IV : Dimensionnement d'un système photovoltaïque alimenté la station de pompage SP11…….....…….. 60
IV.1- Introduction…….…… 61
IV.2- Dimensionnement de système photovoltaïque par une méthode manuelle… 61
IV.3- Dimensionnement d'un système PV connecté au réseau par logiciel PVsyst. 63
IV.3.1- Présentation de logiciel PVsyst …….…..... 63
IV.3.2- Gestion d'un projet donne (système raccordé au réseau)…… 64
IV.3.3- Conception/dimensionnement du système ……. 64
IV.3.4- Dimensionnement de système (outil visuel)…… 65
IV.4- Simulation numérique……. 65
IV.5- Site d'implantation …… 65

TABLE DES MATIERES

IV.5.1- Données géographique ……... 65

IV.5.2- Données météorologiques……... 65

IV.5.3- Trajectoire du soleil……. 66

IV.6- Simulation d'une système PV par logiciel PVsyst…….. 67

IV.6.1- Orientation des modules PV…… 67

IV.6.2- Schéma de l'installation PV ……... 68

IV.7- Répartition d'un champ…….. 69

IV.7.1- Résultat de simulation numérique …….. 71

IV.8- Conclusion……..…..……..…… 77

Conclusion générale……..... 79

Bibliographie……..... 80

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Le mouvement de la terre autour du soleil …….....	20
Figure I.2	Représentation de l'analyse spectrale des rayonnements solaires……	21
Figure I.3	La constante solaire ……...……..	22
Figure I.4	Les composantes du rayonnement solaire global …….……..	24
Figure I.5	La sphère céleste …….....	25
Figure I.6	Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.....	26
Figure I.7	Coordonné horizontale ……..	28
Figure I.8	Graphe des variations annuelles de l'équation du temps ……..…	29
Figure I.9	Carte du monde de l'ensoleillent moyen annuel …….…….....	30
Figure II.1	Système PV……	32
Figure II.2	Schéma synoptique d'un système PV ……..…	33
Figure II.3	Système photovoltaïque avec stockage ……..	35
Figure II.4	Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène ……..…..	36
Figure II.5	Système photovoltaïque connecté au réseau …….	37
Figure II.6	Architecture du système PV avec un bus en courant alternatif (AC)…	38
Figure II.7	Architecture du système PV avec un bus en courant continu (DC)…..	39
Figure II.8	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	41
Figure II.9	caractéristiques I=f(V) sous obscurité et sous éclairement d'une cellule PV……	42
Figure II.10	Types des Cellules photovoltaïque : (a) monocristallin, (b) poly-cristalline, (c) amorphes ……..……..	45
Figure II.11	Caractéristique courant tension de Ns cellule en série.....	46
Figure II.12	Caractéristique courant tension de (***Np***) cellule en parallèle.....	46
Figure II.13	Association mixte de NSP branches et de NMS modules composés de ***Nc*** cellules solaires identiques.....	47
Figure III.1	La pompe RDLO 350-690 …….	52
Figure III.2	La pompe OMEGA 150-460 ……	53
Figure III.3	Vanne papillon de sectionnement.....	54
Figure III.4	Clapet axial type CLAPD.....	54
Figure III.5	Ventouse.....	55
Figure III.6	Soupape de sûreté et de décharge.....	55
Figure III.7	Joint de démontage.....	56

LISTE DES FIGURES

Figure III.8	des compresseurs depuis la salle des pompes.....	57
Figure III.9	Système de protection Anti-béliers 2 x 35 m^3 …….	58
Figure IV.1	fonctionnel du modèle énergétique d'une installation PV ……..	61
Figure IV.2	Configuration du système dans PVSYST …….	64
Figure IV.3	Données météorologiques ……	66
Figure IV.4	Trajectoire du soleil à Médéa ……..……..	67
Figure IV.5	Positionnement des systèmes de panneaux PV …….	68
Figure IV.6	Schéma simplifie d'une installation PV raccordée au réseau ……	68
Figure IV.7	Paramètres de simulation d'une installation PV de réservoir de stockage	70
Figure IV.8	Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière……..…..	72
Figure IV.9	Energie utile produite par un système PV (à la sortie de l'onduleur)…..…	73
Figure IV.10	Indice de performance du système PV	74
Figure IV.11	Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux……	74
Figure IV.12	distribution annuelle de l'irradiance incidente…….	75
Figure IV.13	Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV ……	75
Figure IV.14	Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV……...	76
Figure IV.15	Distribution de la tension du champ PV……..	76

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1	Caractéristique principale de soleil……	19
Tableau I.2	Quelque valeur de l'albédo ……...	24
Tableau I.3	Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques ……..	30
Tableau IV.1	Consommation énergétique de la station de pompage……..	64
Tableau IV.2	Tableau des données géographique du site de Médéa (Beni Slimane)……..	65
Tableau IV.3	Bilan et résultat principaux…….....	71

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie joue un rôle indispensable vital dans le monde actuel, il a prouvé son importance dans des divers domaines du développement durable, cette corrélation est la pression née sur l'environnement, en raison de la prédominance des sources d'énergie traditionnelle sur la structure énergétique mondiale.

La production et la consommation de ces énergies entrainent des dommages à divers aspects ce, qui a stimulé la nécessité d'une énergie renouvelable pour réduire la pollution, cette énergie est l'une des principales sources en tant qu'énergie propre caractérisé par le renouvellement automatique et la durabilité.

L'énergie photovoltaïque résulte la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue aux moyens d'ensemble des cellules dites photovoltaïques (PV), basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque [1].

Il existe d'autres problèmes extérieurs comme la température, le site d'implantation et le problème d'ombrage. Plusieurs lois de commande spécifique ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion. C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des systèmes photovoltaïques de demain. En effet, les systèmes PV raccordées au réseau permettent d'éviter le problème de stockage par batteries qui sont, de plus, très chères pour l'installation [2].

CHAPITRE I :

Gisement solaire

I.1 Introduction

L'énergie solaire en Algérie est considérée comme « priorité nationale »compte tenu de l'importance du stock solaire disponible équivalent à quatre fois la consommation totale d'énergie mondiale et pour toutes les applications solaires, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire au dimensionnement des systèmes photovoltaïque.

Donc ce chapitre se consacré à la description des différent type de rayonnement solaire et son caractéristique, En suite en fait une brève définition concernant les coordonnées géographique (longitude, latitude..), coordonnée horaire…ect.

I.2. Présentation du soleil

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. IL est situé à une distance moyenne de 149598000 km de la terre. Le soleil est composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium et il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 1070K.Vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe. Le soleil ne tourne pas comme un corps solide :

- ✓ La rotation de l'équateur s'effectue environ dans 27 jours
- ✓ Les régions polaires durant 30 jours [2].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau

Tableau I.1 : Caractéristique principale de soleil [3]

Diamètre (Km)	**1392000**
Masse (Kg)	2.10^{20}
Surface (km2)	$6.06.10^{12}$
Volume (km2)	$1.41.10^{8}$
Masse volumique moyenne (kg/m3)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du central de la voie lactée (Km)	$2.5.10^{27}$

I.3.Mouvement de terre

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse .le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. [4] L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance terre /soleil ne varie que de ±1.7% par rapport a la distance moyenne qui est de (149 675×106Km).La terre tourne également sur elle-mêmeμ autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre et appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut23°27, les mouvements de la terre autour de son axe et autour de soleil sont schématisés par la figure (I.1).

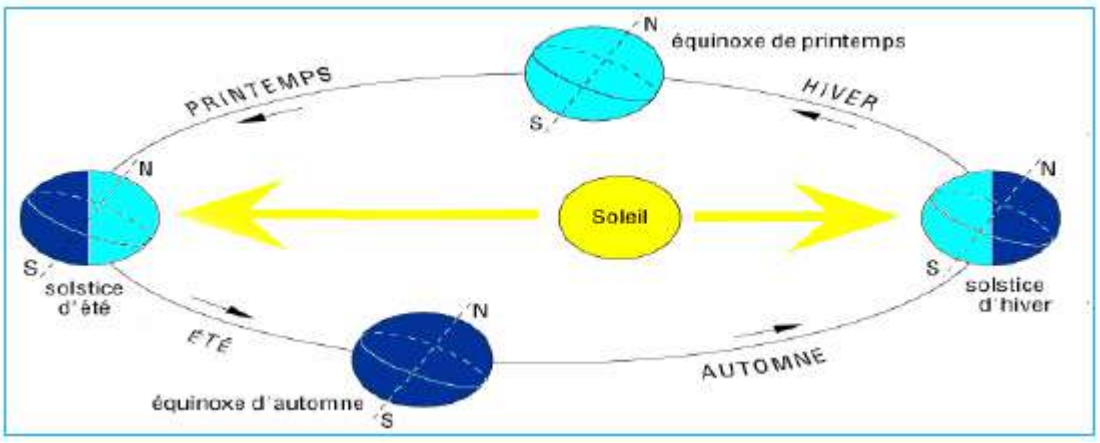


Figure I.1: Le mouvement de la terre autour du soleil [4].

I.4.Rayonnement solaire en atmosphère terrestre

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'onde électromagnétique solaire .Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0.2μm et 2.5μm.Inclut le domaine visible (ondes lumineuse de0.4μm à 0.8μm).

Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires des devront donc être compatible avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons [5].

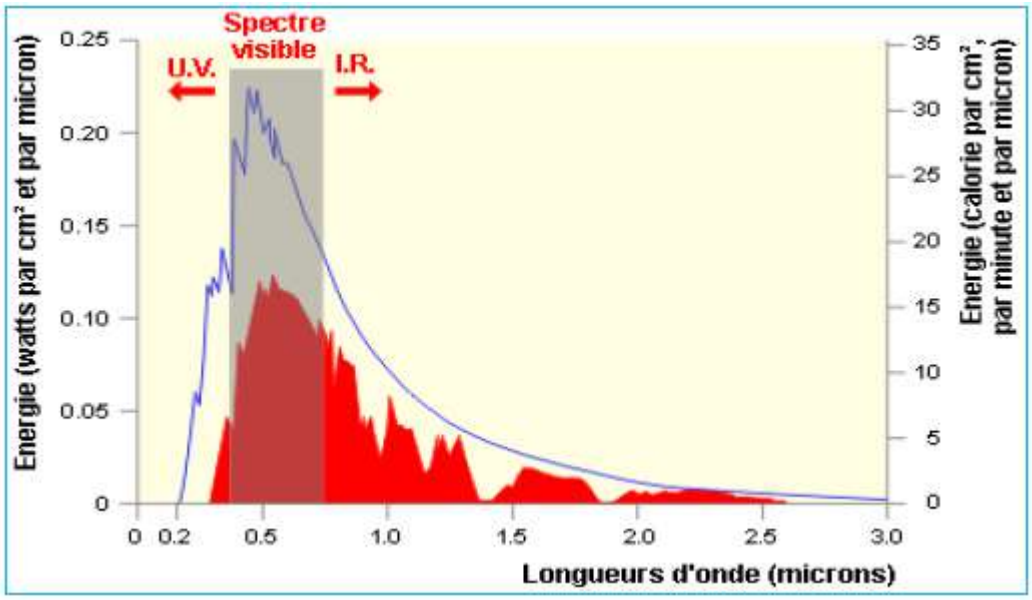


Figure I.2 : Représentation de l'analyse spectrale des rayonnements solaires [5]

I.5. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell-Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages. Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il ya urait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qu'elle-même dépend de la période de l'année considérée [2].

Elle est définit par l'équation suivant [5] :

$$S_0 = \frac{2}{15}\omega_0 \qquad (1)$$

ω0 : L'angle horaire au coucher de soleil (°) ;

S0 : Durée du jour ;

I.6. Constante solaire

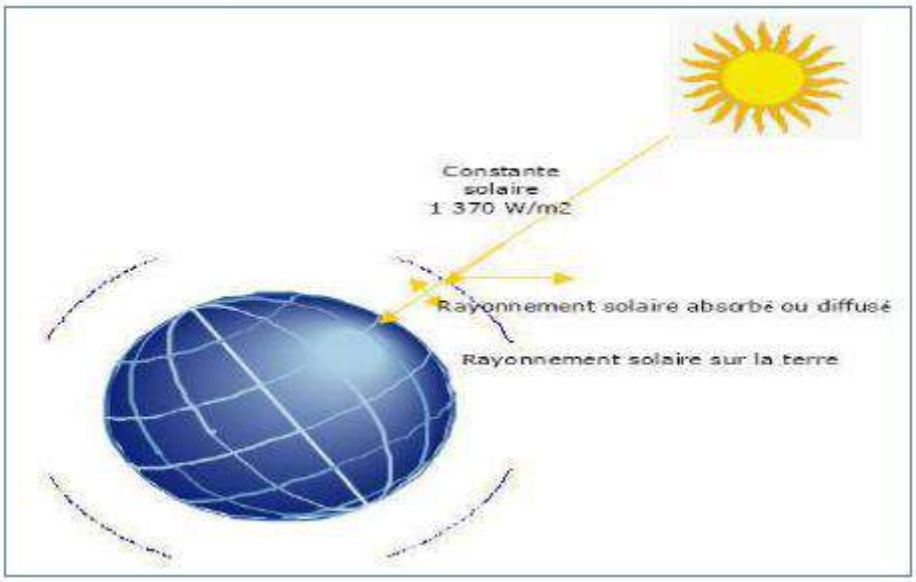


Figure I.3 : La constante solaire [2].

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Solaire égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367W/m2 par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos(Suisse)[2].

I.7. Rayonnement solaire

Le soleil émet en permanence dans toutes les directions de l'espace de rayonnements électromagnétique composés de grain de lumière appelés photons ces rayonnement se propagent à la vitesse de la lumière c ; il lui faut donc en moyenne, 499 secondes soit 8 minutes et 19 secondes pour atteindre notre atmosphère [5].

L'énergie, Eph de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde par la relation :

$$E_{ph} = \frac{h_c}{\lambda} \qquad (2)$$

Ou h est la constante de Planck =$6.62.10^{-34}$ j. s.

I.8. Caractéristique de rayonnement solaire

I.8.1. l'atmosphère

Les couches atmosphériques modifient profondément la distribution spectrale du rayonnement solaire. Il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes complexes d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols(les poussières des cendres, des micros cristaux, des micros gouttelette, des fumées de pollution industrielle dont la taille varie de 0.5 à 10 µ m.) ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge [6].

I.8.2. Masse d'air

On appelle masse d'air AM, la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Elle est donnée en fonction de l'angle entre le soleil et le zénith [7].

Où :

Θ: représente l'angle entre la position du soleil et le zénith exprimée en (Degré).

$$AM = \frac{1}{\sin\Theta} \qquad (3)$$

I.9. Différents types de rayonnement

En traversant l'atmosphère, le rayonnement Solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue :

I.9.1. Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire [6].

I.9.2. Le rayonnement diffus

Est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu). Le rayonnement global sur la terre et sa part de rayonnement diffus varie au cours de l'année [8].

I.9.3. Le rayonnement réfléchi (L'albédo)

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige.)[7].

Tableau I.2: Quelque valeur de l'albédo. [2]

Surface de sol	Albédo
Surface d'eau	0.01 à 0.1
Foret	0.05 à 0.2
Sol cultivé	0.07 à 0.14
Pierres et rochers	0.15 à 0.25
Champs et prairies	0.1 à 0.3
Sol nul	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraiche	0.8 à 0.95

I.9.4. Le rayonnement global

Le rayonnement global (G) est la somme des rayonnements diffus et direct [3].

$$G = G_{dir} + G_{dif} + G_{rif} \quad (4)$$

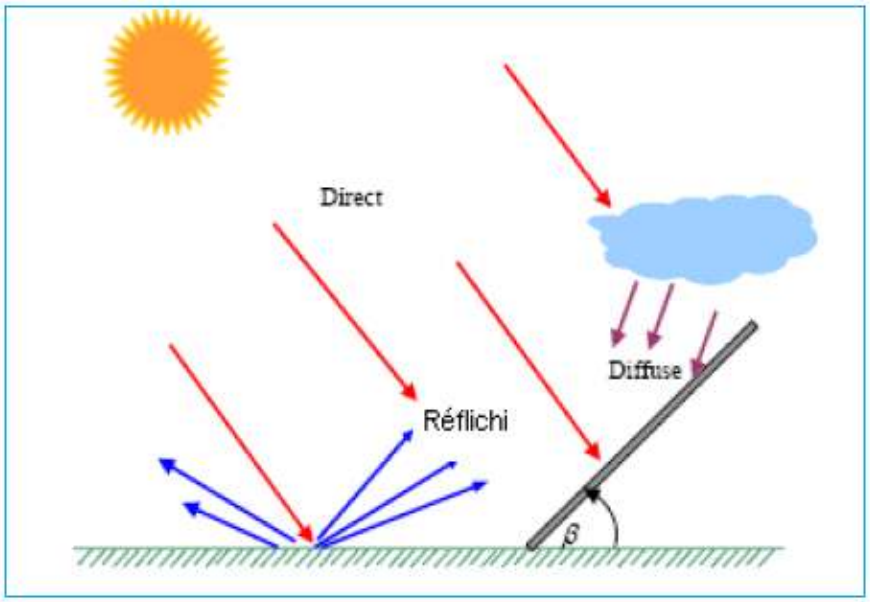


Figure I.4 : Les composantes du rayonnement solaire global [3]

I.10. La sphère céleste

La sphère céleste est une sphère imaginaire d'un diamètre immense, qui admet pour centre la terre, et pour rayon la distance (terre – soleil). On considère que tous les objets visibles dans le ciel se trouvent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes Caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure (I.5).

