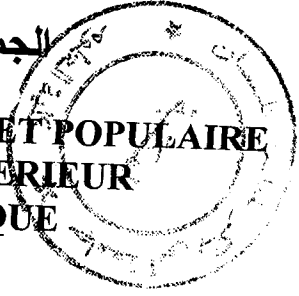


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية والشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID TLEMCEEN
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

*UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX
ET ENERGIES RENOUVELABLES*

THESE DE DOCTORAT D'ETAT EN PHYSIQUE
SPECIALITE : ENERGIES RENOUVELABLES

Présentée par

Fethi BENYAROU

Sur le Thème

**CONCEPTION ASSISTEE PAR ORDINATEUR
DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES
MODELISATION, DIMENSIONNEMENT ET SIMULATION**

Soutenue le 07 Juillet 2004, devant le jury d'examination

Président: **N. CHABANE SARI**

Directeur de Thèse: **B. BENYOUCEF**

Examineurs: **N. GHOUALI**

B. KHELIFA

M. BELHAMEL

S. KHALDI

T. BENOUAZ

Professeur, Université de Tlemcen

Professeur, Université de Tlemcen

Professeur, Université de Tlemcen

Professeur, Université de Lens (France)

Directeur de recherche, CDER (Alger)

Professeur, Université de Tlemcen

Professeur, Université de Tlemcen

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I

DESCRIPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

I-1 Introduction.....	3
I-2 Système de captage.....	3
I-3 Système de stockage.....	6
I-4 Système de régulation.....	9
I-5 Système de conversion.....	11
I-6 Câblage électrique.....	13
I-7 Charge d'utilisation.....	13
I-8 Types de systèmes PV.....	15
I-9 Avantages, inconvénients et limites.....	16
I-10 Conclusion.....	17

CHAPITRE II

PARAMETRES INFLUENCANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE

II-1 Introduction.....	18
II-2 Mouvement Terre-Soleil.....	18
II-3 Mouvement apparent du soleil.....	19
II-4 Position du soleil.....	20
II-5 Orientation du capteur.....	23
II-6 Angle d'incidence sur un capteur.....	24
II-7 Durée d'ensoleillement d'un capteur.....	25
II-8 Durée du jour.....	26
II-9 Rayonnement solaire.....	27
II-10 Effet de masque.....	30
II-11 Conclusion.....	31

CHAPITRE III

MODELISATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

III-1 Introduction.....	32
III-2 Modélisation du champ PV.....	32
III-3 Modélisation du système de stockage.....	37
III-4 Modélisation du système de conversion.....	40
III-5 Le modèle de la charge.....	41
III-6 Le modèle du système PV.....	42
III-7 Modélisation de l'énergie incidente.....	43
III-8 Conclusion.....	46

CHAPITRE IV

DIMENTIONNEMENT ET OPTIMISATION DES SYSTEMES PV	
IV-1 Introduction.....	47
IV-2 Par la fonction utilisabilite horaire.....	47
IV-3 Par la probabilité de perte de charge.....	50
IV-4 Par les méthodes itératives.....	54
IV-5 Conclusion.....	61

CHAPITRE V

CONCEPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES	
V-1 Introduction.....	62
V-2 La charge PV.....	62
V-3 Méthodes de conception	64
V-4 Problèmes liés à la conception.....	65
V-5 Problèmes liés à la charge.....	66
V-6 CAO des systèmes PV.....	67
V-7 Conclusion.....	68

CHAPITRE VI

SIMULATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES	
VI-1 Introduction.....	69
VI-2 Données météorologiques.....	69
VI-3 Course du soleil.....	73
VI-4 Energie captée.....	75
VI-5 Caractéristique d'un module.....	81
VI-6 Profil de charge.....	84
VI-7 Application au site de Tlemcen.....	86
VI-8 Application aux Pôles et à l'Equateur.....	91
VI-9 Application aux maisons solaires.....	95
VI-10 Conclusion.....	99

CONCLUSION GENERALE.....	100
---------------------------------	------------

BIBLIOGRAPHIE.....	102
---------------------------	------------

<i>ANNEXE.....</i>	<i>105</i>
--------------------	------------

ABREVIATIONS ET SYMBOLES

ϕ : Latitude du lieu
 λ : Longitude du lieu
h : Hauteur du soleil
a : Azimut du soleil
 δ : Déclinaison du soleil
H : Angle horaire du soleil
 γ : La hauteur du capteur
 α : Azimut du capteur
E_G : Energie Globale
N : Numéro du jour de l'année
M : Numéro du mois de l'année
 Φ : Fonction utilisabilité horaire
A_p : Nombre de modules du champ PV
S : Surface du module photovoltaïque
E_{js} : Energie journalière directe
E_{jd} : Energie journalière diffuse
E_{jg} : Energie journalière globale
D_{TS} : Distance Terre-Soleil
T_a : Température ambiante
R_{se} : Résistance série équivalente
R_{pe} : Résistance parallèle équivalente
V_m : Tension au point de fonctionnement
I_m : Courant au point de fonctionnement
R_m : Résistance au point de fonctionnement
H_L : L'heure du lever du soleil.
H_C : L'heure du coucher du soleil.
D_j : Durée normalisée du jour.
D_{IS} : Durée d'insolation
PV : Photovoltaïque
EA : Equinoxe Automne
EP : Equinoxe Printemps
SE : Solstice Eté
SH : Solstice Hivers
RS : Rayonnement solaire
TL : Temps légal
FF : Facteur de forme
TSV : Temps Solaire Vrai
TEL : Capteur d'inclinaison égale à la latitude du lieu
EVA : Etyle- Vinyl- Acétate
CAO : Conception Assistée par Ordinateur
PPC : Probabilité de Perte de Charge
PWM : Pulse Width Modulation
NOCT : Nominal Operating Cell Temperature
MPPT : Maximum Power Point Tracking
MI-ES : Méthode Itérative des paramètres d'Entrée Sortie
MI-MD : Méthode Itérative des Mois Défavorables

INTRODUCTION

GENERALE



INTRODUCTION GENERALE

Longtemps exploitées, bien avant le XXe siècle, les énergies renouvelables sont devenues, lors du premier «choc pétrolier» en 1973 un sujet d'actualité. Bénéficiant de technologies plus performantes qu'autrefois, leur extension se heurte aussi bien à de faibles rendements qu'à des coûts d'exploitation trop élevés [1].

Les énergies renouvelables s'opposent aux énergies non renouvelables (fossiles ou nucléaires). Mais la disponibilité à l'infini de ces énergies n'a de sens qu'à l'échelle humaine. D'autre part, si une partie de l'énergie fossile consommée a effectivement servi, le reste est le plus souvent rejeté avec pollution de notre environnement. Quant aux diverses formes d'énergie, certaines sont mieux adaptées que d'autres à un usage donné. La conversion mutuelle entre formes d'énergie apparaît ainsi inévitable, même si souvent le rendement en souffre. Beaucoup de filières énergétiques ont été proposées comme solutions idéales aux problèmes de nos sociétés industrielles parmi celles-ci le photovoltaïque (PV).

Hors atmosphère, l'énergie solaire moyenne reçue par la terre est d'environ $5,5 \text{ kWh/m}^2$ par jour. A travers l'atmosphère et à la suite des phénomènes complexes d'absorption et de diffusion, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de spectre : 35 % réfléchis, 18 % absorbés et seul 47 % arrivent au sol.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée d'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie par les systèmes PV. Ces derniers sont particulièrement simples, par rapport aux centrales électriques conventionnelles. Leur installation, leur utilisation, leur entretien et leur maintenance sont relativement facile. Par ailleurs, ces systèmes sont particulièrement bien adaptés à la production décentralisée d'électricité et à la fourniture de services énergétiques de base en sites isolés.

Les systèmes photovoltaïques présentent donc un intérêt particulier pour les pays en voie de développement. Ils sont susceptibles d'améliorer très rapidement et moyennant un coût minimal les conditions de vie et de productivité des habitations géographiquement dispersées[2].

Très souvent, il n'existe pas une simultanéité entre la période de production et la période de consommation; à cet effet il est indispensable de stocker l'énergie produite. La consommation exige le plus souvent une conversion et une régulation de l'énergie stockée.

PROBLEMATIQUE

Une installation PV est faite pour durer, tous les éléments doivent être optimisés pour vivre ensemble le plus longtemps possible, avec un minimum de frais. Elle doit répondre aux exigences du consommateur et lui assurer une autonomie totale d'énergie (cas du système autonome). Les paramètres d'entrée-sortie du système PV sont variables dans le temps (avec un décalage horaire), dans l'espace (dépendant du site) et avec l'offre et la demande d'énergie. Cette situation entraîne la variation des rendements des éléments du système PV et sa complexité. Les méthodes de dimensionnement et de conception les plus utilisées actuellement pour les systèmes PV, sont basées sur l'équilibre entre l'offre et la demande pendant le ou les mois les plus défavorables de l'année. Avec tous les avantages et les inconvénients, ces méthodes créent un déséquilibre saisonnier d'énergie captée et par conséquent un surdimensionnement et un surcoût de ces systèmes PV [3].

Afin de remédier à cette situation, nous allons cerner les plages de variation annuelle des paramètres influençant le bon fonctionnement. Ensuite nous allons réaliser un dimensionnement journalier des systèmes PV par une méthode itérative. Cette dernière est basée sur les variations dans le temps des paramètres d'entrée-sortie (MI-ES). La conception assistée par ordinateur (CAO), que nous allons élaborer est principalement fondée sur l'équilibre d'énergie entre l'offre et la demande avec une bonne gestion de cette énergie. Elle est un outil indispensable pour un choix rationnel des éléments d'une installation PV. Nous allons enfin appliquer la CAO à chaque élément du système en fonction des besoins et de leurs élasticités. Pour une bonne maîtrise du potentiel énergétique solaire et du fonctionnement des systèmes PV, nous avons réalisé un travail qui a fait l'objet de six chapitres :

Après avoir présenté dans le premier chapitre, une description générale des systèmes PV, nous avons abordé dans le second chapitre, les paramètres influençant le rayonnement solaire (RS). La modélisation a été présentée dans le troisième chapitre, tandis que le dimensionnement et l'optimisation des systèmes PV sont introduits dans le quatrième chapitre. La conception des systèmes PV est mise en valeur dans le cinquième chapitre, et enfin la simulation des systèmes PV est apparue au sixième chapitre.

L'étude menée par la CAO est principalement fondée sur la bonne gestion de l'énergie captée, sur l'amélioration du fonctionnement et sur l'augmentation des performances. Elle permet de faire un dimensionnement adéquat et des recommandations sur la conception des systèmes PV.

CHAPITRE I

DESCRIPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

DESCRIPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

I-1 INTRODUCTION

Le système PV se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif. Le système PV est alors l'ensemble du générateur PV et des équipements de consommation.

Un système PV se compose généralement de quatre éléments principaux[4]:

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

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

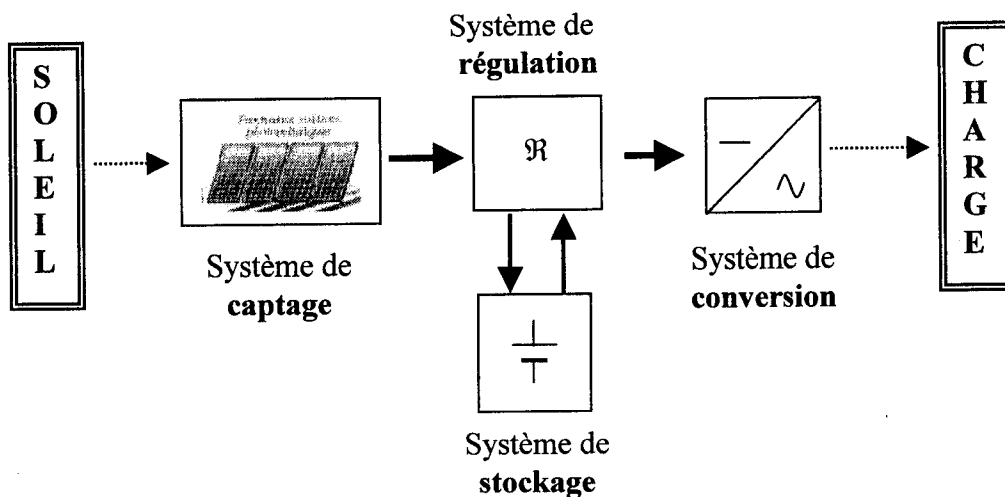


Fig I.1 : Schéma simplifié d'un système PV

I-2 SYSTEME DE CAPTAGE

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

I-2-1 La cellule PV

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

La cellule unité de base d'un système PV ne produit qu'une faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt[5].

La structure la plus simple d'une cellule PV comporte une jonction entre deux zones dopées différemment d'un même matériau (homo jonctions p-n) ou entre deux matériaux (hétéro jonction). La moins épaisse, ou celle de largeur de bande interdite la plus grande, est soumise au flux lumineux.

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium polycristallin, 7 à 9 % pour le silicium amorphe. Les cellules en Si amorphe hydrogéné (a-SiH élaborées en couches minces sous vide) ont un rendement de conversion de 8 à 10 %, mais au cours du temps, une perte de rendement de 15 à 20 % se produit. Ces dernières cellules, contrairement au silicium cristallisé, fonctionnent sous très faible éclaircissement. Les cellules à arséniure de gallium ont atteint un rendement de 36% au laboratoire[6].

Une cellule PV est une diode de grande surface (100 mm de côtés) et de faible épaisseur (100 à 300 μm), en Si dopé différemment (n et p) sur chaque face. La tension délivrée par une cellule est d'environ 0,5 V. Les cellules de petite surface (quelques cm^2), fournissent environ 10 % de la production photovoltaïque mondiale. Elles sont produites, à plus de 80 %, au Japon [1]. Les cellules de plus grande surface sont employées dans des applications en milieu rural. La consommation mondiale de silicium cristallisé, dans ce secteur, est d'environ 600 t/an.

Les cellules sont présentées sous forme circulaire (diamètre 10cm) ou carrée (coté 10cm) ou de petite surface ($< 1\text{cm}^2$) voir fig I.2 :

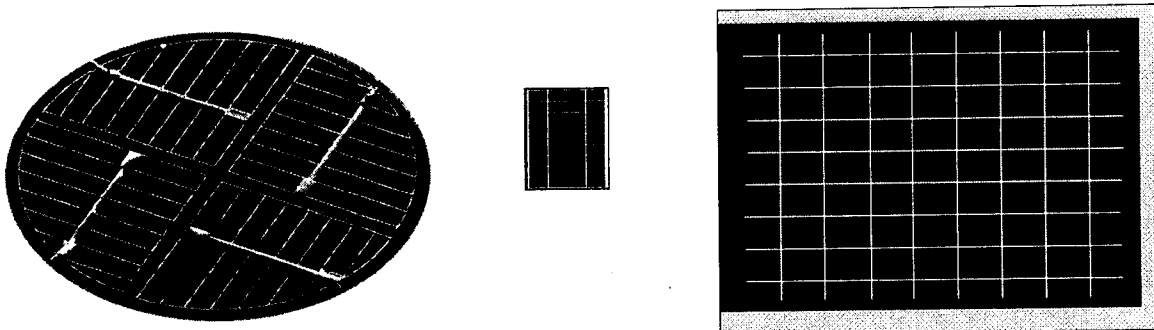


Fig I.2 : Formes de cellules PV

I-2-2 Le module PV

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension.

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64 % du marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28 % du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13 % du marché), délivrent des tensions normalisées (12, 24, 48 V) et des puissances comprises entre 10 et 100 Wc (Watt-crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal). Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (Ethylène-Vinyl-Acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la face arrière d'une feuille de Tedlar ou de Polyéthylène. Les différents composants sont soudés à haute température en un laminé protégé de la majorité des agressions extérieures[7].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série (fig I.3). Le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Ils ont une efficacité de conversion de l'ordre de 10 à 20 % [7]. Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et Support
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur

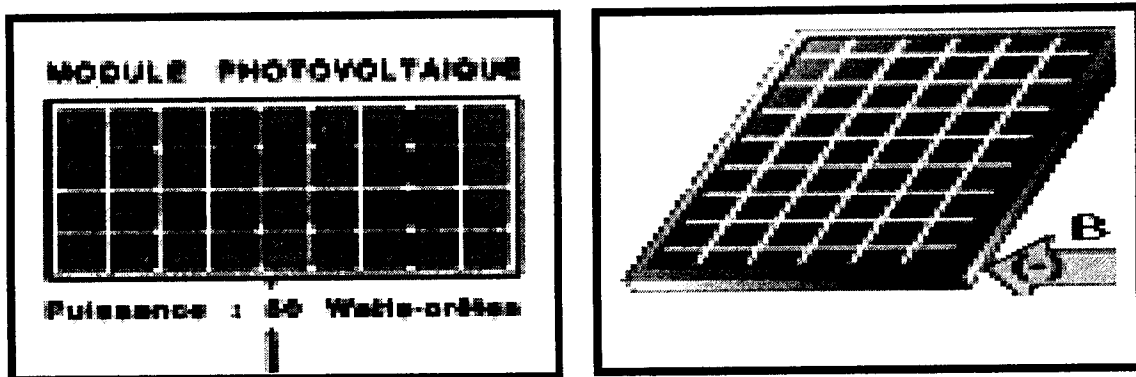


Fig I.3 Modules photovoltaïques

I-2-3 Le panneau PV

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

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

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

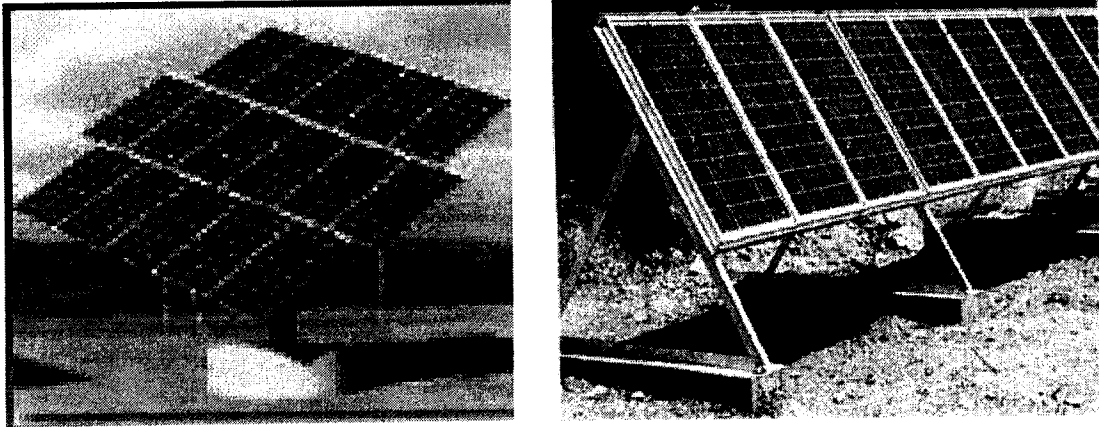


Fig I.5 Champ photovoltaïque

I-3 SYSTEME DE STOCKAGE

La production de l'énergie solaire est très dépendante de la situation géographique et des conditions climatiques du lieu d'installation. Les caractéristiques de l'énergie solaire obligent à utiliser un stockage de cette énergie vu que la demande énergétique de la charge est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [8]:

- Satisfaire les besoins malgré le caractère aléatoire et discontinu de l'énergie solaire.
- Assurer un rôle tampon entre la production et l'utilisation en fixant la tension.

