

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université Abou Bakr Belkaid Tlemcen
Faculté des Sciences
Département de Physique



UNITE DE RECHERCHE DES MATERIAUX ET ENERGIES
RENOUVELABLES

Mémoire de Magister

Spécialité : **Ecole Doctorale Energies Renouvelables**

Sur Le Thème

***OPTIMISATION D'UNE CENTRALE
SOLAIRE A BASE D'UN GENERATEUR PV
[Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah]***

Présenté par : M^{elle} NAKOUL Zakia

Date de soutenance : Le 04 juillet 2010

Devant le jury composé de :

Président : N. CHABANE SARI, Professeur, Université de Tlemcen

Directeur de Thèse : B.BENYOUCEF, Professeur, Université de Tlemcen

Examineurs : A. CHERMITI, Maitre de conférences A, Université de Tlemcen

N. BIBI-TRIKI, Maitre de conférences A, Université de Tlemcen

N. GHELLAI, Maitre de conférences A, Université de Tlemcen

Année Universitaire : 2009 – 2010

Remerciements

Je remercie en premier lieu Dieu tout puissant de m'avoir accordé la force et la volonté pour terminer ce travail.

Ce travail a été effectué à l'Unité de Recherche des Matériaux et des Energies Renouvelables (URMER) de l'Université Abou-Bakr Belkaid Tlemcen.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur **B.BENYOUCEF**, professeur à l'université de Tlemcen et directeur de l'URMER, pour avoir dirigé ce mémoire, pour son suivi permanent, ses lectures attentives, ses conseils judicieux et le soutien constant qu'il m'a prodigué au cours de l'élaboration de ce travail.

J'exprime mes sincères remerciements à monsieur **N. CHABANE SARI**, Professeur à l'Université Abou-Bakr Belkaid Tlemcen, d'avoir accepté de présider le Jury de cette Thèse.

Je remercie sincèrement monsieur **A. CHERMITI** Maitre de conférences, Monsieur **N. BIBI-TRIKI** Maitre de conférences, et madame **N. GHELLAI** Maitre de conférences.

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous les membres de l'URMER, et mes collègues.

Dédicace

*Avec l'aide de Dieu, tout puissant, j'ai pu
achever ce modeste travail que je dédie :*

*A mes très chers parents et mon frère
Abdelkarim qui m'ont soutenu le long de mes études,
je prie Dieu de me les garder et de leur accorder
longue vie et très bonne santé.*

- ✓ *A mes sœurs.*
- ✓ *A mes amies, avec une pensée particulière
à S. Aïcha et Y. Nesrine.*
- ✓ *A tous ceux-qui me sont très chers.*

Zakia

NOMENCLATURE

h:	Constante de Planck	(j.s)
v:	Fréquence de l'onde lumineuse	(Hz)
E _g :	Energie de la bande interdite	(ev)
φ:	Latitude du lieu	(°)
λ:	Longitude du lieu	(°)
h:	hauteur du soleil	(°)
a :	Azimut du soleil	(°)
δ:	Déclinaison du soleil	(°)
γ:	La hauteur du capteur	(°)
α:	Azimut du capteur	(°)
N:	Numéro du jour de l'année	(jours)
A _p :	Nombre de module photovoltaïque	
S :	Surface du module photovoltaïque	(m ²)
E _{js} :	Energie journalière directe	(Wh)
E _{JD} :	Energie journalière diffuse	(Wh)
E _{jG} :	Energie journalière globale	(Wh)
D _{TS} :	Distance Terre- Soleil	(U.A)
R _{se} :	Résistance série équivalente	(Ω)
R _{pe} ::	Résistance parallèle équivalente	(Ω)
V _m :	Tension au point de fonctionnement	(V)
I _m :	Courant au point de fonctionnement	(A)
H _L :	L'heure du lever du soleil	(h)
H _C :	L'heure du coucher du soleil	(h)
T _L :	Temps légal	(h)
TSV:	Temps solaire vrai	(h)
PV :	Photovoltaïque	
EA :	Equinoxe Automne	
EP :	Equinoxe Printemps	
SE :	Solstice Eté	
SH :	Solstice Hivers	

R_S : Rayonnement solaire	
TEL : Capteur d'inclinaison égale à la latitude du lieu	
E: Eclairement	(W/ m ²)
I_{ph} : Photo courant	(A)
I_D : Courant générer par la diode	(A)
I_0 : Courant de saturation	(A)
V_{op} : Tension optimale	(V)
I_{op} : Courant optimum	(A)
V_{co} : Tension à circuit ouvert	(V)
I_{cc} : Courant de court circuit	(A)
K : Coefficient de Boltzmann	(J / K)
T_a : Température ambiante	(°C)
T_c : Température de la cellule	(°C)
NOCT: Température de fonctionnement normal de la cellule	(°C)
A : Facteur d'idéalité de la cellule	
η_0 : Rendement de référence des modules constituant le champ PV sous les conditions standards	
η_b : Rendement de la batterie	(%)
P_{Ch} : Puissance du champ PV	(W)
η_{Ond} : Rendement de l'onduleur	(%)
P_{Ond} : Puissance à l'entrée de l'onduleur	(W)
P_n : Puissance nominale de l'onduleur	(W)
P_{Charge} : Puissance à la sortie de l'onduleur	(W)
U_{Syst} : Tension du système PV	(V)
V_n : Tension nominale d'un module solaire	(V)
I_{pc} : Courant crête d'un module	(Ac)
P_c : Puissance crête du champ PV	(W _c)

Introduction Générale	1
Références.....	3
Chapitre I : Description des systèmes photovoltaïques	
I-1 Introduction	4
I-2 Fonctionnement d'un système photovoltaïque	4
I-3-1 La cellule photovoltaïque	5
I-3-2 Le module photovoltaïque.....	9
I-3-3 Le panneau photovoltaïque	11
I-3-4 Les types de systèmes PV.....	15
I-4 Le système de stockage.....	16
I-5 Le système de régulation.....	20
I-6 Le système de conversion.....	23
I-7 La centrale solaire photovoltaïque	25
I-8 Câblage électrique.....	27
I-9 Avantages, Inconvénients et limites	28
I-10 Conclusion.....	29
Références.....	30
Chapitre II : L'énergie Solaire	
II-1 Introduction	32
II-2 Mouvement Terre-Soleil.....	32
II-3 Repérage d'un site sur la surface terrestre	34
II-4 Position du soleil	35
II-5 Orientation d'un capteur	38
II-6 Les différents types de capteurs	39
II-7 Angle d'incidence sur un capteur	40
II-8 Durée d'ensoleillement d'un capteur	40
II-9 Temps et heure	41
II-10 Rayonnement solaire	43

II-11 Estimation de l'énergie captée	48
II-12 Estimation de l'énergie fournie par les trois types de capteurs	51
II- 13 Conclusion.....	52
Références.....	53

Chapitre III : Modélisation des systèmes photovoltaïques

III-1 Introduction	54
III-2 Modélisation du champ photovoltaïque.....	54
III-3 Le modèle de la puissance à l'entrée du champ photovoltaïque	62
III-4 Le modèle du rendement du champ photovoltaïque	62
III-5 Le modèle de la puissance à la sortie du champ photovoltaïque	63
III-6 Le modèle de la batterie	63
III-7 Le modèle de l'onduleur	67
III-8 le modèle de la charge	69
III-9 le modèle du système final	70
III-10 Conclusion	71
Références.....	72

Chapitre VI : Dimensionnement et optimisation d'un système photovoltaïque

IV-1 Introduction	73
IV-2 Dimensionnement de l'installation photovoltaïque	73
IV-3 Dimensionnement de la batterie	78
IV-4 Le coût d'un système photovoltaïque	83
VI-5 Conclusion	83
Références.....	84

Chapitre V : simulation et Résultats

V-1 Introduction	85
V-2 Caractéristiques des sites	85
V-3 Simulation de l'énergie instantanée incidente sur les trois capteurs	85
V-4 Energie captée	89
V-5 L'inclinaison du champ PV	92
V-6 Caractéristique d'un module	92
V-7 Application dans une installation photovoltaïque à alimentation domestique	96
V-8 Conclusion	99

Conclusion Générale	10
----------------------------------	-----------

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace c'est manifesté principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution par l'adaptation des sources d'énergie classiques à des critères très sévères et par l'utilisation des énergies renouvelables.

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se reconstitue assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le soleil (rayonnement), mais aussi la lune (marée) et la terre (énergie géothermique). Le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle sa source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée [1].

Longtemps exploitées, bien avant le XXe siècle, les énergies renouvelables sont devenues, lors du « choc pétrolier » en 1973, un sujet d'actualité. Beneficiant de technologies plus performantes qu'autrefois, leur extension se heurte aussi bien à de faibles rendements qu'à des coûts d'exploitation trop élevés [2].

Il y'a trois sources d'énergie renouvelable de nature très différentes et d'importances quantitatives extrêmement inégales : le soleil et tout ce qui en dérive, la géothermie naturelle et les marées [3]. La quantité totale d'énergie solaire reçue au niveau du sol pendant une semaine dépasse l'énergie produite par les réserves mondiales de pétrole, de carbone, de gaz et d'uranium. Mais dans la plupart des cas, une conversion (transformation) de l'énergie du rayonnement solaire en électricité est nécessaire [4].

Le rayonnement solaire est une source d'énergie verte et inépuisable. Capter l'énergie solaire procure en outre une source d'énergie qui respecte l'environnement. L'énergie solaire ne coûte rien à produire : elle remplace avantageusement l'énergie qu'on achète, puisqu'elle réduit la facture énergétique [5].

Il est possible de tirer parti de l'énergie solaire pour améliorer le rendement énergétique d'une maison par exemple, elle peut être utilisée pour chauffer la maison, produire de l'eau chaude, fournir l'électricité nécessaire pour l'éclairage et l'utilisation des électroménagers [6].

Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique, l'effet photovoltaïque découvert par Antoine Becquerel en 1839, ou la technologie associée [7].

L'énergie photovoltaïque est le produit de la conversion directe du rayonnement solaire en électricité au moyen des cellules solaires. Le raccordement de ces cellules permet d'obtenir la puissance électrique désirée.

Le rayonnement solaire constitue une ressource énergétique qui restera disponible jusqu'à la fin du temps. Cette ressource demande une estimation à chaque instant de la journée de l'année et elle dépend de l'état du ciel et de la position du capteur.

Une centrale solaire Photovoltaïque (PV) est formée de l'ensemble des panneaux solaires PV à base de silicium qui sont reliés entre eux en série ou en parallèle et branchés sur un ou plusieurs onduleurs. La quantité d'énergie obtenue dépend toutefois de plusieurs facteurs, à savoir la surface des modules utilisés, ainsi que leur rendement et de l'ensoleillement qui varie selon la latitude, la saison et la météo, l'installation d'une centrale solaire peut être autonome (destinée à des lieux isolés) ou branchée sur un réseau de distribution électrique [8].

Par sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen [9]. Notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie par les systèmes photovoltaïques.

Le système PV raccordé à un réseau peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie, cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé.

Hormis ses avantages, l'énergie solaire présente quelques inconvénients, par son intensité variable, son caractère intermittent et son coût, la simulation de ses énergies est donc nécessaire pour optimiser son rendement.

Cette optimisation est l'objectif de notre étude, pour cela nous avons opté pour une modélisation et une simulation sur ordinateur, ce qui nous permet de traiter un grand nombre de cas en un temps et avec un coût très réduit.

Pour cela, nous avons procédé de la manière suivante :

Dans le premier chapitre, on a fait une description détaillée des équipements du système PV.

Le deuxième chapitre a été consacré aux généralités sur l'énergie solaire.

L'objectif du troisième chapitre est la modélisation des différents éléments du système PV.

Dans le chapitre quatre, nous avons procédé au dimensionnement et à l'optimisation du système PV.

Nous présenterons dans le chapitre cinq tous les résultats de la simulation.

Références :

- [1] : « Energie et développement durable », Arnaud Spire, Conseiller de la Fondation Gabriel Péri, Rev. Nouvelles Fondations, N° 6, Novembre 2007.
- [2]: « conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Fethi Benyarou, thèse de doctorat, Université de Tlemcen, juillet 2004.
- [3] : « Relever le déficit de l'énergie : une impérieuse nécessité », par Ivan Gilet, docteur en science physico-chimique, Université de Liege, Rev. Figerpo, N° 248, Mai-Juin 2003.
- [4]: «Photovoltaic energy baromètre», Baromètre prepared by Observ'ER in the Scop of EurObserv'ER project, N° 160, pp 69-83, April 2004.
- [5] : « Systèmes de stockage d'énergie- Caractéristiques et comparaisons », H. Ibrahim, A. Ilinca et J. Perronv, Université du Québec à Chicoutimi, janvier 2007.
- [6] : « La photovoltomania », Marie-Françoise Lefevre, research'eu, numéro spécial, avril 2008.
- [7] : « Stockage des énergies renouvelables », N. Achaibou, Bulletin des énergies renouvelables, CDER, N° 5, Juin 2004.
- [8] : www.web-libre.org/.../centrale-solaire-photovoltaïque.
- [9] : « Les énergies renouvelables en Algérie », Article de Nicolas BROUTIN, Mission économique d'Alger, 30 avril.

Description des Systèmes Photovoltaïques

I-1 Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire par une cellule photovoltaïque. Les cellules sont reliées entre elles sur un module solaire photovoltaïque, ces derniers sont regroupés pour former une installation solaire chez un particulier ou dans une centrale solaire photovoltaïque.

Les rayons du soleil stimulent les électrons qui entrent en mouvement et produisent de l'électricité. Cette production peut alors être stockée dans des batteries ou convertie à l'aide d'un onduleur pour être distribuée sur le réseau.

En 1905, Albert Einstein a écrit que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes, et que la collision entre les photons et les atomes pouvait faire sortir des électrons de leurs orbites et permettre la création d'un courant électrique.

Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique, l'effet photovoltaïque découvert par Antoine Becquerel en 1839, ou la technologie associée [1].

Dans ce chapitre nous présentons d'une façon générale la conception du système photovoltaïque.

I-2 Fonctionnement d'un système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque pour application en site isolé est constitué principalement de quatre éléments principaux qui sont [2] :

- Le système de captage
- Le système de stockage
- Le système de régulation
- Le système de conversion

Installés en toiture ou sur le sol à proximité des habitations, les panneaux photovoltaïques exposés au soleil produisent du courant continu qui sera transformé par l'onduleur en courant alternatif.

Le schéma suivant présente l'ensemble des éléments d'un générateur photovoltaïque :

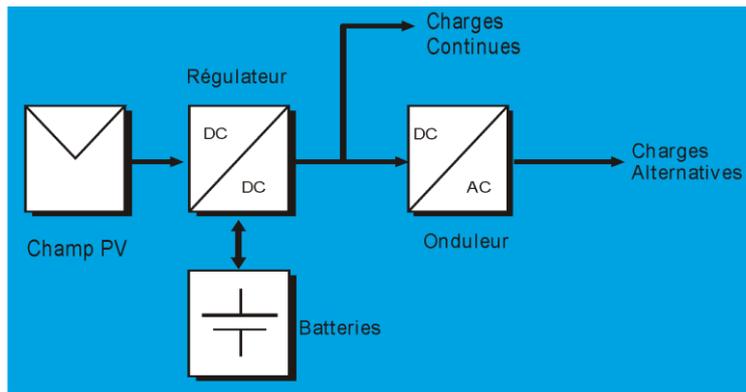


Figure I-1 : Schéma simplifié d'un système de captage photovoltaïque

I-3 Le système de captage photovoltaïque :

Le système de captage est constitué par un panneau ou champ PV. Ce dernier est un groupement de modules constitués par association de cellules.

I-3-1 La cellule photovoltaïque :

La cellule solaire est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus appelé « effet photovoltaïque ».

Lorsque le rayonnement solaire arrive sur la cellule, une partie de ce rayonnement sera réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera à travers l'épaisseur de la cellule est considérée comme une diode à jonction PN particulière.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque [3].

Les cellules composées de semi-conducteurs génèrent un courant (et une différence de potentiel) lorsqu'elles sont illuminées [4].

- La valeur de seuil d'énergie est propre à chaque matériau semi-conducteur. Elle varie de 1 à 1.8 eV, pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1.1 eV pour le silicium cristallin, et de 1.7 pour le silicium amorphe [5].

Un cristal semi-conducteur dopé **P** est recouvert d'une zone très mince dopée **N** et d'épaisseur **e** égale à quelques millièmes de mm. Entre les deux zones se trouve une jonction **J**.

La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode **k** tandis qu'une plaque métallique **a** recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du mm [6].

Un rayon lumineux qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode. En général le semi-conducteur de base est du silicium monocristallin comme celui qui est utilisé pour la fabrication des transistors mais on rencontre maintenant plus fréquemment du silicium poly- cristallin moins coûteux à produire.

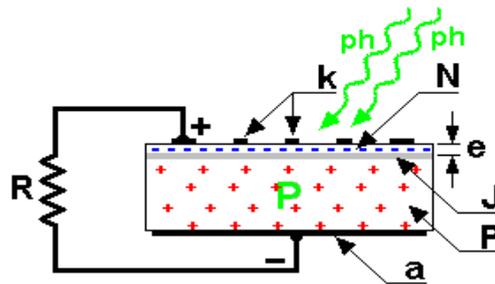


Figure I-2: Principe d'une cellule solaire

Cependant, une cellule solaire est considérée comme un générateur de courant électrique continu dont la tension et le courant débités dépendent de la résistance de charge.

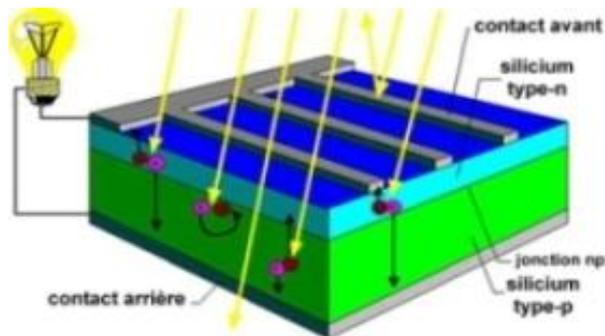


Figure I-3 : schéma des constituants d'une cellule photovoltaïque

La première photopile a été développée aux Etats-Unis en 1954 par le chercheur des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs.

Aujourd'hui, les laboratoires de recherche et les industries travaillent en collaboration pour développer de nouveaux procédés susceptibles d'améliorer les performances électriques et de réduire les coûts des cellules solaires [7].

I-3-1-1 Les différents types des cellules solaires [8] :

Il existe trois types principaux de cellules :

1- Les cellules mono- cristallines :

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).



Figure I-4 : cellule monocristalline

2- Les cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par:

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

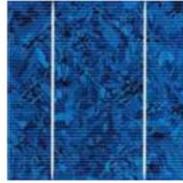


Figure I-5: cellule poly cristalline

3- Les 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).

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionne sous très faible éclairement.



Figure I-6 : cellule amorphe

I-3-1-2 L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ($h\nu$), si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur ($E_g = E_c - E_v$), l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron- trou dans différents points de la jonction.

Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement au passage des porteurs majoritaires [8].

Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de photons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.

Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible, typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins 1 volt [5].

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous formes des modules photovoltaïques.

I-3-2 Le module photovoltaïque :

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique.

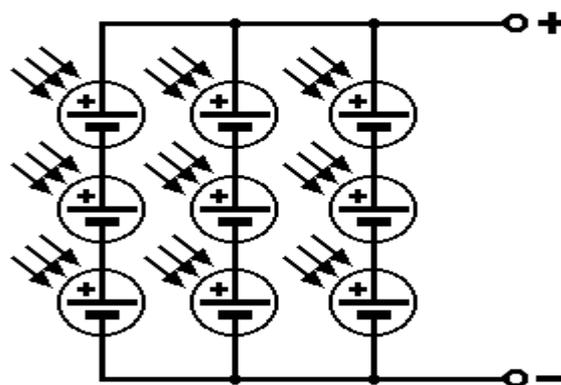


Figure I-7: Schéma explicatif de l'association des cellules

Les modules en silicium mono cristallin (64% du marché avec une efficacité de conversion (énergie électrique produite / énergie solaire incidente) de l'ordre de 15 à 18%), poly cristallin (28% du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 13 à 15 %) ou silicium

amorphe (13% du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 5 à 12 %) délivrent des tensions normalisées (12, 24, 48V) et des puissances comprises entre 10 et 100 W (Watt-crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal) [8].

Dans la pratique, chaque module porte deux boîtes de connexions hermétiques, une pour le terminal positif et l'autre pour le négatif. Chacune des deux incorpore une diode de dérivation pour réduire la possibilité des pertes d'énergie.

1- Normes et spécifications concernant les modules photovoltaïques :

Les modules photovoltaïques doivent être conformes aux conditions d'homologation définies dans les normes CEL (Commission Electrotechnique Internationale) 1215 et CEI 1646. Les modules doivent notamment pouvoir supporter les conditions ambiantes suivantes : [9]

- Température : de -40°C à $+85^{\circ}\text{C}$
- Humidité : jusqu'à 100 % d'humidité relative
- Vent : jusqu'à 190 km/heure
- Grêlons : diamètre inférieur à 25 mm
- Atmosphère salée

Ils doivent pouvoir être installés sans cadre pour l'intégration en toiture par exemple.

2- Caractéristiques d'un module photovoltaïque :

Voici la description des paramètres d'un module:

La puissance crête P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans la condition standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2).

La caractéristique $I(V)$: Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement « plein soleil ».

Courant de court-circuit I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement « plein soleil » .

Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$

Rendement maximal : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{co} \cdot I_{cc}$.

1-3-3 Le panneau photovoltaïque :

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenter la tension) et en parallèle (augmenter le courant) pour former un panneau (ou champ PV).

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend [2]:

- Des besoins en électricité.
- De la taille du panneau.
- De l'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- De la saison d'utilisation.



Figure I-8 : Champ photovoltaïque

Le câblage série parallèle est utilisé pour obtenir un générateur aux caractéristiques souhaitées [10].

Avant d'installer les panneaux dans un site, il est nécessaire de vérifier les conditions suivantes :

a- L'orientation des panneaux :

L'installation des panneaux peut se faire sur un toit ou même sur le sol si l'endroit soit bien dégagé, aéré (il est conseillé de laisser 10 cm d'espace sous les modules) et protégé. Il est aussi important que les modules soient orientés plein sud pour capter l'énergie quotidienne maximale, quelle que soit la saison [11].

On place les modules habituellement orientés vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique, on la prend en général égale à la latitude du lieu, avec une tolérance de 15° [11].

Cependant, la hauteur maximale du soleil varie au cours de l'année, alors nous choisissons une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont plus ou moins importants.

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto nettoyage lors des pluies.

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée. La présence des pièces mobiles et des moteurs qui assurent le suivi du soleil réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active.

Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

b- Disposition des panneaux :

Les structures doivent être solides, fixées au sol, pour résister à des vents d'au moins 150Km/h [12]. De plus, elles doivent être fiables dans le temps. Elles doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (Outre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inviolable).

c) Fixation des panneaux :

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes [13] :

- Maintien de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agression venant du sol.
- Ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement.

d) Structure :

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

e) Câblage électrique :

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (Diamètre) suffisantes [11].