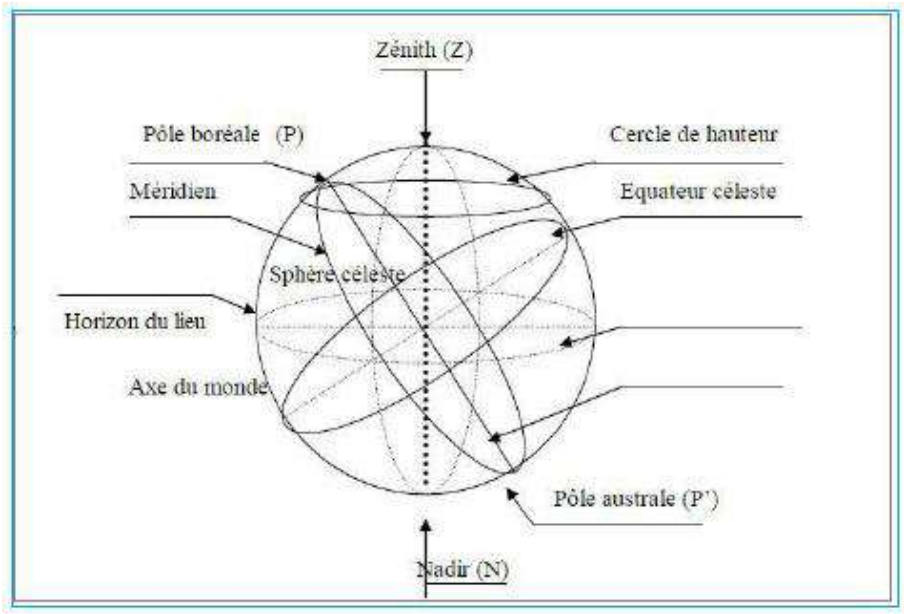


Figure 1.5 : La sphère céleste [8].

La direction des objets peut être quantifiée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes [8].

I.11. Les coordonnées célestes

I.11.1. Coordonnées géographiques

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

I.11.1.1. Latitude φ :

C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\theta > 0$, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud [9].

I.11.1.2. La longitude λ:

(λ) d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut être comprise entre -180 et 180 °. A tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'Ouest [2].

I.11.1.3. L'altitude

C'est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée par mètre (m) [5].

I.11.2. Les coordonnées horaires

Les coordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liés à l'heure de l'observation. La position du soleil est exprimée par deux angles qui sont :

I.11.2.1. La déclinaison δ

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ses deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver (-23°,27') et au solstice d'été (+23°,27'). Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisée par Cooper [9].

La déclinaison est donnée par la formule suivante [5]:

$$\delta = 23{,}45\ [\sin \frac{2\,\pi(284+n)}{365}] \qquad (5)$$

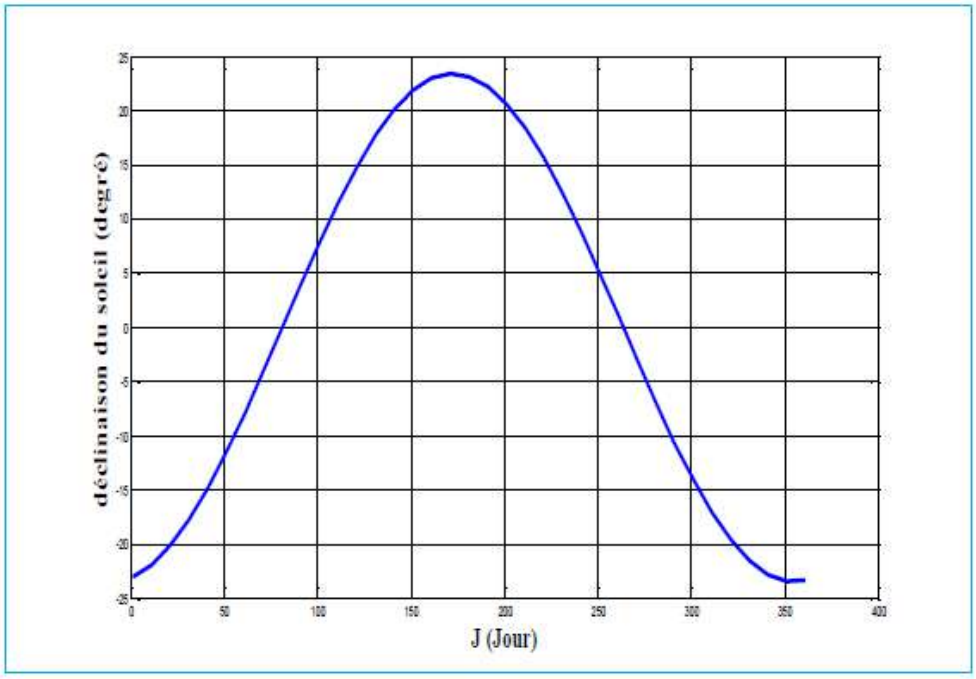


Figure I.6: Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J [5]

I.11.2.2. Angle horaire ω

L'angle horaire étant l'angle ou l'arc compté sur l'équateur dans le rétrograde à partir du plan vertical du lieu passant par le sud jusqu'au plan méridien passant par le par le centre du soleil .Il mesure la course du soleil dans le ciel.

L'angle horaire définit le temps solaire vrais TSV, il est midi TSV si ω = 0. Exprimé en degrés d'angle, sa valeur est nulle à midi solaire, elle est négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures).

L'angle horaire ω (°) est donné par la formule suivante [5] :

$$\omega = 15(TSV-12) \tag{6}$$

TSV : est le temps solaire vrai en heur

I.11.3. Coordonné horizontale

I.11.3.1. Hauteur angulaire

La hauteur angulaire du soleil, communément appelé hauteur du soleil ou élévation du soleil, est l'angle compris entre la direction apparente du soleil ave sa projection sur le plan h horizontale du lieu considéré .Sa valeur est nulle au lever ou au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith par la relation suivante [5]:

$$\text{Sin}\,(Y) = \text{Cos}(\delta).\cos(\omega)\cos(\varphi) + \sin(\delta).\sin(\varphi) \tag{7}$$

I.11.3.2. Azumit ψ

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne l'azimut est donnée ci-dessous [9]:

$$\text{Cos}\ \psi = \frac{(\sin\varphi \sin\theta - \sin\delta)}{\cos\varphi \cos\theta} \tag{8}$$

I.11.3.3. Angle zénithal

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil .Il varie de 0 jusqu'à 90° [5].

$$\text{Cos}\,(\Theta_z) = \cos(\delta).\cos(\omega).\cos(\varphi) + \sin(\delta).\sin(\varphi) \tag{9}$$

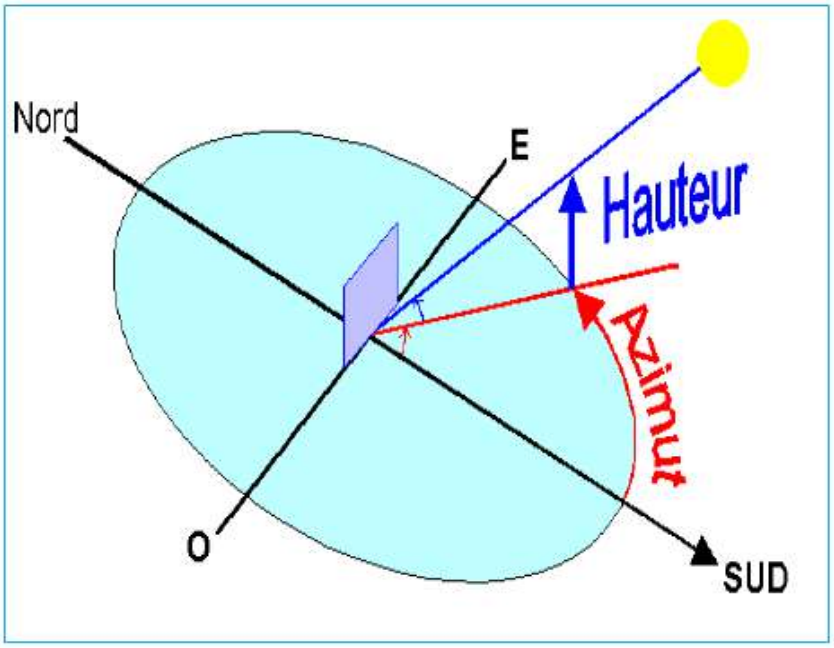


Figure I.7 : Coordonné horizontale [5]

I.12. Temps solaire

I.12.1.Le Temps Solaire Vrai (T.S.V)

Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression [3] :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{12} \quad (10)$$

I.12.2. Le Temps Solaire Moyen (T.S.M)

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation [8] :

$$Et = TSV - TSM \quad (11)$$

I.12.3. Le temps universel (TU)

Est le temps moyen de Greenwich, Il définit par [3] :

$$Tu = TSM - \frac{\lambda}{15} \quad (12)$$

I.12.4. Le temps légal (TL)

Est le temps officiel d'un état, il est donné par [3] :

$$TL = TU + \Delta H \quad (13)$$

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré

I.12.5. L'équation du temps

ET C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considéré [10]

$$ET = 0.258\cos x - 7.416\sin x - 3.648\cos 2x - 9.228\sin 2x. \quad (14)$$

$$\text{Avec } X = \frac{360(N-1)}{365.25}$$

Où l'angle x est défini en fonction du numéro du jour n. Le décompte commence à partir du 1er janvier où n=1

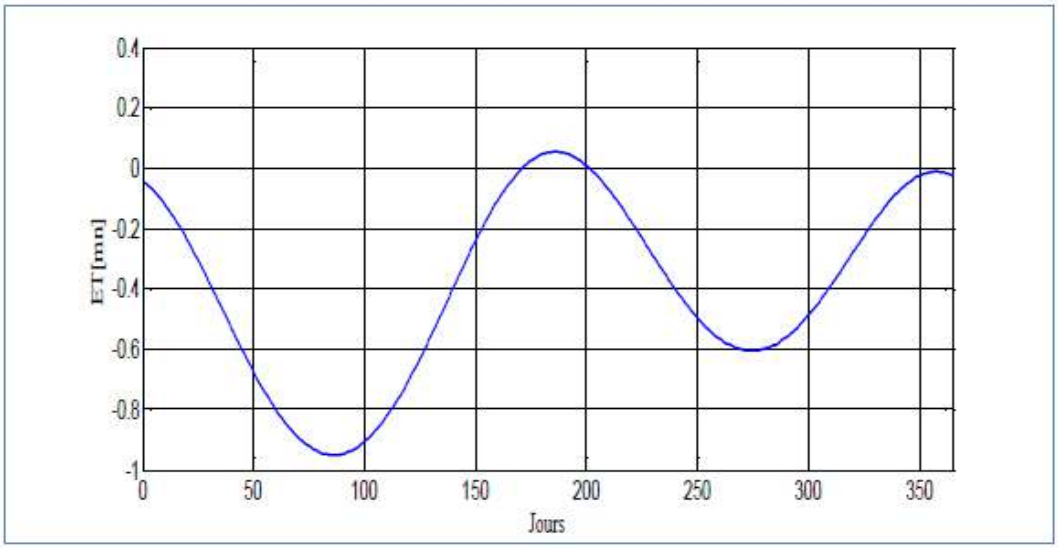


Figure I.8 : Graphe des variations annuelles de l'équation du temps [10]

I.13. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [11].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure(I.9)

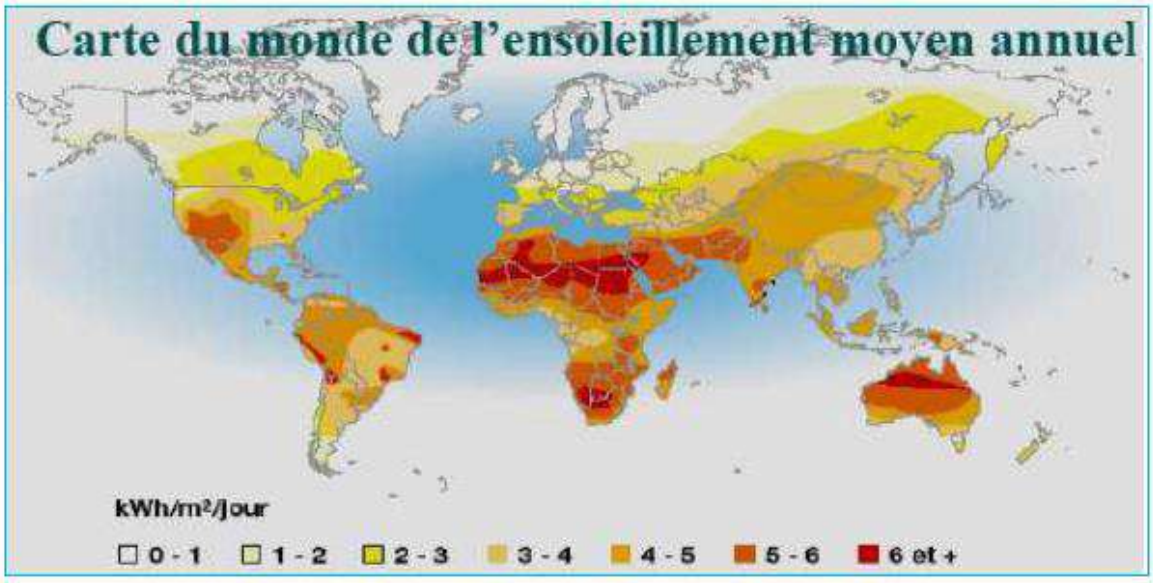


Figure I.9 : Carte du monde de l'ensoleillent moyen annuel [12]

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I.5 selon l'ensoleillement reçu annuellement [12].

Tableau I.3 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [12]

Régions	Régions côtières	Hauts plateau	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m2/an)	1700	1900	2650

I.14. Conclusion

L'Algérie possède un gisement solaire parmi les gisements plus élevé dans le monde, la durée moyenne d'ensoleillement dans le Sahara algérien est de 3500 heures. Ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable.

CHAPITRE II :

Généralité sur les systèmes photovoltaïque

II.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable permettant .de produire de l'électricité par la transformation d'une partie du rayonnement solaire grâce à des modules solaires photovoltaïques, comprenant plusieurs cellules photovoltaïques reliées entre elles. Les impacts locaux du solaire sont très réduits : pas de bruit, pas de rejets et, sur le plan visuel, une relative discrétion voire pour certaines structures intégrées au bâtiment une réelle élégance.

Une fois ces rappels sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir [13]:

- Les systèmes autonomes
- Les systèmes hybrides
- Les systèmes connectés au réseau

II. 2. Principe de fonctionnement d'une installation PV

Une installation photovoltaïque se compose de modules solaires, eux-mêmes constitués de cellules photovoltaïques, à base de silicium le plus souvent.