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. Dans les systèmes PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le solaire PV sont[9] :

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

Les durées d'un 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.

Deux possibilités s'offrent pour le stockage de longue durée :

- Soit stocker cette énergie sous forme électrique avec des accumulateurs performants.
- Soit la transformer pour effectuer un stockage sous forme intermédiaire en évitant au maximum une dégradation de cette énergie.

I-3-1 Caractéristiques principales d'un accumulateur

L'utilisation d'un accumulateur est conditionnée par des caractéristiques principales[10] dont les définitions sont données ci-dessous :

- **La tension d'utilisation** : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- **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 de fin de décharge bien définie. Elle s'exprime en Ampères heures ou en Watts heures.
- **Le rendement** : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie électrique fournie à l'accumulateur.
- **La durée de vie** : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé 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 exprimée en années (ou en nombre de cycles)[10].
- **Le taux d'autodécharge** : L'autodécharge 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 d'autonomie) dépend du lieu de l'installation PV.
- **La 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 nominale, même pendant le mois le plus défavorable de l'année.

I-3-2 Installation des éléments de la batterie

a- Choix du site d'installation de la batterie

L'utilisation de la batterie peut présenter certains dangers : Risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique). En outre, leur durée de vie et le

bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi des conditions d'installation et d'exploitation. Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin. Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des impuretés. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

- Etre bien ventilé pour garantir la circulation des gaz émanant de ces derniers.
- Etre à une température proche de 25°C, pour assurer le bon fonctionnement des éléments. Ainsi, la température a une influence notable sur leur fonctionnement : si elle est trop élevée, l'activation des réactions électrochimiques provoque une usure rapide des plaques; par contre, si elle est très basse, le rendement est fortement diminué.
- Ne pas installer des équipements ou matériels pouvant provoquer un arc électrique (régulateur, ...).

b- Aspect extérieur

Les éléments des accumulateurs sont souvent montés dans des bacs devant être isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte, par l'intermédiaire de supports 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- Connexions

Les éléments de la batterie sont généralement reliés en série jusqu'à obtenir la tension correspondante désirée 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.

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 PV est câblé spécialement pour effectuer la charge d'égalisation, après avoir préalablement effectué le remplissage en électrolyte des éléments. La batterie d'accumulateur est un élément important du générateur et il est primordial d'insister sur la qualité du matériel et le soin à lui apporter si l'on veut assurer la longévité du système. L'utilisation d'accumulateurs inadaptés aux systèmes PV conduit à de mauvaises performances et des surcoûts ultérieurs. Par ailleurs, les batteries ont une durée de vie d'environ 5 ans, il faut donc provisionner leur remplacement

La batterie est le composant le plus vulnérable d'une installation PV et elle coûte extrêmement cher dans le prix global. Une batterie dont on prend bien soin peut durer jusqu'à cinq ans [9]. Comparez avec les 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. L'efficacité d'une batterie sera plus grande si elle est à l'abri de températures trop hautes ou trop basses.

L'utilisation d'une batterie entraîne une perte d'énergie qui correspond en moyenne à 20% de l'énergie qu'elle reçoit. Il est déconseillé de décharger une batterie à plus de 60% de sa capacité. On peut aller jusqu'à 80% de temps en temps, mais si cette pratique se répète trop souvent, le remplacement de la batterie s'effectue plus tôt [8]. De plus, lorsqu'une batterie est complètement chargée, la surcharge produit une destruction de la batterie. Il y a aussi un aspect écologique: une batterie à plomb contient des substances toxiques pour l'environnement et doit toujours être recyclée.

Ne laissez pas une batterie dans un état de charge bas pendant une longue période puisque ceci entraîne une réduction souvent irréversible de sa capacité dû au processus de "sulfatation." Le nom dérive des cristaux de sulfate de plomb qui se forment à la surface des électrodes qui ne se dissolvent plus lors de charges ultérieures, réduisant ainsi le contact avec l'électrolyte.

I-4 SYSTEME DE RÉGULATION

La régulation a pour but la limitation en tension de la batterie (seuil haut) afin d'éviter une surcharge et un vieillissement prématuré des accumulateurs. Un courant trop élevé peut même provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur ce qui pourrait créer un court-circuit. Parfois ces appareils 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, le plus souvent aux alentours de 11.5 V. Le courant peut être réenclenché à partir d'une tension déterminée (par exemple 12.5 V). Cependant la régulation de décharge est assurée par déconnexion des utilisations lorsque la tension batterie atteint une valeur trop faible (seuil bas)[11].

Le régulateur de charge est un petit élément qui se place entre la batterie et les panneaux solaires pour éviter que la batterie ne soit 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.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appuiera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tensions pré-réglées : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

I-4-1 Régulation de la décharge

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.

I-4-2 Régulation de la charge

La régulation de la charge s'effectue par une réduction du courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge[12].

I-4-3 Régulateur de charge série

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV 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 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 la résistance R [12].

I-4-4 Régulateur de charge à coupure

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

I-4-5 Régulateur de charge à découpage

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

I-4-6 Régulateur de charge série à coupure partielle

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau PV 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.

I-5-2 Le 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 :

- **Rotatif** : C'est un moteur à courant continu couplé à 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).

- **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 à 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[11]. 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)[15]. 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 (220 v – 50 Hz) :

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-6 CABLAGE ELECTRIQUE

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 [16].
- 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.

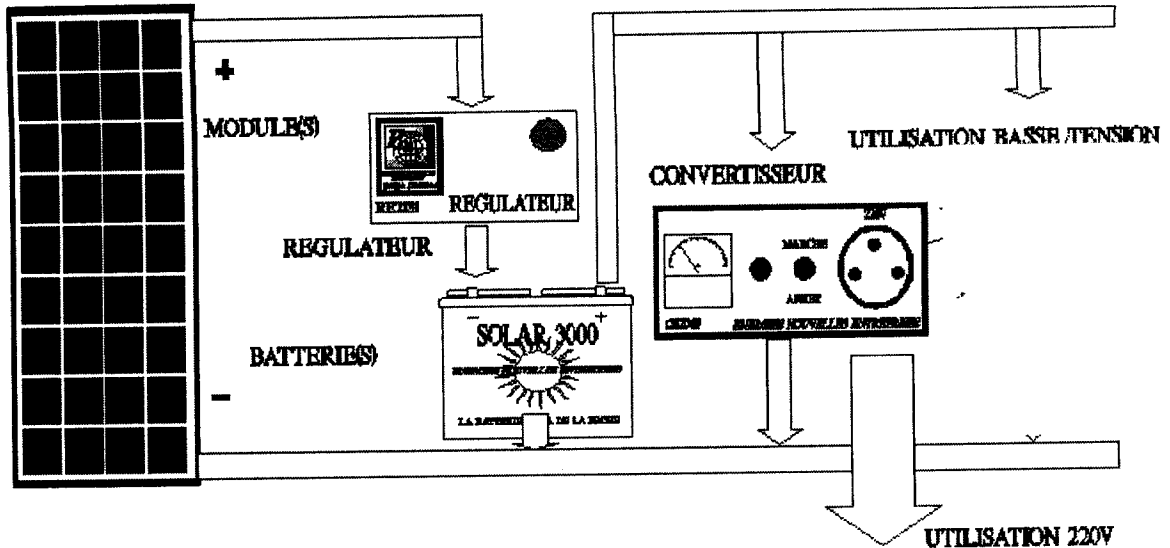
I-7 CHARGE D'UTILISATION

La connaissance de l'énergie solaire incidente et des appareils fonctionnant sous le système PV, nous donnera le nombre total de watt-heure journalier. Ce qui détermine le nombre de modules nécessaire pour produire suffisamment d'énergie et le nombre de batteries pour la stocker.

Plusieurs facteurs influent sur l'énergie incidente ou le nombre d'heures d'ensoleillement d'un module :

- Les saisons (Hiver, Eté, toute l'année)
- Conditions climatiques locales
- Angle d'inclinaison

La répartition instantanée ou horaire d'énergie captée et consommée donne une bonne gestion du stockage d'énergie et le contrôle de décharge des batteries.



Nous présentons un tableau qui permet de déterminer les besoins en énergie de certains appareils ménagers.

Tableau I.1 : La consommation moyenne en watt/ heure de certains appareils ménagers[5].

Appareils Ménagers	Watt/Heure	Appareils Ménagers	Watt/Heure	Appareils Ménagers	Watt/Heure
Lumière incandescente	15-100	Fer à repasser	1000	Mélangeur	300
Lumière fluorescente	7-80	Radio- réveil	1-3	Lave- vaisselle	1200-1500
Radio	5	Ordinateur	100-300	Réfrigérateur	250-500
Téléviseur	75-125	Scie sauteuse	1000	Congélateur	300
Chaîne-Vidéo	50	Perceuse	500	Lessiveuse	500
Rasoir électrique	15	Pompe à eau (DC)	120	Grille pain	1000
Séchoir à cheveux	800	Ventilateur de plafond (DC)	25	Micro-onde	800

I-8 TYPES DE SYSTEMES PV

Les systèmes PV sont de trois types : autonomes, hybrides et reliés au réseau :

- Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons des régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries d'accumulateurs pour stocker l'énergie. De tels systèmes sont particulièrement utiles et rentables dans les applications estivales, lorsque l'accès à un endroit est difficile ou coûteux ou lorsque les besoins en entretien doivent être réduits au minimum.
- Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année), lorsque l'énergie doit être fournie sur demande ou si le budget du consommateur est limité. Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et, ou fossiles et des moyens de stockage associés[17].
- Les systèmes raccordés au réseau permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public et, dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans certains cas, le service public pourrait vous créditer l'énergie retournée au réseau. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée 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[8]. Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique. Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau (typiquement 2 à 4 kWc, soit 16 à 32m² de surface) sont généralement implantés sur les toits ou dans les façades de maisons (fig I.6). L'énergie produite est consommée sur place le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente la maison de nuit ou les jours sans soleil.

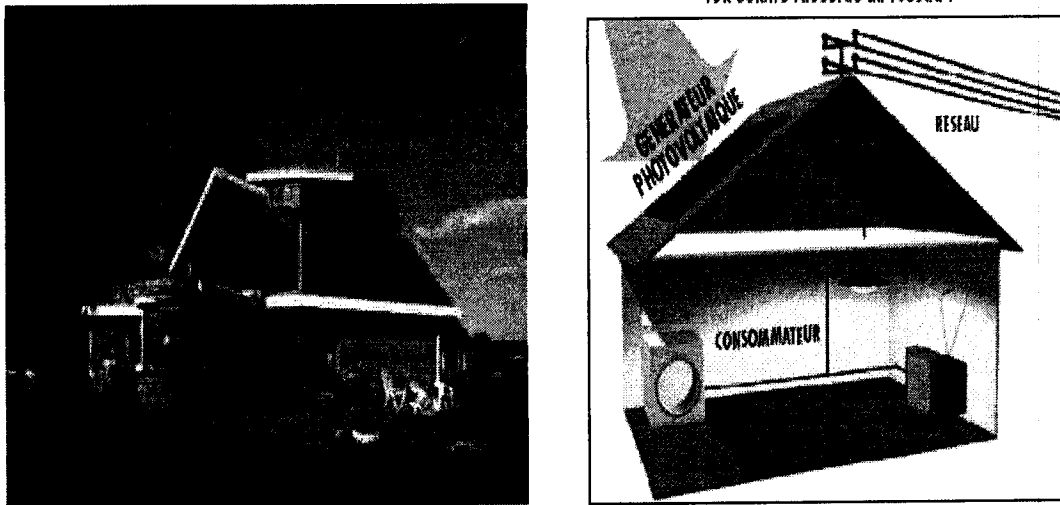


Fig I.6 Système autonome et système raccordé au réseau

I-9 AVANTAGES, INCONVENIENTS ET LIMITES

Tout système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients [17] :

Les avantages

- C'est de l'électricité propre, non-polluante.
- Il n'y a pas de parties mobiles toujours sujettes à l'usure.
- C'est de l'électricité produite silencieusement avec peu d'entretien.
- On peut produire le courant là où l'on en a besoin, de façon décentralisée
- Sans investissements gigantesques
- Sans mesures de sécurité draconiennes contrairement au nucléaire.
- Temps de réalisation d'une centrale PV minimum
- Les panneaux PV sont idéaux pour de petites installations.
- Ils sont facilement modulables.
- Ils ont une longue durée de vie.
- Une fois les investissements payés, on produit de l'électricité gratuite!
- On élimine les frais (et les risques) de transport associés des énergies fossiles.

Les inconvénients

Lorsque l'utilisation de l'électricité produite ne se fait pas immédiatement il convient de stocker l'énergie dans des accumulateurs qui sont le 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, l'énergie produite par les panneaux n'est pas

intégralement restituée. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3-5 ans), ce qui entraîne un surcoût au fonctionnement.

Beaucoup d'appareils vendus dans le commerce fonctionnent au 220-230V 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.

La technologie actuelle de fabrication des photopiles utilise essentiellement des fours classiques, cette procédure, en raison d'une masse thermique importante et de la nécessité de maintenir l'ensemble de l'installation en permanence sous flux de gaz à une température élevée avec la présence d'éléments toxiques lors des phases de dopage, risque en plus de son manque de souplesse, d'être polluante lors d'une production massive de photopiles.

Même si l'énergie lumineuse à la surface de la Terre permet l'emploi de panneaux presque partout, il n'en reste pas moins que pour la production de forte puissance, un temps d'ensoleillement important est indispensable.

Les limites

Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. Il faut utiliser des solutions de recharge dans ce cas comme un chauffe-eau solaire qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement [16].

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. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux, le choix d'un système PV dépend souvent d'une décision personnelle axée sur le style de vie.

I-10 CONCLUSION

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

CHAPITRE II

PARAMETRES INFLUENCANTS LE RAYONNEMENT SOLAIRE

PARAMETRES INFLUENCANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE

II-1 INTRODUCTION

Plusieurs paramètres peuvent influencer l'énergie captée par un système PV :
Le mouvement terre soleil, la position du soleil, l'orientation du capteur, la situation géographique, l'effet de masque, les conditions atmosphériques...
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 variables 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 la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour solaire 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.

II-2-2 Mouvement de translation

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 aplati, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de kilomètres. La terre tourne avec une vitesse moyenne $V_t = 29,77 \text{ km/s}$ [vitesse maximale en hiver 30,27 km/s et minimale en été 29,77 km/s]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons.

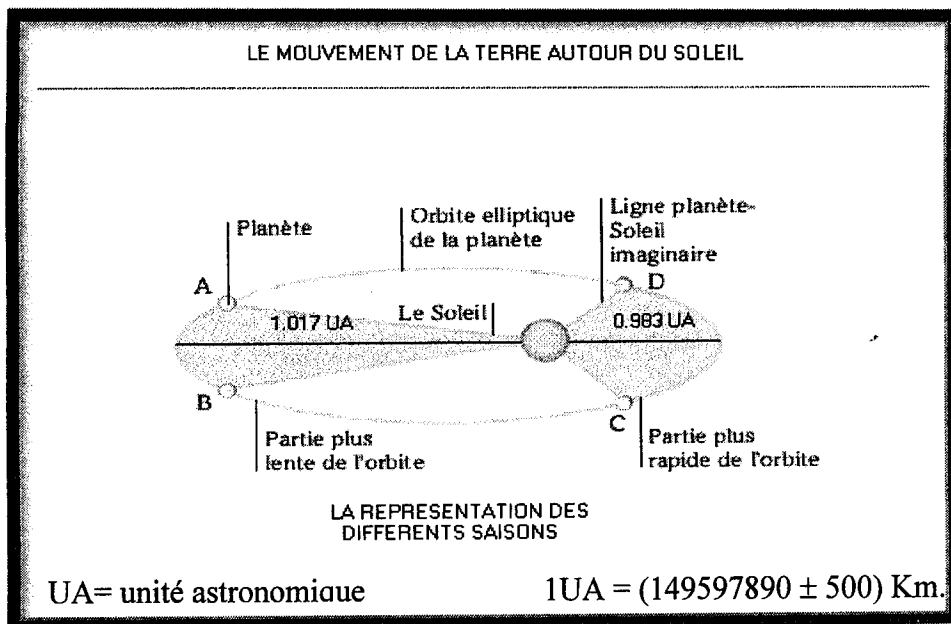


Fig II.1 : Mouvement de la Terre autour du Soleil

Aux équinoxes du printemps et d'automne, les rayons solaires arrivent parallèlement à l'équateur, les journées sont alors égales aux nuits. Au solstice d'hiver l'hémisphère Nord connaît les nuits les plus longues et les jours les plus courts car les rayons du soleil arrivent obliquement et n'atteignent pas le pôle nord, c'est l'inverse dans l'hémisphère sud.

Au solstice d'été, l'hémisphère Nord reçoit un éclaircissement maximum; il connaît les nuits les plus courtes et les journées les plus longues.

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

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

N : numéro du jour de l'année compté à partir du premier janvier.

- Pour une année civile N = 365 jours. Pour une année bissextile N = 366 jours.

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

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

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

II-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 l'attitude φ au Nord de l'équateur le soleil décrit un arc de cercle variable chaque jour à raison de 15° par heure. La distance zénithal Z (ou angle zénithal); c'est l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale du lieu.