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, de la corrosion marine et autres. La section sera d'au moins 1.5mm^2 , 2.5mm^2 dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [14].

f) Câblage de liaison :

Il se trouve entre les modules et les régulateurs, il doit être d'une section d'au moins 2.5mm^2 ou plus si la longueur excède 15m. Pour une intensité inférieure à 4 A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus 6% de chute de tension. Le calcul se fait en appliquant la formule connue : $U=R.I$, ou U sera la chute de tension dans le câblage, R la résistance du câble et I la somme des intensités de chaque branche des modules solaires [13].

g) Les boîtes de dérivation [13] :

Elles sont fixées sur les structures de montage, ce sont elles qui reçoivent tous les câbles des sorties des modules solaires. Elles effectuent également les connexions pour obtenir la tension de sortie voulue et elles comportent diverses protections (diodes antiparallèles, diodes séries, fusibles de protection, parafoudres, témoin de fonctionnement).

Le câblage de ces boîtes permet d'avoir une sortie en 12.24 ou 48 Volts selon les modèles, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie. Chaque boîte est équipée de diodes lumineuses permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.

En fonctionnement normal, ces diodes sont court-circuitées par un fusible de protection associé à un premier parasurtenseur.

Enfin, une protection par parasurtenseur évite aux surtensions de se propager vers l'installation. Le tout étant contenu dans un boîtier étanche, tel que toutes les entrées et sorties seront faites par presse-étoupe.

h) Les diodes :

Les diodes peuvent avoir deux fonctions dans une installation photovoltaïque : Dans une grande installation, on place parfois des diodes entre les panneaux pour empêcher ceux qui sont à l'ombre de prendre du courant aux autres, ce qui peut les endommager [15].

Ainsi, l'utilisation la plus courante est celle des diodes anti-retour dont le but est d'éviter toute circulation de courant inverse [16].

1-3-4 Les types de systèmes PV :

Il y'a trois types de systèmes PV : autonomes, hybrides et reliés au réseau [8]

1- Systèmes autonomes :

Ce sont des systèmes photovoltaïques complètement indépendants d'autre source d'énergie et qui alimentent l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, les systèmes autonomes exigent des batteries pour stocker l'énergie.

Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau.

En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

2- Systèmes hybrides :

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et, ou fossiles et des moyens de stockage associés.

3- Systèmes photovoltaïques connectés au réseau :

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

Étant donné que l'énergie est directement distribuée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité.

L'énergie produite est consommée sur place le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente les maisons de nuit ou pendant les jours sans soleil.

I-4 Le système de stockage :

La production d'énergie par les systèmes photovoltaïque est très fluctuante et dépend énormément des conditions météorologiques. C'est pourquoi, il faudra penser à stocker cette énergie pour la restituer pendant la nuit et les jours "sans soleil" et pour mieux adapter le générateur PV en fixant la tension du système [17].

Le système de stockage est caractérisé par :

- Sa nature (forme de l'énergie stockée).
- Sa capacité (quantité d'énergie stockée liée à la notion de durée du stockage).
- Son rendement (rapport de l'énergie cédée à l'énergie introduite).

Il existe plusieurs types de stockage. Le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique.

1. Les accumulateurs au plomb (très utilisés).
2. Les accumulateurs au cadmium-nickel (accumulateurs à électrolyte alcalin).

Les durées de stockage peuvent être très variables :

- De quelques heures pour compenser des passages nuageux dans le cas d'une utilisation diurne intermittente.
- Quotidiennes pour une utilisation nocturne dans les pays à fort ensoleillement.
- De plusieurs jours pour un usage quotidien dans les pays à plus faible ensoleillement.

1-4-1 Le rôle du stockage [12] :

Un stockage a pour but de mettre en réserve une certaine quantité d'énergie pour une utilisation ultérieure.

La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivants les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales :

- Ils permettent de satisfaire des besoins de l'utilisation malgré le caractère aléatoire et discontinu de l'énergie solaire reçue.
- Ils assurent un rôle tampon entre la production et l'utilisation, c'est-à-dire une adaptation d'impédance qui permet de mieux utiliser le champ photovoltaïque.

1-4-2 Les différents types de batteries :

a- Les batteries au plomb :

Une batterie au plomb acide est un ensemble d'éléments de 2 volts connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation désirée. Ces éléments sont constitués de plaques positives et négatives, assemblées en alternance, ces plaques sont recouvertes de matières actives, bioxyde de plomb pour la positive et plomb spongieux pour la négative, ces électrodes plongent dans une solution d'acide sulfurique, la quantité de matières formées donne une capacité plus ou moins grande [17].

La tension varie entre 1.7 Volts et 2.4 Volts par élément suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement. Ces accumulateurs ont un rendement énergétique de l'ordre 70 à 85 %. En raison de leur maintenance nécessaire, ils sont réservés aux systèmes photovoltaïques de puissance [5].

b- Les batteries en Cadmium-Nickel [12] :

La tension de ce type d'accumulateurs varie entre 1.15 et 1.45 Volts par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%.

En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- * Très bonne résistance mécanique.
- * possibilité de supporter des décharges profondes.
- * Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte.
- * Ne craint pas de gel.

c- Les batteries en Nickel-Zinc [12] :

Ces accumulateurs sont encore dans le domaine de la recherche mais ils ont l'intérêt d'utiliser des matériaux moins coûteux est moins toxiques, leur tension varie entre 1.6 et 1.8 Volts et leur inconvénient principal lié à la durée de vie qui reste limitée par un nombre de cycles.

d- Les batteries au Lithium :

Ces nouveaux accumulateurs utilisent un électrolyte liquide organique, leur intérêt réside dans une forte capacité par unité de masse, une très bonne étanchéité et une stabilité

importante vis-à-vis de la température. Leur développement est subordonné à une augmentation du nombre de cycles qu'ils peuvent accepter.

Il existe encore bien d'autres types d'accumulateurs réservés aux applications spatiales tels que les éléments Nickel-Hydrogène ou Argent- Hydrogène.

Les applications terrestres photovoltaïques n'utilisent pour l'instant que les accumulateurs au Plomb ou Cadmium-Nickel, leur couplage est relativement simple moyennant quelques règles de sécurité.

Tandis que les batteries au Plomb représentent plus de 90% de la production mondiale. Leur coût est comparable aux batteries Nickel-Cadium ou Nickel-Zinc.

1-4-3 Les caractéristiques principales d'un accumulateur [18] :

1- La tension d'utilisation: c'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

2- La capacité : c'est la quantité maximale d'énergie électrique restituable par l'accumulateur ou plus pratiquement c'est le nombre d'ampères-heures que peut débiter un accumulateur pour un courant et une tension définie. Elle s'exprime en ampères heures ou en Watts heures.

3- le rendement : c'est le rapport entre l'énergie restituée par l'accumulateur et l'énergie électrique fournie à l'accumulateur.

4- La durée de vie : un accumulateur peut être chargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il a une durée de vie totale exprimé en années (ou en nombre de cycles).

5- Le taux d'autodécharge : l'auto-décharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné. Le nombre de jours consécutifs sans ensoleillement (nombre autonomie) dépend du lieu de l'installation PV.

6- Le profondeur de décharge : la batterie doit être maintenue en bon état une très longue durée. Pour cela nous ne devons pas la décharger à plus de 60% de sa capacité normale, même pendant le mois le plus défavorable de l'année.

1-4-4 Installation des éléments de la batterie :

a) Choix du site d'installation de la batterie :

L'utilisation de la batterie peut présenter certains dangers qui sont le risque d'explosion et le dégagement de gaz toxique (Brouillard d'acide sulfurique). Le bon fonctionnement de toute installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation.

Compte tenu de cela, l'installation des éléments de batteries doit être effectuée avec un grand soin. Ces éléments doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieur à 1000.

Le local doit être bien ventilé pour garantir la circulation des gaz émanant de ces derniers et il sera à une température proche de 25⁰ C pour assurer le bon fonctionnement des éléments.

La température a une influence notable sur leur fonctionnement, si elle est très élevée, l'activation des réactions électrochimiques provoque une usure rapide des plaques, par contre si elle est très basse le rendement est fortement diminué [19].

b) Aspect extérieur : [20]

Les éléments des accumulateurs sont souvent montés dans les bacs devant être isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte, par l'intermédiaire de support en bois. La disposition des éléments doit faciliter leur inspection. Ces bacs sont réalisés en plastique transparent, afin de bien visualiser le repérage du niveau de l'électrolyte.

c) Les connexions :

Les éléments de la batterie sont généralement reliés en série jusqu'à l'obtention de la tension correspondante désirée, ceci est effectué par l'intermédiaire de connexions boulonnées. Les câbles de liaison entre ces éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [5].

d) Mise en service :

Pour une utilisation immédiate, les éléments de la batterie sont livrés avec l'électrolyte. A l'exploitation, ils sont livrés chargés secs. Pour la première mise en service de cette batterie,

le champ photovoltaïque est câblé spécialement pour effectuer la charge d'égalisation, après avoir préalablement effectué le remplissage en l'électrolyte des éléments. La batterie est le composant le plus vulnérable d'une installation photovoltaïque et elle coûte extrêmement cher dans le prix global.

Une batterie dont on prend soin peut durer jusqu'à un cinq ans comparés aux 20-30 ans de fiabilité d'un panneau solaire. En gros, il faut toujours veiller à ce que les batteries ne soient jamais surchargées ou trop déchargées.

I-5 Le système de régulation :

Le régulateur est le cœur du système de captage photovoltaïque. C'est un petit appareil qui se place entre la batterie et les panneaux photovoltaïques pour éviter que la batterie ne soit pas endommagée par un courant trop fort ou inversement qu'elle ne se décharge trop. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Sachant que, l'état de charge de la batterie est estimé par la mesure de la tension aux bornes des éléments. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives [21].

A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. La régulation de la charge a pour but de limiter la tension de la batterie (seuil haut). D'autre part, un courant trop élevé peut même provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur ce qui pourrait créer un court-circuit. Pour cette raison, les appareils installés sont dotés d'indicateurs de charge ou d'un limiteur de décharge pour couper la batterie dès que le niveau de tension descend en dessous d'un niveau déterminé [5].

I-5-1 Différents types de régulateurs :

1- Régulation de la décharge : [22]

La régulation de la décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-réglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête la décharge lorsque la tension de la batterie atteint ce seuil. Pour les batteries au plomb, la tension par élément doit être supérieure ou égale à 1.8 Volts (appelée tension d'arrêt).

Afin d'éviter une oscillation de la tension due au fait que l'interruption de la décharge provoque une légère augmentation de la tension, on utilise deux seuils de tension.

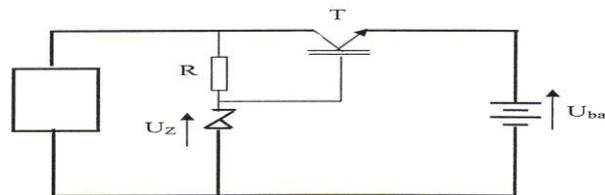
2- Régulation de la charge : [22]

La régulation de la décharge s'effectue par une réduction du courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse 2.4 Volts (tension de surcharge).

Pour les batteries au Plomb, il existe plusieurs types de montage de régulateurs de charge :

a- Régulateur de charge série : [23]

Le principe consiste à intercaler entre le panneau photovoltaïque et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante: Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant délivré par le panneau (P.S) charge la batterie à travers un transistor ; dès que la tension de la batterie U_{bat} devient supérieure à U_Z le transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers (R).



b- Régulateur de charge à coupure : [5]

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur photovoltaïque à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Il mesure en permanence la tension aux bornes de la batterie.

c- Régulateur de charge à découpage : [2]

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu qui délivre à la batterie sa tension de floatant chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut.

d- Régulateur de charge série à coupure partielle : [2]

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau photovoltaïque en deux parties. Chacune délivre une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la

batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

e- Régulateur de charge parallèle : [22]

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissance selon le principe suivant :

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance sont faibles alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il dérive une partie du courant de charge.

En conclusion, nous pouvons dire qu'un régulateur de charge, qu'il soit de conception simple ou compliquée est le cœur d'une installation photovoltaïque.

La régulation de la charge a pour but de limiter la tension de la batterie (seuil haut), cependant la régulation de décharge est assurée par déconnexion des utilisations lorsque la tension de batterie atteint une valeur trop faible (seuil bas).

I-6 Le système de conversion:

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif).

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [24].

Les convertisseurs doivent satisfaire les caractéristiques suivantes :

- Haut rapport.
- Haute garantie.
- Stabilité et taux de distorsion de la sortie appropriés.

Le convertisseur installé aura une puissance de 1200W et ne travaille pas au-dessous de la puissance nominale, pour cela son rapport restera réduit sensiblement [20].

I-6-1 Convertisseur continu-continu :

Il est disposé généralement entre le champ photovoltaïque et la charge et il est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ photovoltaïque correspondant au point de puissance maximale.

Le convertisseur CC a pour rôle de convertir un grand nombre d'appareils fonctionnant en CC haute tension en CC basse tension. D'autre part, la plupart des appareils qui fonctionnent sans problème à 12 Volts et permettant de les alimenter directement sans transformateurs. En cas de doute, (surtout si l'appareil coûte cher), il vaut mieux installer ces convertisseurs d'énergies [5].

Ce type de convertisseur présente deux inconvénients pour les installations photovoltaïques de faible puissance :

* Un prix élevé.

* Un gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

I-6-2 Convertisseur continu- alternatif :

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'onde de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

1- convertisseur Rotatif : C'est un moteur a courant continu couplé a un alternateur, son rendement varie de 50 à 60% pour 1 KW jusqu'à atteindre 90% pour 500 KW.

- Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.
- Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

2- convertisseur statique : On le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charge, des pertes a vide considérables surtout pour les faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (Pulse Width Modulation) qui

permettent grâce à la modulation de la largeur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale. Avec ce système, on obtient :

- * Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- * De faibles pertes à vide.

Le choix de l'onduleur se fera suivant les critères suivants :

- **La puissance nominale** : c'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.
- **Le rendement** : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie à la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné par le rapport entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.
- **La consommation à vide** : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de la nuit). Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension de sortie par rapport à une tension sinusoïdale pure (220V-50HZ). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :
 - Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.
 - Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmoniques.

I-7 La centrale solaire photovoltaïque :

Une centrale solaire photovoltaïque est formée par l'ensemble de panneaux solaires photovoltaïques à base de silicium qui sont reliés entre eux en série ou en parallèle et branchés sur un ou plusieurs onduleurs [25].

Les centrales solaires sont de grandes puissances, à l'opposé des systèmes solaires photovoltaïques autonomes (alimentation des habitations isolés, des refuges..) ou des systèmes solaires décentralisé raccordé au réseau (installé sur des bâtiments à des puissances généralement inférieur à 1MWc). Ce système permet la production d'électricité.

I-7-1 Exemples de centrales solaires photovoltaïques :

La plus grande centrale solaire photovoltaïque au monde est actuellement à Amareleja au Portugal (46 MW de puissance). Elle devrait être prochainement surclassée par une centrale d'une puissance de 62 MW située à Moura au Portugal.

Tableau I-1 : Les plus grandes centrales photovoltaïques au monde

Puissance (MW crête)	Localisation	Description	Production
46,41 MW	Amareleja, Portugal	262.000 modules	93 GWh , mis en service en mars 2008
62 MW	Moura, Portugal	350 000 modules	88 GWh, sera en service en 2009
40 MW	Sarnia, Ontario, Canada	1 million de modules sur 365 hectares	40 GWh , sera en service en 2010
40 MW	Brandis, Allemagne	400.000 m ² , 550.000 modules CIS	40 GWh ,
20 MW	Beneixama, Espagne	non précisé	mise en service en septembre 2007
18 MW	Las Vegas, ÉtatsUnis	non précisé	en service en 2007
14 MW	Murcia, Espagne	non précisé	~20000 MW·h (fin 04.2007)
12 MW	Bavaria solarpark, Allemagne	passée à 12 MW en 2006	12 GWh
11 MW	Serpa, Portugal	52000 modules	entrée en service en 2007
7 MW	Narbonne, France	modules First Solar	8250 MW·h
6.3 MW	Mühlhausen, Allemagne	57600 modules	6750 MW·h
5 MW	Bürstadt, Allemagne	30000 modules	4200 MW·h
5 MW	Espenhain, Allemagne	33500 modules	5000 MW·h
4.59 MW	Springerville, Arizona, USA	34980 modules	7750 MW·h

I-7-2 Le bilan énergétique d'une centrale solaire photovoltaïque :

L'énergie produite par des panneaux est liée à la puissance solaire reçue. Cette dernière est en fonction de l'ensoleillement du lieu, de la position géographique (latitude), de l'inclinaison du plan considéré et de son orientation (sud, est, ...).

Prenons comme exemple deux villes françaises : Lille et Marseille. Nous connaissons la valeur moyenne annuelle d'irradiation solaire pour ces deux villes.

Lille : 1140 kWh / m² Marseille : 1800 kWh / m² Ces valeurs correspondent à l'énergie reçue par un plan d'inclinaison de 35 degrés et orienté plein sud. Nous parlons ici de panneaux fixes sans dispositifs permettant de suivre le soleil.

Comparons à présent l'énergie annuelle produite par des panneaux installés dans ces deux villes. Pour les calculs nous avons considéré une installation de 10kW crête avec des panneaux mono ou poly cristallins classiques.

Lille : 8840 kWh / an Marseille : 13700 kWh / an Pour une même surface d'installation nous voyons que la différence de production entre les deux villes est de 4860 kWh ce qui représente une différence de revenu annuel de 2673 € (en considérant le tarif de rachat 55c€ / kWh correspondant à une intégration au bâti) [26].

I-8 Câblage électrique :

Pour que le système puisse fonctionner normalement, le réseau de câblage doit satisfaire certaines conditions :

- Permettre un contrôle et un dépannage facile et rapide.
- Utiliser des sections de câbles adaptées aux courants débités.
- Utiliser des longueurs des câbles électriques équivalentes afin de limiter les déséquilibres.
- Utiliser des fils de section suffisante pour ne pas introduire de résistances série.
- Disposer les modules ou les panneaux de telle sorte que les longueurs des câbles de liaison soient à peu près équivalentes pour éviter les déséquilibres.
- L'étanchéité des boîtiers de connexion devra être soignée au maximum pour éviter une corrosion extérieure pouvant occasionner des résistances séries non négligeables.
- Utiliser des diodes entre les panneaux pour empêcher ceux qui sont à l'ombre de prendre du courant aux autres, ce qui peut les endommager.
- L'utilisation la plus courante des 'diodes anti-retour' dans une installation PV a pour but de contrecarrer le courant de la batterie pendant les heures où les panneaux sont complètement à l'ombre et pendant la nuit.

I-9 Avantages, Inconvénients et limites :

Tout système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients :

1-9-1 Les avantages : [27]

- 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.

- 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 Milliwatt au MégaWatt.

- 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 (électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales.

- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.

- Temps de réalisation d'une centrale PV minimum.

- Ils ont une longue durée de vie.

- On élimine les frais et les risques de transport associé aux énergies fossiles.

I-9-2 Inconvénients [28] :

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.

- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230V alternatif Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (< 30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Le stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% (70% maximum) de leur capacité maximale. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3 à 5ans), ce qui entraîne un surcoût au fonctionnement.

I-9-3 Limites [29] :

Les systèmes ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. Si vous souhaitez utiliser l'énergie solaire à cette fin, considérez d'autres solutions de recharge comme un chauffe-eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement.

- Les systèmes raccordés au réseau sont rarement économiques, surtout parce que le coût actuel de la technologie PV est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle.

I-10 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre une description générale des systèmes photovoltaïque.

Tous les éléments ont été introduits afin de permettre une bonne compréhension du fonctionnement des systèmes PV. Afin de faciliter la conception, nous avons aussi mis en valeur les avantages, les inconvénients et les limites d'utilisation de ces systèmes.

Références :

- [1] : « Stockage des énergies renouvelables », N. Achaïbou, Bulletin des énergies renouvelables, CDER, N° 5, Juin 2004.
- [2]: « conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Fethi Benyarou, thèse de doctorat, Université de Tlemcen, juillet 2004.
- [3] : « Energie et développement durable », Arnaud Spire, Conseiller de la Fondation Gabriel Péri, Rev. Nouvelles FondationS, N° 6, Novembre 2007.
- [4] : « Cellules solaires photovoltaïques, Rapport d'expériences», Sébastien Gauthier, Jean Théberge, Laboratoire de physique, Université de Montréal, 1996.
- [5] : « contribution a l'étude d'un générateur photovoltaïque dote de système de suivi du soleil comparaison et application au site de Tlemcen », Bouazza Samia, Thèse de Magister, Université Tlemcen, Mai 2004.
- [6] : « Les cellules photovoltaïques », association de retraités du groupe CEA, Paris, fiche Numéro 28 du 05/11/2007.
- [7] : « L'énergie solaire et ses applications », Electrabel, Projet des systèmes photovoltaïques, Institut d'enseignement, 1997.
- [8] : « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydrauliques sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Maouedj Rachid, thèse de magister, Université Tlemcen, Déc 2005.
- [9] : « Energie photovoltaïque, application au traitement de l'eau potable et des Eaux usées en zones rurales », Eric MICHEL, Arnaud REVES, centre de Digne les bains, Réédition 2003.
- [10] : <http://pagesperso-orange.fr/f5zv/SOLAIRE/SM2/SM2b01.html>.
- [11] : www.cedecam.be/celpho/acceuil_celpho_tot.htm.
- [12] : « Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications »,
- [13] : « Système photovoltaïque pour les pays en développement », T. Fogelman, Manuel d'installation et d'utilisation, AFME, Septembre 1982.
- [14] : « Le gisement solaire de l'Algérie », C. Perrin de Brichambaut, C. Vauge, Edition Lavoisier, Tec et Doc, Paris, 1982.
- [15] : « Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque », N. Ghellai, Thèse de magister, Université de Tlemcen, 1991.
- [16]: « Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces », S.A.Klein, Solar Energie Laboratory, University of Wisconsin-Madison, USA, Rev. Vol 19, pp 325_329, 1976.
- [17] : « Introduction à l'Etude du Système de Stockage dans un Système Photovoltaïque » N. Achaïbou, Rev. Energ. Ren, CDER, PP 1-6, Valorisation, 1999.
- [18] : « Contribution à l'étude des systèmes de Télécommunication mobiles alimentés par énergie solaire », A. GUEN, Thèse de Magister, Université de Tlemcen, Février 1992.
- [19] : « Elaboration d'un logiciel pour la modélisation du champ photovoltaïque », R.Laddad, projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état, USTHB, 1991.
- [20] : « Exploitation informatisée de l'énergie d'un générateur photovoltaïque appliquée aux sites de Tlemcen et Bouzaréah », Tahri Khadra, thèse de magister, Université Tlemcen, 2006.
- [21] : « Simulation des installations photovoltaïques », M. Drif, Mémoire de Post-Graduation Spécialisée en Héliotechnique, CDER, Décembre 1992.