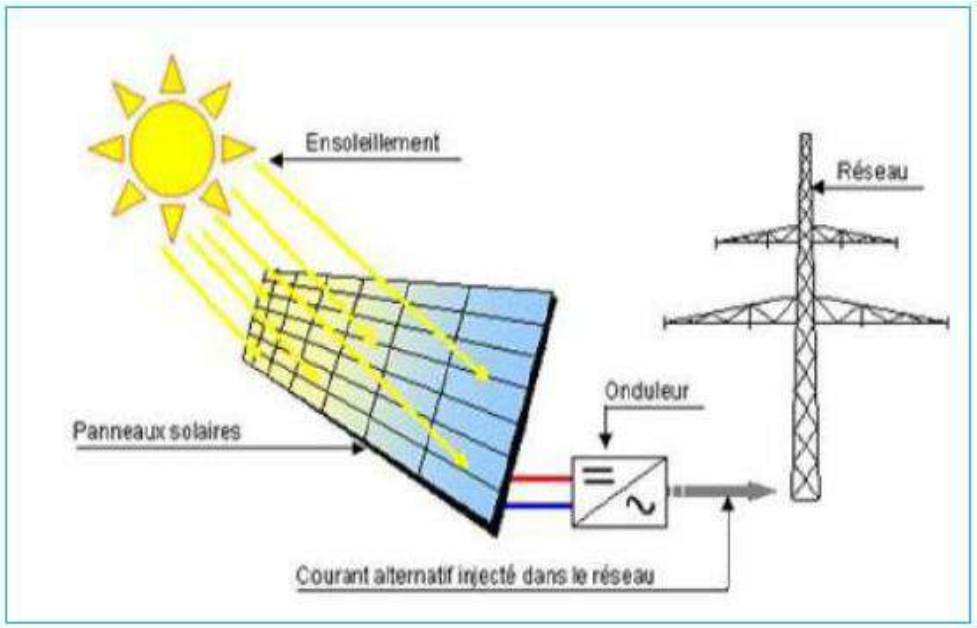


Figure II.1 : Système PV [2].

Ces générateurs transforment directement l'énergie solaire en électricité (courant continu). La puissance est exprimée en Watt- crête (Wc), unité qui définit la puissance électrique disponible aux bornes du générateur dans les conditions d'ensoleillement optimales. Un ou plusieurs onduleurs convertissent le courant continu produit en courant alternatif à 50Hz et

220 V. Selon le choix retenu, toute ou une partie de la production est injectée sur le réseau public, et le reste est consommé par le producteur. Lorsque la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'électricité nécessaire [2].

II.3. Définition d'un système photovoltaïque

L'intérêt essentiel des générateurs photovoltaïques est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent. Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites vaguer, de puis très largement par la suite pour l'espace. Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol datent de 1956 et ont été conçues pour des applications en sites isolés et principalement dans les pays en voie de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont généralement restreints aux grands centres urbains. Les premiers systèmes conçus ne délivraient que de très faibles puissances, de l'ordre de quelques dizaines de watts, pour subvenir à des besoins très spécifiques, tels que balises de navigation ou émetteurs radio [14].

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de Composant qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi « balance of system » ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, [1] à la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser ces modules, câblage, la batterie en cas de stockage, son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonction en courant alternatif.

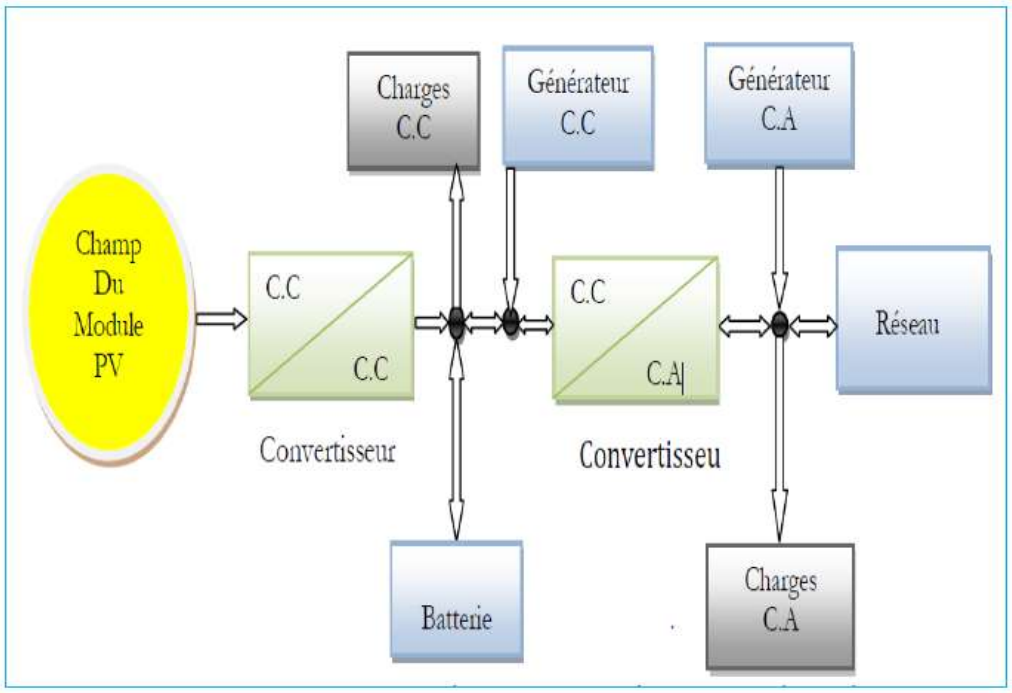


Figure II. 2 : Schéma synoptique d'un système PV [7].

II.4. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Selon la manière dont l'énergie est utilisée, [13] il existe trois différents types de Systèmes PV :

- Systèmes autonomes.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes raccordés au réseau

II.4 . 1. Systèmes photovoltaïques autonomes

En mode autonome, le générateur photovoltaïque représente la seule source d'énergie .Électrique pour alimenter des récepteurs comme les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignés ainsi qu'à des applications comme la surveillance et le pompage d'eau. [15] En mode autonome, le système est constitué généralement des éléments suivants :

- ✓ Le champ de modules PV charge la batterie en période d'ensoleillement ;
- ✓ La batterie alimente la charge et assure un stockage de l'énergie électrique ;
- ✓ Le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge de l'énergie produite par le champ de modules PV et inclut habituellement une protection contre les décharges profondes de la batterie
- ✓ Un convertisseur de charge permet l'utilisation d'appareil à courant continu ou à courant alternatif.

Il existe deux types de systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage et sans Stockage.

II-4.1.1. Système autonomes sans stockage

C'est le système le plus simple puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. L'appareil alimente par ce système ne fonctionnera qu'en présence de la lumière, et des que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée.

Ce type de système est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumières. L'inconvénient de ce système, c'est qu'on ne profite pas toujours des éclairements les plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération des surplus d'énergie solaire [1].

II.4.1.2. Système av autonomes avec stockage

Cette installation est constituée essentiellement de trois composants : des modules solaires, la batterie, et le régulateur de charge (figure III.3). La batterie d'un tel système séchage le jour et sert de réservoir d'énergie en permanence ; elle peut recevoir un courant de charge

et débiter un courant de décharge de valeur différente sans problème, à un instant donné. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie à travers le régulateur de charge, cela pour assurer le chargement optimal de l'accumulateur tel que, lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge [1].

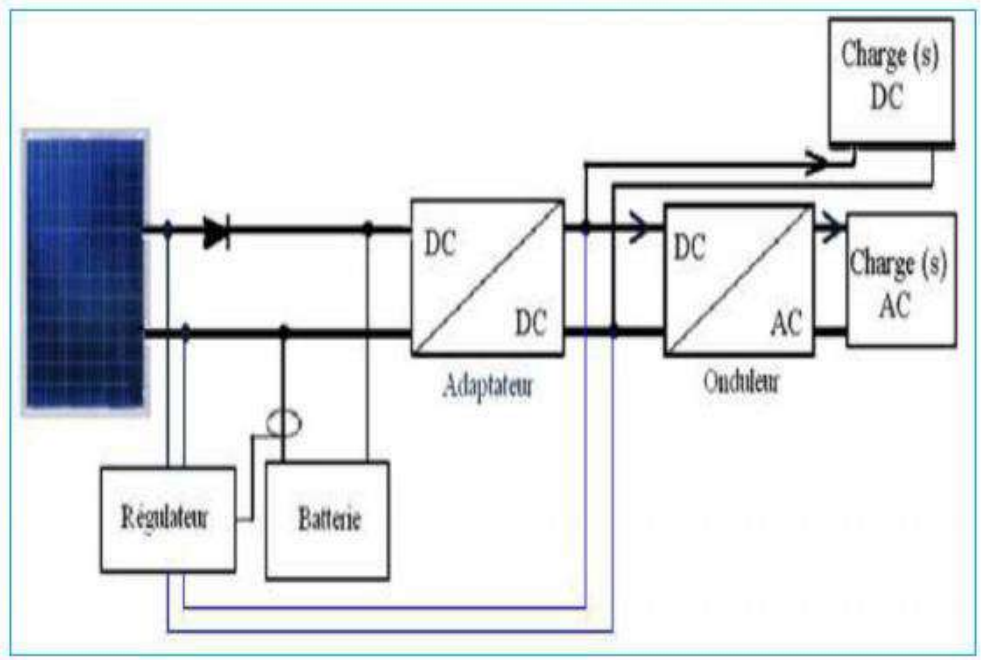


Figure II.3 : Système photovoltaïque avec stockage [1]

II.4.2. Système photovoltaïque hybride

Ils sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques.

Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries [16].

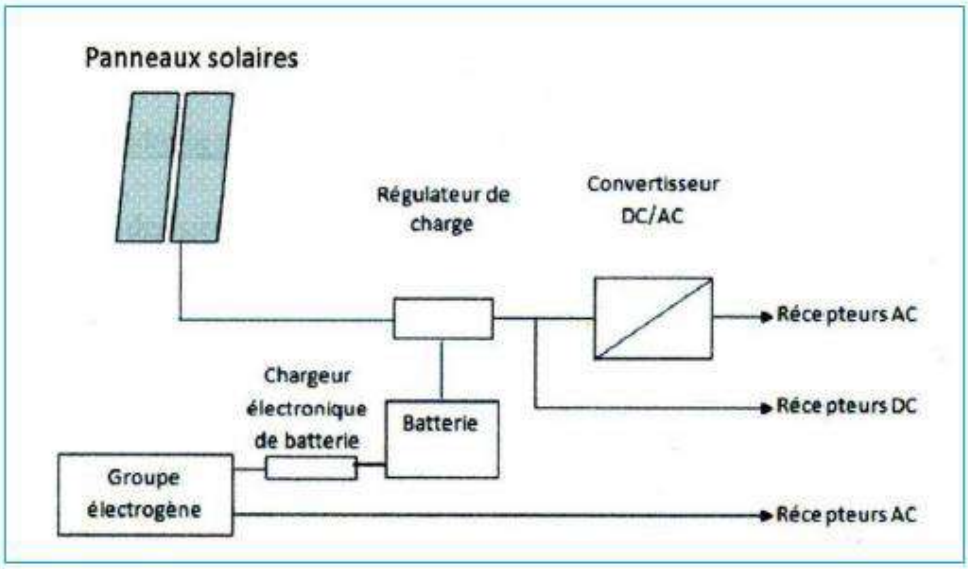


Figure II.4 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène [1]

II.4.3. Système photovoltaïque connecté au réseau

La Fig. (II.5) représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les panneaux est directement consommée par les charges locales de l'habitat.

L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau. Et en cas de coupure réseau, l'onduleur stoppe l'injection d'électricité photovoltaïque produite sur le réseau et bascule la production sur un circuit électrique de secours parallèle, constitué d'un ensemble de batteries. La protection de découplage permet de supprimer tout risque d'électrocution en cas de rupture de courant pour le personnel intervenant. Cette fonction est assurée par l'onduleur qui s'arrête automatiquement lorsque le réseau est mis hors tension.

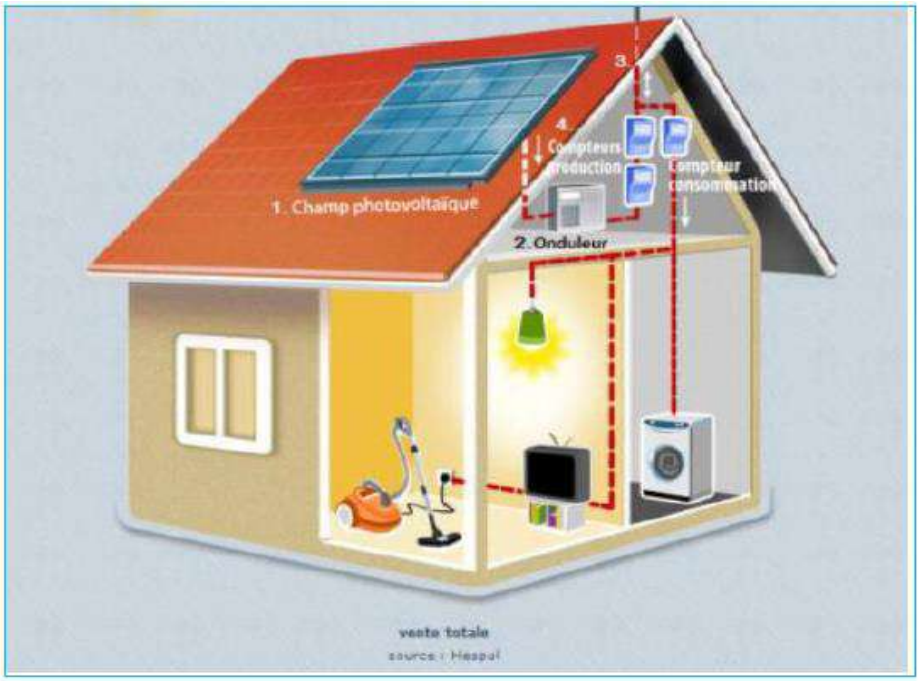


Figure II.5 : Système photovoltaïque connecté au réseau [17]

Les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (puissance maximale). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, ce convertisseur améliore la rentabilité du système global [17].

II.4.3.1.Les centrales photovoltaïques connectées au réseau

Une première classification des centrales photovoltaïques connectées au réseau en fonction de leurs tailles peut être faite de la manière suivante [18] :

Centrales de petite taille (Pw = 1 à 10 KW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [18].

- Centrales de taille moyenne (PW = 10 à 500 KW)

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension [16].

- Centrales de grande taille (PW≥500 KW)

Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité on peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [4]

II.4.3.2Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque.

- Les systèmes à connexion direct au réseau. Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.
- Le système à bus continu intermédiaire. Le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un bus continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique (THD). On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [2].
- Système PV connecté directement au réseau

La structure présentée à la figure (II.6) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possible. Dans ce cas, on associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternatif à un hacheur élévateur de tension. Un onduleur (convertisseur continu /alternatif) photovoltaïque classique est placé en sortie des modules.

Son rôle est de faire fonctionner les modules à leurs points de puissance maximum et de convertir le courant continu photovoltaïque en courant alternatif synchronisé avec le réseau. L'énergie produite par les modules photovoltaïques doit pouvoir alimenter les charges, le surplus est injecter sur le réseau [2].

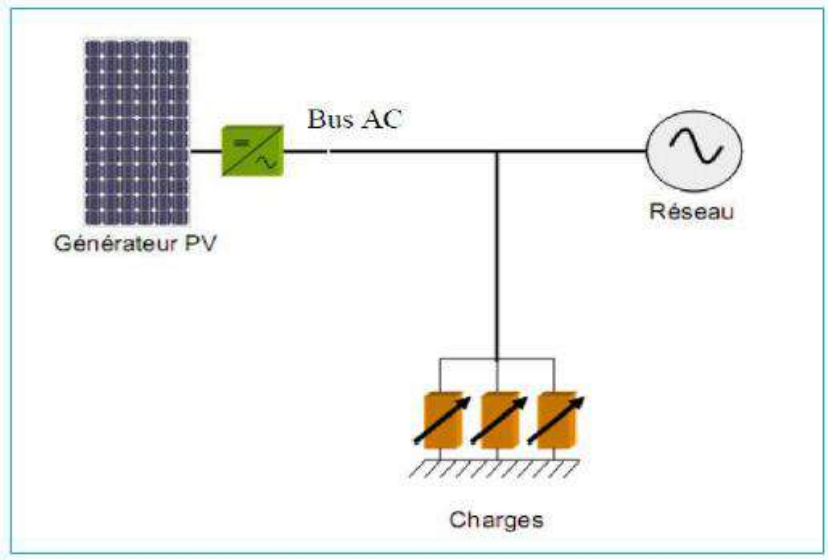


Figure II.6 : Architecture du système PV avec un bus en courant alternatif (AC). [2]

Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système PV du réseau. L'inconvénient majeur de cette architecture est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus le contrôle du point de fonctionnement maximum est approximatif car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [2].