Z varie quotidiennement est annuellement entre $\varphi - 23,45^\circ \leq Z \leq \varphi + 23,45^\circ$;
 $Z = \varphi - \delta$ avec $-23^\circ 27' \leq \delta \leq 23^\circ 27'$.

δ = déclinaison du soleil

❖ Aux équinoxes (E.A et E.P) $\rightarrow \delta = 0$ et $Z = \varphi$ = la latitude du lieu et les journées ont une durée de 12 heures.

❖ Au solstice hiver (S.H) $\rightarrow \delta = -23,45^\circ \Rightarrow Z = \varphi + 23,45^\circ$ et les journées ont une durée inférieure à 12h

❖ Au solstice été (S.E) $\rightarrow \delta = 23^\circ 27' \Rightarrow Z = \varphi - 23^\circ 27'$ et 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 se couche à l'ouest, la durée du jour 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 .

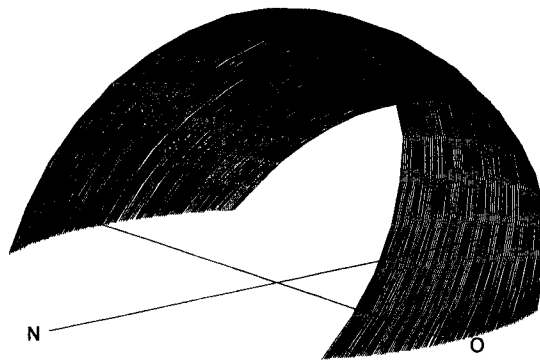


Fig II.2 : Course du soleil à Tlemcen

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[18] :

on repère cette position grâce à deux plans de référence (Fig II.3) :

- Par rapport au plan horizontal du lieu.
- Par rapport au plan équatorial de la terre.

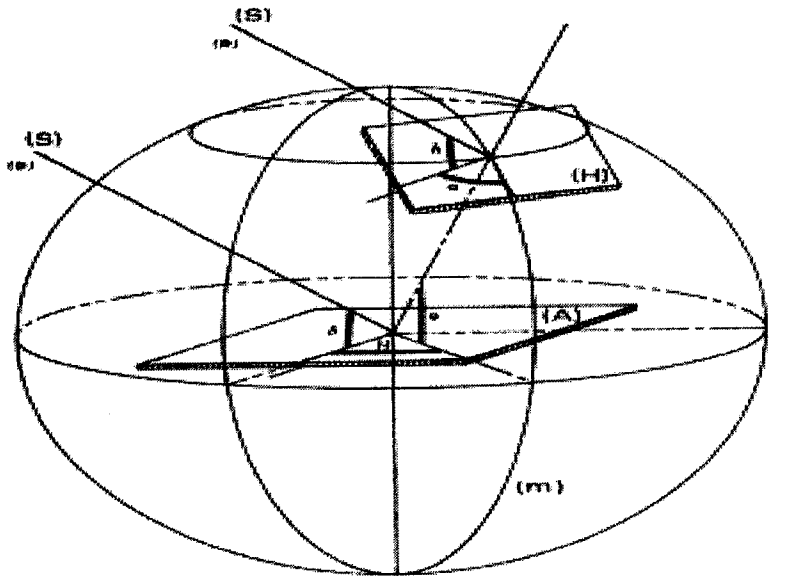


Fig II.3 : Coordonnées équatoriales et horaires

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 [18] :

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (N - 80) \right] \quad \text{ou avec plus de précision}$$

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

Avec N est le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année : Année civile (N = 365 jours) et année bissextile (N=366 jours).

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

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

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 :

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

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

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

E_t = correction de l'équation du temps et λ = longitude du lieu, pour Tlemcen $\lambda = -1,19^\circ$

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

$$\text{On prend : } \begin{cases} H > 0 & \text{après midi} \\ H < 0 & \text{le matin} \\ H = 0 & \text{midi TSV} \end{cases}$$

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 :

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

$$h \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ. \text{ On prend : } \begin{cases} h > 0 & \text{le jour} \\ h < 0 & \text{la nuit} \\ h = 0 & \text{aux lever et coucher} \end{cases}$$

b- L'azimut du soleil a

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 :

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

$$a : \text{varie entre } -180^\circ \text{ et } +180^\circ \quad \text{On prend : } \begin{cases} a > 0 & \text{vers l'ouest} \\ a < 0 & \text{vers l'est} \\ a = 0 & \text{direction du sud} \end{cases}$$

II-4-3 Equation de passage d'un système de coordonnées à un autre

La connaissance de la position du soleil en coordonnées horizontales (h , a) permet d'obtenir la position du soleil en coordonnées équatoriales (δ , H) et inversement [18].

$$(h,a) \rightarrow (\delta,H)$$

$$\begin{pmatrix} \sinh \\ \cosh \cos a \\ \cosh \sin a \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos H \cos \varphi & \sin H \sin \varphi & \sin \varphi \\ \cos H & \sin H \sin \varphi & -\cos \varphi \\ \sin H & -\cos H & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos \delta \\ 0 \\ \sin \delta \end{pmatrix}$$

$$(H, \delta) \rightarrow (a, h)$$

$$\begin{pmatrix} \sin \delta \\ \cos \delta \cos H \\ \sin \delta \sin H \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\cos a \cos \varphi & -\sin a \cos \varphi & \sin \varphi \\ \cos a & \sin a \sin \varphi & \cos \varphi \\ \sin a & \cos a & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cosh \\ 0 \\ \sinh \end{pmatrix}$$

II-4-4 Coordonnées cartésiennes du soleil

On considère un repère cartésien (OXYZ) pour repérer le soleil en un instant (t), un jour (N) de l'année et un lieu (φ) de la surface de la terre. Ce repère est défini par :

- Origine O : C'est le point de captation du rayonnement solaire.
- L'axe OX : C'est la direction du Sud (pour un observateur à Tlemcen).
- L'axe OY : C'est la direction de l'Est.
- L'axe OZ : C'est la verticale du lieu.

Le plan XOY est le plan horizontal du lieu et YOZ (ou XOZ) est le plan vertical du lieu.

Pour un observateur en O (origine des axes), le soleil décrit un arc de cercle dans le ciel durant la journée à raison de 15° par heure. Le soleil peut être repéré à chaque instant de la journée et de l'année par ces coordonnées cartésiennes[19] :

$$X = D_{ts} \cos h \cos a \quad Y = D_{ts} \cos h \sin a \quad Z = D_{ts} \sin h$$

II-5 ORIENTATION D'UN CAPTEUR

Un capteur quelconque est défini par deux angles (α, γ) :

γ : la hauteur du capteur

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

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

α : azimut du capteur

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

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

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

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'horizontale. Ces coordonnées sont :

$$\alpha = 0, \quad \gamma = 90 - \varphi \quad \text{et} \quad i = 0 \quad \text{uniquement aux équinoxes et à 12h TSV}$$

* Le capteur 1 axe est un capteur qui suit le soleil en azimut et généralement il est incliné d'un angle $\beta = \varphi$ par rapport à l'horizontale Ces coordonnées sont :

$$\alpha = a, \quad \gamma = 90 - \varphi \quad \text{et} \quad i = 0 \quad \text{uniquement aux équinoxes}$$

* Le capteur 2 axes est un capteur qui suit le soleil en site et en azimut, il est perpendiculaire aux rayons solaires à chaque instant de la journée. Ces coordonnées sont :

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

II-6 ANGLE D'INCIDENCE SUR UN CAPTEUR

L'angle d'incidence i est l'angle entre la direction du soleil et la normale au capteur. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident (\vec{u}) et la normale (\vec{n}) en coordonnées horizontales [19]:

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(\gamma) \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} \cos(h) \sin(a) \\ \cos(h) \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de \vec{u} et \vec{n} détermine l'angle d'incidence i

$$\cos i = \vec{u} \cdot \vec{n} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(h) \sin(a) \\ \cos(h) \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix}$$

$$\cos i = \sin \alpha \cos \gamma \sin a \cos h + \cos \alpha \cos \gamma \cos a \cos h + \sin \gamma \sin h$$

$$\cos i = \cos(\alpha - a) \cos \gamma \cos h + \sin \gamma \sin h$$

En coordonnées horaire l'angle d'incidence est donnée par :

$$\begin{aligned} \cos i = \sin \alpha \cos \gamma \sin H \cos \delta + \cos \alpha \cos \gamma [\cos H \cos \delta \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi] \\ + \sin \gamma [\cos H \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi] \end{aligned} \quad (\text{II.4})$$

II-7 DUREE D'ENSOLEILLEMENT D'UN CAPTEUR

Pour un plan (α, γ) , un lieu φ et un jour δ donnés, l'angle i est uniquement fonction de l'angle horaire H , on exprimera donc $\cos i$ en faisant bien apparaître la variable H [19].

$$\cos(i) = A \sin(H) + B \cos(H) + C \quad (\text{II.5})$$

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

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

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

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

$$H_{L'} = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \quad \text{et} \quad H_{C'} = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) + \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right)$$

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

$$\text{Capteur TEL } (0, 90 - \varphi) \quad A' = 0 ; B' = 1 ; C' = 0$$

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

$$D'_j = \frac{H_2 - H_1}{15} \text{ avec } \begin{cases} H_1 = H_{L'} & \text{si } |H_{L'}| \leq |H_L| \\ H_1 = H_L & \text{si } |H_{L'}| \geq |H_L| \\ H_2 = H_{C'} & \text{si } |H_{C'}| \leq |H_C| \\ H_2 = H_C & \text{si } |H_{C'}| \geq |H_C| \end{cases}$$

II-8 DUREE DU JOUR

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher du 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[18] :

$$\sin h = \cos \delta \cos \varphi \cos H + \sin \varphi \sin \delta = \cos \delta \cos \varphi (\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi + \cos H)$$

Si on pose $T = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi$ on obtient : $\sin h = \cos \delta \cos \varphi (\cos H - T)$

$$\sin h = 0 \text{ est équivalent à la résolution de } \cos H = T$$

a) $|T| > 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| > 90$

$\sin h \neq 0 \quad \forall H$: On ne peut pas parler du lever et du coucher du soleil.

➤ T négatifs : $T < -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| > 90 \Rightarrow \sin h > 0 \Rightarrow h > 0$.

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

➤ T positifs : $T > 1 \Leftrightarrow |\varphi - \delta| < 90 \Rightarrow \sin h < 0 \Rightarrow h < 0$.

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

b) $|T| \leq 1 \Rightarrow |\varphi| + |\delta| \leq 90$.

L'équation $\sin h = 0$ a deux racines; ce qui donne deux valeurs de H .

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

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

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

Remarque :

- Pour le jour polaire : $H_L = -180^\circ$ et $H_C = 180^\circ$ et Pour la nuit polaire : $H_L = 0^\circ$ et $H_C = 0^\circ$.
- A l'équateur ($\varphi = 0$), on a pour toute l'année : $H_C = 90^\circ$ et $a_C = 90^\circ - \delta$.
- Aux équinoxes ($\delta = 0$), 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 $T = -\text{tg} \delta \text{ tg} \varphi$

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.

$D_j = D_{j \text{ max}}$ pour $\delta = 23,45^\circ$ (S.E le 21 ou 22 juin.)

$D_j = D_{j \text{ min}}$ pour $\delta = -23,45^\circ$ (S.H le 21 ou 22 décembre.)

Tableau II-1 : Durée du jour (maximum et minimum) sans tenir compte de la réfraction, en fonction de la latitude.

Latitude (N et S)	Durée du jour		Latitude (N et S)	Durée du jour	
	Maximum	Minimum		Maximum	Minimum
0,0	12h 00mn	12h 00mn	50,0	16h 09mn	7h 51mn
10,0	12h 35mn	11h 52mn	60,0	18h 30mn	5h 30mn
20,0	13h 13mn	10h 47mn	70,0	24h 00mn	0h 00mn
30,0	13h 56mn	10h 04mn	80,0	24h 00mn	0h 00mn
40,0	14h 51mn	9h 09mn	90,0	24h 00mn	0h 00mn

II-9 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.

Le rayonnement solaire est la lumière qui provient du soleil sous forme d'onde électromagnétique dont 98% d'énergie est comprise entre $\lambda' = 0.25\mu\text{m}$ et $\lambda' = 4\mu\text{m}$, le reste représente 1% au - dessus et 1% au-dessous de cet intervalle[20] (Fig II.3).

Le rayonnement solaire contient de la lumière visible (LV : $0.4\mu\text{m} \rightarrow 0.8\mu\text{m}$) et de la lumière invisible [(UV : $0.25\mu\text{m} \rightarrow 0.4\mu\text{m}$) et (IR : $0.8\mu\text{m} \rightarrow 4\mu\text{m}$)].

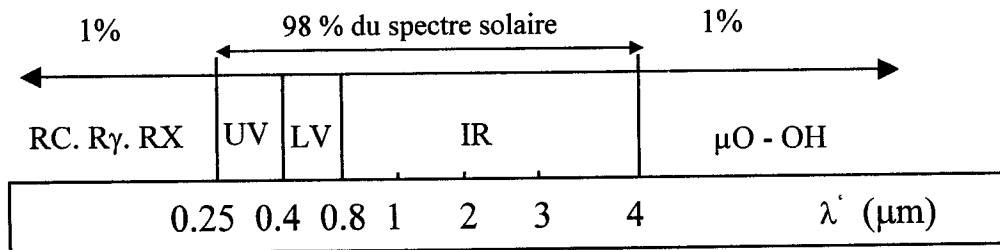


Fig II.3 Rayonnement solaire

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

L'énergie rayonnée par le soleil n'est pas uniformément répartie sur toutes les longueurs d'ondes, elle passe par un maximum pour une longueur d'onde λ'_m donnée par la loi de Wien : $\lambda'_m T_S = 2898 \mu\text{m}^\circ\text{K}$ pour $T = 5777^\circ\text{K}$ $\lambda'_m = 0.5 \mu\text{m}$.

II-9-1 Le rayonnement solaire hors atmosphère

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 est par unité de temps est donnée par la loi de Stephan :

$$W_S = \sigma T_S^4 \quad (\text{II.6})$$

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil : $P_S = \sigma T_S^4 4 \Pi R_S^2$ (II.7)

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

une puissance W_T : $W_T = (\sigma T_S^4 4 \Pi R_S^2) / (4 \Pi D_{TS}^2) = (\sigma T_S^4 R_S^2) / (D_{TS}^2)$ (II.8)

Pour une distance annuelle terre – soleil (D_{TS}) moyenne : $W_T = 1366.12 \text{ w/m}^2 \text{ s}$ [21] .

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 ($1 \text{ U.A.} = 1.495 \cdot 10^8 \text{ km}$) du soleil. Les mesures récentes ont donné une valeur de $I_0 = (1367 \pm 7) \text{ w/m}^2$ au lieu de $I_0 = (1353 \pm 21) \text{ w/m}^2$ adopté en 1971. L'intensité (I) reçue par une surface placée perpendiculairement aux rayons solaires hors atmosphère varie quotidiennement selon la relation suivante :

$$I = 1367 \left(1 + 0.034 \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right] \right) \quad (\text{II.9})$$

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des tâches 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.

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 .

11-9-2 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 [20] :

- 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 :

$$m = \frac{p}{p_0} \frac{1}{\sin h} \exp\left(\frac{-Z}{7.8}\right) \quad \text{Formule simplifiée : } m = \frac{1}{\sin h} (1 - 0.1 Z) \quad (\text{II.10})$$

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 AM1.

- 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 [21] : $w = 0.17 e$

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 [18]:

$$T_L = 2,5 + 16 \beta_A + 0,5 \log (w) \quad (\text{II.11})$$

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.

- Le rayonnement direct : C'est l'éclairement énergétique provenant directement du disque solaire (ciel clair) est reçu par une surface réceptrice normale aux rayons solaires.
- Le rayonnement diffus : C'est l'éclairement énergétique provenant de toute la voûte céleste et n'a pas d'orientation privilégié.
- Le rayonnement réfléchi : C'est le rayonnement émis par la surface terrestre sous forme réfléchi ou diffuse. Il dépend directement de la nature du sol. Etant de l'ordre de 15w/m^2 à Tlemcen, il est donc négligeable pour les systèmes photovoltaïques sauf pour les forts albédo du sol (neige) et au facteur de trouble atmosphérique élevé (vent de sable).

- Le rayonnement global G est égale à la superposition des trois composantes directe, diffuse et réfléchie : C'est l'éclairement énergétique d'une surface inclinée. Cet éclairement peut éventuellement être influencé par la nébulosité du ciel (fraction de la voûte céleste occultée par les nuages), l'indice de sérénité de l'atmosphère (rapport du rayonnement au sol sur le rayonnement hors atmosphère) et par les effets de masque.

II-10 EFFET DE MASQUE

Un capteur implanté dans un site peut être entouré de reliefs (bâtiments, arbres, montagne...) qui peuvent étendre leur ombre sur le capteur à certaines heures de la journée. Il est important de calculer les pertes d'ensoleillement (h_M) qui en résultent. Dans les régions à relief accidenté pour les quelles existent une carte dotée de courbes de niveau, la méthode consiste à reporter sur une abaque d'ensoleillement le relief entourant le site après avoir transformé les altitudes en hauteurs au-dessus de l'horizon (en degrés). Les marges de manœuvre pour implanter un système PV ne sont pas toujours très grandes, surtout en site urbain. Les principes gouvernant le choix, reposent sur une connaissance la plus fine possible des caractéristiques du site comme le niveau et les variations de température, l'ensoleillement et l'heure des brumes ou brouillards, ou les masques proches (végétation, urbanisme) et lointains (montagnes). Le principal paramètre est évidemment la durée effective d'insolation en hiver, donc l'effet des masques. Pour l'évaluer, on utilise le diagramme des trajectoires du soleil sur lequel on superpose le relevé en hauteur et azimuth des masques proches et lointains [22].

$$h_M = \text{Arctg} (\Delta a / \Delta d) \quad (\text{II.12})$$

Avec : Δa : différence d'altitude entre la crête et le site étudié.

Δd : distance de la crête au site.

La figure suivante donne un exemple du report de masques sur un diagramme solaire[5].