- [22] : « Etude analytique conceptuelle des systèmes photovoltaïques de puissance adaptés aux sites isolés de l'Algérie », M. Chikh, Thèse de magister, CDER, 1994.
- [23] : « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique à sortie fixe pour installation photovoltaïque », Z. BACHI, S. ELFODIL, Université de Blida, 1992.
- [24] : « Modélisation d'un système de Captage Photovoltaïque Autonome », Belhadj Mohammed, Thèse de Magister, Université Bechar, 2008.
- [25] : www.web-libre.org/.../centrale-solaire-photovoltaïque.
- [26] : « Le bilan énergétique d'une centrale solaire photovoltaïque », étude réalisée par l'entreprise Enertime, Paris 2008.
- [27] : « énergie-combustibles-transports3 », Ph Nika, Uni- Franche- Comté, page 7-8, Article PDF.
- [28] : « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières inter digités », Nichiporuk Oleksiycv, Thèse de Doctorat en physique, INSA de Lyon, 2005.
- [29]: « An Introduction to Photovoltaic Systems », Natural Resources Canada, Number of the inventory: M27-01-1592F, 2001.

L'énergie Solaire

II-1 Introduction :

Plusieurs paramètres peuvent influencer l'énergie captée par un système photovoltaïque. Le mouvement terre soleil, la position du soleil, l'orientation du capteur, la situation géographique...

Dans ce chapitre nous présentons les paramètres essentiels pour l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

II-2 Mouvement Terre-Soleil :

La présence variable des saisons, des jours et des nuits a une grande influence sur la répartition de l'énergie solaire captée sur terre.

II-2-1 Mouvement de rotation :

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de : $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est : $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que :

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

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation est penché d'un angle $23^\circ 27' \approx 23,45^\circ$ avec un mouvement de révolution de la terre, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière [1].

II-2-2 Mouvement de translation [2] :

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $P_t = 365\text{ jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25\text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan

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

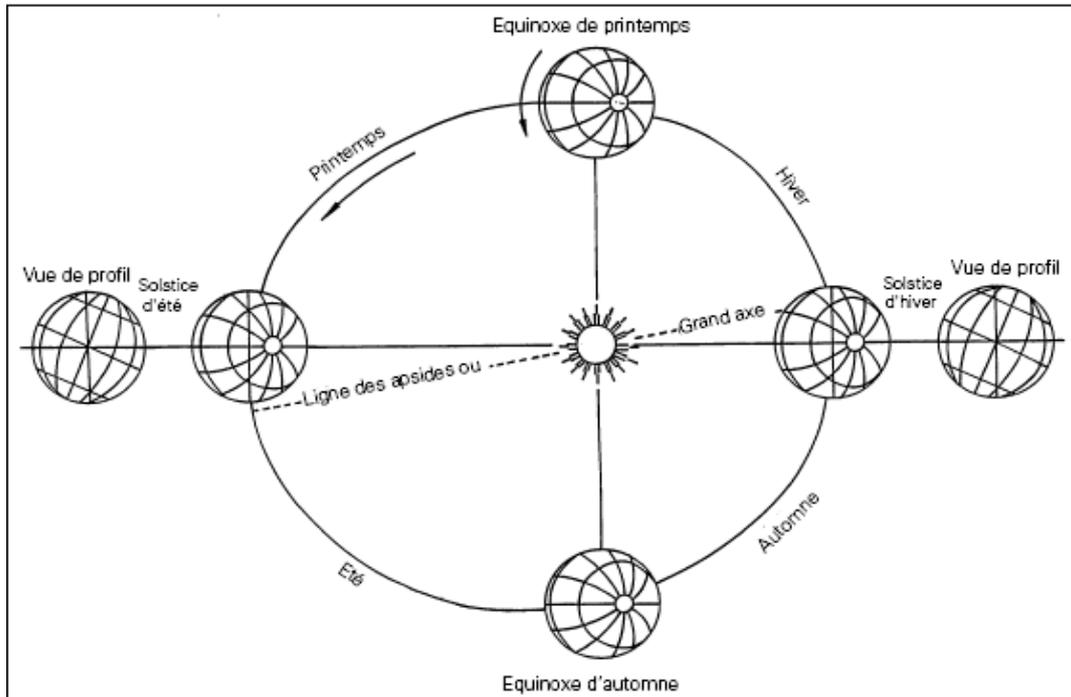


Figure II.1 : Plan de l'écliptique: l'orbite terrestre et les saisons [3]

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivant :

$$D_{TS}(N) = 1 - 0,017 \cdot \cos [360 (N-2) / 365] \text{ en U.A} \quad (\text{II-1})$$

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

- Année civile : $N = 365$ jours
- Année bissextile : $N = 366$ jours

Les valeurs extrêmes de la distance Terre- Soleil sont données par :

$D_{TS}(\text{min}) = 0,983 \text{ UA}$ vers le 2 janvier (Périgée).

$D_{TS}(\text{max}) = 1,017 \text{ UA}$ vers le 5 juillet (Apogée).

II-2-3 Mouvement apparent du soleil :

Pour étudier le mouvement du soleil nous examinerons le mouvement apparent du soleil pour un observateur sur la terre.

En un point de latitude φ au Nord de l'équateur, le soleil d'écrit un arc de cercle variable chaque jour a raison de 15° par heure. La distance Zénithale Z (ou angle zénithal) ; c'est l'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu.

Z varie quotidiennement est annuellement entre : $\varphi - 23,45^\circ \leq Z \leq \varphi + 23,45^\circ$;

$Z = \varphi - \delta$ avec $-23^\circ 27' \leq Z \leq 23^\circ 27'$.

- Aux équinoxes (E.A et E.P) \longrightarrow $\delta = 0$ et $Z = \varphi =$ la latitude du lieu et les journées ont une durée de 12h.
- Au solstice hiver (S.H) \longrightarrow $\delta = -23,45^\circ$; $Z = \varphi + 23,45^\circ$ Les journées ont une durée inférieure à 12h.
- Au solstice été (S.E) \longrightarrow $\delta = 23^\circ 27'$; $Z = \varphi - 23^\circ 27'$. Les journées ont une durée supérieure à 12h.
- En un point de l'équateur ($\varphi = 0$), le soleil se lève toujours à l'est et couche à l'ouest, La durée des jours est constante égale à 12h.
- En un point de l'attitude φ au sud de l'équateur, le mouvement du soleil sera identique si on inverse la position du Sud et du Nord.

II-3 Repérage d'un site sur la surface terrestre :

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

La latitude et la longitude, qui sont calculées en angle et qui s'expriment en degrés, minutes et secondes d'angle [1].

* La latitude (φ) donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de 0° à l'équateur à 90° N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur.

$$\varphi \text{ varie de } -90^\circ \text{ à } +90^\circ \text{ tel que : } \begin{cases} \varphi > 0 & \text{Vers le Nord} \\ \varphi < 0 & \text{Vers le Sud} \end{cases}$$

* La longitude, permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une ligne Nord- Sud de référence appelée le méridien (Greenwich).

$$\lambda \text{ varie de } -180^\circ \text{ à } +180^\circ \text{ tel que : } \begin{cases} \lambda > 0 & \text{à l'est de méridien de Greenwich.} \\ \lambda < 0 & \text{à l'ouest du méridien de Greenwich.} \end{cases}$$

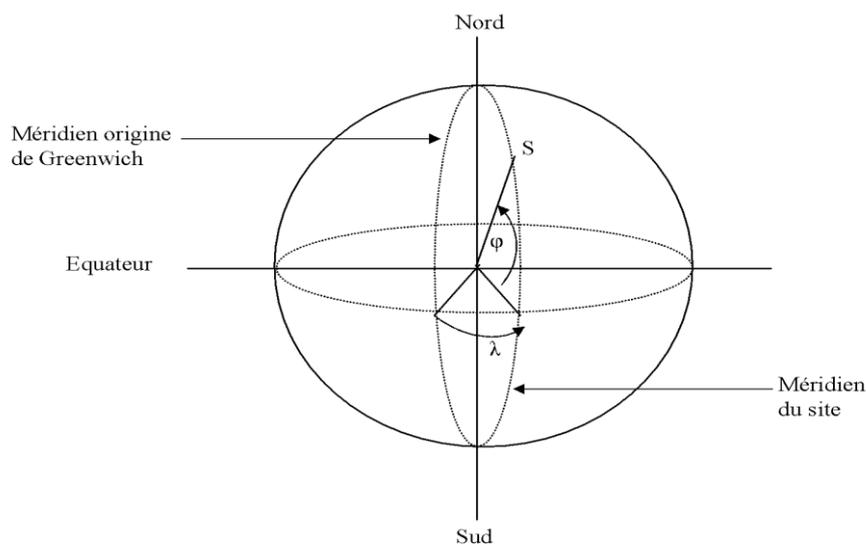


Figure II-2: Repérage d'un site sur la surface terrestre

II-4 Position du soleil :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année de deux manières, par deux systèmes de coordonnées différents [4].

On repère cette position grâce à deux plans de référence (fig II.2)

* Par rapport au plan équatorial de la terre.

*Par rapport au plan horizontal du lieu.

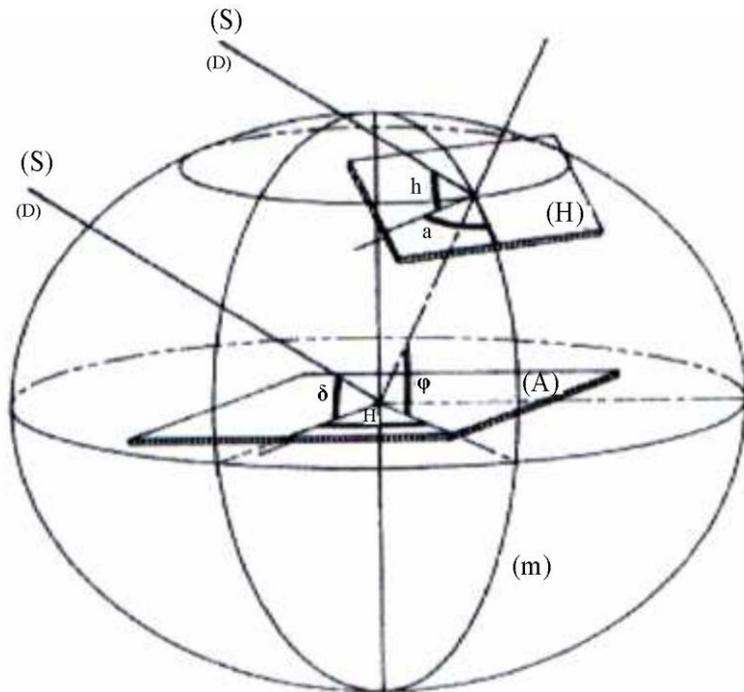


Figure II.3 : Coordonnées équatoriales et horaires

II-4-1 Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

a- La déclinaison du soleil δ :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation [4]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin [360/365 (N - 80)] \quad \text{Ou avec plus de précision:}$$

$$\delta = \text{ArcSin} [0,389 \cdot \sin [360/365(N - 82) + 2 \cdot \sin 360/365(N - 2)]] \quad (\text{II-2})$$

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

Année civile : N=365jours

Année bissextile : N= 366 jours

δ varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

$$\text{On prend : } \begin{cases} \delta = 0 & \text{aux Equinoxes (E.P, E.A)} \\ \delta = 23,45^\circ & \text{au Solstice été (S.E)} \\ \delta = -23,45^\circ & \text{au Solstice hiver (S.H)} \\ \delta > 0 & \text{aux E.P- S.E -E.A} \\ \delta < 0 & \text{aux E.A- S.H-E.P} \end{cases}$$

- EP : équinoxe printemps - SE : solstice été.
- EA : équinoxe automne - SH : solstice hiver

b- L'angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que fait les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [1]:

$$H = 15(TSV - 12) \quad (II-3)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right) \\ E_t = 9,87 \sin 2N' - 7,35 \cos N' - 1,5 \sin N' \\ N' = \frac{360}{365}(N - 81) \\ DE = +1 \text{ pour } L' \text{ Algérie.} \end{cases}$$

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

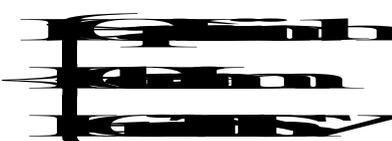
TSV: temps solaire vrai = temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

TL : temps légal = temps donné par une montre.

Et: correction de l'équation du temps.

λ : longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à $+180^\circ$.

On prend: 

II-4-2 Coordonnées horizontales:

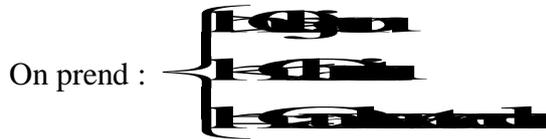
Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude φ par deux angles h et a .

a- La hauteur du soleil h :

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

$$\sin h = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos H + \sin \varphi \cdot \sin \delta$$

h varie entre -90° et $+90^\circ$.



b- L'azimut du soleil :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [2] :

$$\sin a = \cos \delta \cdot \sin H / \cos h$$

a : varie entre -180° et $+180^\circ$.

$$\text{On prend: } \begin{cases} a > 0 & \text{vers l'ouest} \\ a < 0 & \text{vers l'est} \\ a = 0 & \text{direction du sud} \end{cases}$$

II-5 Orientation d'un capteur :

L'orientation d'un capteur quelconque est définie par deux angles (α, γ)

a- La hauteur du capteur γ :

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [1].

$$\gamma \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ: \begin{cases} \gamma > 0 & \text{plan tourné vers le haut} \\ \gamma < 0 & \text{plan tourné vers le bas} \\ \gamma = +90^\circ & \text{plan horizontal tourné vers le haut} \\ \gamma = -90^\circ & \text{plan horizontal tourné vers le bas} \\ \gamma = 0 & \text{plan vertical} \end{cases}$$

b- Azimut du capteur α :

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

$$\alpha \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ: \begin{cases} \alpha > 0 & \text{vers l'ouest} \\ \alpha < 0 & \text{vers l'est} \\ \alpha = 0 & \text{plan Sud} \\ \alpha = -90^\circ & \text{plan Est orienté vers l'est} \\ \alpha = 180^\circ & \text{plan Nord orienté vers l'ouest} \\ \alpha = +90^\circ & \text{plan Ouest orienté vers l'ouest} \end{cases}$$

L'inclinaison β du capteur par rapport au plan horizontal est donnée par: $\beta = 90 - \gamma$

II-6 Les différents types de capteurs [2] :

L'énergie reçue par un capteur dépend de son orientation et de son angle d'incidence i .

Parmi les capteurs recevant une énergie instantanée, journalière et annuelle élevée, on trouve :

* Le capteur TEL est un capteur orienté face au Sud (hémisphère Nord) est incliné d'un angle $\beta = \varphi$ par rapport à l'horizontal. Ces coordonnées sont:

$\alpha = 0, \gamma = 90 - \varphi$ et $i = 0$ uniquement aux équinoxes et à 12h TSV.

* Le capteur à un axe est un capteur qui suit le soleil en azimut et généralement il est incliné d'un angle $\beta = \varphi$ par rapport à l'horizontal. Ces coordonnées sont:

$\alpha = a, \gamma = 90 - \varphi$ et $i = 0$ uniquement aux équinoxes.

*Le capteur à deux axes est un capteur qui suit le soleil en site et en azimut et généralement il est perpendiculaire aux rayons solaires à chaque instant de la journée. Ces coordonnées sont:

$$\alpha = a, \gamma = h \quad \text{et} \quad i=0$$

II-7 Angle d'incidence sur un capteur :

L'angle d'incidence i , c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan, il est défini par [5] :

$$\begin{aligned} \cos i = & \sin \alpha \cos \gamma \sin H \cos \delta + \cos \alpha \cos \gamma [\cos H \cos \delta \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi] \\ & + \sin \gamma [\cos H \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi] \end{aligned} \quad (\text{II, 5})$$

II-8 Durée d'ensoleillement d'un capteur :

Pour un plan (α, γ) , le lieu φ et un jour δ données, l'angle i est uniquement fonction de l'angle horaire H ; on exprimera donc $\cos i$ en faisant bien apparaître la variable H :

$$\cos (i) = A \sin (H) + B \cos (H) + C \quad (\text{II, 6})$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} A = A' \cos (\delta) & A' = \sin (\alpha) \cos (\gamma) \\ B = B' \cos (\delta) & B' = \cos (\alpha) \cos (\gamma) \sin \varphi + \sin \gamma \cos \varphi \\ C = C' \sin (\delta) & C' = -\cos (\alpha) \cos (\gamma) \cos \varphi + \sin \gamma \sin \varphi \end{cases}$$

Le lever H_L et le coucher H_C du soleil sur un capteur sont définis pour :

$$i = \pm 90^\circ \rightarrow \cos i = 0 \rightarrow A \sin H + B \cos H + C$$

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

$$\begin{cases} H_L = \rho (\alpha) \arccos \left(\frac{B'}{D'} \right) - \arccos \left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg} (\delta) \right) \\ H_C = \rho (\alpha) \arccos \left(\frac{B'}{D'} \right) + \arccos \left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg} (\delta) \right) \end{cases}$$

Avec : $D' = \sqrt{A'^2 + B'^2}$ et $\delta(\alpha) = \text{signe de } \alpha$

Capteur TEL (0.90- φ) , $A'=0, B'=1, C'=0$.

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

$$D_j' = \frac{H_2 - H_1}{15} \quad \text{Avec} \quad \begin{cases} H_1 = H_L' & \text{si} & |H_L'| \leq |H_L| \\ H_L = H_L & \text{si} & |H_L'| \geq |H_L| \\ H_2 = H_C' & \text{si} & |H_C'| \leq |H_C| \\ H_2 = H_C & \text{si} & |H_C'| \geq |H_C| \end{cases}$$

II-9 Temps et heure :

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher de soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donne une hauteur h du soleil nulle sont appelés : le lever et le coucher du soleil.

- La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire [4] :

$$\sin h = \cos \delta \cos \varphi \cos H + \sin \varphi \sin \delta = \cos \delta \cos \varphi (\tan \delta \tan \varphi + \cos H)$$

On pose: $T = -\tan \delta \tan \varphi$ on obtient: $\sin h = \cos \delta \cos \varphi (\cos H - T)$

$\sin h = 0$ est équivalent à la résolution de $\cos H = T$.

a) $|T| > 1 \rightarrow |\varphi| + |\delta| > 90^\circ$

$\sin h \neq 0$, Quel que soit H : On ne peut pas parler de lever ou de coucher du soleil.

- T est négatif: $T < -1 \rightarrow |\varphi + \delta| > 90^\circ$

$$\rightarrow \sin h > 0$$

$$\rightarrow h > 0$$

Le soleil est toute la journée au-dessus de l'horizon: «Jour polaire».

- T est positif: $T > -1 \rightarrow |\varphi - \delta| < 90^\circ$

$$\rightarrow \sin h < 0$$

$$\rightarrow h < 0$$

Le soleil est toute la journée au-dessous de l'horizon: «Nuit polaire».

b) $|T| \leq 1 \rightarrow |\varphi| + |\delta| \leq 90^\circ$

L'équation $\sin h = 0$ à deux racines, ce qui donne deux valeurs de H :

$$\begin{cases} H_C = \text{Arc cos}(-tg \delta tg \varphi) \rightarrow \text{Coucher} \\ H_L = -\text{Arc cos}(-tg \delta tg \varphi) \rightarrow \text{Lever} \end{cases}$$

Les valeurs des azimuts correspondants : a_C pour le coucher et a_L pour le lever :

On obtient :

$$\begin{cases} a_C = \text{Arc cos}\left(-\frac{\sin \delta}{\cos \varphi}\right) \\ a_L = -\text{Arc cos}\left(-\frac{\sin \delta}{\cos \varphi}\right) \end{cases}$$

Remarque :

- pour le jour polaire : $H_L = -180^\circ$ et $H_C = 180^\circ$ et pour la nuit polaire :

$$H_L = 0^\circ \text{ et } H_C = 0^\circ.$$

-A l'équateur ($\varphi=0$), on a pour toute l'année : $H_C = 90^\circ$ et $a_C = 90 - \delta$.

-Aux équinoxes (δ), on a pour toute la terre : $H_C = 90^\circ$ et $a_C = 90^\circ$.

La durée du jour, D_j en heures, et donnée par : $D_j = \frac{H_C - H_L}{15} = \frac{2}{15} \text{Arc cos} T$

Avec $T = -tg \delta tg \varphi$

On retrouve donc :

- Si $T = -1$; $H_C = 180^\circ$; $D_j = 24$ heures jour polaire.

- Si $T = 1$; $H_C = 0^\circ$; $D_j = 0$ heure nuit polaire.

Les valeurs des durées maximales et minimales :

$D_j = D_{j \max}$ pour $\delta = 23.45^\circ$ (S.E le 21 ou 22 juin).

$D_j = D_{j \min}$ pour $\delta = -23.45^\circ$ (S.H le 21 ou 22 décembre).

La variation de la durée du jour au cours de l'année pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah est illustrée par la figure II-4 :

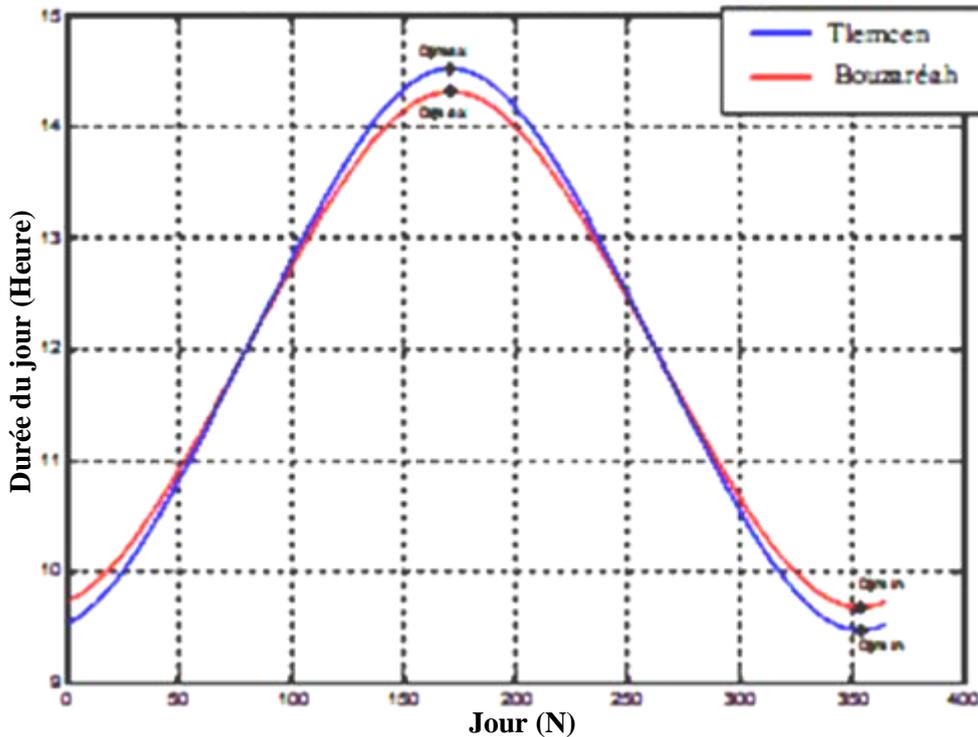


Figure II-4 : Durée du jour en fonction du numéro du jour de l'année N pour les sites de Tlemcen et de Bouzaréah.