- **Systèmes à bus continu intermédiaire**

Dans ce cas, le système comporte deux éléments de conversion Figure(II.7). Un convertisseur continu/continu (hacheur) placé en sortie des modules photovoltaïques qui contrôle le point de fonctionnement maximum du générateur photovoltaïque et élève sa tension de sortie délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension de sortie des modules plus de 4 ou 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur central pour avoir une sortie sinusoïdale.

L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome.

Les inconvénients majeurs de ce type de montage sont :

- La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module,
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien [2].

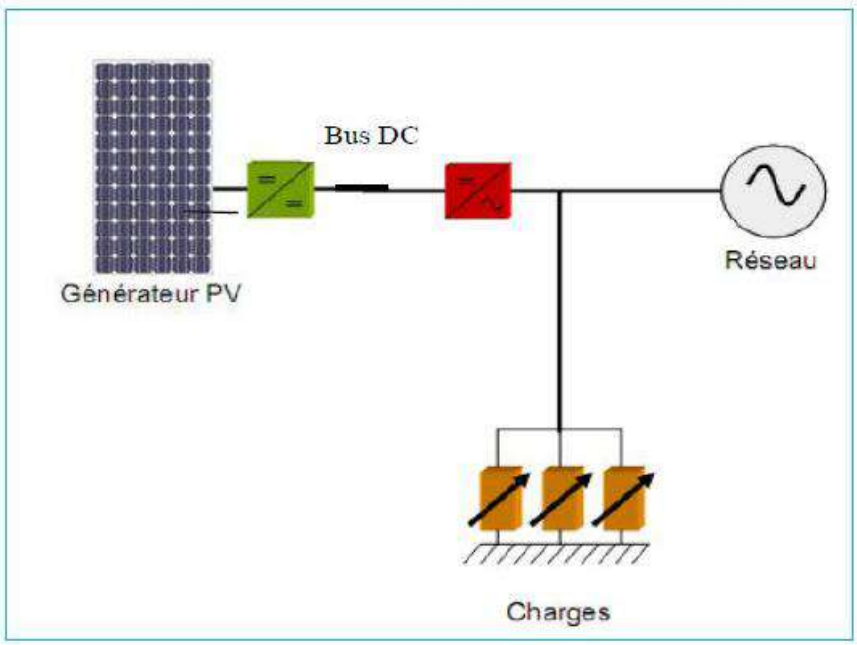


Figure II.7 : Architecture du système PV avec un bus en courant continu (DC) [2]

II. 5. Cellules photovoltaïques

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- ✓ D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne,
- ✓ D'une couche anti- reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires,
- ✓ D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode,
- ✓ Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

La tension générée peut varier entre 0.3 V et

0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [19].

II.5.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La jonction p-n de ces deux matériaux semi-conducteurs fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie (hV) est supérieure à celle de l'énergie du matériau semi-conducteurs, a appelée l'énergie de bande gap (Eg), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type p et celui de trous du semi-conducteur de type n'augmente considérablement.

Si les photons incidents ont une énergie inférieure à(Eg) ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque. La figure (II. 8) illustre le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

L'énergie des photons est donnée par [20].

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

Avec :

E : énergie de photon (ev) ;

H : constante de Planck

V : fréquence de la lumière ;

C : vitesse de la lumière ;

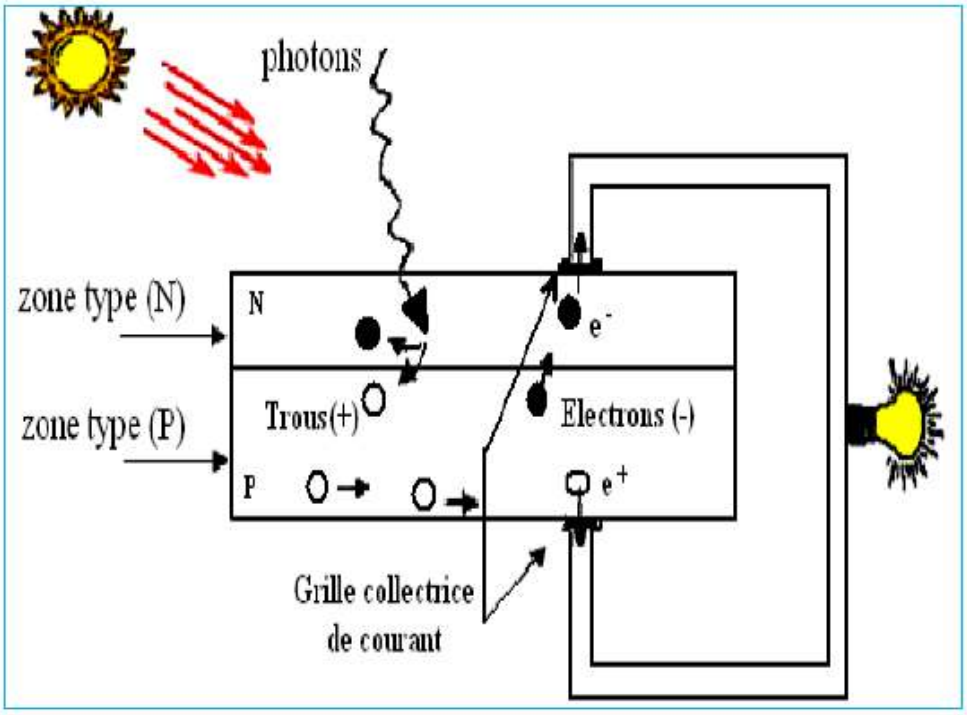


Figure II.8 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

D'une autre manière, quand un semi-conducteur est éclairé par la lumière du soleil, les photons qui la constituent sont capables de transmettre leurs énergies aux électrons de valence du semi-conducteur pour rompre la liaison qui les maintient liés aux atomes respectifs. Pour chaque liaison rompue, on obtient un électron et un trou libres circulant dans le matériau. Sous l'effet du champ électrique, l'électron va du côté N et le trou du côté P. Les trous se comportent, sous différents aspects, comme des particules avec une charge positive égale à celle de l'électron. La différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VOC). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (ICC) et dépend fortement du niveau d'éclairement [20].

II.5.2 .Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque

Le courant délivré sur une charge par une cellule PV éclairée s'écrit [21] :

$$I(V) = I_{Ph} - I_{obsc}(V) \quad (2)$$

Avec :

I_{Ph} : Densité de courant photo-généré

I_{Obsc} : Densité de courant d'obscurité.

Pour une cellule photovoltaïque idéale, l'équation (II.1) peut être sous la forme suivante

$$I(V) = I_{Ph} - I_S(e^{(q_v/KT)} - 1) \quad (3)$$

Avec : Is : le courant de saturation de la diode, q : charge élémentaire, k : constante de Boltzmann et T : la température. Ainsi, dans une cellule photovoltaïque, deux courants s'opposent : le courant d'éclairement et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant.

La caractéristique d'une cellule sous obscurité est indiquée à celle d'une diode. Sous éclairement, la caractéristique a l'allure présentée sur la figure(II.9).

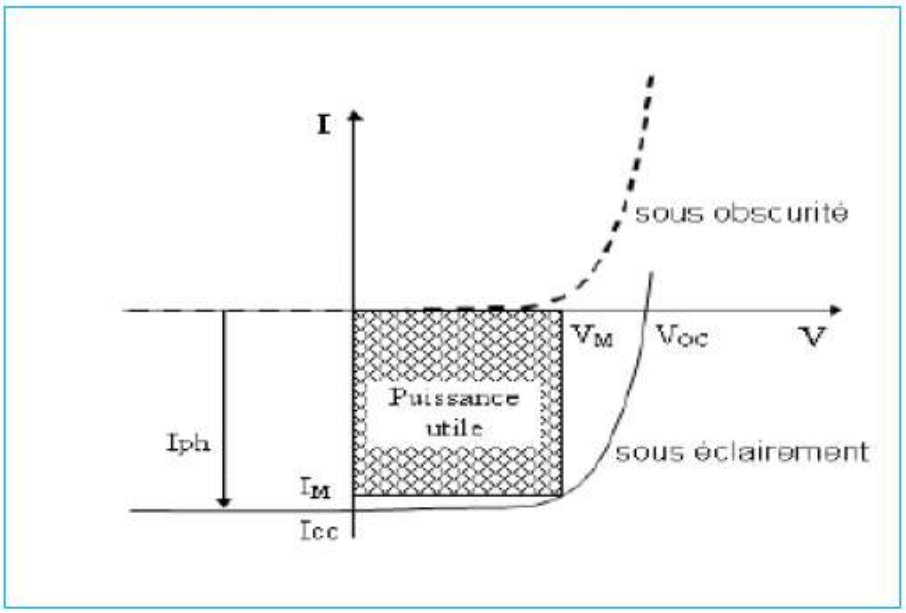


Figure II.9 : caractéristiques I=f(V) sous obscurité et sous éclairement d'une cellule PV [22]

II.5.2.1. Courant de court-circuit *Icc*

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (V = 0 V dans le Schéma équivalent). Il s'agit du courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire. Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température [6].

II.5.2.2 .Tension de circuit ouvert *Vco*

La tension de circuit ouvert (open circuit) *Vco* est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie, [22] et décroît avec la température et change peu avec l'intensité lumineuse. La tension en circuit ouvert peut être calculée à partir de :

$$V_{OC} = \frac{KT}{q}\ln\left(\frac{I_{PH}}{I_S} + 1\right) \quad (4)$$

II.5.2.3 . Facteur de forme FF

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée ***Pm = Pmax***) pour un point de fonctionnement

Pm Im = Imax, Vm= Vmax de la courbe courant- tension [23].

Le facteur de forme est défini par la relation suivante

$$FF = \frac{P_m}{V_{co}I_{cc}} = \frac{V_m \times I_m}{V_{co}I_{cc}} \quad (5)$$

II.5.2.4. Rendement η

Il est définit comme le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule. Si S est la surface de

la cellule (en m²) et E est l'éclairement-irradiante (en W/m²) .Le rendement énergétique s'écrit [24].

II.5.3. Différents types des cellules solaires

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par a un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent.

Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [25].

II.5.3.1. Cellules monocristallines

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal (Voir Figure (II.10).Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie ; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche anti- reflet, pose des collecteurs), le Wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de15 à 22 %, mais la méthode de production est laborieuse [25].

II.5.3.2. Les cellules poly- cristallines

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles proviennent aussi du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et hétérogènes [26].

.Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

II.5.3.3. Cellules amorphes

Le silicium amorphe est apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible) [26].

- ✓ Coût de production bien plus bas.
- ✓ Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- ✓ Fonctionne sous très faible éclairement.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellurure de cadmium (*Ca Te*), l'arséniure de gallium (*Ga As*) ainsi que le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.

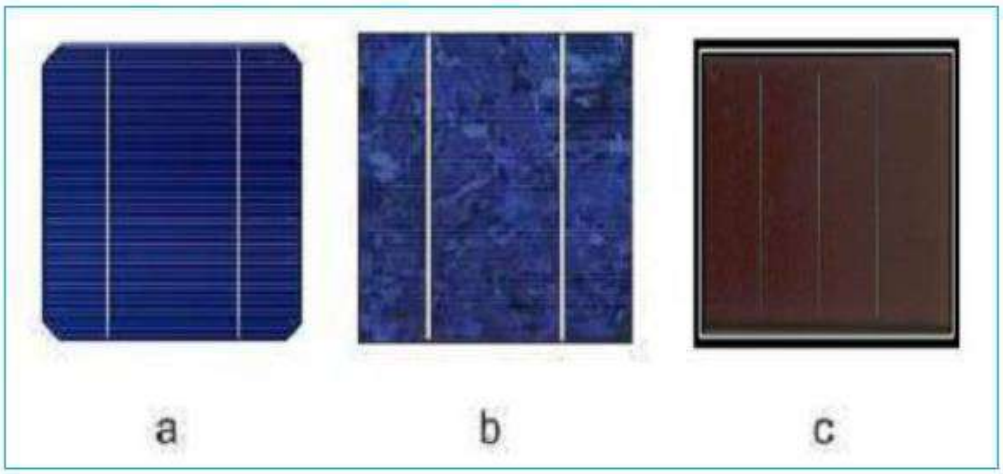


Figure II.10. Types des Cellules photovoltaïque : (a) monocristallin, (b) poly-cristalline, (c) amorphes [16]

II.5.4. Association des cellules photovoltaïques

La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules, pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel électrique usuel. Les puissances des modules disponibles sur le marché s'échelonnent entre quelques watts-crête (Wc) et quelques dizaines de watts-crête. (Wc).

Représente la puissance électrique maximum délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard, Irradiation solaires de 1000 W/m2, T° de jonction de 25°C, charge optimale [27].

II.5.4.1. Association en série

Une association de (Ns) cellule en série figure (II.11) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.

L'équation résume les caractéristique électriques d'une

Association série de (Ns) cellules [28].

$$V_{CON_S=} N_S \times V_{OC} \quad (6)$$

$$I_{CC} = I_C \quad (7)$$

Voc .Ns : la somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série ;

Icc .Ns : Courant de court-circuit de Ns cellules en série ;

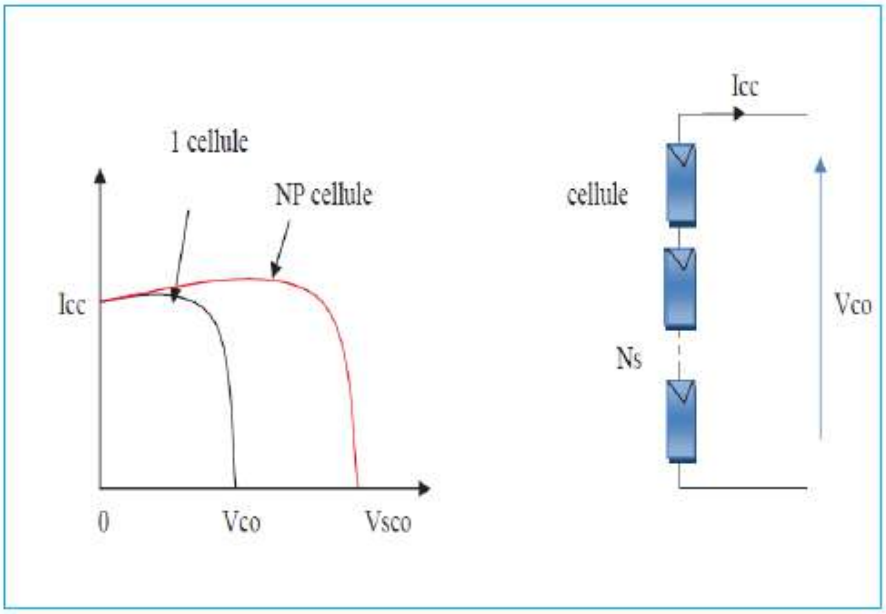


Figure II.11. Caractéristique courant tension de Ns cellule en série [28]

II.5.4.2. Association en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure (II-12) montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèle *SNp* cellules identiques [27].

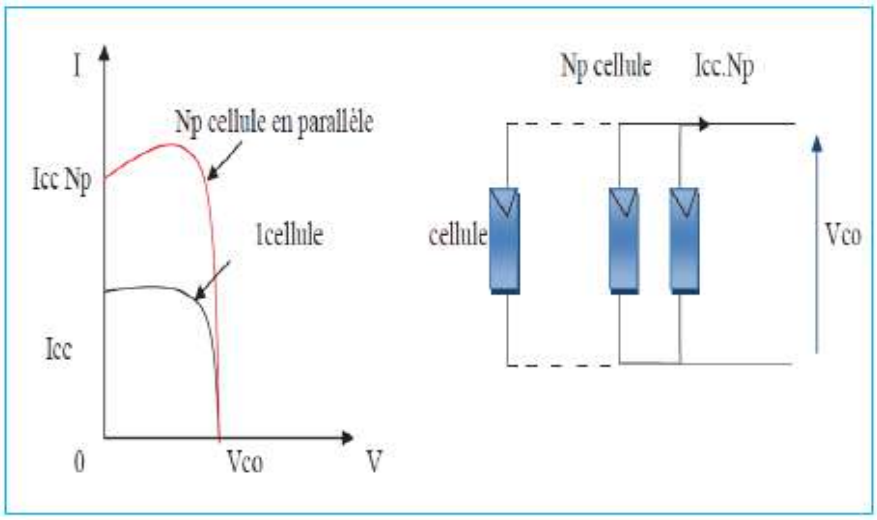


Figure II.12 : Caractéristique courant tension de (***Np***) cellule en parallèle [19]

II.5.4.3. Branchement mixte

Si pour une application donnée il est nécessaire de faire augmenter le courant et la tension délivrée par les cellules solaires, on réalise un groupement mixte ou groupement série-parallèle. On parlera dans ce cas de module et de panneaux solaires. Un panneau solaire est par définition un ensemble de modules regroupés selon un montage mixte, le module étant à son tour composé d'un ensemble de cellules montées généralement en série.