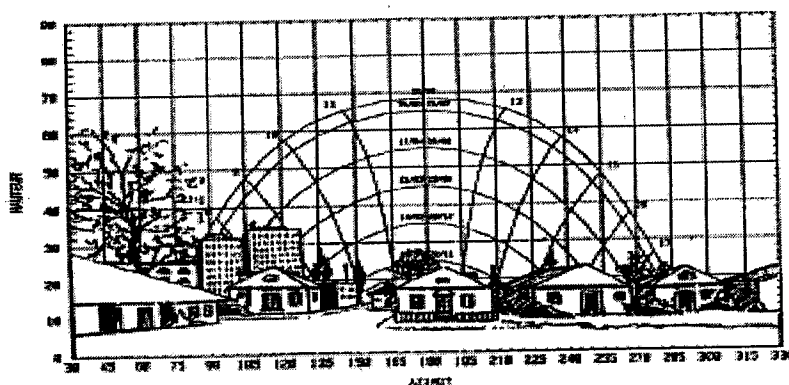


Fig II.4 : Effets des Masques

Pour les systèmes PV, on se placera en un point du terrain réduisant au maximum l'influence des masques et on adoptera, une orientation plein Sud maximisant les apports solaires. D'autres paramètres peuvent modifier ces options :

- Si le diagramme des masques peut révéler une perte d'ensoleillement les premières heures du jour par exemple. On modifiera alors l'orientation du système en le tournant de quelques degrés vers l'Ouest.
- Si les brumes et brouillards sont matinaux et fréquents en hiver, il faudra orienter le système de quelques degrés vers l'Ouest pour qu'il bénéficie mieux de l'ensoleillement l'après midi.

II-11 CONCLUSION

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

Nous avons ensuite présenté brièvement en un deuxième temps les atténuations du rayonnement solaire et les paramètres essentiels à l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

CHAPITRE III

MODELISATION DES SYSTEMES PV



MODELISATION DES SYSTEMES PV

III-1 INTRODUCTION

Une modélisation des parties de l'installation PV est nécessaire pour établir une relation directe entre l'énergie produite par l'installation et la demande de l'utilisation. Cette modélisation permet l'estimation des propriétés d'adaptation du système à chaque période de l'année. Elle permet aussi de prévoir les caractéristiques de chaque partie du système en fonction des données météorologiques.

III-2 MODELISATION DU CHAMP PV

III-2-1 Modélisation d'un champ PV

La modélisation d'une cellule solaire est représentée par la caractéristique $I = f(V)$.

Pour une cellule solaire de résistance série R_s et de résistance parallèle R_p on a [5]:

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

Avec : I_{ph} : Le photocourant et I_0 : Le courant de saturation

T : température de la jonction et A : facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 3$)

K : Constante de Boltzman et q : Charge de l'électron

Le modèle utilisé pour simuler les performances du module PV (constitué par n cellules en série) est déduit à partir du modèle de la caractéristique d'une cellule solaire par l'équation suivante [12] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{nAKT}(V + R_{se} I)} - 1 \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (III.2)$$

Avec R_{se} et R_{pe} résistance série et parallèle du module défini par :

$$R_{se} = nR_s \quad \text{et} \quad R_{pe} = nR_p$$

La modélisation d'un panneau composé de N_s modules en série et N_p modules en parallèle

est:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[e^{\frac{q}{nN_s AKT}(V + R_{se} I)} - 1 \right] - N_p \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (III.3)$$

R_{se} et R_{pe} sont les nouvelles résistances série et parallèle équivalentes du système,

$$\text{défini par : } R_{Se} = n \frac{N_S}{N_P} R_S \quad \text{et} \quad R_{pe} = n \frac{N_S}{N_P} R_p$$

III-2-2- Modèle du rendement du champ PV

La puissance à l'entrée P_e d'un champ PV est représentée par :

$$P_e = E_G \cdot S \cdot A_p \quad (III.4)$$

E_G : irradiation solaire sur le plan incliné du module PV (W/m^2).

S : surface du module PV (m^2).

A_p : nombre de modules constituant le champ PV

Le rendement maximum η_{ch} du champ PV est donné par la relation suivante :

$$\eta_{ch} = \frac{P_{max}}{E_G \cdot S \cdot A_p} \quad (III.5)$$

P_{max} : La puissance maximale du champ PV

Le rendement n'est pas constant, il dépend de la température T et du rayonnement E_G . Pour le silicium cristallin, la relation du rendement est :

$$\eta_{ch} = \eta_{00} \cdot \eta(E_G) \cdot \eta(T) \quad (III.6)$$

η_{00} : rendement de référence des modules constituant le champ photovoltaïque sous conditions standards ($T = 25^\circ C$, $E_G = 1000 W/m^2$).

$\eta(E_G)$: facteur de correction du rendement du champ dû au rayonnement, défini par [12] :

$$\eta(E_G) = a - b / E_G \quad (III.7)$$

a et b sont des valeurs déterminées expérimentalement ($a = 1,059$ et $b = 31,444 W/m^2$).

$\eta(T)$: facteur de correction du rendement dû à la température de jonction défini par [23] :

$$\eta(T) = 1 - \varepsilon (T - T_R) \quad (III.8)$$

T_R : température de référence $25^\circ C$. et ε : coefficient de température ($^\circ C^{-1}$)

ε est déterminé expérimentalement. Il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre $0,003$ et $0,005$ ($^\circ C^{-1}$).

La puissance à la sortie P_{ch} d'un champ de modules PV est représentée par la relation suivante :

$$P_{ch} = \eta_{ch} \cdot P_e \quad \text{d'ou} \quad P_{ch} = \eta_{ch} \cdot E_G \cdot S \cdot A_p \quad (III.9)$$

La puissance donnée par le système PV est très fluctuante, elle dépend énormément des conditions météorologiques. C'est pourquoi il faudra penser à stocker cette énergie et la restituer pendant la nuit et les jours « sans soleil ».

III-2-3 Paramètres Caractéristiques d'un champ PV

Ces paramètres sont caractérisés par ceux des modules constituant le champ PV :

❖ Courant de court circuit I_{cc}

Il est obtenu pour une tension de sortie nulle à partir de la caractéristique III.3 :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qR_{se} I_{cc}}{nAKT}} - 1 \right] - \frac{R_{se} I_{cc}}{R_{pe}} \quad (III.10)$$

dans le cas de cellules idéales ($R_{se} \rightarrow 0$ et $R_{pe} \rightarrow \infty$)

$$I_{cc} = I_{ph} = q g (L_n + L_p)$$

Tenant compte de l'effet des résistances R_{se} , R_{pe} , le courant de court circuit varie en fonction de ces deux résistances et est proportionnel au flux incident.

❖ Tension en circuit ouvert V_{co} :

elle est obtenue pour un courant de sortie nul dans l'équation III.3 :

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV_{co}}{nAKT}} - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{pe}} \quad (III.11)$$

Dans le cas idéal ($R_s \rightarrow 0$, $R_{pe} \rightarrow \infty$, $I_{ph} = I_{cc}$ et $A = 1$) on obtient:

$$V_{co} = \frac{nKT}{q} \text{Log} \left[1 + \frac{I_{cc}}{I_0} \right]$$

V_{co} augmente quand I_0 diminue, elle ne dépend que de la nature du cristal et de la jonction.

❖ Facteur de forme FF :

C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir un champ PV et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale):

$$FF = \text{Puissance Max} / \text{Puissance Opt} = \frac{I_m V_m}{I_{cc} V_{co}}$$

Il caractérise l'influence mixte des résistances série et parallèle sur la caractéristique $I = f(V)$

Rendement énergétique maximum η_m :

Le rendement énergétique maximum est le rapport de la puissance maximale fournie (P_m) sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i) :

Il est défini par: $\eta_m = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m V_m}{\phi S}$ avec ϕ = flux incident

Ce rendement dépend de plusieurs facteurs:

- Réflexion à la surface
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance R_s , R_p responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

III-2-4 Modèle de la température

a) température de jonction

La température de jonction T de la cellule est donnée par la relation suivante [12] :

$$T = T_a + \frac{NOCT-20}{800} E_G$$

Avec NOCT : La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature) et T_a : La température ambiante

Le courant de saturation I_0 dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivante [13] :

$$I_0 = 2110T^3 \exp\left(-\frac{1,4104}{T}\right) \quad (III.12)$$

La variation du courant de court-circuit I_{cc} dépend de la température de jonction, elle est représentée par la relation empirique suivante [13]:

$$I_{cc} = K_1 E_G [1 + K_2 (E_G - E_R) + K_3 (T - T_R)] \quad (III.13)$$

Avec : E_R : l'éclairement de référence (1000 w/m^2)

T_R : La température de référence (298 K)

K_1 , K_2 et K_3 sont des constantes empiriques fonction de la nature du matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

La variation de la tension à circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement et est donnée par l'équation suivante [12] :

$$V_{co} = V_{coo} + \beta \Delta T + \alpha (E_G - E_R) \quad (III.14)$$

Avec : V_{coo} : La tension à circuit ouvert de référence

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

β : Coefficient de variation de la tension à circuit ouvert en fonction de la température.

ΔT : La variation de la température .

b) température ambiante

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de températures maximale et minimale de la journée. Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé du soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température .

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante[11] :

$$T_a = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos\left(\frac{14 - TL}{14 - TL_L} \pi\right) + T_{\text{moy}} \quad (\text{III.15})$$

TL_L : L'heure du lever du soleil et T_{moy} : La température moyenne journalière

T_{\max} : La température maximale journalière et T_{\min} : La température minimale journalière

Cette relation reste valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

Les températures ambiantes moyennes mensuelles (maximales T_{amax} et minimales T_{amin}), ont été modélisé à Tlemcen par la relation suivante :

$$T_M = T_0 + \frac{2 A}{\pi} \frac{C}{4 (M - B)^2 + C^2} \quad (\text{III.16})$$

Avec A,B,C des constantes caractéristique du site , et $M = N^\circ$ du mois de l'année

T_0 = constante caractérisant la grandeur utilisée T_M = la grandeur utilisée

Température (°C)	T_0	A	B	C
Tamax	14.06	175.40	7.41	6.22
Tamin	-0.37	234.65	7.55	7.32

La variation de la température ambiante dépend d'un grand nombre de paramètres et varient aléatoirement en fonction de la hauteur du soleil, des intempéries (vent, humidité...) et de l'état de visibilité de l'atmosphère. L'estimation de la température ambiante à chaque instant de la journée et de l'année dépend des températures moyennes (maximales et minimales) journalières ou mensuelles du site considéré

III-3 MODELISATION DU SYSTEME DE STOCKAGE

Vue la grande diversité de types d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation PV est une batterie d'accumulateurs au plomb.

Le modèle empirique retenu est la relation liant directement la tension de la batterie V' au courant correspondant I et également à l'état de charge SOC de la batterie. Les résultats expérimentaux des testes sur les batteries solaires ont permis de proposer un modèle pour la charge/décharge de la forme [13],[34] :

$$V = V' \pm I.R \quad (\text{III.17})$$

$$V' = \left\{ V_0 + M \frac{Q}{\frac{C_T}{1+\alpha I} (1 + \alpha c.\Delta T + \beta c.\Delta T^2)} \right\} \mp \left\{ \left(\frac{P_1}{1+I} + \frac{P_3}{\left[1 - \frac{Q}{C_T}\right] P_4} + P_5 \right) (1 - \alpha.c.\Delta T) \right\}$$

d'où : Le + est pour la charge et le - pour la décharge.

Avec V_0 la tension initiale et M, P_1, P_3, P_4 et P_5 sont des constantes.

Le rendement de la batterie η_b s'écrit comme le rapport entre la puissance fournie P_b et la puissance d'entrée P_{Ch} [35]:

$$\eta_b = \frac{P_b}{P_{Ch}} \quad \text{Avec : } P_b = V_b . I_b$$

$$\text{et } P_{Ch} = V_{Ch} . I_{Ch}$$

En pratique, le rendement des batteries est considéré constant égal à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité est de l'ordre de 1000Ah. La puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_b = \eta_b . P_{Ch}$$

La capacité de stockage est une fonction de la puissance à la sortie de la batterie (puissance de décharge) et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante :

$$C_B = \frac{X . P_{Db}}{n_b . f_{déch} . P} \quad (\text{III.18})$$

X : Nombre de jours d'autonomie.

P_{Db} : Puissance de décharge de la batterie.

$f_{déch}$: Facteur de décharge de la batterie

P : profondeur de décharge

III-3-1 Force électromotrice :

La force électromotrice de la batterie est exprimée par la relation empirique suivante [13], [36]

$$E = 2,075 - 0,0921 \ln \left(1 - \frac{Q}{C_B} \right) \quad \text{avec} \quad Q = \int I(t) dt \quad (\text{III.19})$$

$$C = \frac{1}{6,421 \cdot 10^{-4} I^{0,5349} + 4,632 \cdot 10^{-3}} \quad (\text{III.20})$$

Où : Q : La charge échangée et I : Le courant de décharge de la batterie.

La variation de la capacité C_B en fonction du courant de décharge I est représentée sur la figure (III.1).

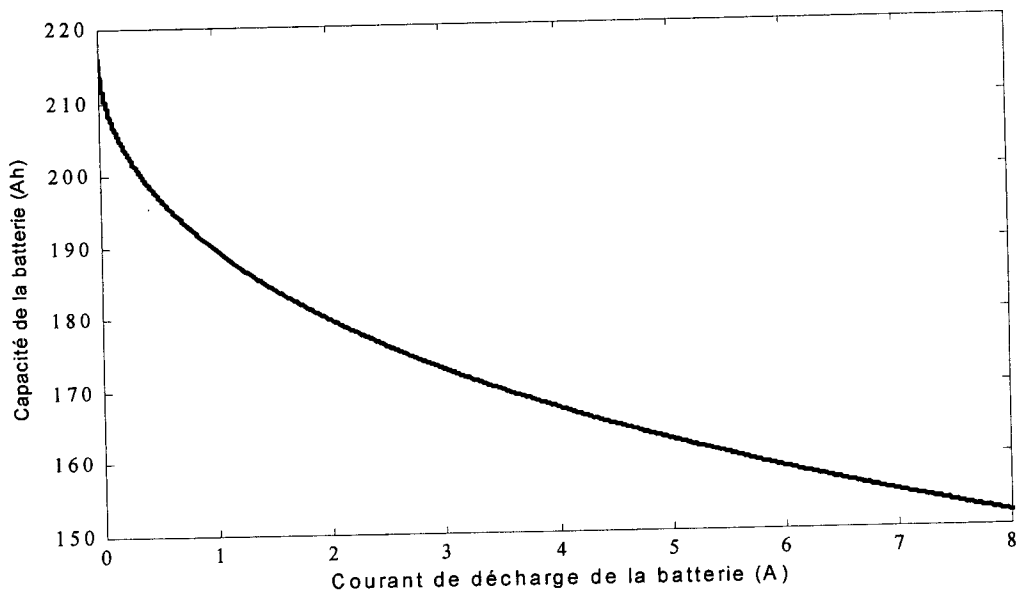


Fig.III.1 : Variation de la capacité de la batterie en fonction du courant de décharge I

III-3-2 Résistance des électrodes

La résistance des électrodes en fonction de la charge échangée est donnée par l'expression suivante : [10]

$$R = 0,0134 - 1,35 \cdot 10^{-5} Q \quad (\text{III.21})$$

III-3-3 Résistance de l'électrolyte

La résistance de l'électrolyte en fonction de la charge échangée est donnée par l'équation suivante : [36]

$$R_e = \frac{1}{917 + 3Q} \quad (\text{III.22})$$

III-3-4 Modèle de la charge de la batterie

Au cours de la charge, le modèle retenu relatif à la tension de la batterie est exprimée par l'équation suivante :

$$V = V_r + \frac{I}{C_B} \left(\frac{0.189}{1.142 - SOC} + R_i \right) \quad (\text{III.23})$$

Avec $V_r = 2.094[1 - 0.001(T_b - 25)]$ et $R_i = 0.15[1 - 0.02(T_b - 25)]$

Où C_B : est la capacité de la batterie (Ah).

Lorsque la tension de chacun des éléments constituant la batterie dépasse la valeur de 2,28 Volts, le terme ci-après est ajouté à l'expression précédente : [24]

$$(SOC - 0.9) \log \left(\frac{300I}{C_B} + 1 \right) \quad (\text{III.24})$$

Avec : V_r : La tension à circuit ouvert (V)

SOC : Etat de charge de la batterie à un instant donné.

R_i : La résistance interne de la batterie (Ω)

T_b : La température à l'intérieur de la batterie (K).