II-10 Rayonnement solaire :

Le soleil est l'origine principale de l'énergie disponible sur terre, ceci inclut l'énergie thermique directe, l'énergie hydroélectrique et même l'énergie générée par les hydrocarbures puisque ces derniers sont la conséquence de la photosynthèse [6].

Le rayonnement solaire est énergie sous forme d'onde électromagnétique dont le spectre est compris entre $\lambda' = 0.25 \mu\text{m}$ et $\lambda' = 4 \mu\text{m}$ avec 1% au-dessus et 1% au-dessous de cet intervalle.

Le rayonnement solaire contient de la lumière visible (LV : 0.4 μm \rightarrow 0.8 μm) et de la lumière invisible [(UV : 0.25 μm \rightarrow 0.4 μm) et (IR : 0.8 μm \rightarrow 4 μm).

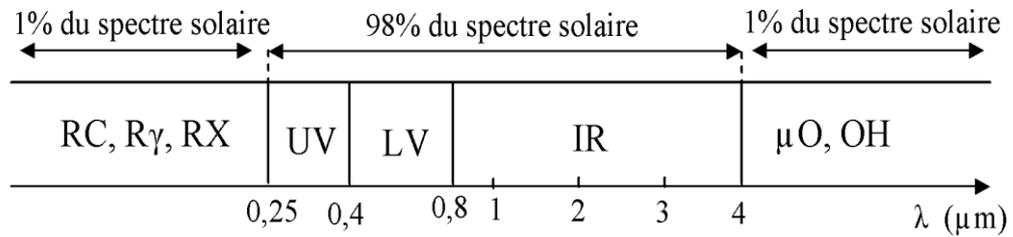


Figure II.5 : Rayonnement solaire

L'analyse du spectre du rayonnement solaire à une ressemblance avec celui d'un corps noir de même surface et porté à une température de 5777°K dans l'intervalle du spectre [0.25 μm \rightarrow 4 μm].

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

$$\lambda'_m T_s = 2898 \mu\text{m K}$$

Pour $T=5777^\circ \text{K}$, $\lambda'_m = 0.5 \mu\text{m}$.

II-10.1 Le rayonnement solaire hors atmosphère : [6]

Le soleil est considéré comme un corps noir de rayon $r = R_s$ porté à la température $T=T_s$. La puissance du soleil rayonnée par unité de surface et par unité de temps est donnée par la loi de Stéphan :

$$W_s = \sigma T_s^4$$

$$[W_s] = \text{W} / \text{m}^2 \text{S}$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{W} / \text{m}^2 \text{K}^4$ = la constante de Stephan-Boltzman

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

$$P_s = \sigma T_s^4 4\pi R_s^2$$

$$[P_s] = W / S.$$

En supposant que la terre est diminuée d'atmosphère et qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'1 m² placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance W_T :

$$W_T = (\sigma T_s^4 4 \Pi R_s^2) / (4 \Pi D_{TS}^2) = (\sigma T_s^4 R_s^2) / (D_{TS}^2)$$

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

D_{TS} : varie en fonction du jour de l'année selon la relation suivante :

$$D_{TS} = 1 - 0.017 \cos [360 / 365 (N - 2)]$$

La variation de la distance terre- soleil au cours de l'année est représentée par la figure (II.6) [6].

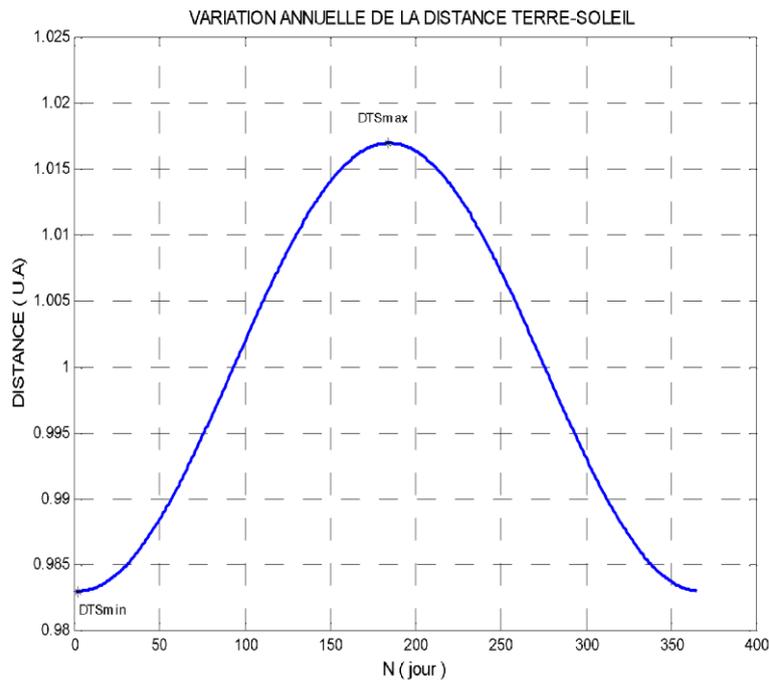


Figure II-6: Distance terre- soleil en fonction du numéro du jour de l'année N.

Les valeurs extrêmes de la distance terre- soleil sont données respectivement par

$$D_{TS} (\max) = 1,017 \text{ UA} \quad \text{vers le 5 Juillet (Apogée)}$$

$$D_{TS} (\min) = 0,983 \text{ UA} \quad \text{vers le 2 Janvier (Périgée)}$$

Pour une distance annuelle terre-soleil moyenne : $W_T = 1366.12 \text{ W/m}^2 \text{ S}$

On appelle constante solaire ($I_0 = W_T$), l'énergie reçue du soleil par unité de surface placée perpendiculairement aux rayons lumineux dans l'espace au voisinage de la terre, à la distance d'une unité astronomique (1 .U.A= $1.495 \cdot 10^8 \text{ Km}$) du soleil.

Les mesures récentes donnent une valeur de $I_0 = (1367 \pm 7) \text{ w/ m}^2$ au lieu de $I_0 = (1353 \pm 21) \text{ w/ m}^2$ adapté en 1971.

L'intensité (I) reçue par une surface placée perpendiculairement aux rayons solaires hors atmosphère varie quotidiennement selon la relation suivante :

$$I = 1367 (1 + 0,034 \cos [360 / 365 (N-2)])$$

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des taches solaires et des éruptions chromosphériques, les rayonnements émis par le soleil peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs habituelles. Ces variations apparaissent sensibles surtout pour les rayonnements de très courtes longueurs d'ondes. Dans le domaine du rayonnement électromagnétique relatif aux applications solaires, ces variations sont considérées comme négligeables.

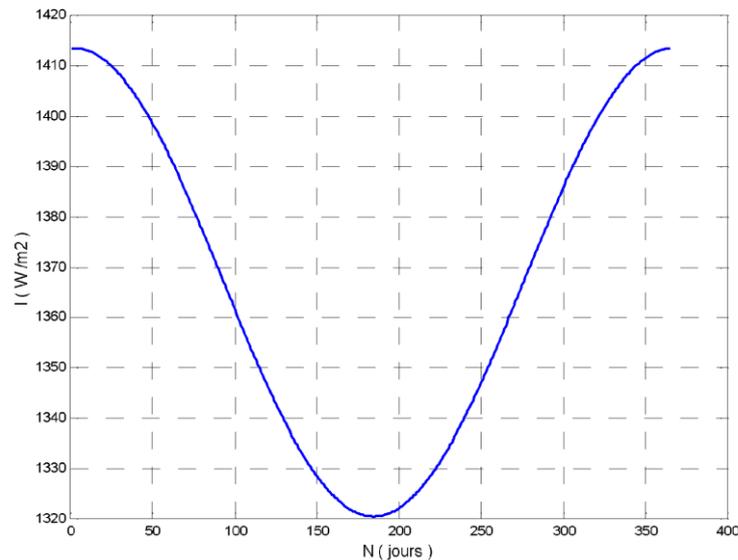


Figure II-7 : Évolution annuelle de la constante solaire corrigée

Le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur 1413 W/m^2 , le minimum au début de Juillet avec la valeur 1320 W/m^2 .

II-10.2 Le rayonnement solaire au sol :

Le rayonnement extraterrestre arrivant à la surface de l'atmosphère terrestre rencontre dans son passage des phénomènes d'absorption et de diffusion qui contribuent à son affaiblissement. On distingue [7] :

- L'absorption par les gaz de l'atmosphère et la vapeur d'eau.
- La diffusion moléculaire par les gaz, par la vapeur d'eau et par les aérosols.

La masse atmosphérique, la hauteur d'eau condensable et le facteur de trouble sont les principaux facteurs représentatifs de ces phénomènes :

- Masse atmosphérique m : c'est l'épaisseur d'air traversée par les rayons solaires avant de parvenir au capteur. A une altitude Z en Km et une pression P en **mb** le nombre de masse d'air (AM) est donné par :

$$m = \frac{P}{P_0} \frac{1}{\sinh} \exp\left(\frac{-Z}{7.8}\right)$$

Formule simplifiée : $m = \frac{1}{\sinh} (1 - 0.1Z)$

Au sol et au niveau de la mer ($Z=0$), pour une pression $P_0=1013 \text{ mb}$ et pour un soleil au Zénith, on a $m=1$: le rayonnement reçu est alors noté par AM_1

- Hauteur d'eau condensable W : c'est l'épaisseur d'eau liquide obtenue au sol en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère dans une colonne de surface unité à la verticale du lieu. Elle est donnée par [8] :

$$w=0,17e.$$

Avec e : tension de vapeur d'eau au sol.

- Facteur de trouble T_L : appelé aussi facteur de trouble de linke, il caractérise tous les phénomènes d'absorption et de diffusion atmosphérique. Il est donné par [4] :

$$T_L = 2,5 + 16 \beta_A + 0,5 \log (w)$$

Avec :

β_A : facteur de trouble d'Angstrom dépend de l'état de visibilité du ciel.

Au niveau du sol l'ensoleillement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales (direct, diffus et réfléchi).

II-11 Estimation de l'énergie captée :

Le rayonnement global reçu par un capteur (α, γ) est composé de rayonnement direct et diffus. Ces rayonnements varient aléatoirement en fonction de la hauteur du soleil, de l'angle d'incidence, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère [9].

Le calcul de ces rayonnements est très compliqué. On utilise des méthodes approchées pour l'estimation. Dans un premier lieu, nous calculons l'énergie instantanée incidente.

II-11-1-Estimation de l'énergie instantanée incidente :

Les données mesurées sur le rayonnement solaire enregistrées sur une longue période sont le plus souvent sur un plan horizontal.

Malheureusement, il y a très peu de chance pour que ces données puissent être utilisées sous cette forme puisque dans la majeure partie du temps, nous recherchons le rayonnement incident sur une surface inclinée pour des applications précises (installations photovoltaïques, thermiques ou dans le domaine de l'architecture).

La modélisation théorique des irradiations solaires est très compliquée due aux variations climatiques et aux intempéries. La méthode empirique de PERRIN BRICHAMBAUT a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque. .

Pour un ciel clair, les puissances du rayonnement direct (E_s), diffus (E_D) et global (E_G) reçues par un capteur (α, γ) incliné de β par rapport au plan horizontal sont données par les relations suivantes [6].

$$\begin{cases} E_S = A \cos(i) e^{\frac{1}{B \cdot \sin(h)+2}} \\ E_D = \left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) D_H + \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right) a^* G_H \\ E_G = E_S + E_D \end{cases} \text{ Avec } \begin{cases} G_H = A'' (\sin(h))^{B''} \\ D_H = A' (\sin(h))^{0.4} \end{cases}$$

$$[E_S] = [E_D] = [E_G] = W / m^2$$

D_H : éclairement diffus reçu par une surface horizontale.

G_H : éclairement global reçu par une surface horizontale.

a^* : étant l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol).

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

Pour Tlemcen $a^*_{\text{moy}} = 0,2$.

A, B, A', A'', B'' : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère [4].

Tableau II-1 : Les constantes caractérisant l'état de l'atmosphère.

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

Ces formules empiriques simplifiées sont valables par jours clairs et ne donnent qu'un ordre de grandeur de E_S, E_D, E_G . Elles représentent les moyennes des mesures effectuées et

échelonnées sur une longue période pour un site donnée. Le modèle de PERRIN BRICHAMBAUT a donné de bons résultats pour un climat méditerranéen.

II-11-2 Estimation d'énergie journalière incidente :

L'énergie journalière reçue par un plan quelconque dépend en général de la latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologiques. Pour l'estimation d'énergie journalière incidente sur un capteur d'orientation quelconque on utilise une méthode numérique qui donne de bons résultats pour le site de Tlemcen :

$$E_{js} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_s$$

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

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

E : l'énergie instantanée (directe, diffus ou globale) incidente sur le capteur.

K : le nombre d'intervalles entre le lever et le coucher sur le capteur.

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

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

II-11-3 Estimation d'énergie annuelle incidente :

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières [8]:

$$E_{as} = \sum_1^N E_{js}$$

$$E_{aD} = \sum_1^N E_{jD}$$

$$E_{aG} = \sum_1^N E_{jG}$$

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

II-12 Estimation de l'énergie fournie par les trois types de capteurs :

1- L'énergie fournie par une cellule :

La cellule utilisée est en silicium mono cristallin de surface $S = 78.5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$ de résistance série $R_s = 0.1 \Omega$ et de résistance parallèle $R_p = 10^3 \Omega$ à la température $T = 300 \text{ K}$,

Son I_{CC} et V_{CO} varient selon les relations [5] :

$$I_{CC} = 0.25 \cdot \Phi \cdot S \quad \text{et} \quad V_{CO} = 0.04 \cdot 10^{-3} \cdot \Phi + 0.53$$

D'où : Φ : la densité de flux incident sur la cellule

I_0 : courant de saturation

I_{ph} : photo courant

q : la charge d'un électron

A : facteur d'idéalité

Le courant et la tension aux bornes de la cellule sont déterminés par la relation :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKT} (V + R_s I)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p}$$

La puissance fournie par une cellule est alors $P = I \cdot V$, cette puissance dépend de la qualité de la cellule, de la résistance de charge ($R_C = V / I$) et du flux incident. Pour déterminer la puissance maximale (P_{max}) fournie par une cellule, nous utilisons une méthode numérique de résolution de système d'équations.

2- L'énergie fournie par un capteur :

Un capteur photovoltaïque est constitué de $n = 36$ cellules généralement branchées en séries et orientés face au soleil.

La caractéristique d'un capteur est la suivante [5] :

$$I' = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKTn} (V' + R_{Se} I')} - 1 \right] - \frac{V' + R_{Se} I'}{R_{pe}}$$

Avec :

$$R_{Se} = nR_S \quad ; \quad R_{pe} = nR_p \quad ; \quad V' = nV$$

II- 13 Conclusion:

Nous avons décrit en premier temps le mouvement apparent du soleil sur les systèmes PV puis nous avons introduit les paramètres nécessaires régissent leur éclairage tel que la durée de jour, durée d'ensoleillement, orientation du système

Ensuite Nous avons présenté brièvement les atténuations du rayonnement solaire et les paramètres essentiels à l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

Références :

- [1] : « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydrauliques sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Maouedj Rachid, thèse de magister, Université Tlemcen, Déc 2005.
- [2]: « conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Fethi Benyarou, thèse de doctorat, Université de Tlemcen, juillet 2004.
- [3] : « Centrale Solaire, Guide pour les dimensionnements et la réalisation de projets», André Mermoud, Docteur en physique, PP16, GAP Université de Genève, Office fédéral des questions conjoncturelles, 1996.
- [4] : « Atlas solaire de l'Algérie », M. Capderou, Edition OPU, Tome I, II, III, 1986.
- [5] : « contribution a l'étude d'un générateur photovoltaïque dote de système de suivi du soleil comparaison et application au site de Tlemcen », Bouazza Samia, Thèse de Magister, Université Tlemcen, Mai 2004.
- [6] : « Simulation des rayons solaires incidents sur un capteur pour le site de Tlemcen. Estimation des paramètres photo solaires », S. Medjdoub, thèse de magister, Université Tlemcen, Juin 2001.
- [7] : « Le rayonnement solaire », Gilbert Menguy, Marcel, Schwartz, Edition Tec. Doc Lavoisier, Paris, 1982.
- [8] : « Evaluation énergétique d'un gisement solaire », P. De Brichambaut, Tec et Doc 1984.
- [9] : « Le gisement solaire de l'Algérie », C. Perrin de Brichambaut, C. Vauge, Edition Lavoisier, Tec et Doc, Paris, 1982.

Modélisation des systèmes photovoltaïques

III-1 Introduction :

La modélisation de chaque partie de l'installation, nous conduit à déterminer le fonctionnement du système à chaque heure de la journée et de l'année, La puissance débitée à l'utilisation est en fonction des caractéristiques des éléments du système, des données d'éclairement solaire et de la température.

A cet effet, la modélisation est nécessaire pour établir une relation directe entre l'énergie produite par l'installation et la demande de l'utilisation, Tandis que l'estimation des propriétés d'adaptation du système à chaque période de l'année, est obtenue à partir d'une étude théorique et expérimentale.

III-2 Modélisation du champ photovoltaïque:

Tant que l'élément de base du champ photovoltaïque est la cellule, il suffit alors de présenter le modèle d'une cellule puis appliquer ce modèle au module, A cet effet, on considère que la forme de la caractéristique I-V du module n'est qu'un agrandissement de la caractéristique I-V de la cellule, Nous présentons à la fin le modèle de l'ensemble des modules.

III-2-1 Le modèle de la cellule:

En premier lieu, nous présentons le modèle d'une cellule dans le cas idéal, c'est à dire qu'il n'existe qu'une seule exponentielle.

a- Cas idéal:

L'équation caractéristique d'une cellule solaire idéale est de la forme :



(III-1)

Le circuit électrique équivalent correspondant à une cellule solaire est :

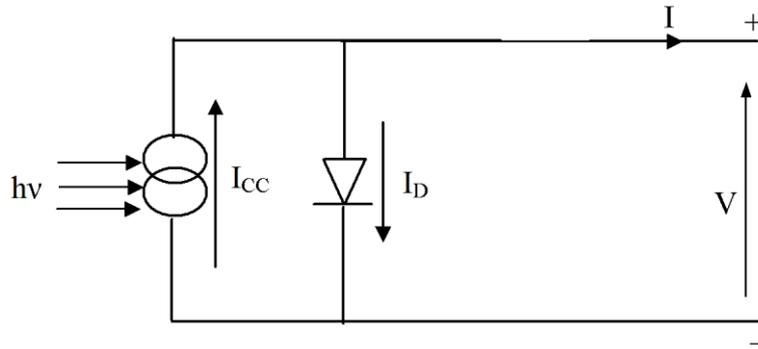


Figure III-1: Cellule solaire idéale

I, V Courant et la tension fournis par la cellule

I_D : Courant diode donné par:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV}{KT}} - 1 \right) \quad (\text{III-2})$$

b- cas réel:

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances (R_S et P_P).

- **R_S Résistance série :** due essentiellement aux pertes par effets Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (Semi conducteur, électrodes). Elle s'exprime par [1] :

$$R_S = \rho \frac{L}{S_g} + R_m \quad (\text{III-3})$$

Avec:

ρ : La résistivité de la grille.

L: La longueur de la grille.

S_g : Section des grilles collectrices.

R_m : Résistance propre du matériau, sa valeur est faible ($< 20 \Omega$ pour les cellules au silicium)

- **R_p** : Résistance parallèle, dite ‘Shunt’, provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l’épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu’à la non idéalité de la jonction.

R_s et R_p modifient le courant de court-circuit de la cellule en photo- courant I_{ph} , on aura donc le montage électrique équivalent suivant : [2]

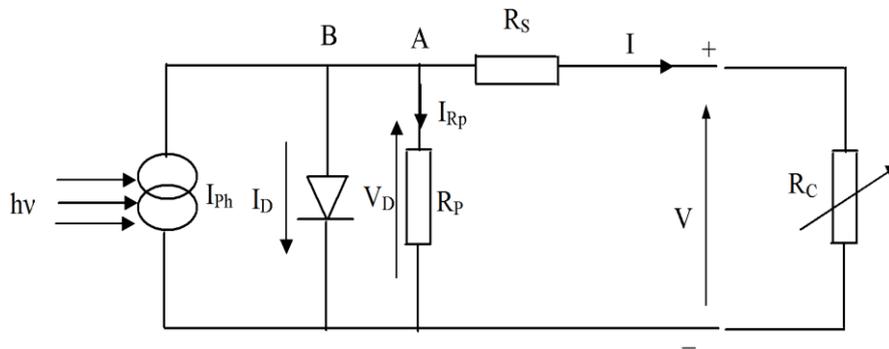


Figure III-2: Schéma équivalent d’une cellule solaire réelle

Appliquons la loi de Kirchhoff aux noeuds A, B :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \quad (III-4)$$

Le courant débité par la cellule est la somme algébrique de trois courants :

I_{ph} : photo courant indépendant de V (ou de R_s), il est proportionnel au flux incident (taux de génération- recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs : [3]

$$I_{ph} = qg (L_n + L_p) \quad (III-5)$$

I_{RP} : courant traversant R_p , si R_p est très grande, il devient très faible et indépendant de la tension [4]:

$$I_{RP} = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + R_S I}{R_p}$$

Car : (III-6)

$$V_D = R_p I_{RP} = V + R_S I$$

(III-7)

I_D : Courant diode, il est de même ordre de grandeur que I_{RP} , pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{co} , il s'écrit sous la forme : [3]

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{AKT}} - 1 \right)$$

(III-8)

Remplaçons dans (III-4) les équations (III-5), (III-6) et (III-8), l'équation caractéristique deviendra:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKT}(V + R_S I)} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_p}$$

(III-9)

A est le facteur d'idéalité de la cellule qui dépend des mécanismes de recombinaison dans la zone de charge d'espace. Pour les cellules actuellement commercialisées au Silicium, on prend $A=1$.