Il est possible d'utiliser un montage de ***NC*** cellules identiques en série sur un module, ***NSP*** nombre de branche (placées en parallèle) et ***NMS*** nombre de modules par branche figure (II.13) [23].

La puissance totale disponible ***PT***, dans ces conditions, est égale

$$P_{T=}N_{MS} \times N_{SP} \times P_M \qquad (8)$$

La résistance optimale est donnée par

$$R_{OP} = \left(\frac{N_{MS}}{N_{SP}}\right) \times P_M \qquad (9)$$

Où ***Roptm*** est la résistance optimale du module dans les mêmes conditions

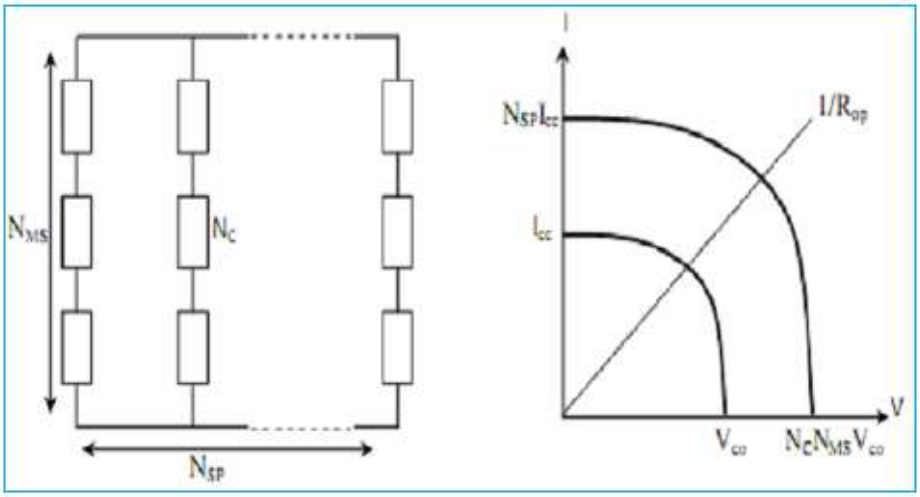


Figure II.13 : Association mixte de NSP branches et de NMS modules composés de ***Nc*** cellules solaires identiques [23]

II.6. Avantages et inconvénients d'une installation PV

II.6.1. Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux [29].
- 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
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

II.6.2. Inconvénients

- Le coût initial des systèmes photovoltaïques est élevé, même si la rentabilité à long terme est assurée [30].

Ils sont donc parfois hors de portée des personnes à faibles revenus

- Dans la plupart des installations, l'électricité doit être stockée dans des batteries. Or, les batteries :

  (1) requièrent une maintenance régulière,

  (2) doivent être remplacées périodiquement et (3) peuvent avoir un impact sur la performance du système (lorsque les produits locaux sont de mauvaise qualité ou ne peuvent pas être remplacés).
- Les systèmes photovoltaïques de faible puissance requièrent souvent des équipements à courant continu dont l'efficacité énergétique est supérieure à celle des équipements à courant alternatif, mais dont le coût est souvent plus élevé.
- Les systèmes photovoltaïques doivent être conçus et installés par des techniciens car toute erreur de conception ou de réalisation conduirait à créer une installation d'un rendement inférieur à celui des solutions alternatives .

- Les systèmes photovoltaïques de forte puissance nécessitent souvent un système de secours (éolien ou fuel) pour les périodes de forte demande ou de fort engagement
- L'électricité solaire photovoltaïque n'est pas économiquement viable pour les charges thermiques de type cuisson, chauffage, ou repassage.

II.7. Conclusion :

Dans chapitre nous avons présente les différent type des systèmes photovoltaïque, ainsi nous avons présente les cellules photovoltaïque et leur Caractéristique

CHAPITRE III : Description générale de la station de pompage étudiée

III.1-Introduction

Ce chapitre est consacré à donner une présentation générale de la station de pompage et ces différents équipements utilisés, et leur état de fonctionnement.

III.2- Présentation de l'ADE :

L'algérienne des eaux (ADE) est un établissement public nationale à caractère industriel et commercial doté de la personnalité morale et d'une autonomie financier .Il a été créé par le décret exécutif n°01-101 du 21 avril 2001.l'établissement est placée sous la tutelle du ministre chargé des ressource en eau.

III.3- Localisation géographique de la station de pompage :

La station de pompage étudie est située au Est de willaya de Médéa à la commue de Beni Slimane à côté de la route nationale N° 18. Elle est installé sur une surface de 3000 m^2 ; La station de pompage **SP11** refoule sur deux couloirs avec deux ensembles de pompage différents avec un ensemble de pompage par refoulement :

Refoulement sur le 1er Couloir : Le refoulement de l'ensemble de pompage N°1 avec [1+1] pompe pour un débit totale de 638 l/s se fait vers le réservoir El Kerroucha ''R6'', ce dernier alimente gravitairement la bâche d'aspiration de la station de pompage SP12 et les localités limitrophes.

Refoulement sur le 2ème Couloir : Le refoulement de l'ensemble de pompage N°2 avec [1+1] pompe de réserve, pour un débit total de 125 l/s se fait vers le réservoir Beni Slimane .

III.4. Constitutions de la station

Cette station est constituée de quatre grandes sections :

1- Equipements de la station de pompage

2- Bâche d'aspiration

3- Chambre d'alimentation électrique.

4- anti –bélier

III.4.1. Equipements de la station de pompage

III.4.1.1. Pompe RDLO 350-690

Fiche technique

Général

Marque : KSB

Origine : Allemagne

Caractéristiques de fonctionnement :

Débit demandé : 638 l/s

HMT demandée : 160 m

Rendement : 85 %

Puissance nominal : 480 KW

Vitesse de rotation pompe : 1490 rpm

NPSH requis : 6,0 m

NPSH min disponible : 11,5 m

Liquide pompé : Eau potable

Température liquide pompe : 20 °C.



Figure III.1: La pompe RDLO 350-690 [26]

III.4.1.2. Pompe OMEGA 150-460

FICHE TECHNIQUE

Général

Marque : KSB

Origine : Allemagne

Caractéristiques de fonctionnement

Débit demande : 125 l/s

HMT demandée : 56 m

Rendement : 81,5 %

Puissance nominal : 100 KW

Vitesse de rotation pompe : 1487 rpm

NPSH requis : 3,3 m

NPSH min disponible : 3,8 m

Liquide pompe : Eau potable

Température liquide pompe : 20°C



Figure III.2: La pompe OMEGA 150-460 [26]

III.4.1.3. Vanne de sectionnement

Les appareils de robinetterie installés dans un circuit aux fins d'isolement surtout sont en général complètement ouverts ou complètement fermés.



Figure III.3: Vanne papillon de sectionnement [26]

III.4.1.4. Clapet anti-retour

Les appareils de robinetterie conçus pour assurer la prévention de retour sont appelés clapets de non-retour ou anti-retour. Ils sont désignés par le code CV (Check valve).



Figure III.4: Clapet axial type CLAPD [26]

III.4.1.5. Ventouse

Les appareils de robinetterie conçus pour assurer la prévention de dépression ou d'existence d'air sont appelés Ventouse. Ils sont désignés par le code AV (Air valve).



Figure III.5: Ventouse [26]

III.4.1.6. Soupape de sûreté et de décharge

Appareil de protection contre les surpressions qui se caractérisent par ouverture proportionnelle à l'accroissement de la pression par rapport à la pression d'ouverture.



Figure III.6: Soupape de sûreté et de décharge [26]

III.4.1.7. Joint de démontage

Appareil conçus pour faciliter comme leurs noms l'indiquent le démontage et le montage da la robinetterie et pièces spéciales de tuyauterie adjacente.



Figure III.7: Joint de démontage [26]

III.4.1.8. Système d'air comprime

Le système de compression d'air installé au niveau de la station de pompage **SP11** est situé sous la plate-forme de déchargement, destiné à l'alimentation de système de protection anti-béliers [26].

Le système de compresseurs d'air aura pour rôle:

- L'alimentation ou compensation d'air qui peut se dissoudre dans l'eau à l'intérieur des réservoirs anti-béliers.
- Pré gonflage des réservoirs anti-béliers à la mise en service de la station ou après une maintenance



Figure III.8: des compresseurs depuis la salle des pompes [26]

III.4.2. Bâche d'aspiration

Description :

Volume de la bâche : 2 x 1000 m^3.

Niveau minimum d'exploitation : 613,50 mNGA.

Niveau maximum d'exploitation : 618,10 mNGA.

III.4.3. Chambre d'alimentation électrique.

L'ensemble du site de la station de pompage **SP-11** comportent les unités suivantes[26] :

- Une bâche d'aspiration à deux compartiments.
- Une salle des pompes avec les deux ensembles de pompage.
- Un système de protection anti-bélier.
- Des locaux électriques MT.
- Une salle de contrôle commande.

Ces unités sont composées principalement de :

1 Tableau 30 KV

2 Transformateurs de puissance 7,5 MVA [30/6 KV]

1 Ensemble de Coffrets BT et d'éclairage

2 Groupes motopompes 480 KW – 2300 V

2 Groupes motopompes 100 KW – 360 V

1 Systèmes anti-béliers

1 Système de compression d'air

III.4.4. anti –bélier

Le dispositif de protection contre les coups de béliers est composé de réservoirs anti-béliers où chaque volume de réservoir est partiellement rempli d'air. L'autre partie du volume des réservoirs est remplie d'eau [26].

Vue les difficultés d'entretien des vessies, ces réservoirs sont directement à contact eau-air. La compensation de l'air dissous dans l'eau est prise en charge par une batterie de compresseur installée au niveau de la station de pompage.



Figure III.9: Système de protection Anti-béliers 2 x 35 m^3 [26]

III.5. Conclusion :

L'état et la disponibilité des équipements influent sur le fonctionnement des stations de pompage ; le système de pompage reviendra difficile à contrôler et à évaluer leur rendement lorsque les équipements ne fonctionnent pas bien.

Généralement les équipements de notre station fonctionnent bien sauf les manomètres et le débitmètre au refoulement.

Chapitre IV : Dimensionnement d'un système photovoltaïque alimenté la station de pompage SP11

IV.1. Introduction

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque exige la connaissance de:

- ✓ La quantité d'énergie solaire reçue au site d'installation
- ✓ Les caractéristiques des panneaux à utiliser
- ✓ Les caractéristiques des autres sources
- ✓ Les paramètres des étages de conditionnement
- ✓ Le besoin en énergie du site
- ✓ La nature de l'installation (autonome, hybride ou en réseau)

L'objectif consiste à déterminer la surface nécessaire en panneaux photovoltaïques en vue de répondre aux besoins en énergie de la station de pompage **SP11** à Beni Slimane. Ainsi le schéma fonctionnel du modèle énergétique d'une installation est le suivant [31]:

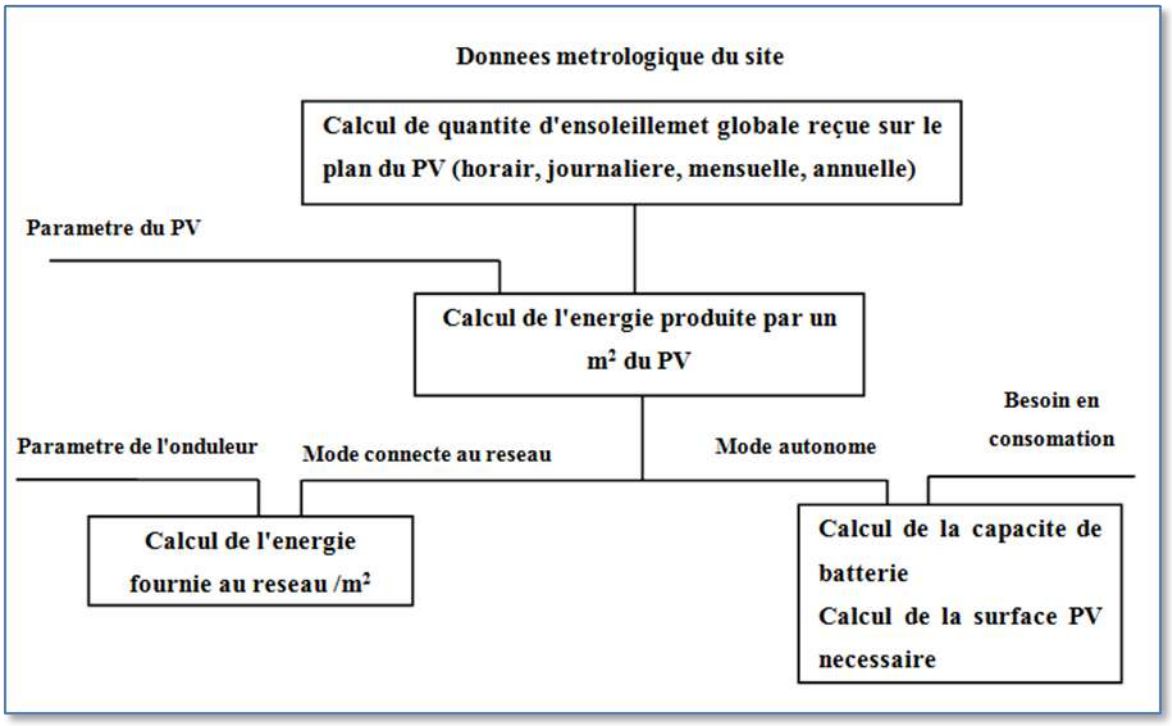


Figure IV.1 : fonctionnel du modèle énergétique d'une installation PV

IV.2. Dimensionnement de système photovoltaïque par une méthode manuelle

Pour le dimensionnement du système photovoltaïque on va suivre les étapes suivantes:

1- Calcul de la consommation journalière [32] :

$$E = P \times t \qquad (1)$$

Pour calculer la consommation totale de notre installation, on calcule l'énergie électrique consommée de chaque appareil ou chaque fonction électrique et on les additionne.

2- Estimation de l'ensoleillement sur le plan du champ photovoltaïque qui a recours aux modèles mathématiques et le choix de la période de l'année la moins ensoleillée [33].

3- Détermination de la capacité des accumulateurs [33]:

$$C_{bat} = \frac{E_{bat} \times N_j}{V_{bat} \times \eta_{bat} \times P_D} \quad (2)$$

Avec : Ebat : Energie exigée de la batterie pendant la décharge.

N_j: Nombre de jours d'autonomie.

V_{bat} : Tension de la batterie.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

P_D : Profondeur de décharge.

4- Estimation du champ photovoltaïque requis :

La puissance crête de la centrale photovoltaïque installée dépend de l'irradiation du Lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [1] :

$$P_{ch} = \frac{E_c}{G_{in} \times K} \quad (3)$$

E_c : Energie de consommation journalière de la charge (en Wh/j).

P_{ch} : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

G_{in} : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m-2.jour-1).

E_c : Energie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur. Ce coefficient tient compte :

De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison ;

- Du point de fonctionnement des modules
- Du rendement moyen de la batterie (90%)
- Du rendement de régulateur (95%) .

K est en général compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans des calculs du système avec batterie est K=0,65.

5- Détermination du courant satisfaisant l'énergie fournie par le panneau et le nombre de branches. La tension d'un panneau photovoltaïque (***Vu***) est obtenue en assemblant selon le besoin, un certain nombre de modules en série. Cet ensemble de modules formera une branche du panneau photovoltaïque. Connaissant la tension d'un seul module (V) et la puissance que peut fournir un module (P_m) nous tirons le courant d'une branche [33] :

$$I_b = \frac{P_m}{V} \quad (4)$$

Ainsi le nombre de branches est :

$$I_b = \frac{P_{ch}}{I_b \times V_u} \quad (5)$$

6- Choix de l'onduleur: Puissance de l'onduleur est supérieure ou égale à la Puissance des charges [34], Mais par mesure de sécurité, on prendra environ 30% de marge supplémentaire [33].