Les variations de V_r en fonction de la température est représentée par la figures (III.2) : [37]

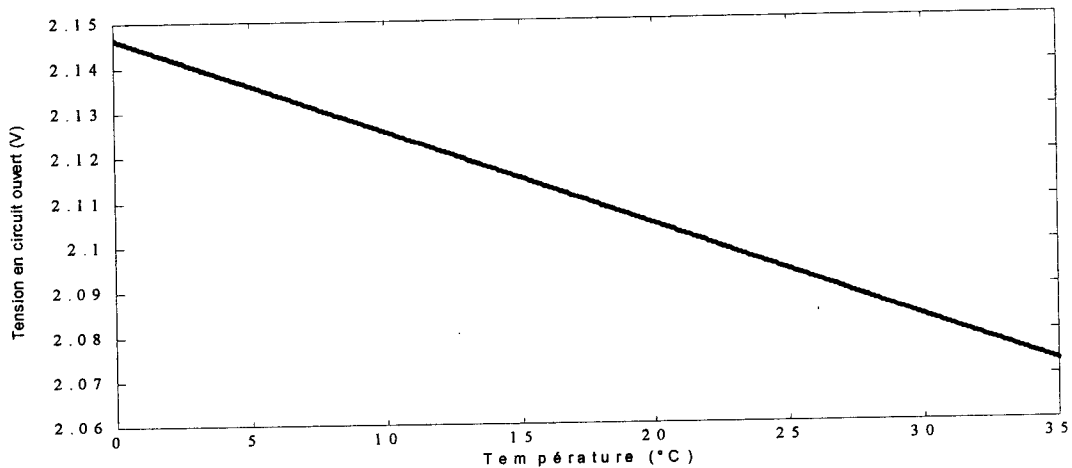


Fig III.2 : Variation de la tension à circuit ouvert en fonction de la température

III-3-5 Modèle de la décharge de la batterie

Au cours de la décharge, le modèle retenu est représenté par l'équation suivante :

$$V = V_r - \frac{I}{C_B} \left(\frac{0.189}{SOC} + R_i \right) \quad (\text{III.25})$$

III-4 MODELISATION DU SYSTEME DE CONVERSION

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 [24] :

$$\eta_o = f(P_R) \quad \text{ou} \quad \text{encore} \quad \eta_o = f(\text{taux de charge})$$

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement du champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée, le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible. Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existants ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [24] :

$$\eta_o = a(1 - \exp(b.T_{Ch})) \quad (\text{III.26})$$

Où : a et b sont des Constantes (a = 0,9559 ; b = - 6,9164)

T_{Ch} : taux de Charge, donné par : $T_{Ch} = \frac{P_R}{P_n}$

P_n : puissance nominale de l'onduleur. et P_R : puissance à la sortie de l'onduleur

Les variations du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge T_{Ch} sont représentées par la figure (III.3): [24]

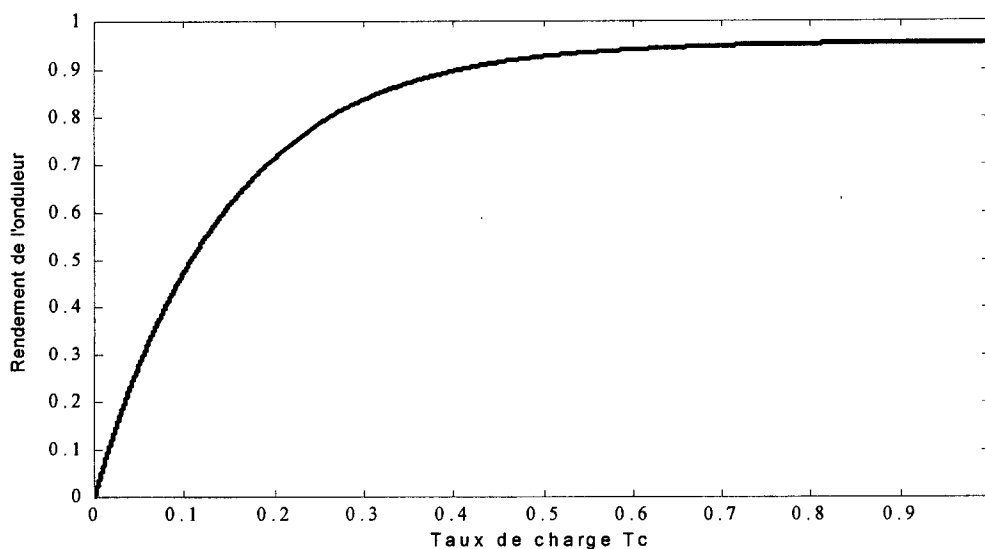


Fig III.3 : Variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge T_{Ch}

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

$$P_R = \eta_o . P_o \quad (III.27)$$

Avec P_o : puissance à l'entrée de l'onduleur donc $P_o = \frac{P_R}{\eta_o}$ (III.28)

η_o : rendement de l'onduleur et P_R : puissance de la charge.

III-5 LE MODELE 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 de la forme :

$$E_C(t) = a . TL + b$$

♣ **Charge variable** : Ce type d'utilisation et de consommation électrique fluctue, elle est représentée par une demande variable durant la journée et pendant l'année. La demande de puissance est importante le matin (7-9 heures), la mi journée (12-14 heures) et le soir (à partir de 19 heure)[34]. Le modèle polynomial d'ordre supérieur (supérieur à 9) est le seul qui peut répondre à ces exigences (Fig III.6) : pour un logement type F3, le traitement des enregistrements fournis par la Sonelgaz (Tlemcen) a donné la forme suivante :

$$E_C(t) = A + B . TL + C . TL^2 + D . TL^3 + E . TL^4 + F . TL^5 + G . TL^6 + H . TL^7 + I . TL^8 + J . TL^9$$

C ^{te}	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
E _C (t)	98.51	-71.59	11.99	11.40	-05.35	0.96	-0.09	0.01	-1.14	1.18

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.

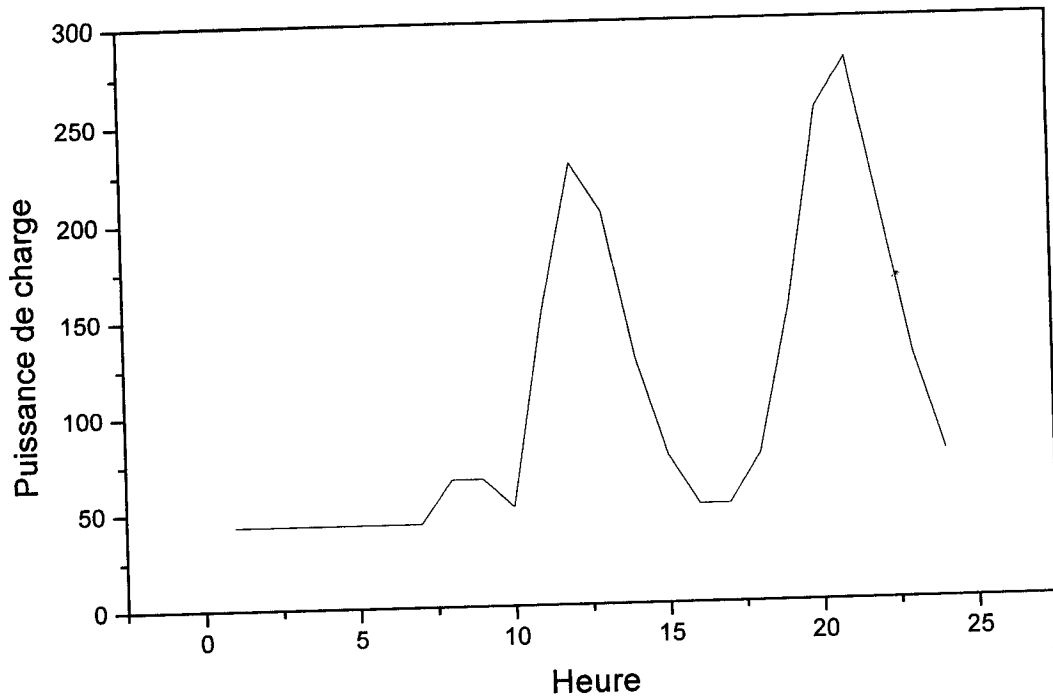


Fig III.6 : Modèle de charge à Tlemcen

III-6 LE MODELE DU SYSTEME PV

La puissance électrique délivrée par le système (P_s) est celle qui est débitée par l'onduleur à la charge (P_o).[34]

$$P_s = P_o$$

Ainsi le rendement du système est le produit de rendements des éléments de l'installation. A cet effet, il s'écrit sous la forme :

$$\eta_s = \eta_{Ch} \cdot \eta_b \cdot \eta_o \quad (\text{III.29})$$

Si les rendements de la batterie et du champ photovoltaïque sont constants .

Alors, le rendement du système sera en fonction du rendement de l'onduleur. Il s'écrit :

$$\eta_s = cste \cdot \eta_o$$

η_b : rendement de la batterie.

η_o : rendement de l'onduleur.

η_{Ch} : rendement du champ PV

η_s : rendement du système.

La modélisation des éléments de l'installation PV 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.

III-7 MODELISATION D'ENERGIE INCIDENTE

Le rayonnement global reçu par un capteur (α, γ) est composé en générale de deux rayonnements (si on néglige le rayonnement rétro diffusé par le sol) : directs et diffus. Ces rayonnements varient aléatoirement en fonction de la hauteur du soleil, de l'orientation du champ photovoltaïque, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère[25].

S'inspirant des méthodes empiriques de Perrin De Brichambaut et des formules approchées de Kasten nous avons établi un modèle d'estimation des énergies reçues par un capteur d'orientation quelconque [19].

III-7-1 Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair)

Pour un ciel clair, les puissances des rayonnements 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[26],[18] :

- Modèle simplifié

$$\begin{cases} E_S = A_1 \cos(i) e^{-A_2 \sin(h+2)} \\ E_D = \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) D_H + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) a^* G_H \\ E_G = E_S + E_D \end{cases} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} D_H = B_1 (\sin(h))^{0,4} \\ G_H = B_2 (\sin(h))^C \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

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

D_H : éclairement diffus reçus par une surface horizontale

G_H : éclairement global reçus par une surface horizontale

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

$$a^* = \begin{cases} 0,9 \text{ à } 0,8 & \text{neige} \\ 0,8 \text{ à } 0,4 & \text{sol clair} \\ 0,4 \text{ à } 0,2 & \text{verdure} \end{cases}$$

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

Tableau III.1 : Les constantes caractérisants l'état du ciel

Etat de l'atmosphère	A ₁	A ₂	B ₁	B ₂	C
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

- Modèle précis

A partir des résultats de mesures météorologiques disponibles d'un site [couleur du ciel (β_A), hauteur d'eau condensable (w_e), tension de vapeur d'eau (e), visibilité au sol (v)...], on peut déterminer le facteur de trouble de Linke (T_L) qui caractérise l'extinction du rayonnement solaire à travers l'atmosphère[21] :

$$\beta_A \text{ facteur de trouble Angstrom : } \begin{cases} \beta_A = 0,04 \text{ pour un ciel bleu foncé} \\ \beta_A = 0,08 \text{ pour un ciel bleu clair} \\ \beta_A = 0,12 \text{ pour un ciel bleu laiteux} \end{cases}$$

$$T_L \text{ facteur de trouble de Linke : } \begin{cases} T_L = 2,5 + 16 \beta_A + 0,5 \log(w_e) & \text{avec } w_e \text{ en cm} \\ T_L = 1,6 + 16 \beta_A + 0,5 \log(e) & \text{avec } e \text{ en g/cm}^2 \\ T_L = -2,4 + 24 / \log(v) & \text{avec } v \text{ en km} \end{cases}$$

L'air masse $m = (1 - 0,1 Z) / \sin(h)$ avec Z = altitude du site en km

$$\begin{cases} E_S = I_0 \cos(i) e^{-\frac{m T_L}{0,9 m + 9,4}} \\ E_D = I_0 \sqrt{\sin h} (T_L - 0,5 - \sqrt{\sin h}) / 25 \\ E_G = E_S + E_D \quad \text{avec } I_0 = 1367 \text{ W/m}^2 \end{cases}$$

Pour le site de Tlemcen on prendra : $m \approx 1 / \sin h$

Tlemcen	Ciel bleu foncé	Ciel bleu clair	Ciel bleu laiteux
T_L	2-3	3-4	4-5

Pour Tlemcen $a^* = 0,2$ et le rayonnement rétro diffusé par le sol de l'ordre 15 W/m^2 .

III-7-2 Estimation d'énergie instantanée (ciel couvert)

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers desquelles il n'est pas possible de distinguer le disque solaire. Dans ces conditions le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus.

Si la couverture nuageuse est homogène on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol. Le rayonnement global par un ciel couvert est alors défini par [21] :

$$E'_G = E'_D = K E_G (1 + 0.3 \sin h). \quad (\text{III.31})$$

Avec : K: coefficient dépend de l'état du ciel d'un site (avant d'être couvert par les nuages)

$$K = 0.6 \quad \text{pour le ciel bleu foncé.}$$

$$K = 0.3 \quad \text{pour le ciel bleu clair.}$$

$$K = 0.15 \quad \text{pour le ciel bleu laiteux.}$$

Pour le site de Tlemcen on prend le cas de ciel bleu clair ($K = 0.3$).

III-7-3 Estimation de l'énergie journalière

En utilisant les outils mathématiques d'intégration des formules de E_S , E_D , E_G sur toute la durée d'ensoleillement (D_j), l'énergie journalière reçue par un capteur (α, γ) est :

$$E_{jS} = \int_{H_L'}^{H_C'} E_S dH \quad E_{jD} = \int_{H_L'}^{H_C'} E_D dH \quad E_{jG} = \int_{H_L'}^{H_C'} E_G dH \quad (\text{III.32})$$

L'intégration tout au long de la journée ne fournit pas une bonne valeur car il est difficile d'apprécier correctement les intempéries.

Pour un capteur d'orientation quelconque, l'énergie journalière (E_{jS} =directe, E_{jD} =diffuse et E_{jG} =globale) reçue dépend du nombre d'heures d'ensoleillement D_j qu'on ne peut prévoir.

Pour l'estimation, nous avons entrepris une méthode numérique qui donne de bons résultats par ciel clair [27] :

$$E_{jS} = \frac{1}{n} D_j' \sum_n E_S \quad E_{jD} = \frac{1}{n} D_j' \sum_n E_D \quad E_{jG} = \frac{1}{n} D_j' \sum_n E_G \quad (\text{III.33})$$

Avec $n = \text{nombre d'itération}$

on appelle fraction d'insolation K_{IS} le rapport de la durée d'insolation sur la durée du jour : ($K_{IS} = D_{IS} / D_j$) et par ciel partiellement couvert, on multiplie ces valeurs par K_{IS} (ou K_{IS} moyen du mois).

III-7-5 Estimation de l'énergie annuelle

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

$$E_{aS} = \sum_1^N E_{jS} \quad E_{aD} = \sum_1^N E_{jD} \quad E_{aG} = \sum_1^N E_{jG} \quad (\text{III.34})$$

Avec $N=365$ (ou 366)

III-7-6 Durée du jour et durée d'insolation

- a) **durée du jour** : La durée du jour (D_j) est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil, elle est définie par la relation

$$D_j = \frac{H_C - H_L}{15} = \frac{2}{15} \text{Arc cos } T \quad (\text{III.35})$$

avec $T = -\text{tg} \delta \text{ tg} \varphi$

- b) **durée d'insolation** : La durée d'insolation (D_{IS}) est la durée effectif d'ensoleillement d'un capteur mesurée par un héliographe et définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250 \text{ w / m}^2$). Pour Tlemcen nous l'avons modélisé par [26]:

$$D_{IS} = D_0 + \frac{2A}{\pi} \frac{C}{4(M-B)^2 + C^2}$$

avec M = numéro du mois et D_0 , A , B et C des constantes définis par :

Constantes	D_0	A	B	C
D_{IS}	5.99	45.48	6.67	6.27

III-8 CONCLUSION

La modélisation des différents éléments d'un système PV est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'identification ou de simulation. Cependant, les systèmes photovoltaïques ont les paramètres d'entrée-sortie variables dans le temps avec une grande influence sur les sous systèmes PV et leur modélisation est complexe. Pour la conception, nous traitons principalement le fonctionnement en puissance maximum puis minimum, puis nous élaborons des modèles de diverses configurations de systèmes PV en introduisant les phénomènes physiques qui influent sur la qualité de fonctionnement des sous systèmes et nous déduisons un modèle réduit.

CHAPITRE IV

DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DES SYSTEMES PV



DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DES SYSTEMES PV

IV-1 INTRODUCTION

Un système solaire est un système en "équilibre", la quantité 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 revient à déterminer l'ensemble des éléments de la chaîne PV en fonction des sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge. Il n'y a pas d'échelle fixe entre la consommation et la taille du générateur. Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV : par la fonction utilisabilité horaire, par la probabilité de pertes de charge, et par les méthodes itératives...

IV-2 PAR LA FONCTION UTILISABILITE HORAIRE

IV-2- 1 Introduction

Le dimensionnement optimal de la surface de captation et de la capacité des batteries d'un système PV autonome est basée sur le concept d'utilisabilité horaire. A partir des données météorologiques journalières moyennes mensuelles et du critères de sélection choisis par l'utilisation est établi un compromis entre l'offre et la demande d'énergie [28]

. Cette méthode ne pose pas beaucoup de restrictions en ce qui concerne la configuration du système ou la distribution de la charge dans le temps, par conséquent elle a un large spectre d'application. Parmi les systèmes PV envisagés est celui pour lequel toute l'énergie produite est utilisée directement. Le problème devient nettement plus difficile quand l'installation produit de l'énergie en excès par rapport à la charge.

IV-2-2 La fonction utilisabilité horaire

La fonction utilisabilité horaire Φ est la fraction de la radiation totale incidente sur une surface qui dépasse une valeur donnée qu'on appelle niveau critique.

La puissance fournie par le panneau PV est une fonction linéaire de l'intensité de la radiation. En effet pour de faible intensité de radiation, la puissance recueillie est inférieure à la charge donnée, au fur et à mesure que l'intensité de la radiation augmente, le panneau PV fournira une puissance électrique croissante. Il arrive un moment où la puissance recueillie égalera la charge. C'est justement à ce niveau là qu'on établira l'intensité critique de la radiation pour

une installation PV par la fonction utilisabilité horaire Φ définie par excès d'énergie horaire produite par rapport à la charge.

IV-2-3 Calcul de la fonction utilisabilité horaire Φ

Les données sur lesquelles la corrélation donnant la fonction utilisabilité horaire Φ est basée sur les mesures dans différents localités .

Les courbes de Φ par rapport à un taux critique X_c provenant des données atmosphériques à long terme étaient propres à une équation de la forme suivante [28]:

$$\Phi = 0 \text{ si } X_c \geq X_m \quad \text{et} \quad \Phi = \left(\frac{1 - X_c}{X_m} \right)^2 \text{ pour } X_m = 2$$

$$\phi = \left| a - \left[a^2 + (1 + 2a) \left(\frac{1 - X_c}{X_m} \right)^2 \right]^{1/2} \right| \quad X_c < X_m \quad (\text{IV.1})$$

$$\text{Où} \quad a = \frac{X_m - 1}{2 - X_m} \quad \text{et} \quad X_c = \frac{I_c}{I_\beta}$$

X_m : Étant le rapport entre l'intensité maximale à l'heure considérée sur une surface inclinée et sa valeur moyenne horaire.

$$X_m = 1.85 + 0.169 \frac{R}{kh^2} - 0.0696 \frac{\cos \beta}{kh^2} - 0.981 \frac{\overline{kh}}{\cos^2 \delta} \quad (\text{IV.2})$$

Avec : $R = I_B / I_H$ et \overline{kh} : Indice de sérénité horaire

IV-2-4 Paramètres utilisés dans la méthode

a) système panneaux sans batteries

L'énergie fournie par le panneau est donnée par : $E(H) = A_c \eta(H) I_\beta(H)$ (IV.3)

A_c : Surface effective du panneau et $\eta(H)$: Rendement horaire du panneau

$I_\beta(H)$: Intensité de la radiation horaire moyenne mensuelle incidente sur le panneau.