La représentation graphique $I = f(V)$ de l'équation (III-9) est:

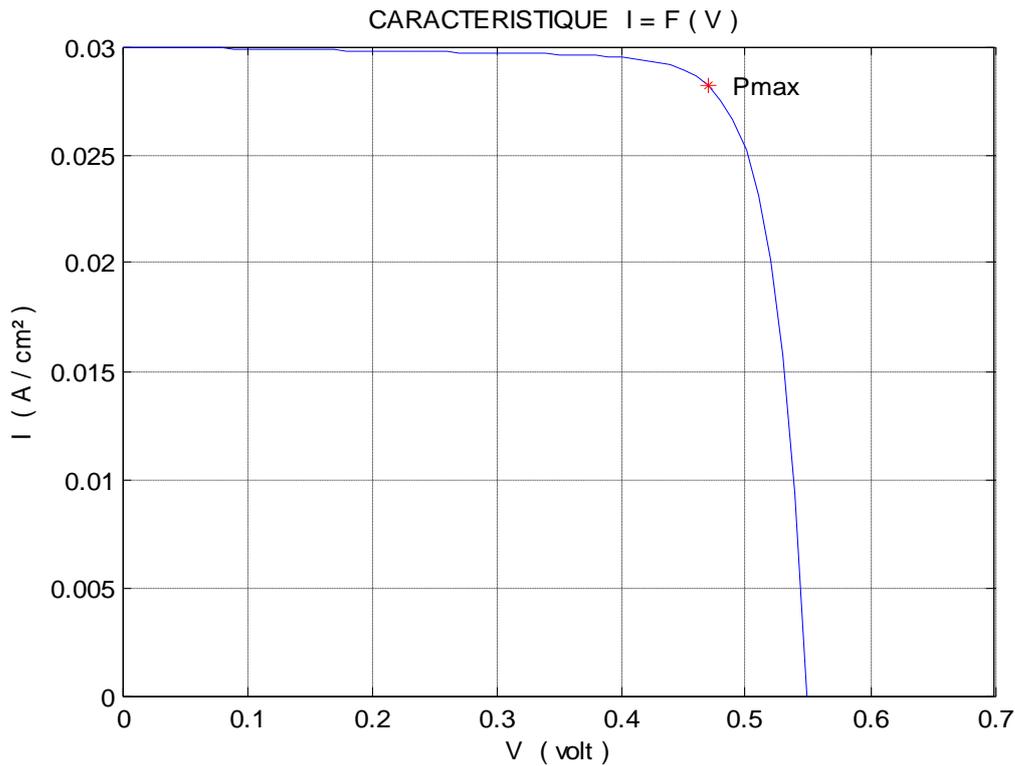


Figure III-3 : caractéristique d'une cellule solaire de surface $78.5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$
et un flux de 1000 W/m^2

III-2-2 Le modèle d'un module:

Un module solaire est un groupement de cellules en série, sa caractéristique est extrapolée de celle d'une cellule solaire.

L'association des cellules en modules permet de réduire :

- Les pertes dues à la résistance de connexion des cellules pour un module.
- La protection des cellules vis-à-vis des contraintes atmosphériques extérieures.

La caractéristiques d'un modules qui comporte n cellules connectées en série est donnée par :

$$I' = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q}{AKTn}(V' + R_s e I')} - 1 \right) - \frac{V' + R_{se} I'}{R_{pe}} \quad (\text{III-10})$$

A : facteur d'idéalité $1 < A < 3$

Si n est le nombre de cellules dans un module alors la résistance série, la résistance parallèle et la tension du module seront obtenues en multipliant celles d'une cellule par n :

$$R_{Se} = nR_S \quad ; \quad R_{pe} = nR_p \quad ; \quad V' = nV$$

La représentation graphique de l'équation $I=f(V)$ pour un module constitué de 36 cellules identiques, à une surface de $78,5 \text{ cm}^2$, ayant une résistance série. $R_S = 0,01 \Omega$ et une résistance parallèle $R_p = 10^3 \Omega$.

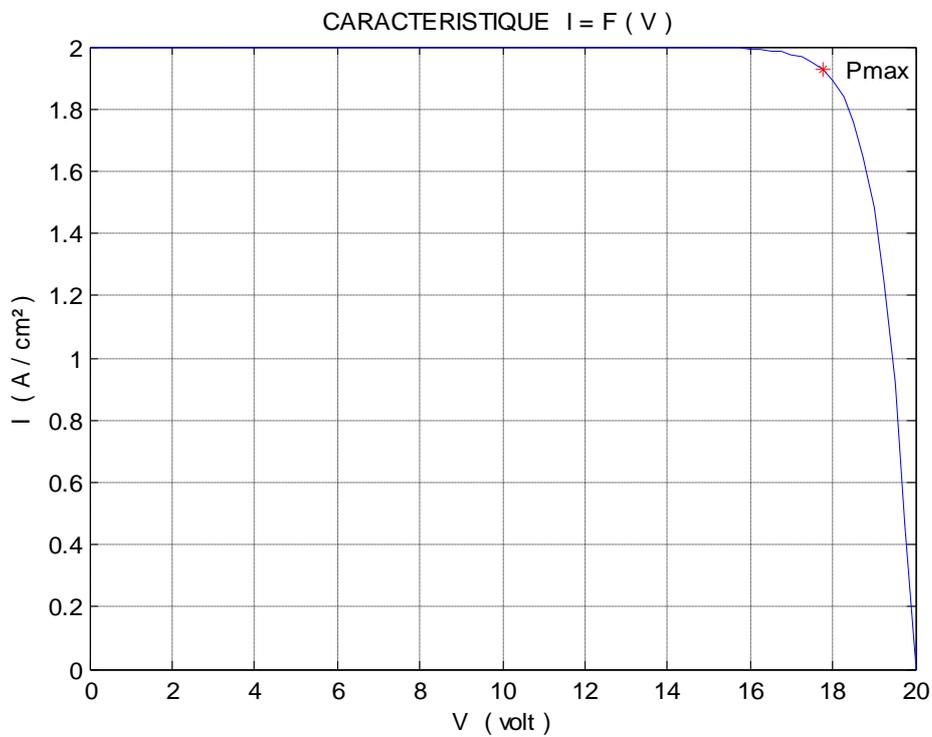


Figure III-5 : Caractéristique d'un module solaire d'un flux de 1000W/m^2 .

Les quatre grandeurs caractéristiques de ce module sont [5] :

$$\begin{array}{llll}
 V_{co}=19.8 \text{ volts} & I_{cc}= 2 \text{ A} & FF=0.79 & \eta=11.2 \% \\
 P_{max}= 31.5 \text{ W} & V_m= 17.1 \text{ volts} & I_m=1.84 \text{ A} & R_m= V_m / I_m= 9.3 \Omega.
 \end{array}$$

a- Variation de la tension à circuit ouvert [6] :

Elle dépend de la température du module et de l'éclairement, elle est donnée par l'équation suivante :

$$V_{co} = V_{ref} + \beta_v \Delta T + \alpha (G_\beta - E_R) \quad (\text{III-11})$$

Avec :

V_{ref} : La tension à circuit ouvert de référence (V).

α : coefficient de variation de la tension à circuit ouvert en fonction de l'éclairement.

β_v : coefficient de variation de la tension à circuit ouvert en fonction de la température.

ΔT : La variation de la température (C°).

b- Variation du courant du court-circuit :

La variation du courant de court-circuit I_{cc} dépend essentiellement de l'ensoleillement et de la température de jonction. Elle est représentée par l'équation empirique suivante :

$$I_{cc} = K_1 G_\beta [1 + k_2 (G_\beta - E_R) + K_3 (T_j - T_R)] \quad (\text{III-12})$$

Avec :

G_β : Flux global incliné.

E_R : Eclairement de référence (1000 w/m²).

T_R : Température de référence (298K).

T_j : Température de la jonction.

K_1 , K_2 , K_3 sont des constantes dépendant de la nature du matériau qui constitue la cellule. Elles sont données par le constructeur.

c- Température de jonction de module : [7]

Elle est donnée par la relation suivante :

$$T_j = T_a + \text{NOCT-20} / 800 G_\beta \quad (\text{III-13})$$

Avec :

G_β : Flux global incliné.

NCOT : La température nominale du fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Température).

T_a : La température ambiante.

III-2-3 Le modèle d'un champ photovoltaïque:

Un champ photovoltaïque est un assemblage de modules et leur protection en configuration série, parallèle ou mixte. L'association de ces modules, permet d'introduire certaines configurations : [8]

a) Champ en configuration série:

La configuration série est caractérisée par un courant qui est le même dans chaque module. On déterminera la caractéristique (I, V) et les autres paramètres par une simple addition algébrique des tensions de chaque module.

b) Champ en configuration parallèle:

La caractéristique dans ce cas est déterminée par la somme algébrique des courants des modules correspondant et une tension comme de référence qui est déterminée à chaque pas.

c) Champ en configuration mixte:

La détermination de la caractéristique s'effectue par une simple combinaison des cas série et parallèle.

c) Champ en configuration blocs:

Cette configuration est tout simplement une association série de plusieurs champs de configuration mixte (c'est-à-dire une association de modules en série-parallèle formant un bloc, les différents blocs sont ensuite associés en série). On procédera donc à déterminer la configuration série simple de modules, puis les caractéristiques des modules sont remplacées par celles des configurations mixtes.

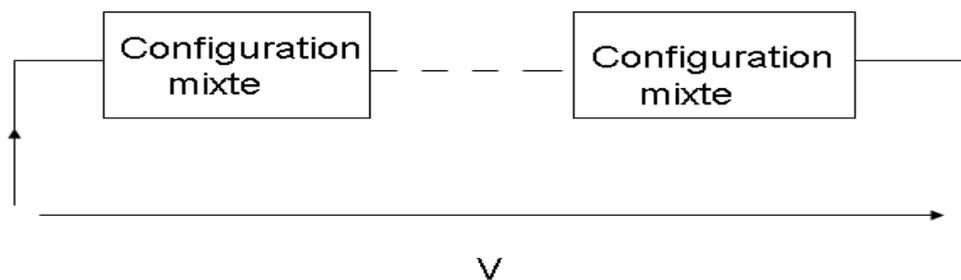


Figure III-6 : Schéma d'une configuration en blocs

III-3 Le modèle de la puissance à l'entrée du champ photovoltaïque :

La puissance à l'entrée d'un champ de module photovoltaïque est représentée par le modèle suivant : [9]

$$P_e = E_G \cdot S \cdot A \quad (\text{III-14})$$

Avec :

E_G : irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m²).

S : surface du module photovoltaïque (m²).

A : nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.

III-4 Le modèle du rendement du champ photovoltaïque :

Le rendement du champ photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_{ch} = \frac{P_{\max}}{E_G S} \quad (\text{III-15})$$

Avec:

P_{\max} : La puissance maximale du champ photovoltaïque.

Le rendement n'est pas constant, il est défini comme le rapport entre l'énergie transmise à la charge et l'énergie solaire incidente. Il dépend de la température et du rayonnement (s'il y a une concentration le rapport direct-diffus intervient). Pour le silicium cristallin, la relation du rendement est : [10]

$$\eta_{ch} = \eta_0 \cdot \eta(E_G) \cdot \eta(T_c) \quad (\text{III-16})$$

Où :

η_0 : rendement de référence des modules constituant le champ photovoltaïque sous conditions standards ($T_c = 25^\circ\text{C}$, $E_G = 1000\text{W/m}^2$ et AM1, 5).

$\eta(E_G)$: facteur de correction du rendement du champ dû au rayonnement. Il est donné par l'expression [11] :

$$\eta(E_G) = a \frac{b}{E_G} \quad (\text{III-17})$$

a et b sont des valeurs déterminées expérimentalement (a=1.059 et b=31.444 W/m²).

$\eta_{(T_c)}$: facteur de correction du rendement du champ dû à la température de la cellule.

Il s'écrit comme suit : [11]

$$\eta(T_c) = 1 - \gamma (T_c - T_R) \quad (\text{III-18})$$

Avec :

T_R : température de référence 25°C°.

γ : coefficient de température (°C⁻¹) déterminé expérimentalement. Il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C° de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.003 et 0.005 (°C⁻¹).

T_c : température de la cellule solaire.

III-5 Le modèle de la puissance à la sortie du champ photovoltaïque :

La puissance à la sortie d'un champ de modules photovoltaïques est représentée par la relation suivante [9] :

$$P_{ch} = \eta_{ch} \cdot P_e \quad (\text{III-19})$$

Ou :

η_{ch} : rendement du champ photovoltaïque.

P_e : puissance à l'entrée du champ photovoltaïque.

En remplaçant « P_e » par son équation établie ci-dessus, la puissance à la sortie du champ photovoltaïque sera définie par :

$$P_{ch} = \eta_{ch} \cdot E_G \cdot S \cdot A \quad (\text{III-20})$$

La puissance donnée par le système photovoltaïque est très fluctuante, elle dépend énormément des conditions météorologiques. C'est pourquoi il faut stocker cette énergie afin de disposer la nuit et les jours « Sans soleil » de cette dernière.

III-6 Le modèle de la batterie :

Dans la simulation des systèmes photovoltaïques, la batterie d'accumulateurs pose des problèmes. En effet, les modèles étudiés caractérisent bien l'état permanent de la batterie, mais restent encore moins précis pour décrire son comportement dynamique. Il a été déterminé expérimentalement une augmentation de la résistance interne de la batterie lorsqu'elle est chargée à courant constant et que l'état de charge se situe entre 0.8 et 1 de même

pendant la décharge, on a noté une augmentation de cette résistance quand l'état de charge est situé entre 0 et 0.2. Par conséquent, pour une utilisation efficace de la batterie, son état de charge doit être maintenu entre 0.2 et 0.8 [12].

Pour décrire le comportement de la batterie pendant la charge et la décharge, plusieurs modèles ont été proposés. Ils sont en accord avec les résultats expérimentaux. Mais reste quelques insuffisances dans la description de la charge. En effet, l'état de charge, facilement calculable pendant la décharge, est beaucoup plus difficile à déterminer lors de la charge.

Le modèle simple est connu sous le nom de Macomber. Il nécessite seulement peu de données expérimentales les deux états sont représentés par les expressions suivantes :

- Prenant la décharge, la tension d'un élément de la batterie s'exprime par :

$$V_{bat} = V_0 - \frac{I_{bat}}{cap} \left[\frac{0.189}{SOC} + r \right] \quad (III-21)$$

Ou :

V_0 : est la force électromotrice exprimée par la relation suivante :

$$V_0 = 2.094 [1.0 - 0.001(T-25)] \quad (III-22)$$

T : la température.

Le facteur 0.189 représente la résistance due à la polarisation et r la résistance interne de l'élément. Cette dernière est donnée par :

$$r = 0.15 [1.0 - 0.02 (T-25)] \quad (III-23)$$

L'état de charge (SOC) est calculé par l'expression suivante :

$$SOC = SOC_0 + \frac{I_{bat} \Delta T}{Cap} \quad (III-24)$$

Ou : SOC_0 : la valeur initiale de l'état de charge.

Δt : la durée de la charge ou la décharge

I_{bat} : le courant

- Pendant la charge, la tension est donné par :

$$V_{bat} = V_0 + \frac{I_{bat}}{Cap} \left[\frac{0.189}{1.142 - SOC} + r \right] \quad (III-25)$$

L'état de charge SOC dans ce cas est donné par :

$$SOC = SOC_0 + \frac{\eta_c I_{bat} \Delta t}{Cap} \quad (III-26)$$

Le rendement de charge η_c chute à zéro pour une charge complète.

Une fonction qui représente la variation de ce rendement avec l'état de charge et le courant de charge est donnée par :

$$\eta_c = 1 - \exp \left[\frac{a}{\left(\frac{I_{bat}}{I_{10}} \right) + b} (SOC - 1) \right] \quad (III-27)$$

Le paramètre I_{10} est le courant de décharge correspondant à C_{10} .

Les facteurs a et b sont des constantes qui dépendent de la construction spécifique de la batterie.

La validation de cette fonction avec les valeurs expérimentales a permis de déterminer les valeurs a et b ($a = 20.73$, $b = 0.55$).

Quand la tension de charge de l'élément dépasse 2.28 volts, il lui est ajouté un terme qui tient compte de la surcharge, ce terme est donnée par :

$$V_{sur} = (SOC - 0.9) \ln \left(\frac{300 \cdot I_{bat}}{Cap} + 1 \right) \quad (III-28)$$

- Pendant la période idéale (ni charge ni décharge), la capacité disponible dans la batterie diminue par d'autodécharge selon l'expression suivante :

$$SOC = SOC_0 \exp(-KH) \quad (III-29)$$

Le facteur d'autodécharge K , fonction de la température, est donné par :

$$K = 300 \exp \left(\frac{-4400}{T + 273} \right) \quad (III-30)$$

Avec :

H : est exprimée en heures.

L'installation d'un système de stockage par batterie sur un système photovoltaïque est assujettie à certaines normes qui ne sont pas prises en compte par le modèle à cause des éléments de batterie placée en série. Ces derniers peuvent présenter des capacités légèrement différentes. Par conséquent une décharge de la batterie à une tension peut conduire à une tension de fin de charge d'un élément beaucoup plus faible que les autres.

Ce phénomène est susceptible de détruire les éléments de la batterie.

Les courbes suivantes représentent respectivement la capacité de la batterie en fonction du courant de décharge et la tension à circuit ouvert en fonction de la température et la résistance interne en fonction de la température.

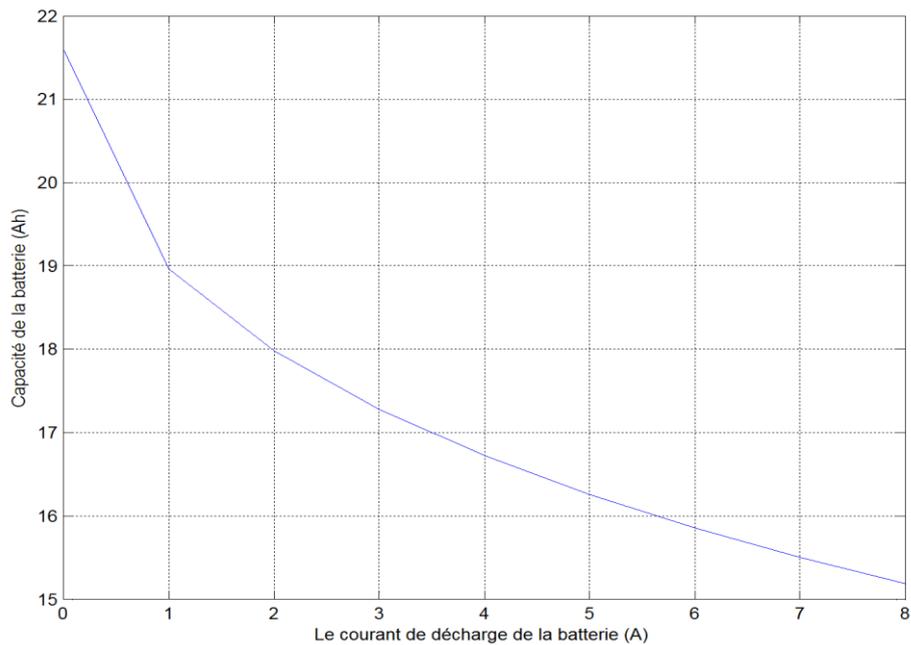


Figure III-7 : Variation de la capacité de la batterie en fonction du courant de décharge.

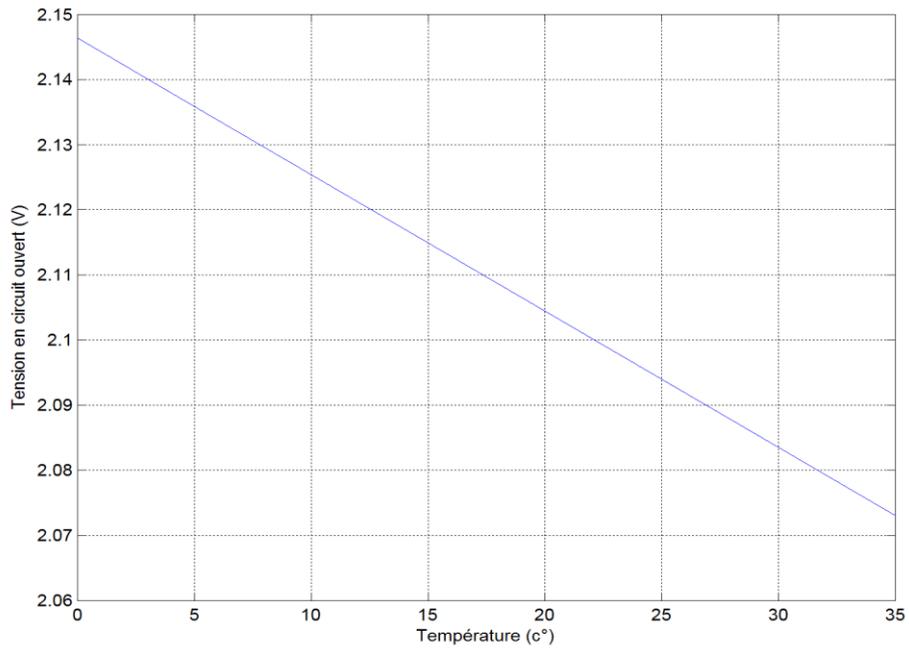


Figure III-8: Variation de la tension à circuit ouvert en fonction de la température.

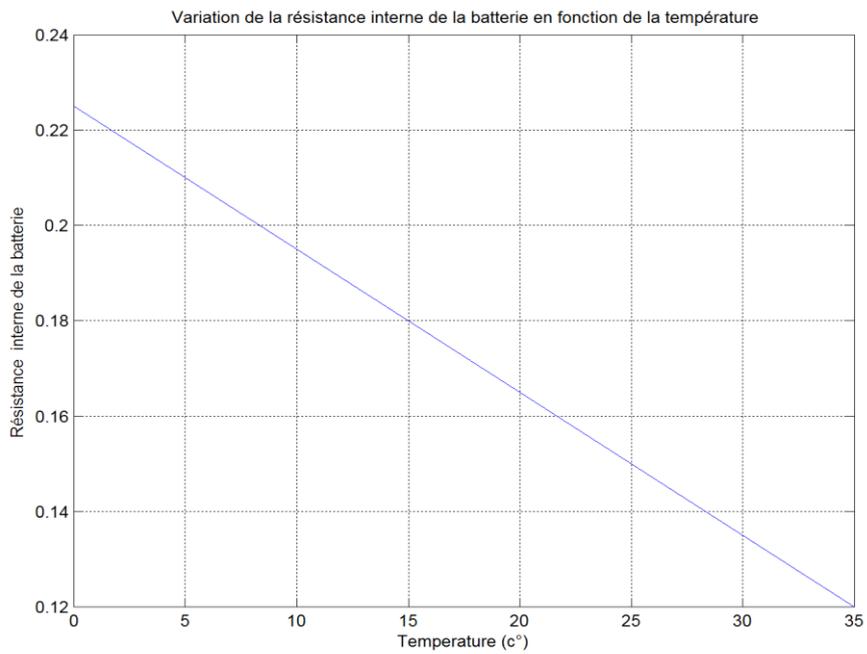


Figure III-9: Variation de la résistance interne de la batterie en fonction de la température.

III-7 Le modèle de l'onduleur :

III-7.1 Le modèle du rendement :

L'onduleur est un dispositif de conversion d'énergie, il est important de connaître la relation liant la puissance à la sortie de l'onduleur à celle entrante.