7- Choix des câbles: Les principaux critères du choix des câbles sont [32] :

- La résistance aux intempéries et aux forts rayons solaires.

$$R = \frac{\rho \times L}{S} \quad (6)$$

ρ : Résistivité propre du matériau.

L : Longueur du câble.

S : Section du câble.

- Evitement des chutes de tension importantes en choisissant la section adéquate. sa valeur ne doit pas dépasser les 5%.
- Choix du diamètre sachant que les câbles d'un système à courant continu est plus important qu'un à courant alternatif

$$S = \frac{2 \times L \times \rho \times I_{max}}{\Delta U} \quad (7)$$

L : Longer d'un du câbles en (mètre).

ΔU : Chute de tension en (volts).

I_{max} : Courant maximale en (Ampères).

IV.3. Dimensionnement d'un système PV connecté au réseau par logiciel PVsyst

IV.3.1. Présentation de logiciel PVsyst

PVsyst est un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques développé au CUEPE (University center for the Study of Energy Problems) université de Genève-Suisse. Dans sa base de données s'y trouvent des données météorologiques de plusieurs pays ainsi que des données de panneaux, régulateurs, batteries, onduleurs, pompe solaire etc. C'est aussi un outil pédagogique très utile, PVsyst est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet [1].

IV.3.2. Gestion d'un projet donne (système raccordé au réseau)

La consommation journalière est représentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.1 : Consommation énergétique de la station de pompage

	Nombre	Puissance	Utilisation	Énergie
LED Luminaire	15	150 W/lampe	11 h/jour	24750 Wh/jour
Pompe A	2	480000 W/app	8 h/jour	7680000 Wh/jour
Pompe B	2	100000 W/app	8 h/jour	1600000 Wh/jour
Compresseur	2	7500 W tot	8 h/jour	120000 Wh/jour
PC	1	100 W tot	16 h/jour	1600 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	24 Wh/jour
Energie journalière totale				9426374 Wh/jour

IV.3.3. Conception/dimensionnement du système

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple:

- Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible .
- Choisir les modules PV dans la base de données interne .
- Choisir l'onduleur dans la base de données interne. et PVSYST propose une configuration de système, qui permet de réaliser une première.

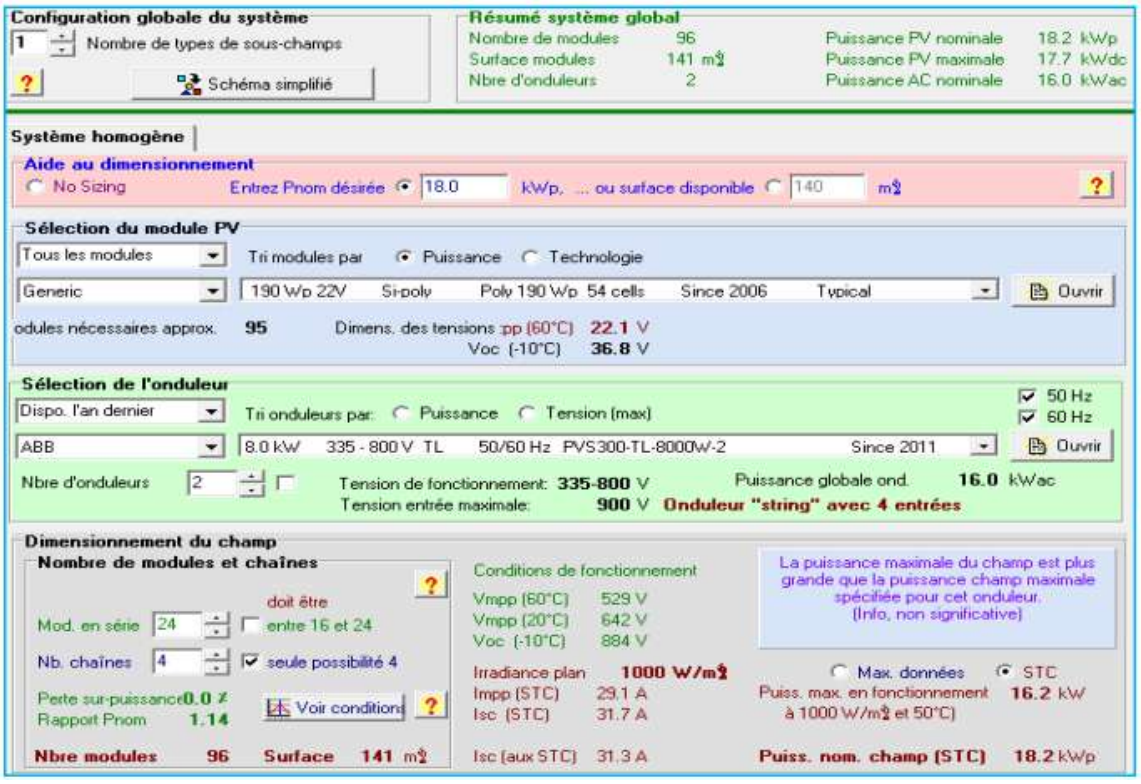


Figure IV.2 : Configuration du système dans PVSYST

IV.3.4. Dimensionnement de système (outil visuel)

Un outil spécifique rassemble toutes les contraintes pour le dimensionnement du système.

- Pour le nombre de modules en série : le diagramme supérieur montre la courbe I/V du champ PV (été/hiver), et les contraintes de tension (y compris courant et puissance) de l'onduleur.
- Pour le dimensionnement de l'onduleur : le second graphique montre la distribution annuelle de puissance MPP du champ et la puissance effective de l'onduleur
- Le dimensionnement optimal de l'onduleur est basé sur la perte de surcharge acceptable sur une année .Il conduit habituellement à sur-dimensionner le rapport de puissance nominale champ/onduleur [35].

IV.4. Simulation numérique

La simulation calcule la distribution des énergies tout au de l'année. Un rapport complet avec tous les paramètres impliqués et les résultats principaux, est conçu pour être directement transmis à l'utilisateur.

IV.5. Site d'implantation

Pour la simulation de notre projet de la centrale PV, nous avons choisi le site de Médéa ou les données géographiques et météorologiques sont incluses dans le logiciel PVsyst.

IV.5.1. Données géographique

Tableau IV.2 : Tableau des données géographique du site de Médéa (Beni Slimane).

Caractéristique	Latitude (°)	Altitude (m)	Longitude (°)
Médéa	36.26	921	2.75 E

IV.5.2. Données météorologiques

L'étape essentielle dans la conception d'un système de production d'énergie électrique par une source d'énergie renouvelable est la détermination de la taille optimale du système de conversion, qui dépend essentiellement du gisement énergétique renouvelable disponible, en effet les donnes climatiques du site.

On utilise le programme PVGIS, FRANCH.WUNDERGROUND pour prendre les irradiations sur un plan avec inclinaison optimale (Wh/m2/jour) Et la température moyenne de lieu programme.

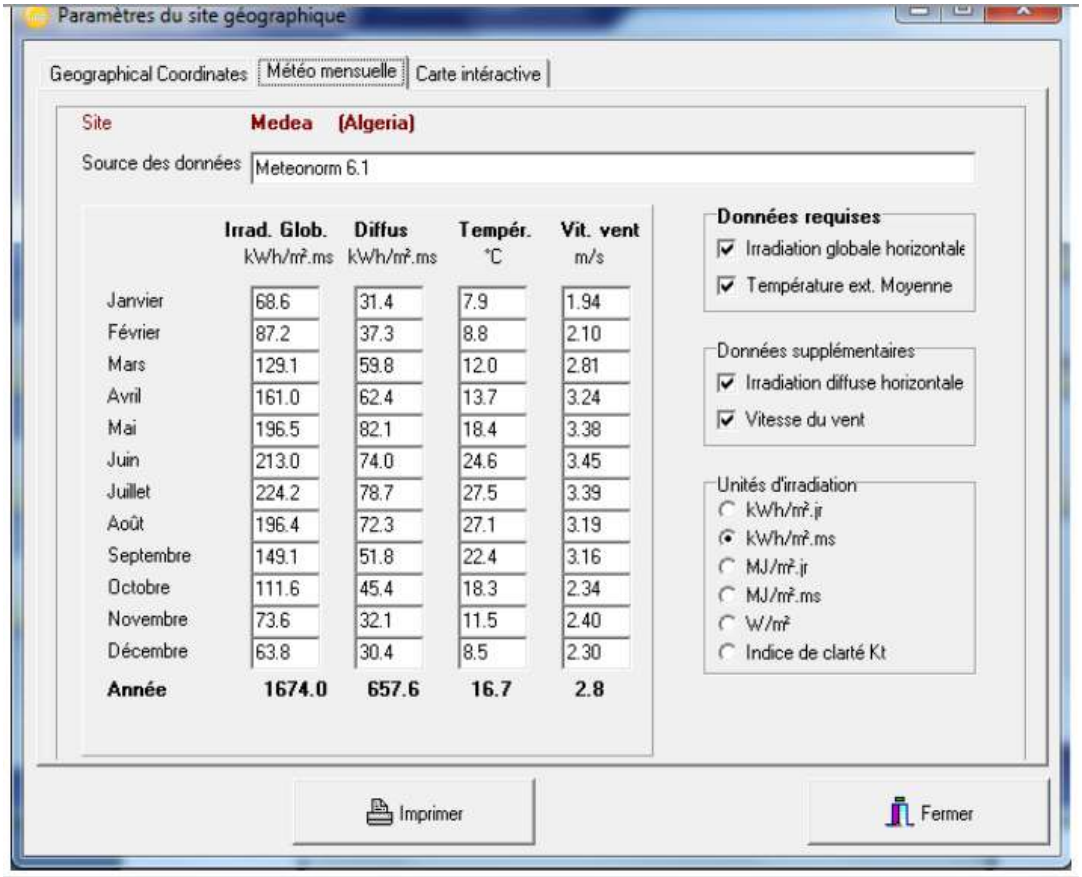


Figure IV.3 : Données météorologiques

IV.5.3. Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut AZ (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure (IV.4) présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Alger au cours d'une année.

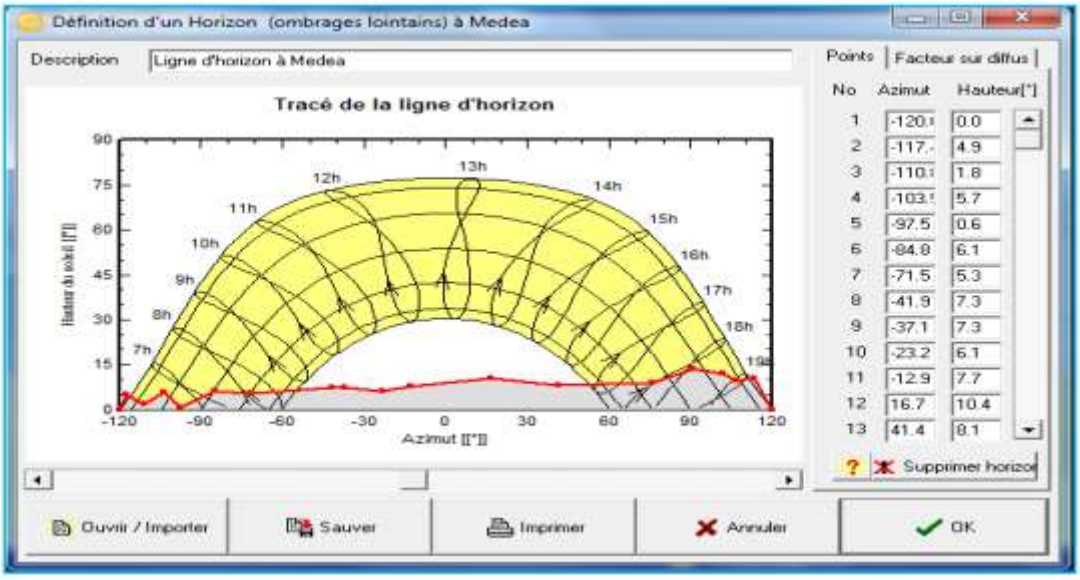


Figure IV.4 : Trajectoire du soleil à Médéa

IV.6. Simulation d'une système PV par logiciel PVsyst

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- L'estimation de l'énergie produite
- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,…etc.)
- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,…etc.)
- La disposition détaillé du champ de capteurs (orientation, mode de montage,…etc.)

IV.6.1. Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie. Pour la simulation en technologie de silicium poly cristallin, nous avons choisi un plan Incliné fixe d'une inclinaison 34° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure (IV.5) 34° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

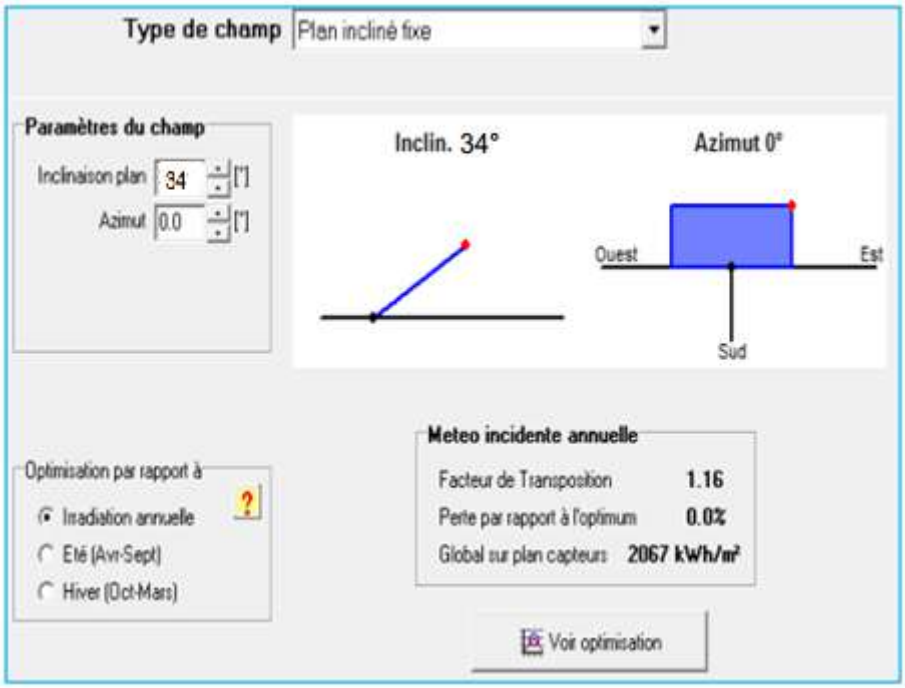


Figure IV.5 : Positionnement des systèmes de panneaux PV.

IV.6.2. Schéma de l'installation PV

La figure représente le schéma de l'installation PV raccordé au réseau prise en compte dans la simulation

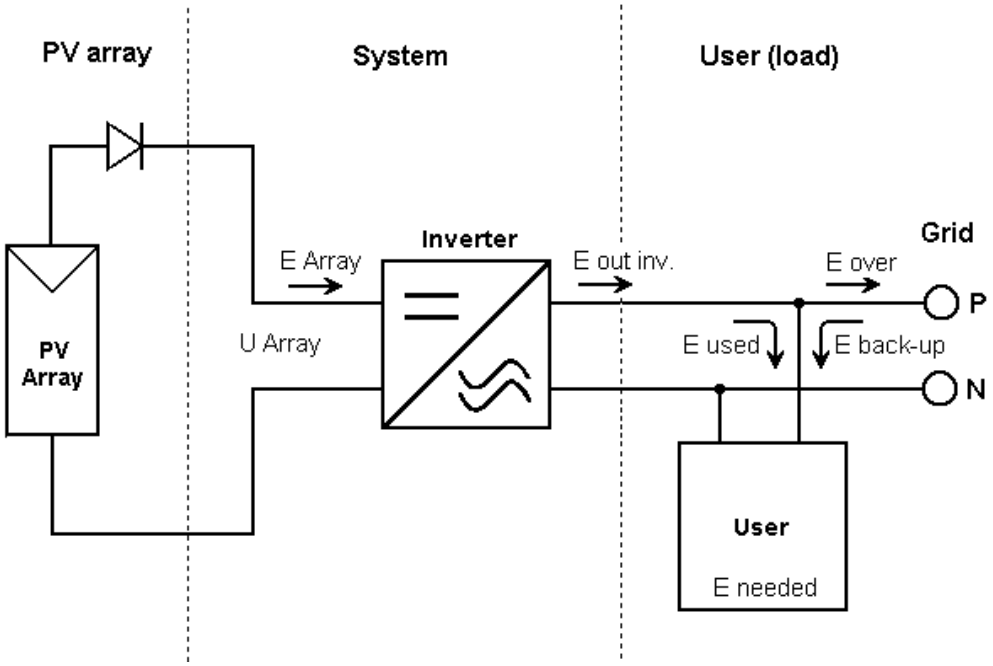


Figure IV.6 : Schéma simplifie d'une installation PV raccordée au réseau

IV.7. Répartition d'un champ

Le rapport de dimensionnement du champ PV pour une puissance limité de 392 KW_C sont résumé dans la figure ci-dessous.