L'intensité de la radiation critique horaire est donnée par : $I_c(H) = \frac{L(H)}{A_c \eta(H)}$ (IV.4)

$L(H)$ est la demande de charge horaire.

Le surplus d'énergie est donné par : $D_0(H) = \Phi E(H)$ (IV.5)

L'énergie horaire envoyée directement à la charge $E_L(H)$ est :

$$E_L = E(H) - D_0(H) \quad \text{et} \quad E_L = E(H) - (1 - \phi)$$

Les valeurs horaires moyennes des énergies : $\overline{D}_0 = \frac{1}{2} \sum_i D_0(H_i)$ (IV.6)

$$\bar{D}_0 : \text{Surplus horaire moyen} \quad \bar{L} = \frac{1}{24} \sum_i L(H_i) \quad (\text{IV.7})$$

$$\bar{L} : \text{moyenne horaire de la demande de charge} \quad \bar{E}_L = \frac{1}{24} \sum_i E_L(H_i) \quad (\text{IV.8})$$

\bar{E}_L : moyenne horaire de l'énergie envoyée directement à la charge.

Ainsi on pourra déterminer la fraction de charge f_0 satisfaite par les panneaux PV sans recours

aux batteries : $f_0 = \frac{\bar{E}_L}{\bar{L}}$

b) Système panneau et batteries

Si D_0 représente le surplus d'énergie qui doit être dissipé ou emmagasiné et Δf_s la fonction de la charge de l'accumulation [28] alors :

$$\Delta f_s = f - f_0 \quad (\text{IV.9})$$

Avec : f est la fraction de charge du système et f_0 est la fraction de charge du panneau .

Si tout l'excès d'énergie peut être emmagasiné : $\Delta f_s = \frac{\bar{D}_0}{\bar{L}}$

Soit η_B le rendement des batteries, la limite supérieure de Δf_s est indiquée par d_0 avec :

$$d_0 = \eta_B \frac{\bar{D}_0}{\bar{L}}$$

L'équation de Δf_s pour une capacité d'accumulation variable entre 0 et $2L_s$, L_s étant la demande de charge sur 24 heures est :

$$\Delta f_s = \frac{1}{2A_c} \left\{ d_0 + \Delta f_{\max} - \left[(d_0 + \Delta f_{\max})^2 - 4d_0 A_c \Delta f_{\max} \right]^{1/2} \right\}$$

Avec : $\Delta f_{\max} = \min [(1-f_0), b_c]$ et $b_c = C_B/L_s$ (IV.10)

C_B : capacité des batteries

Le paramètre A_c est déterminé par : $A_c = 1.315 - 0.1059 f_0 / b_c - 0.1847 / \bar{k}_h$ (IV.11)

IV-2- 5 Conclusion

La méthode d'optimisation utilisée est valable pour les deux catégories de systèmes photovoltaïques (systèmes autonomes et systèmes connectés au réseau) si le concepteur opte pour un système autonome, ceci implique que $f = 1$ (Cas idéal). En réalité $f = 1 + \varepsilon$ et une bonne optimisation consiste à réduire au minimum l'excès d'énergie ($\varepsilon \rightarrow 0$). Si $f \in [0, 1[$ le système conçu est non autonome dans ce cas le concepteur doit fixer la limite inférieure de f .

La méthode de dimensionnement et d'optimisation basée sur la fonction utilisabilité horaire peut intervenir sur tous les paramètres du panneau et des batteries de stockage.

IV-3 PAR LA PROBABILITE DE PERTE DE CHARGE (PPC)

IV-3-1 Introduction

Le dimensionnement d'une installation PV consiste à déterminer la taille du champ PV, la capacité de la batterie de stockage, la puissance des éléments du système utilisés et la tension de fonctionnement. Ce dimensionnement s'effectue sur les mois les moins ensoleillés afin d'avoir un équilibre entre le coût du système PV et la satisfaction de la demande d'utilisation qui sont fonction des données du site et des caractéristiques du système, deux problèmes se posent dans le dimensionnement du stockage d'énergie PV :

- ◆ 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.

IV-3-2 Méthodes de dimensionnement simplifiées

Dans les méthodes simplifiées sont regroupées celles pour lesquelles le calcul de la taille du champ PV et de la capacité de stockage. Elles sont utilisées pour des systèmes de faible puissance, elles ne nécessitent que peu de données et leur calcul est très simple, deux types de calcul sont présentés pour la détermination de la taille du champ PV. Dans les deux cas de calcul, la consommation moyenne journalière et l'énergie incidente moyenne journalière reçue sur le plan des modules sont pris en compte.

a) Première méthode

Elle est effectuée sur le mois le plus défavorable par :

$$P_C = \frac{L_m}{K_S G_\beta}$$

Avec : L_m : La consommation moyenne mensuelle d'utilisation.

G_β : L'énergie incidente sur le plan des modules.

K_S : Le coefficient de sécurité ($0,55 < K_S < 0,65$).

La capacité de la batterie de stockage est déterminée en tenant compte du nombre de jours d'autonomie à assurer, ce nombre de jours varie selon les applications et la situation géographique du site considéré (entre 3 jours et 1 semaine). Cette capacité est donnée par l'expression suivante [29] :

$$C_B = \frac{L_m X}{\eta_B \eta_o (1 - F)} \quad (\text{IV.12})$$

Avec : L_m : La consommation d'énergie pour le mois défavorable.

X : Le nombre de jours d'autonomie.

F : Le facteur d'auto-décharge de la batterie

b) Seconde méthode

C'est la méthode dite des «heures équivalentes », elle considère que l'intensité fournie par un module est proportionnelle à l'ensoleillement, le calcul est effectué pour le mois le plus défavorable. L'énergie fournie par un module ou une série de modules suivant la tension du système est donnée par l'expression suivante[29] :

$$E = IV \frac{G_{\beta}}{B} \mu K_S \quad \text{avec} \quad B = 1 \text{ kwh} / \text{m}^2$$

V : La tension du champ photovoltaïque (V).

μ : Coefficient d'intégration (95 %) et K_S : Coefficient de sécurité (85 %).

G_{β} : L'énergie incidente sur le plan des modules (kwh/m²).

La capacité de la batterie est calculée pour un nombre de jours d'autonomie donné qui est fonction du lieu d'installation du système, de l'importance d'énergie pour l'utilisation (hôpital, sécurité,...) et de l'existence d'autres sources d'énergie.

IV-3-3 La probabilité de perte de charge (PPC)

La notion de probabilité de perte de charge (PPC) peut être définie par la fraction mensuelle de charge moyenne sur une longue période qui n'est pas couverte par le système PV, elle représente en quelque sorte un indice de fiabilité.

La méthode la plus évidente permettant d'évaluer la PPC pour un système sur un site donné consiste à simuler le comportement du système et à analyser ses performances, cela nécessite des séquences météorologiques considérables pour garantir la rigueur statistique.

- Une première approche consiste à utiliser des modèles mathématiques permettant de générer à partir de données disponibles (moyennes mensuelles journalières), des séquences météorologiques qui présentent les mêmes données statistiques que les données réelles.

- Une seconde approche plus simple repose sur la mise en place d'expressions analytiques liant la taille du champ PV et de la batterie à la probabilité de perte de charge.

IV-3-4 Paramètres utilisés dans la méthode

Une fois les spécifications sont définies au niveau de la charge, il est possible de trouver pour un couple donné générateur - batterie , la fraction Z_f de la demande non satisfaite sur une période donnée. Le maximum Z_m en constitue la limite admissible, la procédure d'optimisation détermine le couple générateur - batterie pour lequel $Z_f \leq Z_m$ et qui correspond à la configuration la moins chère.

En première approximation Z_m peut être considéré comme fonction des valeurs moyennes des rendements des composants du système et des valeurs journalières mensuelles d'ensoleillement :

$$Z_m = f(K_{Tm}, G_\beta, D_j, A_C, B_C, \eta_{ph}, \eta_B, L_m) \quad \text{avec} \quad K_{Tm} = \frac{G_\beta}{G_0}$$

$$D_j = \frac{H_C - H_L}{24} \quad (IV.13)$$

Avec : K_{Tm} : L'indice de clarté moyen mensuel.

G_0 : La moyenne mensuelle journalière de l'ensoleillement hors atmosphère.

G_H : Le global horizontal moyen mensuel (kwh/m²).

G_β : La moyenne mensuelle sur le plan des modules (kwh/m²).

L_m : La consommation moyenne mensuelle (kwh).

En introduisant les quantités suivantes :

$$X_m = \frac{A_C G_\beta \eta_{ph} \eta_B}{L_m} \quad \text{et} \quad \tau_m = \frac{B_C K_{Tm} d_m \eta_B}{L_m} \quad (IV.14)$$

Avec : X_m : La quantité maximale d'énergie que le générateur peut fournir à la charge.

τ_m : La capacité de la batterie rapportée à la charge et au cycle de rayonnement solaire.

On aura : $Z_m = g(X_m, \tau_m) \quad (IV.15)$

On peut également définir $Y_m = 1 - Z_m$ comme la fraction de la demande satisfaite par le système qui vérifie les conditions aux limites suivantes :

$$\text{Quand} \quad X_m \rightarrow 0 \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} Y_m = X_m \\ \tau_m \geq 1 \Rightarrow Y_m = 1 \end{cases} \quad (IV.16)$$

La fonction la plus simple garantissant ces conditions est donnée par l'expression suivante [30] :

$$(X_m - Y_m)(1 - Y_m) = \Delta(\tau_m) \quad (IV.17)$$

Un grand nombre de simulations effectuées pour de nombreuses stations météorologiques a permis de valider l'expression de $\Delta(\tau_m)$ et est donnée par l'expression suivante [31]:

$$\Delta(\tau_m) = \alpha (\tau_m)^{-\beta} \quad (IV.18)$$

Où α et β sont des coefficients qui ont été déterminés après un certain nombre d'expériences :

$$\alpha = 6,6 \cdot 10^{-3} \quad \text{et} \quad \beta = 3,4$$

En posant les expressions suivantes : $I_m = \frac{X_m}{A_C}$ et $J_m = \frac{\tau_m}{C_B}$ (IV.19)

On déduit la relation qui lie la capacité de stockage à la surface du champ PV :

$$C_B = \left[\frac{I_m(1-Y_m) \left(A_C - \frac{Y_m}{I_m} \right)}{\alpha (J_m)^{-\beta}} \right]^{-1/\beta} \quad (IV.20)$$

IV-3 -5 Coût de l'installation PV

Les principaux coûts financiers en investissement qui sont liés à la réalisation et à l'installation d'une centrale PV peuvent être décomposés selon certaines rubriques à savoir :

- Coût relatif aux études de conception.
- Coût relatif aux équipements et matériels solaires (modules PV, régulateur de charge et de décharge, onduleur, éléments de batterie, diverses fournitures,...).
- Coût de l'installation du système sur site.
- Coût des travaux de génie civil.
- Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

A cet effet, le coût global de l'installation d'un système PV de puissance peut être exprimé par la relation suivante :

$$C_T = a A_C + b B_C \quad (IV.21)$$

Avec : a : Coût du m² de champ photovoltaïque (DA).

b : Coût du kilowattheure de stockage (DA).

A_C : La surface du champ photovoltaïque (m²).

B_C : La capacité de la batterie de stockage (kwh).

L'expression qui relie la puissance du champ PV au coût total de l'installation et à la capacité de stockage est donnée par l'équation suivante [29] :

$$P_C = \frac{C_T - b B_C}{a} \quad (IV.22)$$

Le système de stockage représente 30 à 40% du coût de l'installation PV.

IV-3-6 Surface du champ PV et capacité de stockage optimale

La surface du champ photovoltaïque et la capacité de stockage optimales sont données aux conditions aux limites suivantes [29] :

$$\frac{\partial C_T}{\partial A_C} = 0 \qquad \frac{\partial C_T}{\partial B_C} = 0 \quad (IV.23)$$

Par déduction, la surface du champ PV et la capacité de stockage optimales sont exprimées par les relations suivantes :

$$A_{op} = \frac{Y_m}{I_m} + \left[\left(\beta J_m \frac{a}{b} \right)^{-\beta} \frac{\alpha}{I_m (1 - Y_m)} \beta \right]^{1/1+\beta} \quad \text{et} \quad C_{op} = \left[(J_m)^{-\beta} \frac{a}{b} \frac{\alpha}{I_m (1 - Y_m)} \beta \right]^{1/1+\beta}$$

IV-4 PAR LES METHODES ITERATIVES

IV-4-1 Introduction

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 en tenant compte des adaptations entre les éléments.

Les calculs des dimensions optimales de l'installation PV nécessitent la connaissance des valeurs optimales des rendements et puissances des différents éléments de l'installation photovoltaïque.

IV-4 -2 Le nombre de modules en série

Sachant que le champ photovoltaïque, la batterie de stockage et 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 N_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 :

$$N_s = \frac{U_{\text{Syst}}}{V_n} \quad (\text{IV.24})$$

IV-4 -3 Le nombre de modules en parallèle

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

- 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 E_G sur le plan incliné du champ PV reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à 1KW/m^2 . On aura ainsi le nombre d'heures - crêtes $h_c = E_G$ heures à 1KW/m^2 .

- le courant - crête « I_{pc} » d'un module PV : 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 : $I_{pc} = \frac{P_c}{V_n}$

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

$$P_c = \eta_0 \cdot 1000 \cdot A_c \quad (\text{IV.25})$$

V_n est la tension nominale d'un module solaire.

En multipliant le courant crête du module PV « I_{pc} » par le nombre d'heures crêtes d'insolation « h_c », on aura ainsi le courant journalier délivré par le module photovoltaïque « I_{Ch} » donné en Ampère-heure :

$$I_{Ch} = I_{pc} \cdot h_c \quad (\text{IV.26})$$

Ainsi, le courant journalier délivré par N_p modules PV, associés en parallèle, est donné par :

$$I_{Ch} = N_p \cdot I_{pc} \cdot h_c \quad (\text{IV.27})$$

- Le courant - crête de charge de la batterie « I_{bc} » : C'est le courant de charge de la batterie pour un ensoleillement d' 1KW/m^2 . Ainsi, en multipliant le courant crête de charge de la batterie « I_{bc} » par le nombre d'heures crêtes d'insolation « h_c », on aura ainsi le courant journalier chargé par la batterie « I_{Cb} » donné en Ampère-heure : $I_{Cb} = I_{bc} \cdot h_c$

- Le coefficient correctif global « K_c » : On utilise certains coefficients correctifs dus à certaines incertitudes, soit :

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 .

En effet, le nombre de modules en parallèle est déterminé à partir de la distribution journalière du courant délivrée par le champ photovoltaïque :

A partir du bilan des courants, et pour une satisfaction journalière de la charge totale de la batterie, le courant journalier délivré par le champ PV doit vérifier la condition suivante :

$$I_{Ch} \geq (I_{Ond} + I_{Cb}) / K_c \quad (\text{IV.28})$$

I_{Ch} : courant journalier délivré par le champ PV (A).

I_{Ond} : courant journalier consommé par l'onduleur (A).

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

K_c : coefficient correctif global.

IV-4-4 Nombre optimal de modules du champ PV

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 PV, on convertit l'énergie globale maximale incidente sur le plan incliné du champ PV $E_{G(max)}$ reçue sur une journée en un nombre d'heures d'ensoleillement équivalent à $1KW/m^2$. 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 $1KW/m^2$).

L'optimisation du nombre de modules PV 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 les mois de faibles ensoleillements.

Le nombre optimal de modules A_{opt} constituant le champ photovoltaïque est donné par la

relation :

$$A_{opt} = \frac{U_{syst} P_R / (U_{syst} \cdot \eta_O) + I_{bc} \cdot h_C}{V_n K_c \cdot I_{pc} \cdot h_C} \quad (IV.29)$$

P_R : puissance journalière de la charge (Ah).

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

h_C : nombre d'heures équivalentes à $1KW/m^2$ ($h = E_{G(max)}$ heures $\times 1KW/m^2$).

I_{pc} : courant crête du module PV (A / ($1 KW/m^2$)).

I_{bc} : courant crête de charge de la batterie (A / ($1 KW/m^2$)).

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

Notre méthode consiste à varier le courant de charge I_{bc} pour un nombre d'itération. Par contre, la valeur précise de I_{bc} permettant 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-4-5 Puissance optimale à l'entrée du champ PV

Optimiser la puissance capter par le champ PV revient donc à remplacer l'irradiation solaire incidente sur une surface inclinée $E_G(W/m^2)$ par sa valeur maximale :

$$P_{e(opt)} = E_{G(max)} \cdot S \cdot A_{opt} \quad (IV.30)$$

IV-4-6 Rendement optimal du champ PV

Afin d'optimiser le fonctionnement du champ PV, on essaye 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 [31].

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

$$\eta_{Ch (opt)} = \eta_{Oo} \cdot \eta_{opt (EG)} \cdot \eta_{opt (Tc)} \quad (IV.31)$$

Avec :

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

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

$$\eta_{opt (EG)} = a - b / E_{G(\max)}$$

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

$$\eta_{opt (Tc)} = 1 - \gamma \cdot (T_{c (opt)} - T_R)$$

$T_{c (opt)}$: température optimale de la cellule solaire et T_R : température de référence 25°C ;

IV-4-7 Puissance optimale à la sortie du champ PV

Le coût élevé du watt crête PV impose à l'utilisateur de faire délivrer à ce champ sa puissance optimale.

D'après le modèle du champ PV, la 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_g et P_e déjà établies, donc :

$$P_{Ch (opt)} = \eta_{Ch (opt)} \cdot P_{e (opt)} \quad (IV.32)$$

Avec :

$\eta_{Ch (opt)}$: est le rendement optimal du champ PV.

$P_{e (opt)}$: est la puissance à l'entrée du champ PV.

En remplaçant $P_{e(opt)}$ par son expression déjà établie, la puissance à la sortie du champ PV aura la forme suivante :

$$P_{Ch(opt)} = \eta_{Ch(opt)} \cdot E_{G(max)} \cdot S \cdot A_{opt} \quad (IV.33)$$

IV-4-8 Rendement de l'onduleur

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

La puissance nominale correspond à la puissance que peut délivrer un onduleur en fonctionnement normal. Donc, pour une satisfaction totale de notre charge, il faut que la puissance nominale moyenne de l'onduleur doit 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, c.à.d

$$P_{n(opt)} = P_{R(max)}$$

Le modèle de l'onduleur caractérise le rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge (rapport entre la puissance de la charge et la puissance nominale), ou bien directement en fonction de la puissance nominale (puissance de la charge constante). Ainsi, la valeur optimale du rendement de l'onduleur peut être calculée par la relation empirique suivante [13] :

$$\eta_o = a \cdot (1 - \exp(b \cdot T_{Ch})) \quad (IV.34)$$

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

T_{Ch} : taux de charge, donné par : $T_{Ch} = P_R / P_{n(opt)}$

$P_{n(opt)}$: puissance nominale optimale de l'onduleur, $P_{n(opt)} = P_{R(max)}$

P_R : est la puissance à la sortie de l'onduleur.