Cette caractéristique est représentée par la fonction

$$\eta_{\text{ond}} = f(P_{\text{ond}}) \text{ ou } \eta_{\text{ond}} = f(p_{\text{charge}}) \text{ ou encore } \eta_{\text{ond}} = f(\text{facteur de charge}) \quad (\text{III-31})$$

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Il se traduit suivant la relation [1] :

$$\eta_{\text{ond}} = a.(1-\exp(b.T_{\text{charge}})) \quad (\text{III-32})$$

Où :

a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = - 6,9164)

T_{charge} : taux de charge (facteur de charge), donné par :

$$T_{\text{Charge}} = \frac{P_{\text{sortie}}}{P_n} = \frac{P_{\text{Charge}}}{P_n} \quad (\text{III-33})$$

P_n : puissance nominale de l'onduleur.

P_{charge} : puissance à la sortie de l'onduleur (puissance de la charge).

III-7-2 le modèle de la puissance à l'entrée de l'onduleur :

La relation directe entre la puissance à la sortie et à l'entrée de l'onduleur est donnée par :

$$P_{\text{charge}} = \eta_{\text{ond}} \cdot P_{\text{ond}} \quad (\text{III-34})$$

Avec :

P_{ond} : puissance de l'entrée à l'onduleur.

η_{ond} : rendement de l'onduleur.

P_{charge} : puissance de la charge.

Si nous connaissons la puissance de la charge nous pouvons déduire la puissance à l'entrée de l'onduleur :

$$P_{Ond} = \frac{P_{Charge}}{\eta_{ond}} \quad (III-35)$$

La variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge Tch est représentée par la figure suivante :

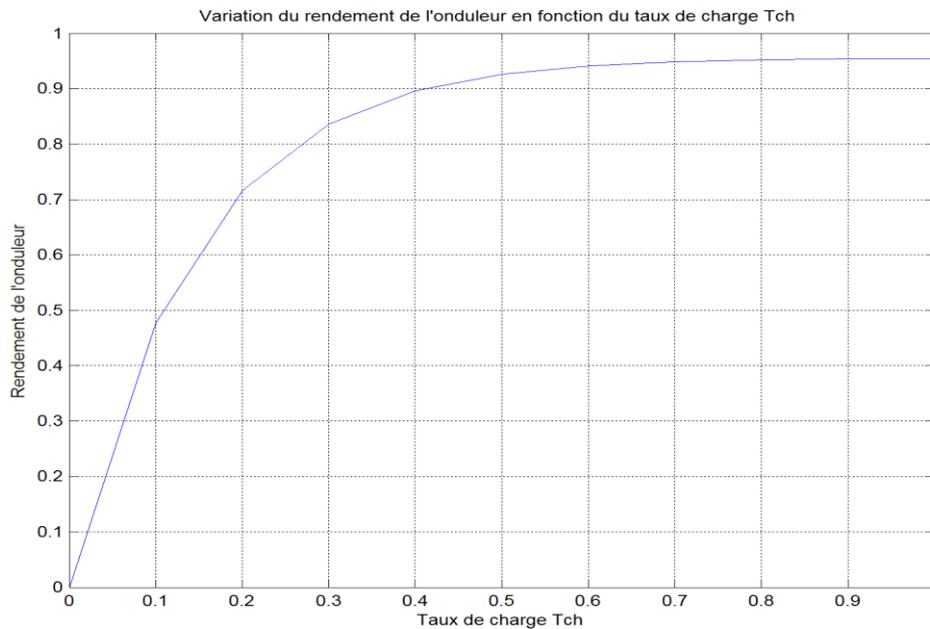


Figure III-10: variation du rendement de l'onduleur en fonction de Taux de charge Tch

III-8 le modèle de la charge :

La variation de l'énergie incidente sur un capteur en un site et la fluctuation de la charge au cours de temps vont soumettre l'installation photovoltaïque en permanence en régime transitoire.

Cependant, il existe deux types de consommation de charge suivant l'utilisation :

- **Charge constante :** ce type d'utilisation est de consommation fixe (système de télécommunication). la courbe de la demande de puissance en fonction du temps est une droite.

- **Charge variable** : ce type d'utilisation est de consommation électrique fluctue, la demande de puissance est important le matin (7-9 heures), mi journée (12-14 heures) et le soir (à partir de 19 heure) [13].

A cet effet, deux problèmes se posent dans le stockage d'énergie photovoltaïque :

- * La demande de l'utilisation qui varie dans le temps et par conséquent elle est surestimée.
- * Les données météorologiques restent limitées et fluctuent sur l'année alors on utilise des moyennes mensuelles.

III-9 le modèle du système final :

La puissance électrique délivrée par le système à installation photovoltaïque est celle qui est débitée par l'onduleur à la charge [14].

$$P_{sys} = P_{ond} \quad (III-36)$$

Ainsi le rendement du système est le produit de rendements des éléments de l'installation.

A cet effet, il s'écrit sous la forme :

$$\eta_{sys} = \eta_{ch} \cdot \eta_b \cdot \eta_{ond} \quad (III-37)$$

Si le rendement de la batterie et du champ photovoltaïque est constant.

Alors, le rendement du système sera en fonction du rendement de l'onduleur.

Il s'écrit :

$$\eta_{sys} = \text{cste.} \cdot \eta_{ond} \quad (III-38)$$

Tel que :

η_b : rendement de la batterie.

η_{ond} : rendement de l'onduleur.

η_{ch} : rendement du champ photovoltaïque.

η_{sys} : rendement du système.

III-10 Conclusion :

La modélisation des éléments de l'installation photovoltaïque est une étape très essentielle qui permet d'introduire un certain nombre des modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituants.

Dans ce chapitre nous avons procédé à la modélisation de chaque élément du système, nous avons obtenu les résultats qui nous permettrons de réaliser un bon dimensionnement des composants du système photovoltaïque.

Références :

- [1] : « Etude analytique conceptuelle des systèmes photovoltaïques de puissance adaptés aux sites isolés de l'Algérie », M. Chikh, Thèse de magister, CDER, 1994.
- [2] : « Evaluation énergétique d'un gisement solaire », P. De Brichambaut, Tec et Doc 1984.
- [3] : www.21404.gel.ulaval.ca
- [4] : « Système photovoltaïque pour les pays en développement », T. Fogelman, Manuel d'installation et d'utilisation, AFME, Septembre 1982.
- [5] : « Simulation des rayons solaires incidents sur un capteur pour le site de Tlemcen. Estimation des paramètres photo solaires », S. Medjdoub, thèse de magister, Université Tlemcen, Juin 2001.
- [6] : « Cellules solaires photovoltaïques, Rapport d'expériences », Sébastien Gauthier, Jean Théberge, Laboratoire de physique, Université de Montréal, 1996.
- [7] : « Etude technico-économique comparative entre centrale diesel et centrale photovoltaïque », Z. Benyahia, thèse de magister, CDER, 1990.
- [8] : « Elaboration d'un logiciel pour la modélisation du champ photovoltaïque », R.Laddad, projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état, USTHB, 1991.
- [9] : « Simulation des installations photovoltaïques », M. Drif, Mémoire de Post-Graduation Spécialisée en Héliotechnique, CDER, Décembre 1992.
- [10] : « Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque », N. Ghellai, Thèse de magister, Université de Tlemcen, 1991.
- [11] : « Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces », S.A.Klein, Solar Energie Laboratory, University of Wisconsin-Madison, USA, Rev. Vol 19, pp 325_329, 1976.
- [12] : « contribution a l'étude des performances d'une installation photovoltaïque de puissance », M. Sadok, Thèse de magister, CDER, Janvier 1995.
- [13] : « contribution a l'étude d'un générateur photovoltaïque dote de système de suivi du soleil comparaison et application au site de Tlemcen », Bouazza Samia, Thèse de Magister, Université Tlemcen, Mai 2004.
- [14] : « Logiciel de simulation photovoltaïque », A. Benatallah, R.Mostefaoui, Numéro spécial (CRSTRA), PP 55-60, Juillet 2002.

Dimensionnement et optimisation d'un système photovoltaïque

IV-1 Introduction :

Un système solaire est un système en 'équilibre', la qualité d'énergie fournie par les modules solaires, doit au moins, compenser la quantité d'énergie consommée. Ceci en fonction du lieu de l'installation, de la saison, et des conditions particulières de consommation et d'utilisation.

Dimensionner un système PV, c'est déterminer en fonction des sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne PV (Taille du générateur et capacité de stockage) de plus il faut définir les calculs d'utilisation (système autonome ou non).

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV : par la fonction utilisabilité horaire, par la probabilité de pertes de charge, et par la méthode itératives,....

Mais notre contribution consiste à mettre au point une méthode de dimensionnement et d'optimisation d'un système PV.

IV-2 Dimensionnement de l'installation photovoltaïque :

Les méthodes de dimensionnement utilisées couramment sont basées principalement sur des bilans énergétiques des systèmes photovoltaïques, dont le caractère intrinsèque non linéaire est négligé.

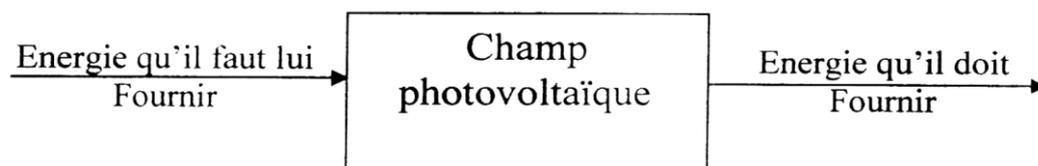
De plus ces techniques ne permettent pas de donner une analyse de la fiabilité des installations [1].

IV-2-1 Dimensionnement d'un champ PV :

Une fois que les éléments du système ont été choisis, au moins provisoirement, le dimensionnement des composants suit quelques règles communes.

Généralement, il s'agit d'estimer la demande d'énergie puis l'offre de cette énergie et de les adapter à travers des composants de transfert ou de stockage.

La première étape du dimensionnement consiste alors à estimer quantitativement la demande de service, on écrit la quantité d'énergie qu'il faut fournir à l'élément considéré, en tenant compte des adaptations entre les éléments [2].



Cette étape a pour but de déterminer le nombre de modules nécessaire qu'il doit être installé, pour une bonne installation et une bonne estimation.

IV-2-2 Le nombre de modules en série :

Sachant que le champ PV, la batterie de stockage l'onduleur fonctionnent à la même tension délivrée par le système (cette tension est fixée à l'aide des batteries).

Nous constatons alors que cette tension impose l'utilisation de A_s modules en série fournissant U volts par branche.

Si V_n est la tension nominale d'un module solaire, le nombre de modules par branche est donné par la relation [3] :

$$A_s = \frac{U_{sys}}{V_n}$$

IV-2-3 Le nombre de modules en parallèle :

Pour déterminer le nombre de modules en parallèle on définit les paramètres suivants :

a- Le nombre d'heures-crête d'ensoleillement « h_c » :

Ce nombre est défini à partir de la méthode des heures équivalentes. On convertit l'irradiation solaire incidente sur le plan incliné du champ PV E_G reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 1 KW/m².

On aura ainsi le nombre d'heures-crêtes $h_c = E_G$ heures à 1 KW/m².

b-Le courant- crête d'un module PV « I_{pc} » :

C'est le courant délivré sous conditions standards ($T_c = 25^\circ\text{C}$, $E_G = 1000 \text{ W/m}^2$).

Il est défini par : [3]

$$I_{pc} = \frac{P_c}{V_n}$$

P_c : Puissance crête du champ photovoltaïque est la puissance délivrée sous conditions Standards ($T_c = 25^\circ\text{C}$, $E_G = 1000 \text{ W/m}^2$), elle est définie par relation suivante:

Pour $T_c = 25^\circ\text{C}$:

$$P_c = \eta_0 \cdot 1000 \cdot S$$

V_n : la tension nominale d'un module solaire.

En multipliant le courant crête du module photovoltaïque « I_{pc} » par le nombre d'heures crêtes d'ensoleillement « h_c », on aura ainsi le courant journalier délivré par le module photovoltaïque « I_{ch} » donné en ampère-heure.

$$I_{Ch} = I_{PC} \cdot h_C$$

Ainsi, le courant journalier délivré par N_p modules photovoltaïques, associés en parallèle, est donné par.

$$I_{Ch} = N_p \cdot I_{PC} \cdot h_C$$

c) Le courant-crête de charge de la batterie « I_{bc} » :

C'est le courant de charge de la batterie pour un ensoleillement d' I KW/m².

Ainsi, en multipliant le courant crête de charge de la batterie « I_{bc} » par le nombre d'heures crêtes d'ensoleillement « h_c », on aura ainsi le courant journalier chargé par la batterie « I_{cb} » donné en ampère-heure:

$$I_{cb} = I_{bc} \cdot h_C$$

d) Le coefficient correctif global « K_c » :

On utilise certains coefficients correctifs du à certaines incertitudes,

α : Incertitude météorologique.

η_p : Perte de rendement des modules dans le temps (vieillessement, poussières...).

F_s : Dispersion des caractéristiques des modules.

K_c : Coefficient correctif tenant compte de la perte de puissance dans les câbles.

η_r : Perte de rendement du régulateur.

La prise en compte de tous ces paramètres amène à un coefficient correctif global K_c . Le nombre de modules en parallèles est déterminé à partir de la distribution journalière du courant délivré par le champ photovoltaïque.

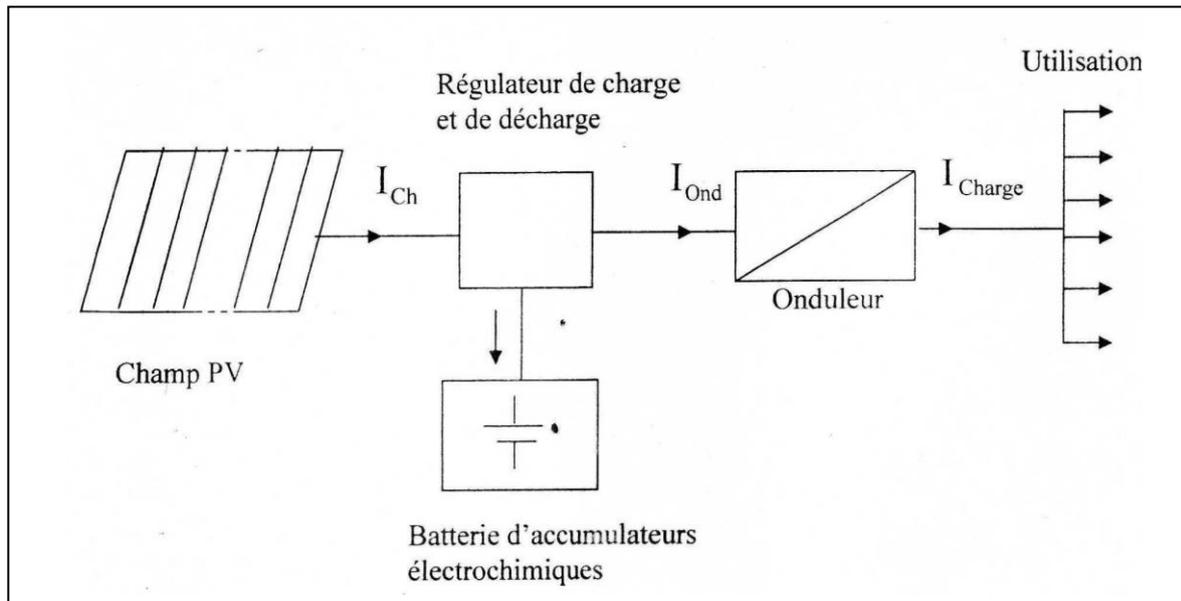


Figure IV-1: Distribution journalière du courant délivré par le champ photovoltaïque

A partir de bilan des courants, et pour une satisfaction journalière de la charge et une charge totale de la batterie. Le courant journalier délivré par le champ photovoltaïque doit Vérifier la condition suivante : [4]

$$I_{ch} \geq (I_{ond} + I_{cb}) / K_c$$

I_{ch} : Courant journalier délivré par le champ photovoltaïque (A).

I_{ond} : Courant journalier consommé par l'onduleur (A).

I_{cb} : Courant journalier de la charge de la batterie (A).

K_c : Coefficient correctif global.

IV-2-4 Nombre optimal de modules du champ photovoltaïque :

Le calcul du nombre optimal de modules constituant le champ PV utilise les résultats des irradiations solaires sur le plan incliné du champ PV.

Pour déterminer ce nombre optimal de modules photovoltaïques, on convertit l'énergie globale maximale incidente sur le plan incliné du champ photovoltaïque E_G (max) reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 1 KW/m^2 . On considère que l'intensité fournie par un module est proportionnelle à l'ensoleillement (E_G (max) en KWh/m^2 correspond à E_G (max) heures à 1 KW/m^2).

L'optimisation du nombre de modules photovoltaïque revient à déterminer sa valeur minimale, permettant une satisfaction journalière de l'utilisation et une charge totale de la

batterie, cette valeur est assurée même pour le mois le plus défavorable de l'année du point de vue ensoleillement.

Ainsi, le nombre optimal de modules constituant le champ photovoltaïque est donné par la relation [3] :

$$A_{opt} = \frac{U_{syst} \cdot P_{charge}}{V_N} \cdot \frac{1}{K_c \cdot I_{pc} \cdot h_c} + I_{bc} \cdot h_c$$

Où

P_{charge} : Puissance journalière de la charge (Ah).

A_{opt} : Nombre optimal de modules constituant le champ PV.

h_c : Nombre d'heures équivalentes à 1 KW/m ($h = E_G (\max) \text{ heures} \times 1 \text{ KW/m}^2$).

I_{pc} : Courant crête du module photovoltaïque (A/ (1 KW/m²)).

I_{bc} : Courant crête de charge de la batterie.

U_{syst} : Tension de fonctionnement du système fixée par la batterie.

η_{ond} : Rendement de l'onduleur.

Notre méthode consiste à varier le courant de charge I_{bc} pour un nombre d'itérations ce qui permet de calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques qui correspondent à un rendement optimal de la batterie de stockage. Ainsi le courant de charge I_{bc} constitue une liaison directe entre le dimensionnement du champ photovoltaïque et celui du stockage.

IV-3 Dimensionnement de la batterie :

Dimensionner une batterie consiste à déterminer le nombre des éléments du système de stockage. La détermination du parc batterie est réalisée à partir de la prise en compte d'un certain nombre de jours d'autonomie à assurer la production nulle (ce nombre varie suivant les critères de 3 jours à 3 semaines).

IV-3-1 Calcul du nombre d'éléments de batterie :

Soit u la tension nominale d'un élément de la batterie d'accumulateur électrochimique, le nombre d'éléments de la batterie d'accumulateurs associés en série est donné par la relation suivante [3] :

$$N_b = \frac{U}{u}$$

u: La tension nominale de la batterie.

IV-3-2 Capacité optimale de la batterie de stockage :

Pour calculer la capacité optimale de la batterie, nous devons déterminer la puissance à sa sortie, assurant une satisfaction totale de notre charge.

A cet effet, le calcul de la capacité optimale de la batterie passe impérativement par la détermination des paramètres suivants:

a) Puissance optimale à l'entrée du champ PV :

Optimiser la puissance captée par le champ PV revient donc à remplacer l'irradiation solaire incidente sur une surface E_G (W/m^2) par sa valeur maximale [5].

$$P_e(\text{opt}) = E_G(\text{max}) \cdot S \cdot A_{\text{opt}}$$

b) Rendement optimal du champ PV :

Afin d'optimiser le fonctionnement du champ PV, on essaie de déterminer la valeur maximale de son rendement.

L'étude comparative des différents matériaux PV nous a permis de conclure que le type des cellules choisies pour la conception de notre installation PV sera les cellules au silicium en général et le silicium cristallin en particulier, présentant plusieurs avantages du point de vue rendement, coût et disponibilité sur le marché [6].

En remplaçant l'irradiation solaire par sa valeur maximale $E_G(\text{max})$ dans le modèle établi du rendement du champ PV. La valeur optimale de ce dernier se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{\text{Ch}}(\text{opt}) = \eta_0 \cdot \eta_{\text{opt}}(E_G) \cdot \eta_{\text{opt}}(T_C)$$

Avec:

η_0 : Le rendement de référence des modules constituant le champ photovoltaïque mesuré sous conditions standards ($T_C = 25^\circ\text{C}$, $E_G = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$).

$\eta_{opt}(E_G)$: Facteur de correction optimal du rendement du champ dû au rayonnement, donné par:

$$\eta_{opt}(E_G) = a - \frac{b}{E_{G(\max)}}$$

$\eta_{opt}(T_C)$: Facteur de correction optimal du rendement du champ dû à la température de la cellule, donné par:

$$\eta_{opt}(T_C) = 1 - \gamma (T_C(\text{opt}) - T_R)$$

$T_C(\text{opt})$: Température optimale de la cellule solaire.

T_R : Température de référence 25°C [7].

c) Puissance optimale à la sortie du champ PV :

Le coût élevé du coût du watt crête PV impose à l'utilisateur de faire délivrer à ce champ sa puissance à la sortie de ce dernier est donnée par l'expression:

$$P_{Ch} = \eta_{Ch} \cdot P_e$$

L'optimisation de la puissance à la sortie du champ PV revient à remplacer les valeurs optimales de η_{Ch} et P_e déjà établies, donc.

$$P_{Ch}(\text{opt}) = \eta_{Ch}(\text{opt}) \cdot P_e(\text{opt})$$

Avec:

$\eta_{Ch}(\text{opt})$: Rendement optimal du champ photovoltaïque;

$P_e(\text{opt})$: Puissance optimale à l'entrée du champ photovoltaïque.

En remplaçant $P_e(\text{opt})$ par son expression déjà établie, la puissance à la sortie du champ photovoltaïque aura la forme suivante :

$$P_{Ch}(\text{Opt}) = \eta_{Ch}(\text{Opt}) \cdot E_G(\max) \cdot S \cdot A_{opt}$$

d) Rendement de l'onduleur :

Pour optimiser le fonctionnement de l'installation photovoltaïque, il est important de choisir un onduleur du rendement élevé. Ce dernier dépend directement de la charge à alimenter et de sa puissance nominale.

La puissance nominale correspond à la puissance qui peut délivrer un onduleur en fonctionnement normale. Donc, pour une satisfaction totale de notre charge, il faut que la puissance nominale moyenne de l'onduleur doive être au moins égale à la puissance journalière moyenne de la charge.

Pratiquement, la valeur choisie de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation, tel que [6] :

$$P_n(\text{opt}) = P_{\text{Charge}}(\text{max})$$

Le modèle de l'onduleur caractérise le rendement de l'onduleur, en fonction du taux de charge, ou bien directement en fonction de la puissance nominale.

Ainsi, la valeur optimale de rendement de l'onduleur peut être calculée par la relation empirique suivante [2] :

$$\eta_{\text{ond}}(\text{opt}) = a(1 - \exp(b - T_{\text{Charge}}))$$

Où: a, b sont des constantes (a=0,9559 ; b=-6.9 164).