PVSYST V6.81 | 07/09/20 | Page 1/10

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **ETUDE DE LA STATION DE POMPAGE SP11**

Site géographique	**MEDEA**		Pays	**Algérie**
Situation	Latitude	36.26° N	Longitude	2.75° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	921 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**MEDEA**	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique		

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 07/09/20 à 18h54

Paramètres de simulation	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	34°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 9426 kWh/Jour		

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-mono	Modèle	**SG350M**	
Base de données PVsyst originale		Fabricant	Peimar	
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle 80 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1120	Puissance unitaire 350 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**392 kWc**	Aux cond. de fonct. 369 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	497 V	I mpp 742 A
Surface totale		Surface modules	**2174 m²**	Surface cellule 1962 m²

Onduleur		Modèle	**Power PV 400**	
Base de données PVsyst originale		Fabricant	Greenpower	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		450-800 V	Puissance unitaire 400 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	4 * MPPT 25 %	Puissance totale 400 kWac
				Rapport Pnom 0.98

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	11 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes	0.10 %

Effet d'incidence (IAM): Fresnel, anti-reflets, n(verre)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Système couplé au réseau: Besoins de l'utilisateur

Projet : **ETUDE DE LA STATION DE POMPAGE SP11**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	34°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	SG350M	Pnom	350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	1120	Pnom total	**392 kWc**
Onduleur	Modèle	Power PV 400	Pnom	400 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	3441 MWh/an

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 9426 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Énergie
LED Luminaire	15	150 W/lampe	11 h/jour	24750 Wh/jour
Pompe A	2	480000 W/app	8 h/jour	7680000 Wh/jour
Pompe B	2	100000 W/app	8 h/jour	1600000 Wh/jour
Compresseur	2	7500 W tot	8 h/jour	120000 Wh/jour
PC	1	100 W tot	16 h/jour	1600 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	24 Wh/jour
Energie journalière totale				9426374 Wh/jour

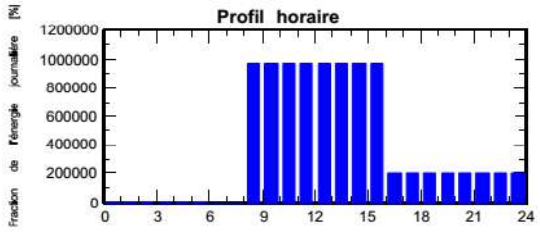


Figure IV.7 : Paramètres de simulation d'une installation PV.

Comme illustré sur la figure, le champ PV sera constitué de 1120 de module PV (Technologie poly cristallin) répartis sur une surface de 2174 m², comme suit :

- 14 modules en série
- 80 modules en parallèle

Le nombre d'onduleur est égal à 4 unités avec une puissance globale de 400 KWc.

IV.7.1. Résultat de simulation numérique

Tableau IV.3 : Bilan et résultat principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Janvier	80.0	33.34	8.14	126.8	124.6	47.78	292.2	46.50	0.000	245.7
Février	90.0	40.92	9.13	123.9	121.4	46.42	263.9	45.17	0.031	218.8
Mars	143.5	57.30	12.47	175.5	171.9	64.94	292.2	62.84	0.401	229.4
Avril	163.7	65.84	14.17	172.3	167.7	62.88	282.8	59.92	1.248	222.9
Mai	201.5	73.42	19.21	190.5	185.0	68.58	292.2	64.83	1.861	227.4
Juin	239.2	59.44	24.95	215.4	209.4	76.33	282.8	72.35	1.917	210.4
Juillet	255.2	49.48	28.54	235.4	229.3	82.63	292.2	78.69	1.724	213.5
Août	225.9	49.18	27.92	232.4	226.9	81.86	292.2	78.33	1.387	213.9
Septembre	165.4	53.40	22.62	192.5	188.2	69.05	282.8	66.12	1.166	216.7
Octobre	131.5	41.74	19.28	180.9	177.6	65.78	292.2	63.55	0.557	228.7
Novembre	88.9	31.24	12.13	139.5	137.2	51.92	282.8	50.57	0.000	232.2
Décembre	69.0	30.26	9.05	111.6	109.7	42.01	292.2	40.86	0.000	251.4
Année	1853.9	585.57	17.35	2096.6	2049.0	760.17	3440.6	729.72	10.293	2710.9

Légende :

GlobHor : Irradiation globale horizontale

DiffHor : Irradiation diffuse horizontale

T_Amb : Température ambiante

GlobInc : Global incident plan capteurs

GlobEff : Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EArray : Energie effective sortie champ

E_User : Energie fournie à l'utilisateur

E_Solar : Energie du soleil

E_Grid : Energie injectée dans le réseau

EFrGrid : Energie du réseau

D'après les résultats de la (figure IV.7) on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E array illustré tableau IV.2) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incident (Glob inc).

La figure (IV. 8) résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en

considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (EArray : tableau (IV.2) estimée à 760 MWh est réduire à 740 MWh à la sortie de l'onduleur.

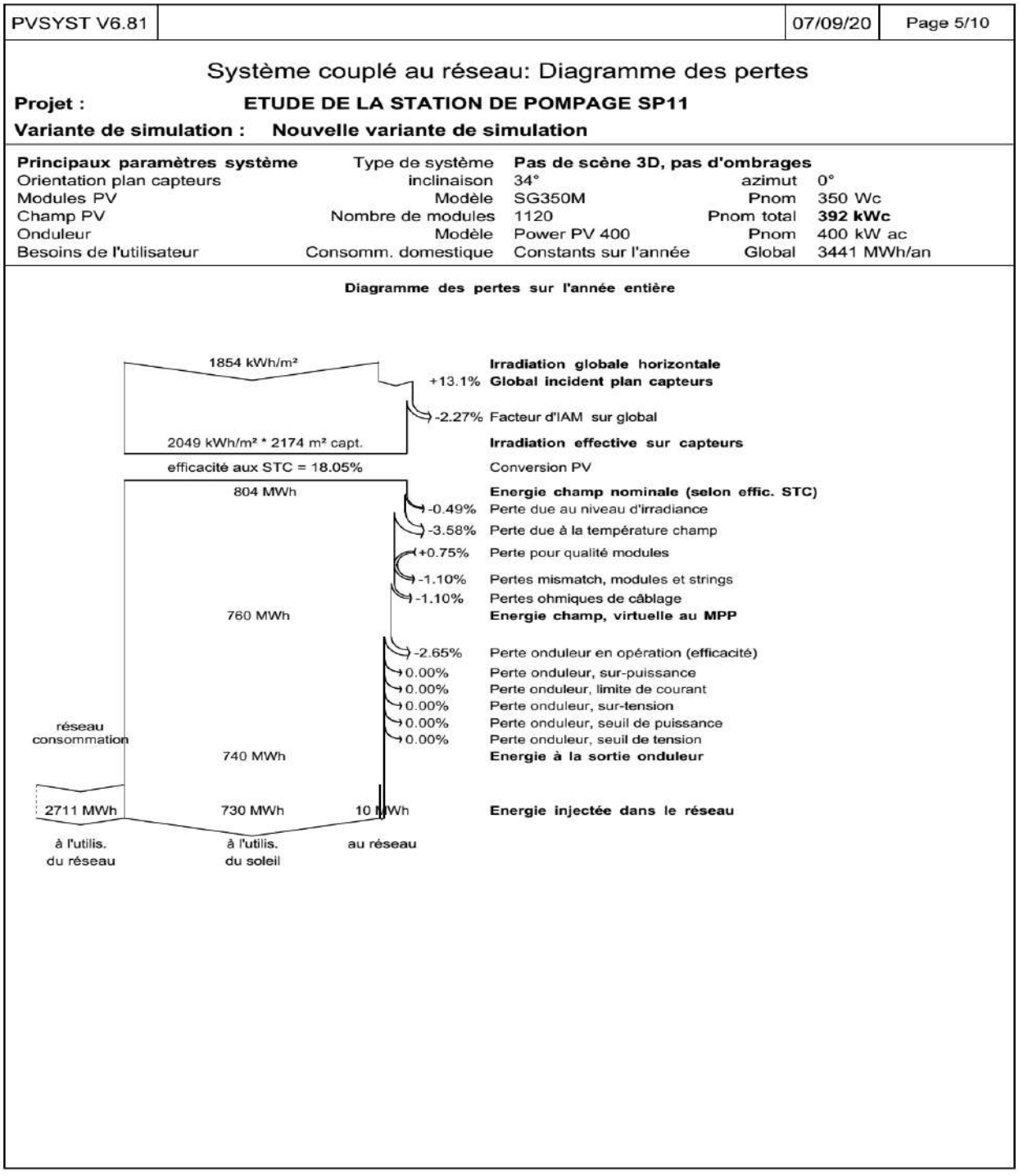


Figure IV.8 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

La production du système (à la sortie de l'onduleur : Yf) est représentée sur la figure (IV.9).

Les pertes Lc et Ls sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur,

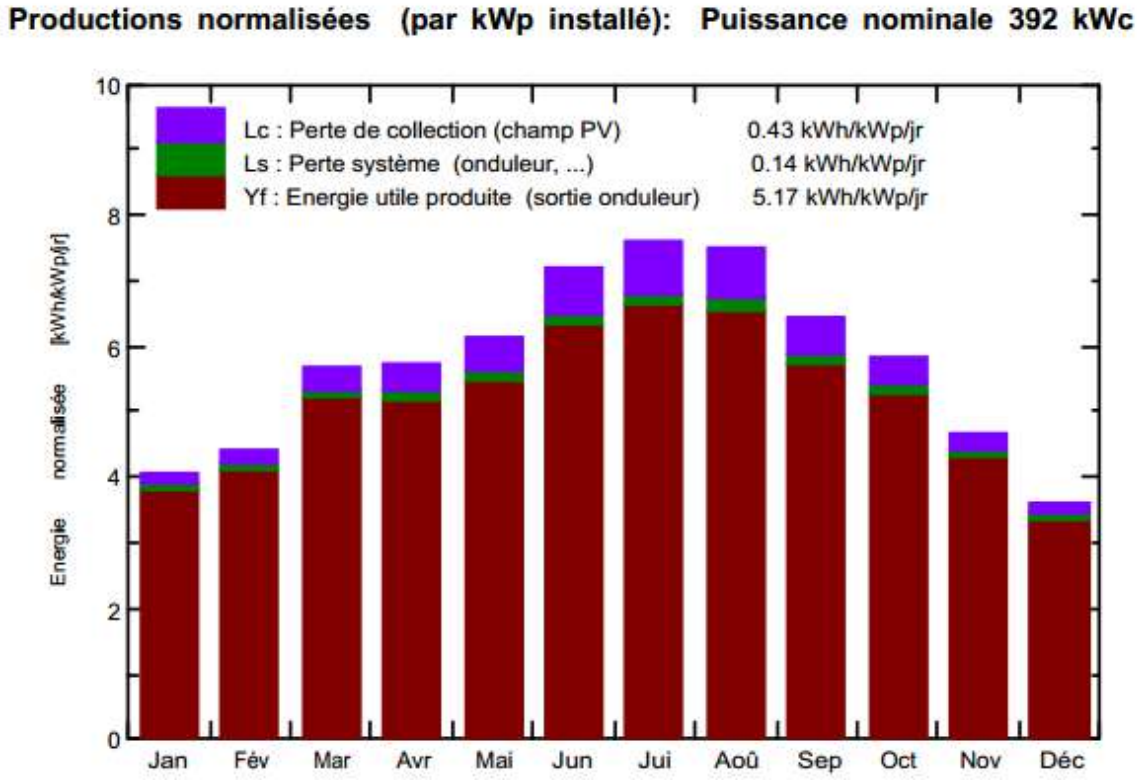


Figure IV.9 : Energie utile produite par un système PV (à la sortie de l'onduleur).

La figure (IV.9) représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (Yf) par l'énergie incidente de référence (Yr) tel que : PR= Yf/Yr. autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 80 % dans les meilleures installations PV.

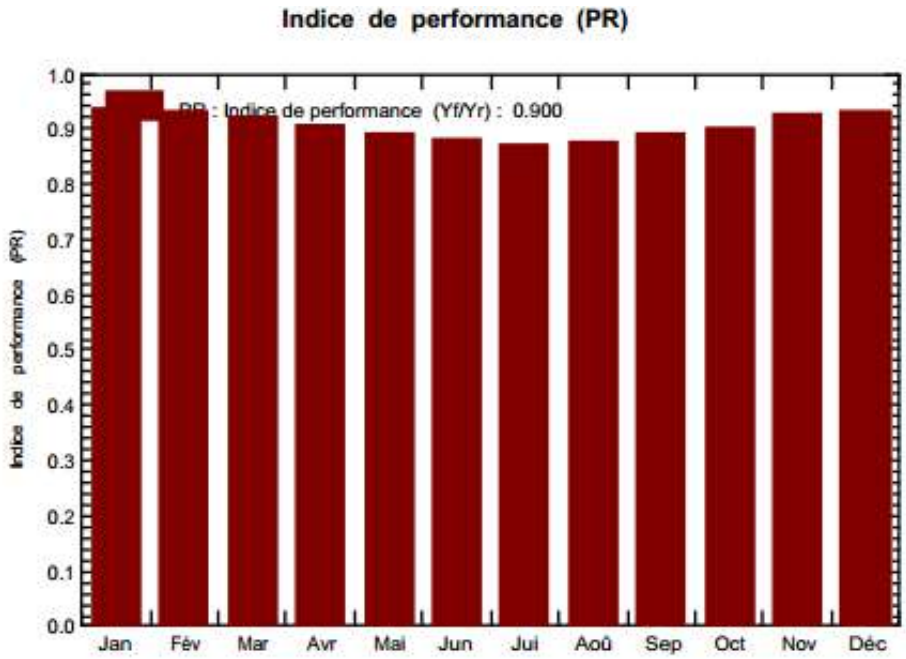


Figure IV.10 : indice de performance du système PV.

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures (IV.10, IV.11, IV.12 et IV.13).

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 5.744 KWh/ m^2.j figure (IV.10) pour un fonctionnement en mode normal.

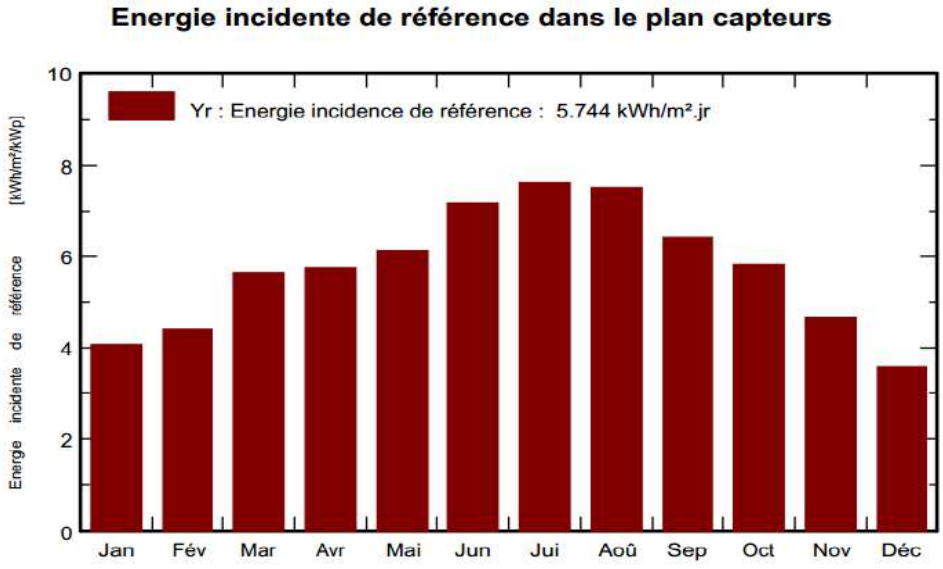


Figure IV.11 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure (IV.12).