IV-4-9 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 :

$$P_{o(opt)} = P_R / \eta_{o(opt)} \quad (IV.35)$$

IV-4-10 Puissances 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 puissance à l'entrée de l'onduleur.

La batterie peut avoir deux états de fonctionnement :

Etat de charge : c'est le cas où puissance à la sortie du champ PV est supérieure à la puissance à l'entrée de l'onduleur, c.à.d $P_{Ch} > P_o$;

Dans ce cas, on a :

- Puissance à l'entrée de la batterie (puissance de charge) $P_{Be} = P_{Ch} - P_o$
- Puissance à la sortie de la batterie $P_{Bs} = 0$

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

Dans ce cas, on a :

- Puissance à l'entrée de la batterie $P_{Be} = 0$
- Puissance à la sortie de la batterie (puissance de décharge) $P_{Bs} = P_o - P_{Ch}$

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

IV-4-11 Rendement optimal de la batterie

Les puissances optimales de charge et de décharge de la batterie définies précédemment sont calculés pour chaque heure de la journée.

Le rendement de la batterie est le rapport entre la puissance de décharge journalière (somme des puissances de charges horaires) et la puissance de décharge journalière (somme des puissances de décharges horaires).

P_{CB}, P_{DB} : puissance de charge et de décharge journalière de la batterie ;

Ainsi, le rendement de la batterie est donné par la relation suivante :

$$\eta_b = P_{DB} / P_{CB}$$

Le type de batterie utilisée généralement dans le domaine du PV, permettant à la fois d'augmenter le rendement et de baisser le coût est l'accumulateur au plomb, grâce à sa robustesse, sa simplicité et son prix faible, rajeuni par l'emploi des matières plastiques, perfectionné sans cesse dans sa technologie, reste compétitif dans le domaine du PV.

Puisque le rendement d'une batterie au plomb adaptée aux installations PV est pratiquement constant, sa valeur optimale est $\eta_b(\text{opt}) = 85\%$, alors, le rendement calculé doit vérifier ceci.

La valeur de ce rendement dépend de la valeur du courant de la charge de la batterie « I_c » citée précédemment dans le calcul du nombre optimal de modules PV.

Ainsi, nous avons choisi de varier ce facteur pour avoir les différentes valeurs du rendement de la batterie avec la condition que ce dernier doit être inférieur à 1 c.à.d $\eta_b < 1$.

A partir des différentes valeurs calculées de « η_b », on déduit la valeur de I_c correspondante à la valeur optimale $\eta_b = 85\%$.

Ainsi, en déterminant la valeur du courant de charge I_c correspondante à un rendement optimal de la batterie de stockage, nous pouvons déduire les puissances et les dimensions optimales de l'installation PV.

Pour augmenter la durée de vie et assurer un bon fonctionnement de la batterie, il faut stabiliser le courant de charge. Pour une même utilisation, la valeur de I_c doit présenter de faibles variations, on prendra ainsi la valeur moyenne sur les trois mois les plus défavorables de l'année.

IV-4-12 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 [13] :

$$C_B = \frac{X \cdot P_{DB}}{n_b \cdot f_{déch} \cdot P} \quad (IV.36)$$

X : est le nombre de jours d'autonomie

P_{DB} : puissance optimale journalière à la sortie de la batterie (puissance de décharge)

η_b : rendement de la batterie

$f_{déch}$: facteur de décharge de la batterie

P : est la profondeur de décharge

IV-4-13 Coût d'un système PV

Le coût " C_T " total nécessaire pour la réalisation d'une installation PV sera déterminé par la relation suivante [12] :

$$C_T = P_A \cdot A_{opt} \cdot S + P_C \cdot C_{opt} + C_{To} \quad (IV.37)$$

P_A : est le prix du m^2 du module

A_{opt} : nombre de module optimal constituant le champ PV.

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

P_C : est le prix du kWh de la batterie

C_{To} : la somme des coûts de tous les autres sous systèmes, d'études de conception et d'installation du système sur site.

IV-5 CONCLUSION

Nous avons présenté trois méthodes de dimensionnement d'un système PV : par la fonction utilisabilité horaire (FUH), par la probabilité de perte de charge (PPC), et par les méthodes itératives (MI-MD). Ces méthodes sont les plus utilisées pour les systèmes PV. Elles sont basées sur les mois les plus défavorables de l'année et sur le calcul d'éclairement déduit à partir de celui du plan horizontal. Avec tous les avantages et les inconvénients, ces trois méthodes appliquées au site de Tlemcen [12],[13],[14],[28],[29],[49] ont créé un déséquilibre saisonnier d'énergie capté et par conséquent un surdimensionnement et un surcoût des systèmes PV. Ce déséquilibre est moins important par l'utilisation de la méthode itérative basée sur les trois mois les plus défavorables.

Afin de remédier à cette situation, nous avons repris la méthode itérative, puis nous avons cerné les plages de variation des paramètres d'entrée sortie (MI-ES) et faire un dimensionnement journalier des systèmes PV. Nous avons modélisé l'ensoleillement et le profil de charge afin d'obtenir le dimensionnement journalier de ces systèmes PV. Nous avons ensuite optimisé l'inclinaison du champ PV par itération en fonction d'un stockage approprié pour la satisfaction totale de la charge quelque soit la saison.

Enfin le dimensionnement optimal que nous avons obtenu est basée sur le nombre de jours les plus défavorables de l'année défini par les données météorologiques et pris égal au degré d'autonomie du système.

CHAPITRE V
CONCEPTION DES SYSTEMES
PHOTOVOLTAIQUES

CONCEPTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

V-1 INTRODUCTION

La variation de l'énergie solaire en un site et la fluctuation de la charge au cours du temps vont soumettre l'installation PV en permanence en régime transitoire. Ce mode de fonctionnement du système PV entraîne des risques permanents de désadaptation de certains composants entre eux [32].

La conception d'une installation PV nécessite la connaissance de certains paramètres d'entrée et de sortie du système. D'une manière générale, les paramètres à prendre en compte pour concevoir et dimensionner un système PV concernent :

- Les données relatives à l'ensoleillement
- Le profil de la charge
- Les équipements existants
- Les données financières

La demande peut être définie de façon très précise dans des cas simples, mais dans la majorité des utilisations elle est fluctuante avec des variations journalières ou saisonnières. A l'autre bout de la chaîne, l'apport énergétique solaire, présente des fluctuations, et un dimensionnement doit faire la liaison entre les deux sortes d'estimations[33].

V-2 LA CHAÎNE PHOTOVOLTAÏQUE

Le rendement η de la chaîne PV n'est pas constant. On considère seulement, le rapport de l'énergie transmise aux charges à l'énergie solaire incidente. Ce rendement η dépend en général de la quantité d'énergie transmise.

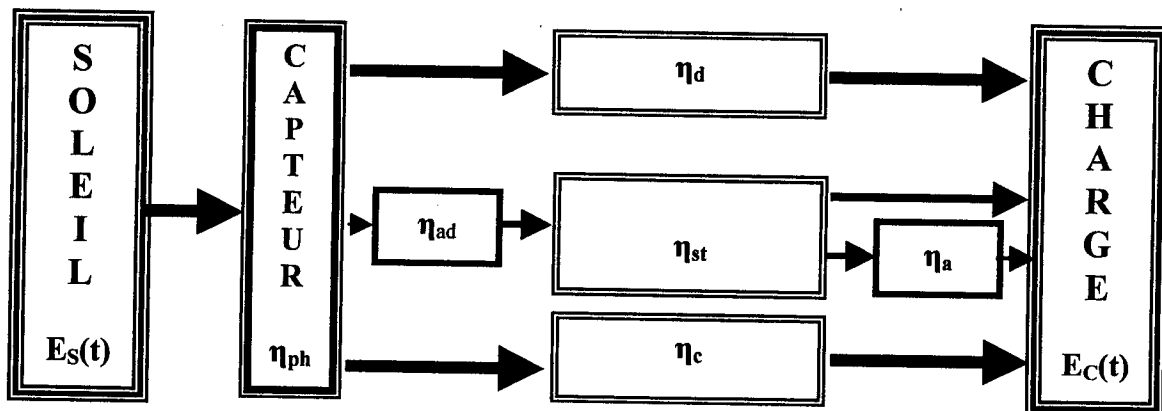


Fig.V.1 : Rendement de la Chaîne PV [3]

Le rendement des photopiles η_{ph} dépend de la température. S'il y a concentration, le rapport direct-diffus intervient[38]. En couplage direct le rendement du système η_d varie en fonction du flux lumineux. Si un convertisseur c.c-c.c ou c.c-c.a est utilisé, son rendement, η_c ou η_a , est fonction de la charge. Le rendement η_{st} des accumulateurs est pratiquement constant, mais ne concerne que la seule énergie transitant effectivement par les accumulateurs. Il faut considérer, un rendement η_{ad} , entre générateur et stockage, qui tient compte de l'énergie perdue par inadéquation entre capteurs et accumulateurs ou par dissipation dans un circuit de débordement. Dans le cas, d'une batterie tampon, une partie de l'énergie est transmise directement à la charge, l'autre transite par les batteries, et sans l'expression exacte de $E_s(t)$ il est impossible de définir rigoureusement la grandeur η .

Il est difficile de prévoir le bilan énergétique d'une installation, et très souvent il faut effectuer de très grosses approximations. Pour obtenir des résultats significatifs, les mesures doivent être prises pendant une durée assez longue (une année minimum). Une solution est alors l'utilisation des données météorologiques fournies par les aéroports ou les stations de la Météorologie Nationale. Il faut toutefois prendre garde de la possibilité de microclimats hors de l'extrapolation d'un site à un autre. De tels microclimats sont très fréquents en zone montagneuse ou près de la mer[39].

Les résultats du traitement des données statistiques par ordinateur peuvent être présentés sous forme de courbes. Ces courbes, dites de «fréquences cumulés», donnent pour un mois de l'année par exemple le nombre d'heures par jour pour lesquelles on peut espérer que le rayonnement sur un capteur sera supérieur à une valeur bien déterminée. Une telle représentation est très utile pour les systèmes à seuil de démarrage (pompage de l'eau en couplage direct par exemple).

Si des données mensuelles sont disponibles, soit enregistrées, soit calculées, l'approche du dimensionnement peut être plus précise. On considère le mois de l'année le plus défavorable et l'on calcule pour ce mois, compte tenu de la valeur moyenne d'irradiation quotidienne, la quantité d'électricité disponible, par jour moyen de ce mois, aux bornes d'un module.

Dans la plupart des systèmes photovoltaïques autonomes ou quasi-autonomes réalisés avec un stockage électrochimique approprié de l'énergie, ils sont conçus pour assurer une satisfaction totale de la demande énergétique sur une période donnée, ils sont aussi prévus pour maintenir une continuité du service rendu pendant la nuit et durant la période hivernale. Une telle assurance n'est envisageable que si une caractérisation des équipements de stockage est effectuée moyennant une étude adéquate quant au comportement propre de ce dernier.



La caractérisation de ce système de stockage nécessite la connaissance d'un nombre assez important de paramètres qui régissent le comportement dynamique de ce système[16]. L'acquisition de ces divers paramètres s'avère notamment ardue en raison du manque d'instrumentation de mesure spécifique.

V-3 METHODES DE CONCEPTION

Afin d'assurer un usage adéquat du système PV, et une bonne adaptation des sous-systèmes l'un à l'autre, le concepteur doit connaître chaque sous-système à part pour faciliter l'analyse et le choix de la méthode d'optimisation.

C'est en partie pour cette raison, que le recours aux modèles déjà établis capables de décrire le comportement des différents éléments du système photovoltaïque, faisant appel à des programmes de simulation calculant les performances de ce dernier est primordial. Une fois définis les éléments de la chaîne photovoltaïque, depuis le capteur jusqu'aux charges à alimenter, en passant par les éventuels interfaces, il faut associer à chacun de ces éléments des valeurs numériques : puissance crête pour les modules, capacité pour le stockage, puissance pour un convertisseur, etc.. Pour effectuer la conception, il faut considérer la demande énergétique d'une part, et l'apport énergétique solaire d'autre part sans oublier la gestion intermédiaire de cette énergie. Il faut connaître en outre avec précision la réponse de la chaîne intermédiaire[42].

Les modes opératoires décrits ne sont pas les seuls envisageables et pour une même installation on peut jouer sur le nombre de modules vis-à-vis de la capacité de stockage. Des considérations économiques, peuvent conduire à favoriser l'une ou l'autre partie de la chaîne. Une simulation sur ordinateur, pour laquelle les paramètres sont facilement modifiables, apporte au concepteur éventuel une aide considérable en répondant immédiatement à ces questions[24].

Les données météorologiques disponibles sont généralement fournies pour une horizontale, ou bien calculées pour ce plan horizontal [40]. Les dimensionnements utilisés implique par contre le calcul de l'énergie reçue par une surface inclinée. Le meilleur choix pour un comportement moyen du récepteur tout au long de l'année, est d'incliner les modules à l'altitude du lieu ; on constate expérimentalement qu'une désorientation de 5° n'a pas d'influence sensible sur le comportement du système PV[3]. Toutefois une inclinaison à la latitude du lieu conduit à un excès d'énergie pendant les mois d'été si le calcul est fait à partir des valeurs des mois d'hiver. Il est donc intéressant d'incliner un peu plus les modules, de 10° à 15° , pour récupérer plus d'énergie pendant les mois d'hiver.

Des programmes sur ordinateurs ont été élaborés pour calculer les énergies reçues sur des inclinaisons quelconques, qu'il y ait ou non suivi du soleil. Ces calculs doivent faire intervenir des relations empiriques entre rayonnement direct et rayonnement diffus. (calcul et corrélation avec les relevés de la Météorologie). La température, les caractéristiques des modules et des éléments de la batterie sont introduites dans le programme, ainsi que les caractéristiques de la charge à alimenter.

Le programme détermine alors l'évolution dans le temps de l'état de charge des accumulateurs ainsi que des puissances reçues par la charge, ou reçues ou cédées par les batteries. Une telle programmation permettant de modifier à volonté le nombre de modules photovoltaïques, ou le nombre d'éléments de batteries, le dimensionnement d'une installation est rapide et les contraintes économiques peuvent être chaque fois évaluées avec précision.

V-4 PROBLEMES LIES A LA CONCEPTION

Un générateur PV est formé par l'assemblage des cellules élémentaires associées en modules, eux-mêmes associées en panneaux. Il est destiné à alimenter des charges électriques, au sens large du terme. Un système PV est formé de l'ensemble des éléments permettant la liaison entre ce générateur et les charges considérées.

La donnée initiale est la demande, qui va être définie par la, ou les charges à alimenter : ces charges peuvent être de type continu et / ou alternatif, et on peut se trouver en présence d'une charge unique ou de charge diversifiées.

Il est ensuite nécessaire de savoir quels critères vont être prioritaires et retenus pour la conception du système : prix de revient du Watt sur la charge le plus faible possible, optimisation du rendement énergétique de la chaîne, simplicité d'exploitation de l'ensemble, grande fiabilité, complète autonomie, bonne tenue climatique, fonctionnement 24h sur 24h, sécurité absolue de fonctionnement...etc. Cette liste non limitative comporte des critères non compatibles et il est nécessaire d'effectuer un choix qui va entraîner lui-même le choix des éléments placés en aval du système PV[43].

V-5 PROBLEMES LIES A LA CHARGE

La gamme étendue de problèmes de la charge peut être divisée en 2 catégories :

a) Pour les charges à alimentation en AC et DC

Choix des récepteurs : certains appareils sont inadéquats pour un système PV autonome.

Câblage: un câblage sous-dimensionné peut altérer la performance du système.

Rendement faible: la consommation d'énergie dépend du rendement des récepteurs.

Pertes en attente: l'énergie est perdue dans certains récepteurs en mode d'attente[41].

Démarrage: à l'enclenchement, certains appareils consomment beaucoup de courant et peuvent entraîner une surcharge temporaire du système[29].

b) Pour les charges à alimentation en AC seulement

Puissance réactive : les récepteurs réactifs (capacitifs ou inductifs) créent un courant différent de celui consommé.

Distorsion harmonique: certains appareils électroniques peuvent perturber la forme d'onde générée par l'onduleur.

c) Conception de la charge

L'alimentation des moteurs et l'éclairage représentent 75% de l'énergie produite[16]. Le remplacement des lampes à incandescence par des lampes fluorescentes contrôlées électroniquement se traduit par une économie d'énergie de 75%

Le remplacement des machines DC non commandées par des machines AC pilotées par variateur représente 40% d'économies d'énergies[16]

Pour un bon usage de l'électricité d'origine photovoltaïque, il est préférable de ne pas :

- Alimenter certains récepteurs : par exemple, les appareils thermiques pouvant avoir un impact dramatique pour le système.
- Laisser des batteries en décharge profonde, car elles seront rapidement endommagées.
- Laisser des appareils en sous-tension, ce qui peut éventuellement provoquer un mauvais fonctionnement ou les endommager.
- Laisser des câbles sous-dimensionnés, un courant important peut créer un incendie

En ce qui concerne les charges utilisées, deux possibilités existent, liées au lieu d'utilisation (environnement, maintenance) et au nombre d'exemplaire envisagé : il est possible d'utiliser des charges conventionnelles disponibles sur le marché, en gardant toutefois en mémoire que de telles charges ont très souvent un rendement médiocre, ayant été optimisées non du point de leur rendement énergétique, mais au point de vue du rapport: (prix sur le marché)/(service rendu). L'énergie solaire PV étant encore relativement chère, la seconde possibilité est alors d'utiliser des charges à meilleurs rendement énergétique obtenues par modification des charges conventionnelles. Ces modifications ont peu d'incidence sur le prix total de l'installation[7]et permettent de plus en plus l'utilisation d'un générateur de taille inférieure.