T_{charge} : Taux de charge, donné par:

$$T_{\text{Charge}} = P_{\text{Charge}} / P_n(\text{opt})$$

$P_n(\text{opt})$: Puissance nominal optimale de l'onduleur :

$$P_n(\text{opt}) = P_{\text{Charge}}(\text{max})$$

P_{Charge} : est la puissance à la sortie de l'onduleur.

e) Puissance optimale à l'entrée de l'onduleur :

A partir du modèle de l'onduleur, nous pouvons déduire que la puissance optimale à l'entrée de l'onduleur est le rapport direct entre la puissance de la charge et le rendement optimal de l'onduleur déterminé précédemment. Suivant la relation:

$$P_{\text{ond}}(\text{opt}) = \frac{P_{\text{Charge}}}{\eta_{\text{ond}}(\text{opt})}$$

f) Puissance optimale à l'entrée et à la sortie de la batterie :

La modélisation de la batterie nous a permis de conclure que le fonctionnement de la batterie dépend directement des puissances à ses bornes : puissance à la sortie du champ photovoltaïque et la puissance à l'entrée de l'onduleur.

La batterie peut avoir deux états de fonctionnement [8] :

* **Etat de charge** : c'est le cas où la puissance à la sortie du champ PV est supérieure à la puissance à l'entrée de l'onduleur, c.à.d.

$$P_{Ch} > P_{ond}$$

Dans ce cas, on a:

- Puissance à l'entrée de la batterie (puissance de la charge) $P_{be} = P_{Ch} - P_{ond}$
- Puissance à la sortie de la batterie $P_{bs}=0$.

* **Etat de décharge** : c'est le cas où la puissance à la sortie du champ PV est inférieure à la puissance à l'entrée de l'onduleur, c.a.d. $P_{Ch} < P_{Ond}$

Dans ce cas on a:

- Puissance l'entrée de la batterie $P_{be} = 0$.
- Puissance à la sortie de la batterie (puissance de décharge) $P_{bc} = P_{Ond} - P_{Ch}$.

Les puissances optimales à l'entrée et à la sortie de la batterie s'obtiennent directement en remplaçant les puissances à la sortie du champ PV et à l'entrée de l'onduleur par leurs valeurs optimales déjà déterminées.

g) Rendement optimal de la batterie :

Les puissances optimales de charges et de décharge de la batterie définies précédemment sont calculées pour chaque heure de la journée. Le rendement de la batterie est le rapport entre la puissance de décharge journalière et la puissance de charge journalière.

P_{Cb} , P_{db} : Puissances de charge et de décharge journalière de la batterie.

Ainsi, le rendement de la batterie est donné par la relation suivante [9].

$$\eta_b = \frac{P_{db}}{P_{cb}}$$

Le rendement d'une batterie au plomb adaptée aux installations PV est pratiquement constant, sa valeur optimale est $\eta_b(\text{opt})=85\%$.

Le rendement de la batterie dépend de la valeur du courant de la charge de la batterie « I_{cb} » citée précédemment dans le calcul du nombre optimal de modules PV.

Pour augmenter la durée de vie et assurer un bon fonctionnement de la batterie, il faut stabiliser le courant de charge.

h) Capacité optimale de la batterie :

La valeur optimale de la capacité de la batterie est obtenue directement en remplaçant la puissance à la sortie de la batterie par sa valeur optimale, alors on peut l'estimer par la relation suivante [8] :

$$C(\text{Opt}) = \frac{X \cdot P_{db}}{\eta_b(\text{Opt}) \cdot f_{déch} \cdot P_d}$$

Où

X : Le nombre de jours d'autonomie à production nulle.

P_{db} : Puissance optimale journalière à la sortie de la batterie.

$\eta_b(\text{opt})$: Rendement optimal de la batterie.

$F_{déch}$: Facteur de décharge de la batterie.

P_d : La profondeur de décharge.

IV-4 Le coût d'un système photovoltaïque :

Il s'agit des dépenses d'investissement liées à la construction d'une centrale photovoltaïque, tels que le coût des études de conception, le coût des principaux matériels (modules, batteries, onduleurs, système de régulation. structure et câbles. etc.) et le coût de montage sur site (génie civil, installation et mise en route du matériel).

A cet effet, le coût « C_T » total nécessaire pour la réalisation d'une installation PV sera déterminé par la relation suivante [10] :

$$C_T = P_A \cdot A_{opt} \cdot S + P_C \cdot P_{opt} + C_{T0}$$

Où

P_A : Le prix du m^2 du module.

A_{opt} : Nombre optimal de modules constituant le champ PV.

S : Surface d'un module du champ PV (m^2).

P_C : Le prix du kWh de la batterie.

C_{T0} : La somme du coût de tous les autres sous systèmes d'études de conception et d'enseillement de système sur site.

VI-5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthode la plus utilisée pour optimiser le rendement d'une centrale solaire photovoltaïque.

Cette méthode, dite Itérative, sert à optimiser l'inclinaison du champ photovoltaïque par itération en fonction d'un stockage approprié pour satisfaire totalement la charge quelque soit la saison.

Nous avons constaté que cette méthode est la plus efficace pour réduire le coût et augmenter la rentabilité du système photovoltaïque.

Références :

[1] : « Dimensionnement des systèmes photovoltaïques sur batteries », D. Mayer, cours de formation, Electricité solaire pour la zone rurales et isolées, 1992.

[2] : « Elaboration d'un logiciel pour la modélisation du champ photovoltaïque », R.Laddad , projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état, USTHB, 1991.

[3] : « Optimisation d'une installation photovoltaïque par la conception assisté par ordinateur CAO », A. Rachedi, thèse de Magister, Université de Tlemcen, juin 2001.

- [4] : « contribution a l'étude d'un générateur photovoltaïque dote de système de suivi du soleil comparaison et application au site de Tlemcen », Bouazza Samia, Thèse de Magister, Université Tlemcen, Mai 2004.
- [5] : « Etude des performances d'une centrale photovoltaïque de faible puissance et ses perspectives », B.Yaici, Thèse de Magister, Centre D'études Nucléaires et Solaires, Juillet 1987.
- [6]: « conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Fethi Benyarou, thèse de doctorat, Université de Tlemcen, juillet 2004.
- [7] : « technologie photovoltaïques au Canada », L. Dignard-Bailey et A. Filion, Canmet ENERGIE, N° CTEC 1998-58-1999-38, 1999.
- [8] : « Simulation des installations photovoltaïques », M. Drif , Mémoire de Post-Graduation Spécialisée en Héliotechnique, CDER, Décembre 1992.
- [9]: « Optimisation of the tilt and azimuth of flat-place solar collector », C.J.WILMOTT, Solar energy, ELSEVIER, Vol 28.PP 205-216, 1982.
- [10] : « Exploitation informatisée de l'énergie d'un générateur photovoltaïque appliquée aux sites de Tlemcen et Bouzaréah », Tahri Khadra, thèse de magister, Université Tlemcen, 2006.

Simulation et Résultats

V-1 Introduction :

La simulation des énergies d'un système PV est nécessaire pour prédire ses performances, d'après notre étude, c'est une des méthodes pour optimiser le rendement d'une centrale solaire PV.

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de simulation des énergies globale, directe et diffuse, et les estimations de l'énergie journalière globale pour les trois types des capteurs utilisés dans les sites de Tlemcen et Bouzareah.

V-2 Caractéristiques des sites :

Les caractéristiques des sites de Tlemcen et Bouzaréah sont données par les grandeurs météorologiques suivantes :

Tableau (IV-1) : Les caractéristiques des sites de Tlemcen et Bouzaréah.

Le site	Tlemcen	Bouzaréah
Latitude	34.56°	36.8°
Longitude	1.19°	3.09°
Albédo	0.20	0.20
Altitude	816 m	345 m
Inclinaison du panneau solaire	35°	35°

V-3 Simulation de l'énergie instantanée incidente sur les trois capteurs :

Afin d'étudier les capteurs (Tel, un axe, deux axes), nous avons mis au point un programme de simulation permettant de tracer les courbes des énergies instantanées à chaque heure de la journée et à chaque instant de l'année. Les résultats de simulation pour les deux sites (Tlemcen et Bouzaréah) sont représentés sur les figures suivantes :

V-3-1 Simulation de l'énergie instantanée incidente sur le capteur un axe :

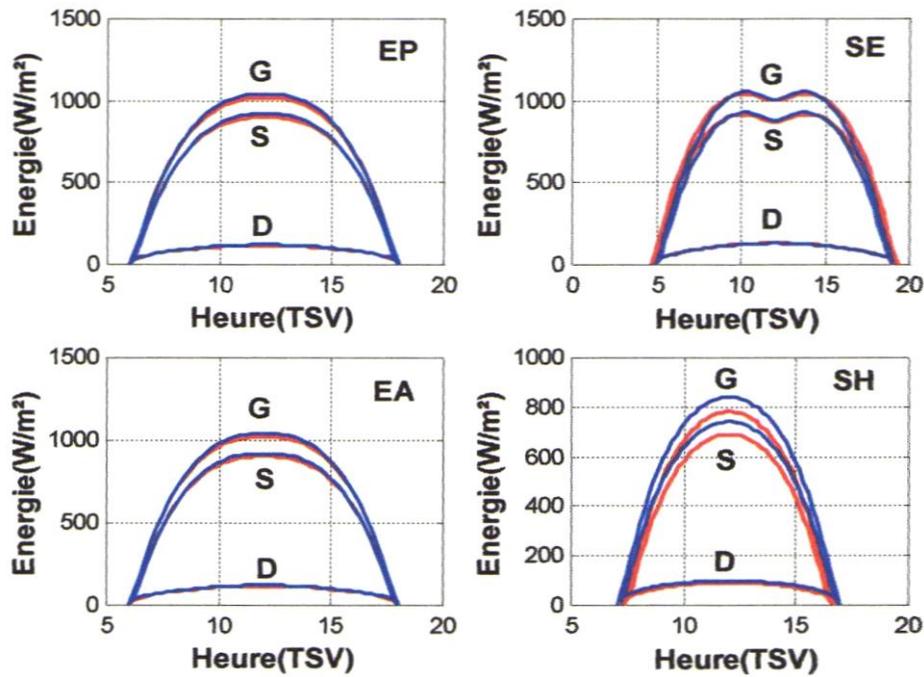


Figure V-1 : Energie instantanée incidente sur le capteur un axe aux EA, EP, SE et SH pour un ciel bleu clair, pour les deux sites, Tlemcen (Bleu) et Bouzaréah (rouge).

➤ L'énergie maximale à midi TSV :

- Tlemcen : $E_G = 1050.7 \text{ W/m}^2$.
- Bouzaréah : $E_G = 1046.6 \text{ W/m}^2$.

Les résultats d'énergie instantanée incidente diffus, directe et globale à 12 TSV sur le capteur un axe, sont donnés par le tableau suivant :

Tableau V-1 : Energie instantanée (W/m^2) à 12 TSV aux solstices et aux équinoxes sur un capteur un axe pour un ciel bleu clair.

Site	Tlemcen			Bouzaréah		
	Direct	Diffuse	Globale	Directe	Diffuse	Globale
S.H	721.3	97.5	818.5	74.43	94.6	799
E.P – E.A	914.2	120.5	1034.7	908.1	119.5	1027.6
S.E	925.4	131.7	1057.1	921	125.6	1046.6

V-3-2 Simulation de l'énergie instantanée incidente sur le capteur à deux axes :

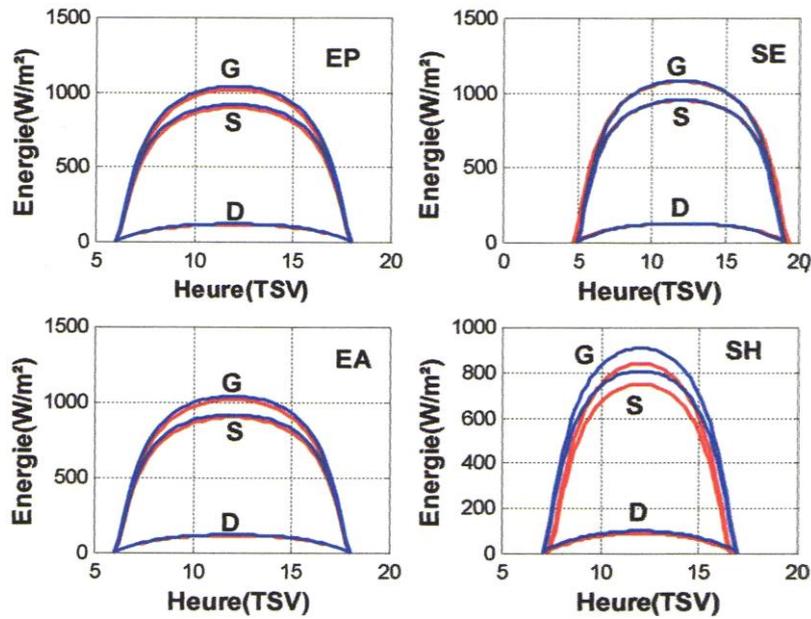


Figure V-2: Energie instantanée incidente sur le capteur à deux axes aux EA, EP, SE et SH pour un ciel bleu clair, pour les deux sites, Tlemcen (Bleu) et Bouzaréah (rouge).

➤ L'énergie maximale à midi TSV :

- Tlemcen : $E_G = 1079.7 \text{ W/m}^2$.
- Bouzaréah : $E_G = 1078.1 \text{ W/m}^2$.

Les résultats d'énergie instantanée incidente diffus, directe et globale à 12 TSV sur le capteur à deux axes, sont donnés par le tableau suivant :

Tableau V-2 : Energie instantanée (W/m^2) à 12 TSV aux solstices et aux équinoxes sur un capteur à deux axes pour un ciel bleu clair.

Site	Tlemcen			Bouzaréah		
	Directe	Diffuse	Globale	Directe	Diffuse	Globale
S.H	786.3	97.5	883.8	767.9	94.32	862.2
E.P – E.A	914.2	120.5	1034.7	908.1	119.5	1027.6
S.E	954.8	124.9	1079.7	953.3	124.8	1078.1

V-2-3 Simulation de l'énergie instantanée incidente sur le capteur TEL :

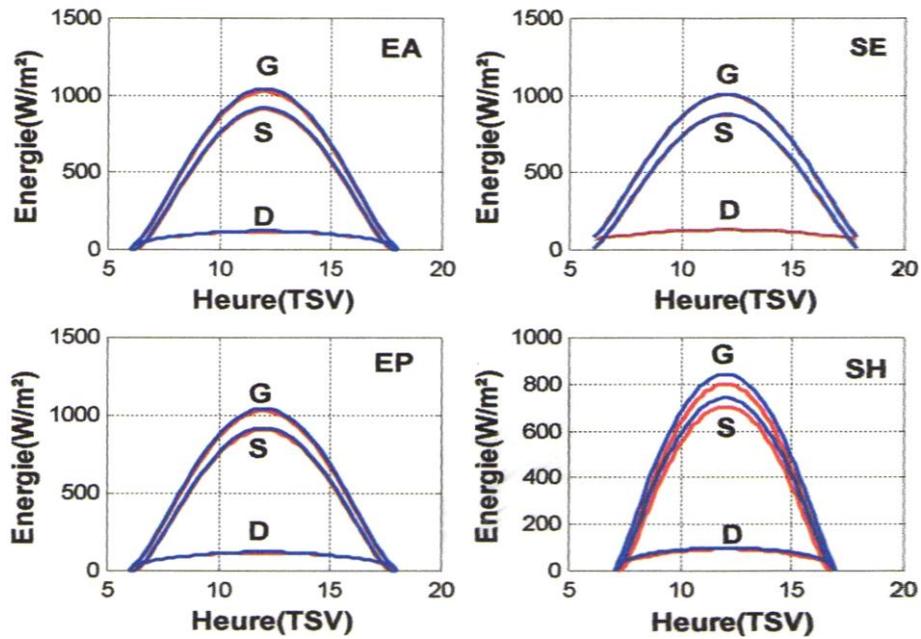


Figure V-3: Energie instantanée incidente sur le capteur TEL aux EA, EP, SE et SH pour un ciel bleu clair, pour les deux sites, Tlemcen (Bleu) et Bouzaréah (rouge).

➤ L'énergie maximale à midi TSV :

- Tlemcen : $E_G = 1034.2 \text{ W/m}^2$.
- Bouzaréah : $E_G = 1027.1 \text{ W/m}^2$.

Les résultats d'énergie instantanée incidente diffus, directe et globale à 12 TSV sur le capteur TEL, sont donnés par le tableau suivant :

Tableau V-3 : Energie instantanée (W/m^2) à 12 TSV aux solstices et aux équinoxes sur un capteur TEL pour un ciel bleu clair.

Site	Tlemcen			Bouzaréah		
	Direct	Diffus	Globale	Direct	Diffus	Globale
S.H	721.1	97.5	818.2	704.3	94.32	798.9
E.P – E.A	913.7	120.5	1034.2	907.6	119.5	1027.1
S.E	875.3	1131.7	1007	873.9	124.8	1006

Nous remarquons de ces courbes qu'aux équinoxes, l'énergie estimée par les trois capteurs prend presque la même valeur pour les deux sites, tandis qu'aux solstices hiver il existe une légère variation entre les deux sites.

On constate que la valeur de l'énergie instantanée maximale diffuse est toujours faible devant la valeur de l'énergie instantanée maximale directe et globale.

V-4 Energie capté :

V-4-1 Simulation de l'énergie journalière sur les trois capteurs :

Pour choisir le type de capteur à utiliser dans la centrale solaire photovoltaïque il est nécessaire d'estimer la demande d'énergie journalière afin de répondre au besoin de la charge.

Les résultats de simulation de l'énergie journalière sur les trois capteurs pour un ciel bleu clair sont représentés par la figure suivante :

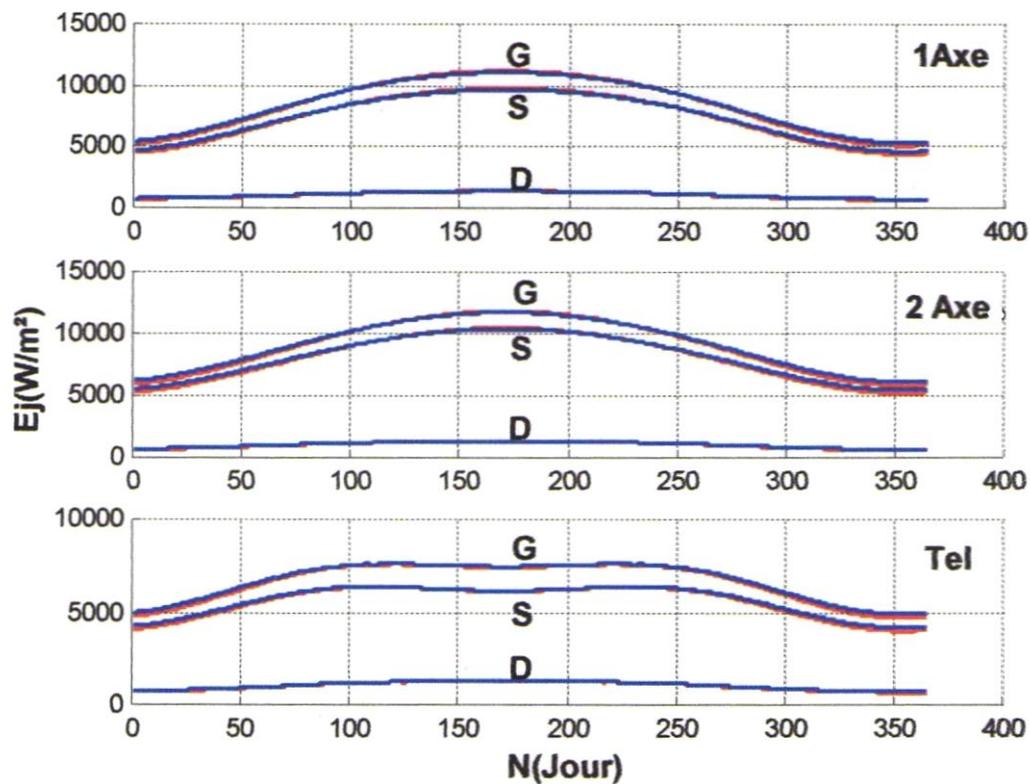


Figure V-4 : Estimation d'énergie globale, directe et diffuse pour les capteurs (suivi un axe, suivi deux axes et Tel) pour un ciel bleu clair pour les deux sites : Tlemcen (bleu) et Bouearéh (rouge).

De ces courbes, on tire les valeurs des énergies journalières globales reçues par les trois capteurs pour un ciel bleu clair à Tlemcen et Bouzaréh.

Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau V-4: Energies journalières globales reçues par les trois capteurs à Tlemcen et Bouzaréh pour un ciel bleu clair.

Site	Tlemcen			Bouzaréh		
	Un axe	Deux axes	TEL	Un axe	Deux axes	TEL
S.H	5346.9	6125.4	4950.7	5275	5287	48568.5
E.P – E.A	8788.5	9334.7	7333.7	88217	9302	7321

S.E	11059	11743	7567.9	11048	11711	7535
-----	-------	-------	--------	-------	-------	------

Le maximum d'énergie journalière est donnée par le capteur à deux axes et une légère variation entre les énergies journalières pour les deux sites. Le choix du capteur dépendra essentiellement de la demande d'énergie.