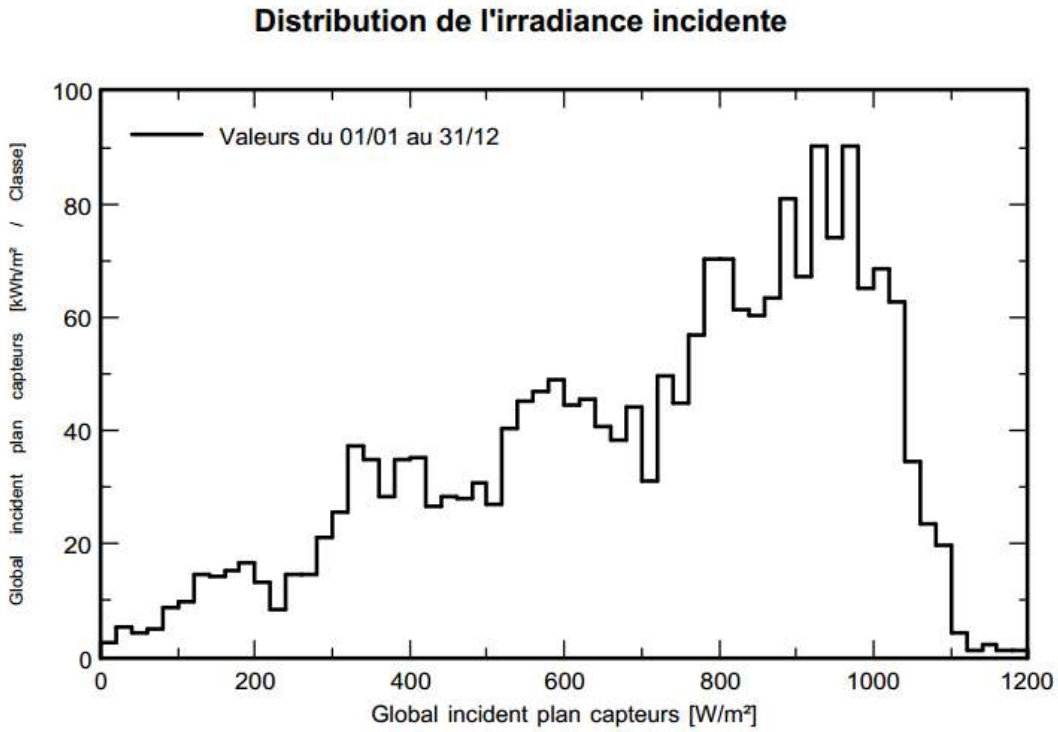


Figure IV.12 : distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures (IV.12) et (IV.13), nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

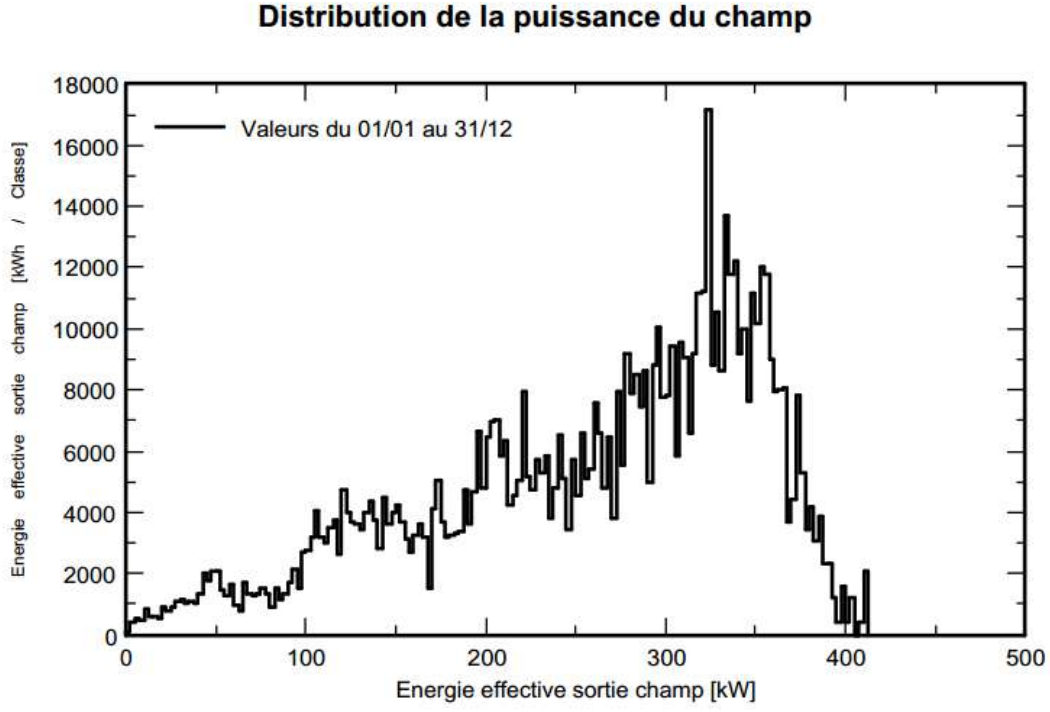


Figure IV.13 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure IV.14). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

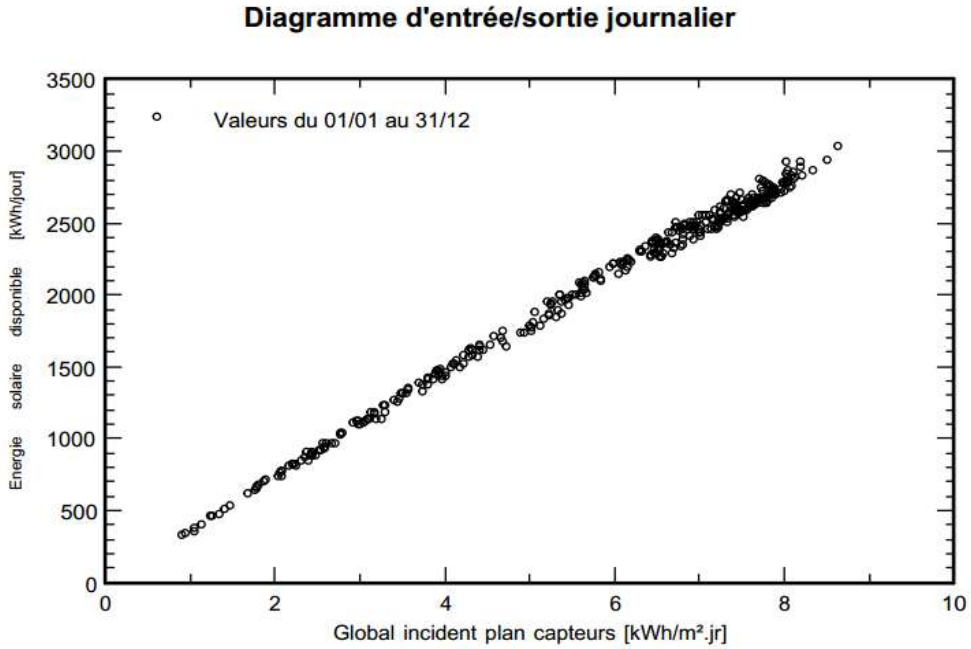


Figure IV.14 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

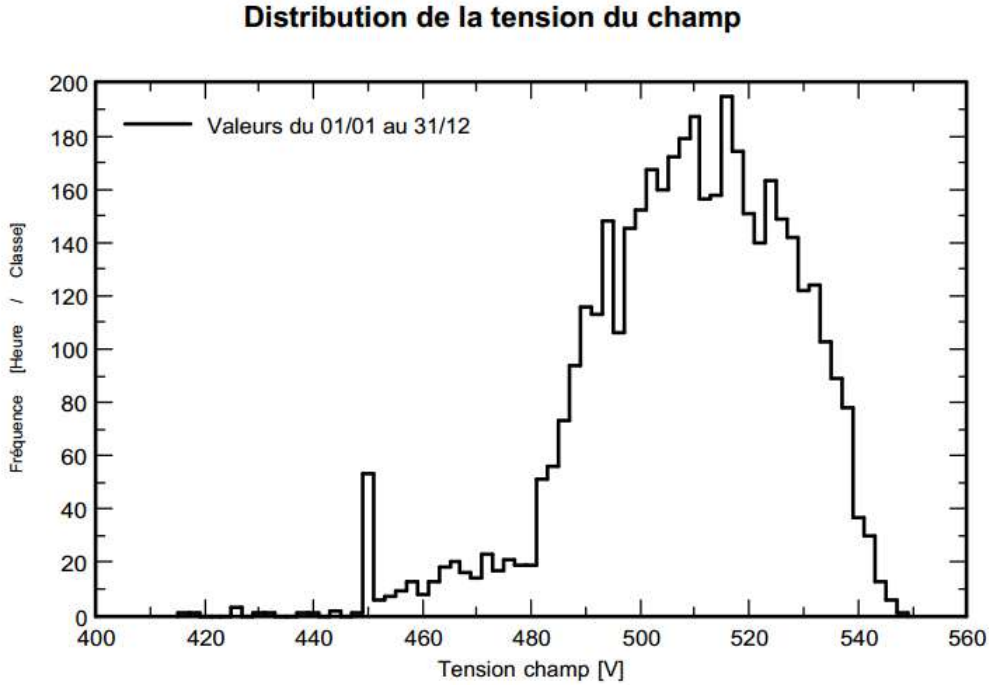


Figure IV.15. Distribution de la tension du champ PV.

A partir des résultats de simulation, nous pouvons remarque que le système PV poly cristallin permet une production maximale d'énergie.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur en une influence importante sur l'énergie produite par le système PV, donc la nécessite d'adopter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément séjour et le plus difficile d'une installation PV.

IV.8. Conclusion

Les installations photovoltaïques doivent être dimensionnées pour qu'elles puissent fournir l'énergie dans les conditions les plus favorables, ce qui nous permet d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques.

Dans ce chapitre, on a présenté les étapes de dimensionnement d'un champs photovoltaïques raccordé au réseau électrique alimenté la station de pompage **SP11** Beni Slimane avec le logiciel de simulation PVSYST.

La dimensionnement d'une centrale PV avec le logiciel PVSYST. A base des résultats de simulation, nous pouvant conclure que la centrale PV permet une production maximale d'énergie.

Le calcul à l'aide du logiciel PVSYST est plus efficace, puisque il nous permet d'avoir plus de détails et plus d'éléments intervenant dans le système comme par exemple le diagramme des pertes, l'inclinaison des modules …etc. Donc le calcul du logiciel est plus complémentaire pour le dimensionnement.

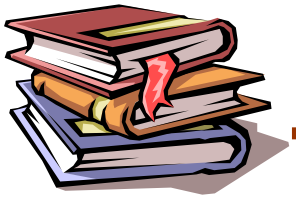
CONCLUSION GENERALE

Notre travail consiste à l'étude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque (PV). La méthode de dimensionnement et d'optimisation utilisée, basée, est simple et très précise car elle est basée sur le profil de consommation et l'apport énergétique du lieu se sur des moyennes horaires et non journalières, ce qui permet d'atteindre l'équilibre parfait entre l'offre et la demande en énergie électrique. Cette méthode s'avère très utile pour dimensionner des systèmes PV autonomes placés en zone isolée.

Dans le cas de la mise en œuvre d'un projet photovoltaïque, proprement dit la réalisation d'une centrale électro-solaire destinée principalement à l'alimentation énergétique d'un site isolé, après avoir préalablement effectué l'étude de faisabilité et de viabilité d'un tel ensemble adapté aux zones rurales. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, cependant ce prix baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses, l'objectif professionnel est de passer dans quelques années sous la barre symbolique quelle que soit la baisse des couts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public [2].

Le photovoltaïque est toutefois une solution d'avenir qui mérite d'être exploitée un peu plus. C'est une énergie qui permet une production autonome d'électricité, une économie de combustibles fossiles et donc la réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi qu'une réduction de la pollution atmosphérique. Systèmes faciles à installer et modulables, sa construction et sa maintenance peuvent être assurée par des non spécialistes. L'absence de pièces mécaniques en mouvement réduit les risques de panne.

Bibliographie



Bibliographie

[1] : K. Amara « contribution a l'étude de conception d'une centrale pv », mémoire magister, université de Tizi Ouzou 2015

[2] : M. MISSOUM «contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie», mémoire de magistère, université hassiba benboualide Chlef

[3] : S.SAADI, «effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan» ,mémoire de magistère, universités mentouri de constantine,2010

[4] : L.ABBASSEN, « étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale Photovoltaïque », mémoire de magister, université de mouloud mammeri, Tizi Ouzou 2011.

[5] : F.TRAHI «prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. application pour le dimensionnement d'une installation pv pour l'alimentation du laboratoire de recherche lampa» mémoire de magister, université de mouloud mammeri, Tizi Ouzou, 2011.

[6] : F.YACINE « étude des nouvelles générations de cellules photovoltaïques ». mémoire de magister, université de mohamed boudiaf, Oran ,2010.

[7] : F.SLAMA, « modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique », mémoire de magister, université de ferhat abbas, Sétif, 2011.

[8] : M. HADJ BELKACEMI , « modélisation et etude expérimentation d'un capteur solaire non vitré et perforé» , mémoire de master ,université de abou bekr belkaid tlemcen,2011.

[9] : F.MEZIANI, «détermination du gisement solaire par traitement d'images msg », mémoire de magister, ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique université mouloud mammeri de Tizi Ouzou.

[10] : K, MAHDI**,** « conception et réalisation d'un concentrateur sphérique », mémoire de magister.

[11] : M**,** Capderou, atlas solaire de l'Algérie, o.p.u, Alger. (1985).

[12] : A, MEFTI; M, Y, BOUROUBI**;** H, MIMOUNI, « évaluation du potentiel énergétique solaire»,, bulletin des énergies renouvelables, n°2, p 12, décembre. (2002).



Bibliographie

[13] : H.MERSEL, K.OUABDELKADER «modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau» mémoire de master, université abderrahmane mira de bejaia, 2015

[14]: A. Morsli, « étude d'un système solaire photovoltaïque utilisant des super condensateurs » mémoire de magister, ecole nationale polytechnique d'alger, Algérie. 2010.

[15] **: S.** MOUASSANE, S. KICIRI « gestion d'énergie d'un système photovoltaïque avec batterie» mémoire de master, université abderrahmane mira de Bejaïa, 2014.

[16] : H. Aboub, « commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances pv», mémoire de magister ,université de hadj Lakhdar de Batna, 2014.

[17] : Xuan, Linh DANG,« contribution à l'étude des systèmes photovoltaïque /stockage distribués. impact de leur intégration à un réseau fragile», thèse de doctorat, de l'école normale supérieure de cacan ,2014.

[18] : K. KHOUALED, « commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau utilisant deux contrôleurs mppt» ,mémoire de master, université, Yahia fares de Médéa.

[19] : H.MESSAOUDENE, « détermination intelligente de la puissance maximale des modules photovoltaïques» », mémoire de magister université hadj lakhdar Batna, 2014.

[20] : F, GUESSOUMI, A.SAADI «commande de panneau solaire à l'aide d'une carte à pic» mémoire ingénieur, université mohamed khider Biskra 2010.

[21] : B, ZERGUINE « modélisation d'un système de production électrique par la cellule photovoltaïque » mémoire de magister, université badji mokhtar Annaba ,2010

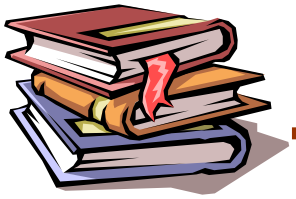
[22] : A, BALI «etude comparative entre les cellules solaire de type p+-algaas/ p-gaas /ngaas et une autre de type n+-algaas/n-gaas/p-ga» universite mohamed kheider-Biskra

[23]: Y MAROUF, « modélisation des cellules solaires en ingan en utilisant atlas silvaco » mémoire de magister, université mohamed khider – Biskra, 2013

[24]:H. BERREZZOUG « principe de fonctionnement et mesure des caractéristiques d'une cellule photovoltaïque» mémoire de master, université dr moulay tahar de Saida.

[25]: B.FELLAH, « système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. application aux sites de Tlemcen et de bouzaréah», mémoire de magister université aboubakr belkaid de Tlemcen 2012

[26]: Manuels d'exploitation et de maintenance Koudiat Acerdoune Lot-3/SP11,



Bibliographie

Agence Nationale des Barrages et Transferts Groupement Hydro Aménagement - GTH – Hydrotechnique