V-4-2 Simulation de l'énergie journalière à différents états du ciel incidents sur les trois capteurs :

Nous tenons compte des différents états du ciel clair, l'énergie globale journalière sur les trois capteurs et suivant les trois types d'états du ciel est représentée sur la figure suivante :

❖ Pour Tlemcen :

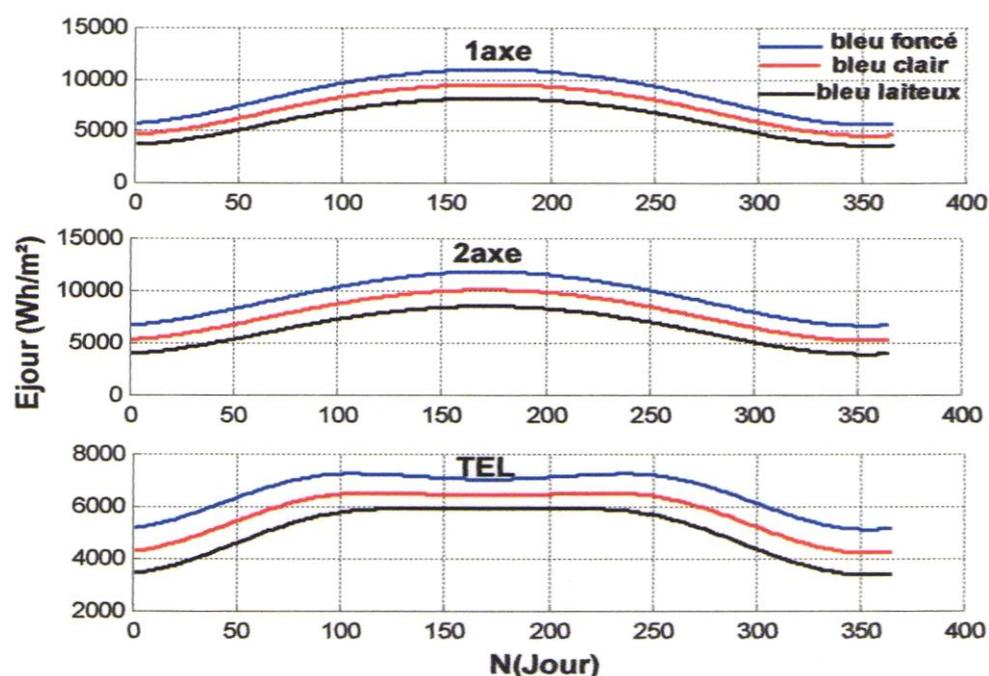


Figure V-5 : Energies journalières à Tlemcen à différents états du ciel incidents sur les capteurs (suivi un axe, suivi deux axes et Tel)

❖ Pour Bouzaréah :

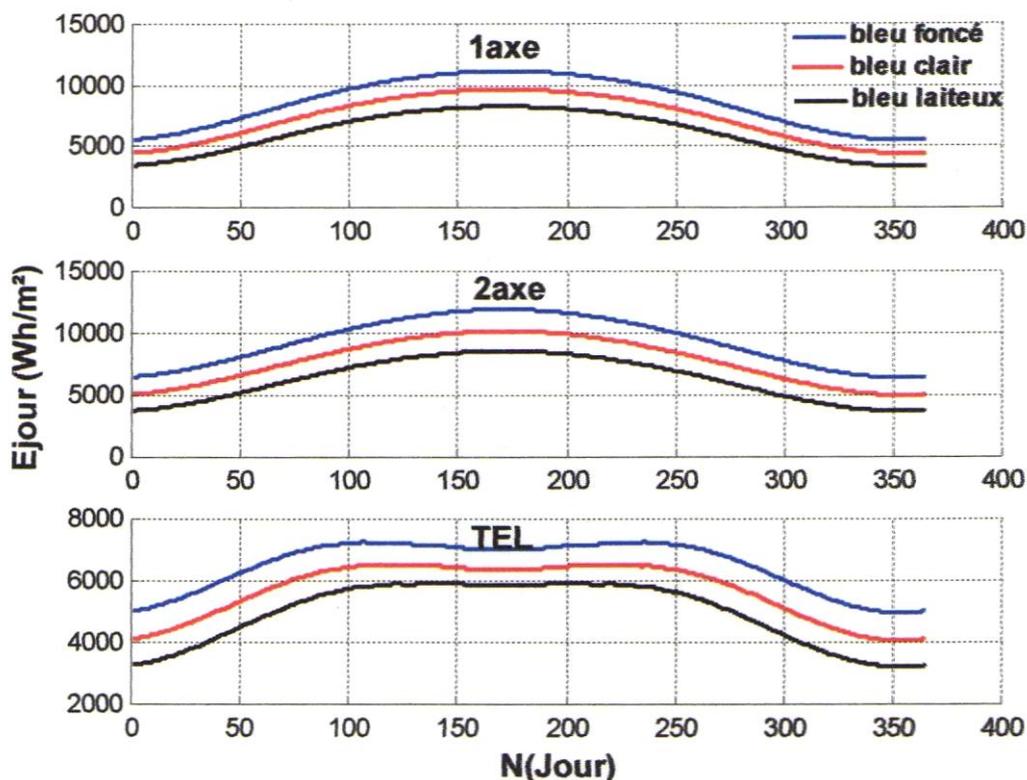


Figure V-6 : Energies journalières à Bouzaréah à différents états du ciel incidents sur les capteurs (suivi un axe, suivi deux axes et Tel).

On constate que la valeur de l'énergie instantanée maximale diffuse est toujours faible devant la valeur de l'énergie instantanée maximale directe et globale.

On remarque de ces courbes que la valeur de l'énergie journalière globale est minimale dans le cas d'un ciel bleu laiteux et maximal pour un ciel bleu foncé.

Dans le cas d'un capteur TEL, l'énergie journalière globale est maximale aux équinoxes (EA-EP) et minimale au solstice hiver (SH).

Le maximum de l'énergie journalière est donné par le capteur à deux axes et la variation est légère entre les énergies journalières pour les deux sites.

On note l'écart important d'énergie journalière entre le capteur TEL et les deux autres capteurs pendant la période comprise entre l'EP et l'EA.

V-5 L'inclinaison du champ PV :

L'étude de l'orientation et de l'inclinaison d'un capteur est très importante pour l'estimation d'énergie captée par un champ PV. La simulation a prouvé que l'orientation face au sud (capteur fixe) favorise un captage maximum d'énergies journalières et annuelles. L'inclinaison proche de $\beta = \varphi$ favorise le captage maximum d'énergie annuelle d'un site.

V-6 Caractéristique d'un module :

Pour déterminer l'énergie fournie à chaque instant de la journée et de l'année d'un module constitué de 36 cellules identiques d'environ 78.5 cm^2 de surface, ayant une résistance série $R_S = 0.7 \Omega$ et une résistance parallèle $R_P = 10^3 \Omega$, nous avons mis au point un programme de simulation permettant de décrire ses performances et de déterminer son adaptation optimale sur le champ photovoltaïque.

V-6-1 Adaptation d'un module :

La représentation graphique des résultats de simulation Figure V-9 de la caractéristique courant- tension d'un module constitué de 36 cellules identiques d'environ 78.5 cm^2 de surface, permet de déterminer les grandeurs caractéristiques :

- La tension en circuit ouvert V'_{co} $V'_{co} = n. V_{co}$
- Le courant de court circuit I'_{cc} $I'_{cc} = m. I_{cc}$
- Le facteur de forme FF' $FF' = FF$
- Le rendement η' $\eta' = \eta$

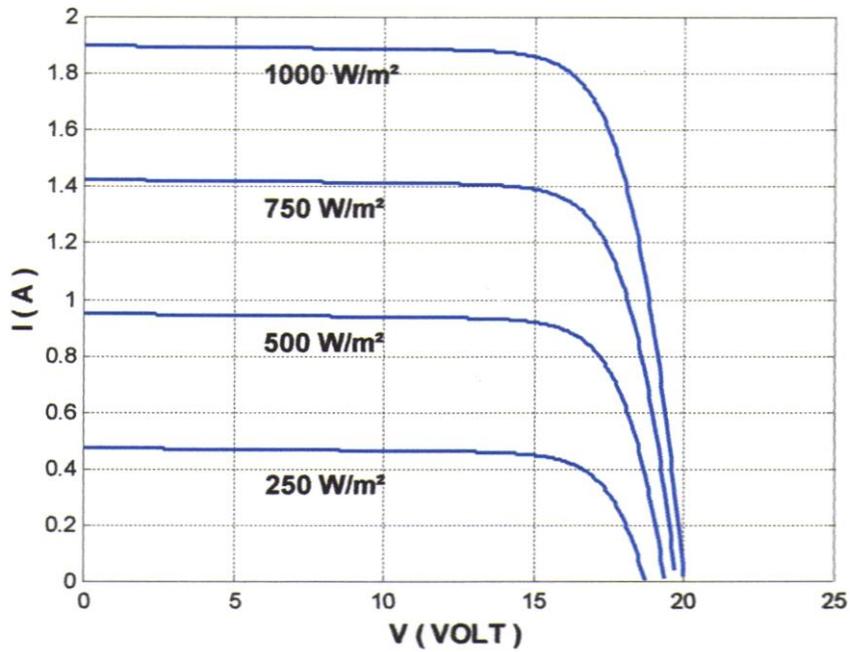


Figure V-7 : Caractéristique d'un module PV

Les différents branchements de douze modules identiques constituant un panneau Photovoltaïque et leurs caractéristiques sont représentés par la figure V-10 :

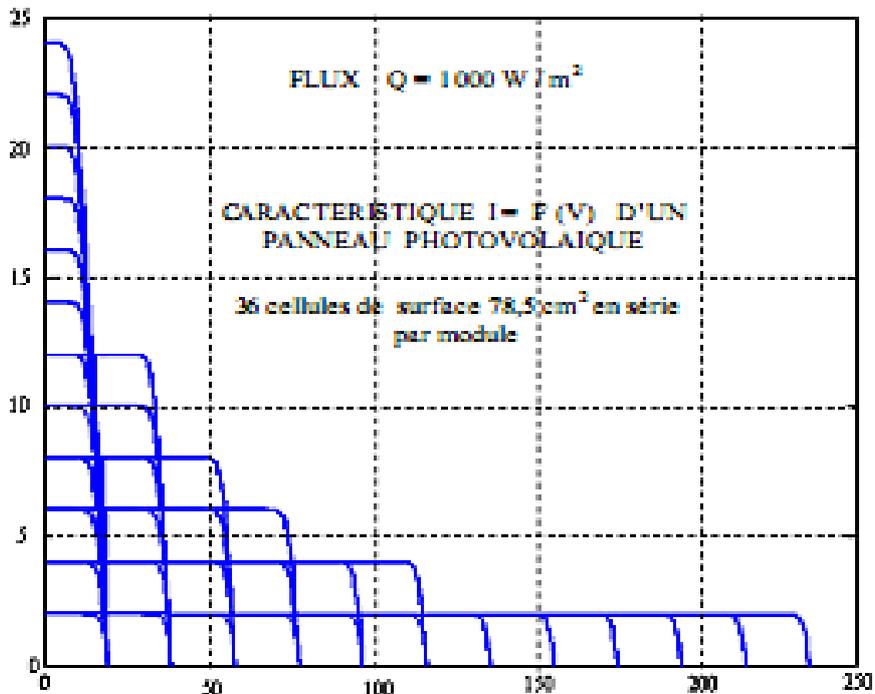


Figure V-8 : caractéristique pour différent branchements

L'association série de modules de grande résistance série, provoque une forte diminution des performances du panneau. Il en est de même pour l'association parallèle de modules de faible résistance parallèle.

Tableau V-5: Valeurs caractéristiques d'une association mixte de modules PV.

	$N_s=1$	$N_s=2$	$N_s=3$	$N_s=4$	$N_s=5$	$N_s=6$	$N_s=7$
$N_p=1$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=19.8$ $FF=0.7962$ $\eta_m=0.1116$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=39.60$ $FF=0.7939$ $\eta_m=0.1112$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=59.40$ $FF=0.7931$ $\eta_m=0.1111$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=79.20$ $FF=0.7927$ $\eta_m=0.1111$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=99.00$ $FF=0.7925$ $\eta_m=0.1110$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=118.8$ $FF=0.7923$ $\eta_m=0.1110$	$I_{cc}=2.000$ $V_{co}=138.6$ $FF=0.7922$ $\eta_m=0.1110$
$N_p=2$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=19.8$ $FF=0.7962$ $\eta_m=0.1116$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=39.60$ $FF=0.7939$ $\eta_m=0.1112$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=59.40$ $FF=0.7931$ $\eta_m=0.1112$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=79.20$ $FF=0.7927$ $\eta_m=0.1111$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=99.00$ $FF=0.7925$ $\eta_m=0.111$	$I_{cc}=4.000$ $V_{co}=118.8$ $FF=0.7923$ $\eta_m=0.1110$	

Le branchement parallèle des modules est à éviter afin de réduire les pertes de transport par effet Joule, en cas de force majeure il est réalisé de façon que $I_{cc} < 10A$.

Dans la pratique les modules PV d'un panneau ne sont pas rigoureusement identiques, et des déséquilibres peuvent survenir d'où la nécessité de diode de protection dans chaque branche (surtout en branchement parallèle).

V-6-2 Rendement mensuelle moyen maximal d'un module :

Mois (N°)	E_{inc} (Wh)	E_{four} (Wh)	H (%)
1	1408.6	156.08	11.08
2	1606.8	178.49	11.10
3	1894.5	211.11	11.14
4	2100.6	234.46	11.16
5	2146.8	239.58	11.15
6	2119.4	236.3	11.14
7	2113	235.53	11.14
8	2133.3	238.01	11.15
9	213.5	237.84	11.16
10	1982.9	221.15	11.15

11	1706.8	189.82	11.12
12	1457.1	161.56	11.08

V-7 Application dans une installation photovoltaïque à alimentation domestique :

V-7-1 Profil de charge :

Les différents besoins énergétiques journalières d'une habitation à Tlemcen sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau V-6: Besoins énergétiques journaliers de l'habitation.

Utilisation	Fonctionnement par jour	Puissance moyenne (W)	Puissance moyenne par jour (Wh)
Eclairage	6 ^H	240 W (4 lampes)	1440 Wh
Télévision	4 ^H	50 W	200 Wh
Radio	0.5 ^H	30 W	15 Wh
Appareils Electroménagers	0.7 ^H	400 W	280 Wh
Réfrigérateur	24 ^H	25 W	600 Wh

Les besoins énergétiques horaires de notre habitation sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau V-7: besoins énergétiques horaires de l'habitation.

Heure	P _{Charge} (Wh)	Heure	P _{Charge} (Wh)
0-1	43	12-13	202.7
1-2	43	13-14	126.7
2-3	43	14-15	76
3-4	43	15-16	50.6
4-5	43	16-17	50.7
5-6	43	17-18	76
6-7	43	18-19	152
7-8	65.6	19-20	253.3

8-9	65.6	20-21	278.6
9-10	51	21-22	202.6
10-11	152	22-23	126.6
11-12	228	23-00	76

V-7-2 L'équipement utilisé :

1- Le champ de modules photovoltaïques :

- Le rendement standard du module photovoltaïque $\eta_0 = 20.30 \%$.
- La surface du module photovoltaïque $S = 0.25 \text{m}^2$.
- La tension nominale du module photovoltaïque $V = 12 \text{ volts}$.
- La puissance crête du module photovoltaïque $p_c = 50.75 \text{ W}_c$.
- Le courant crête délivré par le module photovoltaïque $I_c = 2.23 \text{ A}_c$.
- Le NOCT du module photovoltaïque.

2- La batterie de stockage :

Les données suivantes sont relatives à la batterie à plomb, elles sont nécessaires pour le calcul de la capacité optimale de la batterie :

- 1) Le nombre d'éléments d'accumulateurs en série : chaque élément de la batterie a une tension nominale de $u = 2 \text{ volts}$ et une tension nominale de stockage $U_{\text{bat}} = 120 \text{ volts}$. On associe alors en série $N_b = 60$ éléments d'accumulateurs électrochimiques au plomb.
 - 2) Le nombre de jours d'autonomie ou le nombre de jours consécutifs sans ensoleillement. Il dépend du lieu d'installation et du mois : Pour les deux sites : $N = 5$.
- Le facteur de décharge de la batterie $f_{\text{déch}}$ varie en fonction de l'autonomie (Temps de décharge), ces variations sont données par le tableau suivant :

Tableau V-8: Variation du facteur de décharge de la batterie « $f_{\text{déch}}$ » en fonction de l'autonomie.

N (jours)	10	5	3	2	1
$f_{\text{déch}}$	1.56	1.5	1.44	1.36	1.2

Pour optimiser le fonctionnement de notre installation, la batterie à plomb choisie possède un rendement maximum : $\eta_b = 85\%$

La profondeur de décharge $P = 60\%$. On divise la capacité nominale de la batterie par 0.60 afin de maintenir une réserve de 40% dans la batterie après une décharge profonde.

3- L'onduleur :

Pour notre installation l'onduleur choisi possède les caractéristiques suivantes :

- Une entrée 120/120 volts.
- Une puissance nominale horaire $P_n = P_{\text{Charge}} (\text{max}) = 280 \text{ W}$.
- Un rendement qui dépend directement de sa puissance nominale et de la charge à alimenter. Donc, il reste invariable pour une même utilisation.
- La puissance à l'entrée de l'onduleur se déduit directement par le rapport entre la puissance de la charge et le rendement de l'onduleur. On divise la puissance de la charge par le rendement de l'onduleur pour compenser les pertes dues à l'onduleur.

Les valeurs horaires du rendement et de la puissance à l'entrée de l'onduleur sont représentées sur le tableau suivant :

Tableau V-9: Rendement et puissance horaire de l'onduleur

Heure	$\eta_{\text{Ond}} (\%)$	$p_{\text{Ond}} (\text{W})$	Heure	$\eta_{\text{Ond}} (\%)$	$p_{\text{Ond}} (\text{W})$
0-1	62.72	68.5590	12-13	94.97	213.4442
1-2	62.72	68.5590	13-14	91.47	138.5080
2-3	62.72	68.5590	14-15	81.1	93.7092
3-4	62.72	68.5590	15-16	68.37	74.0074
4-5	62.72	68.5590	16-17	68.44	74.0805
5-6	62.72	68.5590	17-18	81.10	93.7092
6-7	62.72	68.5590	18-19	93.39	162.7511
7-8	76.83	85.3788	19-20	95.41	265.4791
8-9	76.83	85.3788	20-21	95.50	291.7423
9-10	68.64	74.3002	21-22	94.96	213.3423
10-11	93.39	162.7511	22-23	91.46	138.4141
11-12	95.26	239.3520	23-0	81.10	93.7092

V-8 Conclusion :

Au cours de l'année, sous l'influence de l'état du ciel et suivant leurs orientations, les trois types de capteur produisent des énergies variables.

Il apparaît clairement que le panneau à deux axes fourni le meilleur rendement, mais la conception du système PV n'avantage pas le suivi du soleil pour des raisons économiques vu le surcoût du dimensionnement des batteries.

Ceci nous conduit à en conclure que la satisfaction totale de la charge est le seul élément déterminant dans le choix des composantes d'une installation.

Conclusion générale

Dans notre travail on a étudié et simulé un système solaire photovoltaïque, on s'est intéressé principalement à la question du dimensionnement d'un système PV et à son optimisation.

Le système photovoltaïque solaire est une option prometteuse pour la génération de l'énergie électrique, spécialement dans les zones isolées et éloignées.

L'énergie reçue par la terre est intermittente, l'orientation et l'inclinaison des panneaux sont un moyen efficace pour profiter au maximum de cette énergie.

La simulation des énergies d'une centrale solaire et la modélisation de ses différentes composantes nous permettent de faire le choix idéal des matériaux et du site de l'implantation.

Il apparaît que la cellule à base de silicium monocristallin est la meilleure pour notre site, pour le stockage de l'énergie on peut prendre la batterie à plomb et l'onduleur monophasé qui fourni le meilleur rendement.

Afin d'estimer les énergies incidentes sur n'importe quel type de capteur dans les deux sites de Tlemcen et Bouzaréah, nous avons élaboré, grâce au logiciel matlab, un programme de simulation de l'énergie à l'entrée et la sortie de chaque composant de l'installation photovoltaïque.

Nous avons remarqué qu'aux équinoxes, l'énergie estimée pour les trois capteurs prend presque la même valeur pour les deux sites, tandis qu'au solstice hiver il existe une légère variation entre les deux sites. On constate aussi que la valeur de l'énergie instantanée maximale diffuse est toujours faible devant la valeur de l'énergie instantanée maximale directe et globale.

Il est à noter aussi, que le maximum de l'énergie journalière est donné par le capteur à deux axes et que la variation est légère entre les énergies journalières entre les deux sites. Ce qui fait que le choix du capteur dépendre essentiellement de la demande d'énergie (variable en fonction des heures de la journée, en fonction des saisons).

L'étude de l'orientation et de l'inclinaison d'un capteur est très importante pour l'estimation de l'énergie captée par un champ photovoltaïque. La simulation a prouvé que l'orientation face au sud (capteur fixe) favorise un captage maximum des énergies journalières et annuelles.

On remarque que l'écart de l'énergie journalière est important entre le capteur TEL et les deux autres capteurs pendant la période comprise entre l'EP et l'EA.

Les résultats obtenus nous ont montré que le champ d'orientation Tel sollicite une grande surface tandis que le champ avec suivi nécessite la mise en œuvre d'accessoires pour le suivi du soleil et le refroidissement des cellules. Dans les deux cas, le choix du capteur influence le coût et l'efficacité de la conversion photovoltaïque.

Pour choisir le type de capteur à utiliser dans une centrale solaire photovoltaïque, il est nécessaire d'estimer le profil de charge afin de répondre au besoin d'énergie.

Enfin, nous avons constaté que les capteurs donnent des énergies variables suivant l'état du ciel, la latitude et l'orientation. On remarque que le capteur à deux axes a le meilleur rendement, mais ceci implique un dimensionnement coûteux des batteries.

En conclusion, la charge est le facteur essentiel qui détermine le choix des composantes de l'installation pour l'obtention d'un rendement optimal tout en réduisant le coût.

En conclusion, la charge est le facteur essentiel qui détermine le choix des composantes de l'installation pour l'obtention d'un rendement optimal tout en réduisant le coût.

Résumé: Depuis des années, le solaire fait l'unanimité au point de se positionner au rang de première énergie renouvelable. L'étude de l'aspect énergétique d'une centrale solaire PV est le meilleur moyen pour trouver l'optimum de ses performances. L'étude effectuée sur terrain et à dimensions réelles exige un long temps et par conséquent sera très coûteuse, en plus ses résultats ne sont pas toujours généralisables. Pour éviter ces inconvénients, on a opté pour une étude programmée seulement sur ordinateur, en les modélisant différentes composantes pour mieux les dimensionner, et simulant toutes les énergies afin d'optimiser la rentabilité tout en prenant en considération le coût. Les résultats de notre travail appliqués aux sites de Tlemcen et Bouzareah nous ont mené à en conclure que la charge est un facteur déterminant dans le choix des composantes d'une centrale solaire PV.

Mots clés : Energie solaire – centrale solaire PV – Cellule solaire.

Abstract: For years, unanimously, solar energy is in the first rank of renewable energies .The study of energetic aspect of a solar power plant is the best way to find the optimum of its performances. The study on land with real dimensions requires a long time and therefore is very costly, and more results are not always generalizables. To avoid these drawbacks we opted for a planned study on computer only, by modeling different components for a better sizing, and simulating all energies to optimize profitability tacking into account the cost. The result of our work applied to sites of Tlemcen and Bouzareah led us to conclude that the energy required is a determining factor in the choice of components of a PV solar power plant.

Keywords: Solar energy – solar power plant PV – solar cell.

ملخص : منذ سنوات , بالإجماع , أصبحت الطاقة الشمسية في الصّف الأوّل للطاقات المتجددة . الدراسة الطاقوية للمركز الشمسي الفلطاظوني هي الوسيلة المثلى للحصول على أقصى كفاءاته . الدراسة الميدانية و بأبعاد حقيقية تتطلب وقتا طويلا و بذلك تكون مُكلفة بالإضافة إلى أنّه لا يمكن تعميم نتائجها . لتفادي هذا فضلنا الدّراسة المبرمجة على الحاسوب فقط و ذلك بالدراسة النوعية لمختلف المكونات من أجل تحجيم أفضل و محاكاة كل الطاقات بغرض الحصول على أقصى مردودية , أخذين بعين الاعتبار الكلفة . بتطابق نتائج دراستنا على موقعي تلمسان وبوزريعة , استنتجنا أنّ الطاقة المطلوبة هي العامل المُحدّد لاختيار مكونات المركز الشمسي الفلطاظوني .

الكلمات المفتاحية : - الطاقة الشمسية – محطة الطاقة الشمسية الفلطاظونية – الخلية الشمسية .