V-6 CAO DES SYSTEMES PV

La conception d'un système PV revient à déterminer en fonction des sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge représenté par les besoins électriques de

l'utilisateur, l'ensemble des éléments de la chaîne PV, à savoir la taille du champ PV et la capacité de stockage[22].

Quelle que soit la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle, sont pris en compte les différents composants de la chaîne, on reste toujours confronté à deux types d'estimations :

- La première sur la demande, qui dans la plus part des cas, est assez grossièrement définie, car souvent mal connue et qui subie des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.
- La seconde sur le gisement solaire, au sujet duquel, on se heurte à un manque crucial de données représentatives.

a) Critères d'optimisation

Les dimensions optimales d'un système PV sont choisies, généralement, en fonction de deux critères :

- Coût minimal de l'installation
- Satisfaction totale des besoins énergétiques annuels de la charge

Le premier critère consiste à trouver le prix minimal de l'installation photovoltaïque par l'utilisation d'une méthode itérative destinée à déterminer la surface du champ puis la capacité du stockage. Le second principe se base sur la détermination de l'énergie journalière consommée et le choix de la meilleure manière de satisfaire la charge (énergie captée par le champ photovoltaïque maximum).

Ces deux sollicitations constituent les entrées principales du problème à résoudre.

b) Qualité de la CAO

La qualité de la conception assistée par ordinateur est basée sur :

- L'optimisation du champ des panneaux

Optimiser l'installation du champ de panneaux (orientation, inclinaison) en tenant compte des contraintes visuelles et techniques, du mode d'intégration architecturale et des ombres portées sur les systèmes PV.

- L'optimisation des composants

Chacun des composants de chaque système photovoltaïque (cellules, panneaux, câbles, onduleurs et autres dispositifs) doit être de la meilleure qualité dans le contexte de l'objectif de baisse des coûts .

- L'optimisation des systèmes

Optimiser le rapport entre la puissance nominale du champ PV et des onduleurs, en prenant en compte les données énergétiques et économiques pertinentes.

- Préviation réaliste de la production d'énergie

Faire une préviation réaliste de la production moyenne annuelle pour éviter à la fois la déception des utilisateurs à cause d'une surévaluation trop optimiste et le refus d'un réel engagement par le biais d'une sous-évaluation volontaire des performances.

- Rigueur de la conception

Prendre en compte les pertes en lignes et les autres conséquences des choix de localisation de chaque composant des systèmes. S'assurer d'une ventilation suffisante de la face arrière des panneaux de façon à éviter les pertes de rendement par surchauffe.

- Respect des règles de l'art

S'assurer que les travaux d'installations sont effectués en conformité avec les règles de l'art dans le secteur du bâtiment, notamment lorsque les panneaux assurent une fonction de couverture étanche ou d'élément de façade.

V-7 CONCLUSION

La conception assistée par ordinateur (CAO) consiste à déterminer un programme de simulation, permettant de déterminer les meilleures performances d'un système, de façon à extraire le maximum de puissances vis à vis de l'utilisation, et quelles que soient les perturbations d'éclairément et des fluctuations de la charge[46].

Une simulation sur ordinateur, pour laquelle les paramètres sont facilement modifiables, apporte au concepteur une aide considérable .

Une fois que le modèle à été décrit, tous les modèles des éléments du système PV peuvent êtres simulés et visualiser directement le résultat en 2D ou 3D. Les différents scénarios de simulation peuvent êtres exécutés et des rapports de simulations automatiques sont générés à partir des résultats créant ainsi un système complet d'aide à la décision.

Les utilisateurs de l'énergie électrique produite par les installations photovoltaïques exigent une satisfaction totale de tous leurs besoins à chaque instant de la journée.

Pour assurer une satisfaction totale de la charge pour toute l'année, les dimensions optimales sont déterminées en respectant les deux critères suivants :

- Assurer l'alimentation totale de l'utilisation produite directement par le champ de modules PV pour les jours les plus courts de l'année.
- Assurer l'alimentation totale de l'utilisation par la batterie de stockage pour les nuits les plus longues de l'année.

Ces deux critères cités précédemment ont le principal avantage de traduire, ce que les utilisateurs pensent des systèmes PV.

CHAPITRE VI

SIMULATION

DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

SIMULATION DES SYSTEMES PV

VI-1 INTRODUCTION

Pour assurer une satisfaction totale de la charge sur toute l'année, les dimensions optimales sont déterminées en respectant les deux principes suivants[3] :

Assurer l'alimentation totale de l'utilisation produite directement par le champ de modules photovoltaïques pour les jours les plus courts de l'année.

Assurer l'alimentation totale de l'utilisation par la batterie de stockage pour les nuits les plus longues de l'année.

La simulation du comportement d'une installation photovoltaïque nécessite une certaine élasticité de tous les paramètres d'entrée-sortie du système (plage de variation). Elle permet de connaître l'évolution des performances des systèmes PV au cours du temps.

VI-2 DONNEES METEOROLOGIQUES

Les données météorologiques disponibles sur un site sont généralement insuffisantes pour une conception fine d'un système PV. Certaines d'entre elles (température ambiante, durée d'insolation, tension de vapeur d'eau, la visibilité au sol...) sont indispensables et nécessaires pour une bonne conception assistée par ordinateur.

VI-2-1 Energie incidente horaire

Les données météorologiques disponibles d'un site sont généralement prises (ou enregistrées) sur un capteur horizontal. Elles sont pratiquement inexistantes sur un capteur d'orientation quelconque. Dans ce cas on fait appel à des modèles empiriques pour les adapter au champ PV. Les énergies par tranche horaire (moyennes mensuelles) à Tlemcen de l'atlas solaire de l'Algérie[19] sont représentées sur le tableau suivant :

Tableau VI.1 : Energie (en Wh/m²) incidente sur le capteur TEL à Tlemcen

Mois	Ray	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	S _{journee}
JAN	Dir S	0	113	280	410	502	549	3159
	Glo G	0	156	380	557	684	750	5054
FEV	Dir S	18	127	249	351	424	462	3262
	Glo G	30	197	382	537	649	708	5006
MAR	Dir S	33	133	240	332	397	431	3132
	Glo G	62	231	403	550	657	713	5232
AVR	Dir S	45	159	277	378	450	488	3594
	Glo G	95	272	450	602	714	774	5814
MAI	Dir S	55	184	316	428	510	552	4090
	Glo G	114	298	481	639	757	819	6216

JUIN	Dir S	56	186	317	430	512	554	4110
	Glo G	118	297	477	632	748	809	6234
JUIL	Dir S	62	210	362	492	587	636	4698
	Glo G	117	311	507	679	806	873	6586
AOÛT	Dir S	60	213	373	512	612	665	4870
	Glo G	106	309	516	697	831	903	6724
SEPT	Dir S	46	185	337	468	563	612	4422
	Glo G	79	274	478	655	786	855	6254
OCT	Dir S	26	160	315	447	543	592	4166
	Glo G	40	231	440	619	749	818	5794
NOV	Dir S	6	113	261	384	471	516	3502
	Glo G	10	165	367	536	657	720	4910
DEC	Dir S	0	96	264	397	490	538	3570
	Glo G	0	135	355	533	658	724	4810

Pour un champ PV d'orientation $\beta = \varphi$ (Inclinaison = Latitude du lieu) : orientation TEL (capteur TEL) on constate que (voir Tableau VI.1):

- * Les rayonnements direct et globale passe par un maximum au mois d' Août.
- * Le site de Tlemcen reçoit une énergie journalière (moyenne mensuelle) directe et globale (fig VI.1) tels que :

$$E_{Sj\text{moy}} = 3881,25 \text{ Wh / m}^2$$

$$E_{Gj\text{moy}} = 5719,5 \text{ Wh / m}^2$$

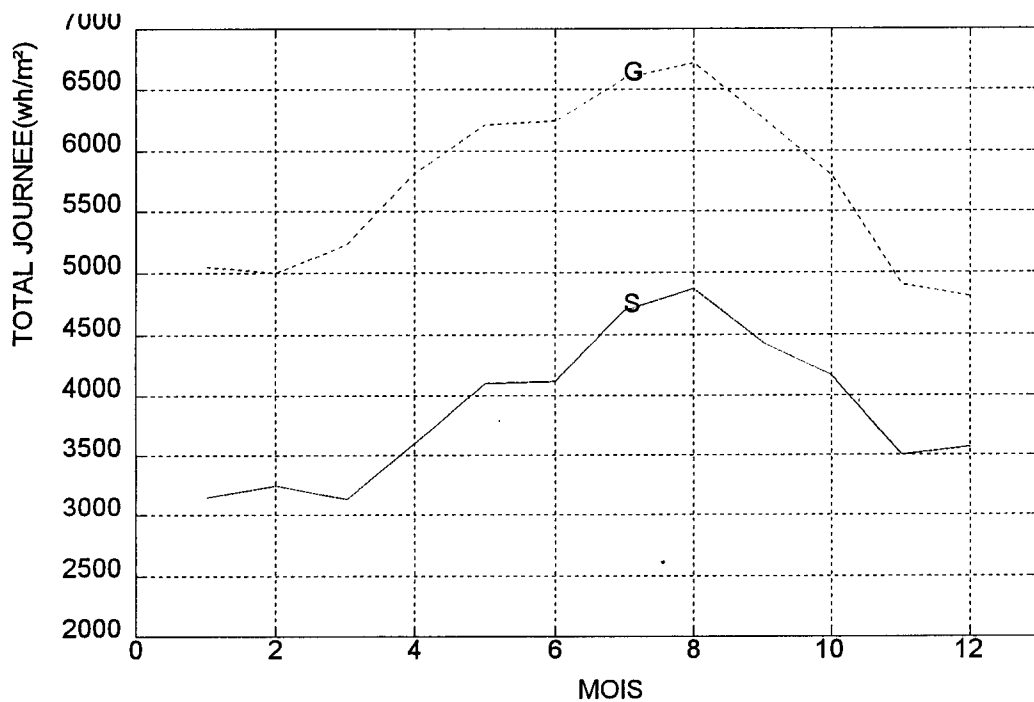


Fig VI.1 : Energie journalière moyenne directe et globale du site de Tlemcen

VI-2-2 Durée d'insolation et durée du jour

La durée d'insolation (D_{IS}) est la durée effectif d'ensoleillement d'un capteur horizontal mesurée par un héliographe et définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250 \text{ W / m}^2$)[21]. La durée du jour (D_j) par contre est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil sur un capteur horizontal. La connaissance de ces deux grandeurs est nécessaire pour estimer l'offre énergétique du système PV. Le traitement des données météorologiques de l'office national (station Zénata Tlemcen 1999-2000-2001) a donné les valeurs moyennes mensuelles (sur 3ans) représentées sur le tableau (VI.2) et sur la figure (VI.2)

Tableau VI.2 : Durée d'insolation et durée du jour A Tlemcen

MOYENNE MENSUELLE	D_{IS} (h)	D_j (h)
1	7,15	10,01
2	7,4	10,08
3	7,95	11,83
4	8,72	12,91
5	9,58	13,72
6	10,4	14,25
7	10,5	14,04
8	10	13,28
9	9,1	12,25
10	7,96	11,17
11	7,5	10,24
12	7,25	09,77

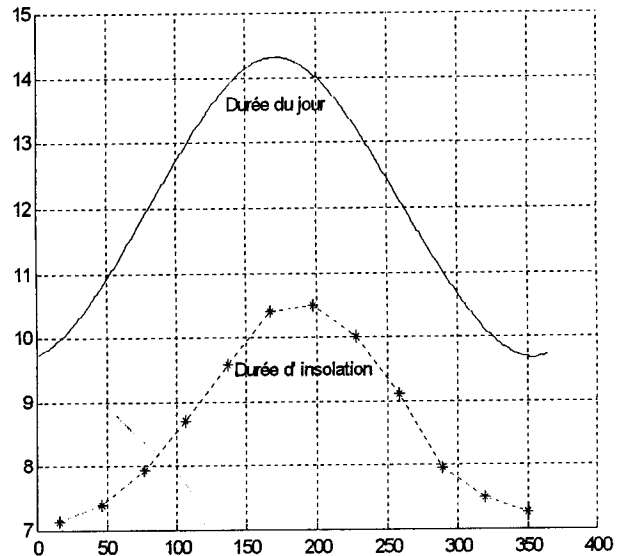


Fig VI.2 : Durée d'insolation et durée du jour à Tlemcen

Pour Tlemcen les valeurs de la durée du jour et de la durée d'insolation journalière (moyenne sur les 3 ans) maximale et minimale sont :

$$D_j \text{ max} = 14 \text{ h } 18 \text{ mn} \quad \text{et} \quad D_j \text{ min} = 9 \text{ h } 40 \text{ mn}$$

$$D_{IS} \text{ max} = 10 \text{ h } 30 \text{ mn} \quad \text{et} \quad D_{IS} \text{ min} = 7 \text{ h } 09 \text{ mn}$$

L'écart d'ensoleillement due au saison et à la climatologie affecte les performances optimales d'un système PV. Il remet en cause les dimensionnements basés sur le ou les mois les plus défavorables de l'année. La durée d'insolation est un paramètre primordial pour la conception des systèmes PV. Il est difficilement modélisable, le traitement des données météorologiques nous a permis une modélisation pour le site de Tlemcen (Fig VI.2). Le comportement d'un système PV peut être décrit aussi par la fraction d'insolation K définie par : $K_{IS} = D_{IS} / D_j$.

VI-2-3 Variation de la température ambiante

La température ambiante affecte le fonctionnement des éléments du système PV en particulier des cellules solaires. Affectant directement les rendements des éléments du système, il est un paramètre essentiel au bon dimensionnement[26]. La température ambiante dépend d'un grand nombre de paramètres climatologiques, elle est aussi difficilement modélisable. Le traitement des données météorologiques nous a permis une plage de variation de cette grandeur et une modélisation journalière (FigVI.3):

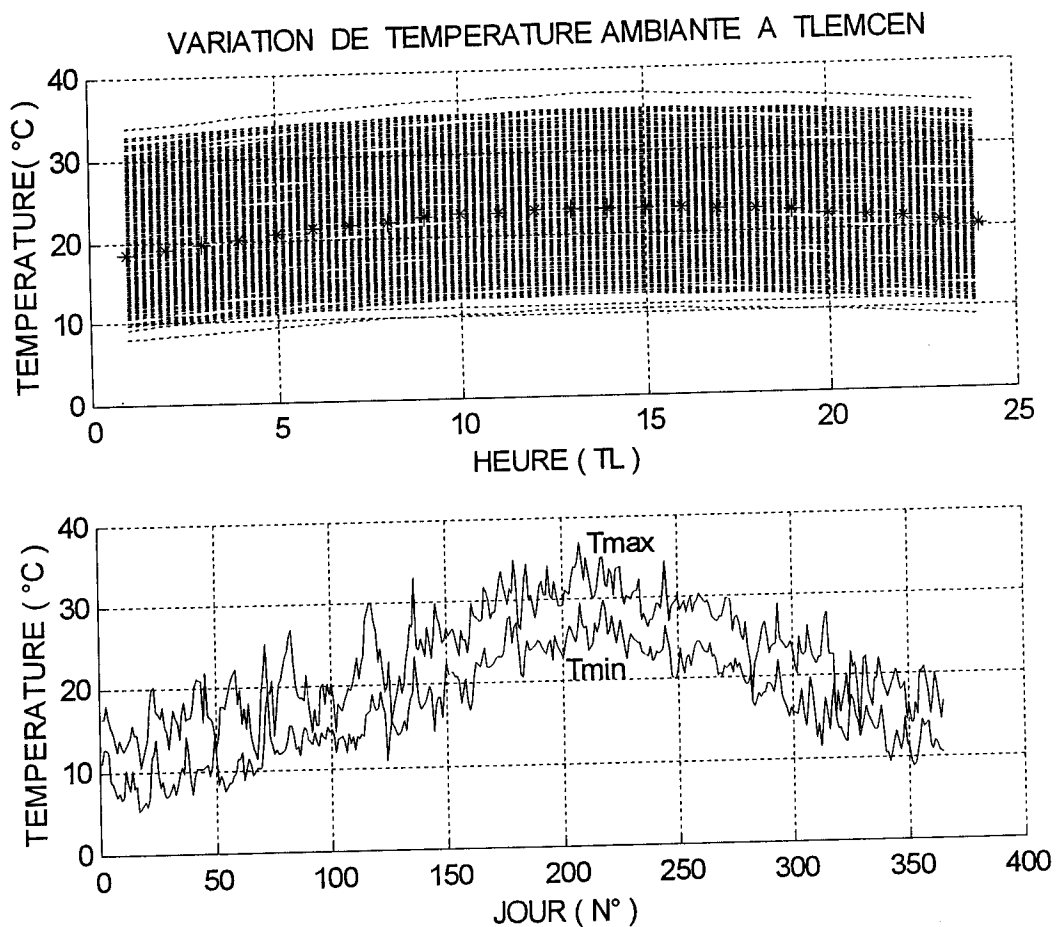


Fig VI.3 : Variation de température ambiante à Tlemcen

Le traitement des données météorologiques de l'office national (station Zénata Tlemcen 1999-2000-2001) nous a permis de déterminer les températures moyennes journalières (sur les 3ans) maximales et minimales (FigVI.3) du site de Tlemcen. On constate que la plage de variation de la température moyenne journalière pendant la durée d'ensoleillement d'un système PV est de 1°C à 5°C et durant l'année est de 7°C à 37°C.. Les moyennes mensuelles des températures journalières maximales et minimales sont représentées sur le tableau suivant :

Tableau VI.3 : Les moyennes mensuelles des températures journalières du mois[26]

Du mois	Températures ambiantes Moyenne (°C)	
	Maximales	minimales
Janvier	17.26	4.66
Février	19.2	5.57
Mars	20.97	8.38
Avril	21.78	10.33
Mai	24.88	12.92
Juin	29	17

Du mois	Températures ambiantes Moyenne (°C)	
	Maximales	minimales
Juillet	31.89	19.09
Août	30.66	20.04
Septembre	29.26	17.44
Octobre	25.02	13.81
Novembre	21.01	10.71
Décembre	19.03	6.94

VI-3 COURSE DU SOLEIL

Afin de simuler le mouvement apparent du soleil sur un champ photovoltaïque, nous avons transformé les coordonnées horizontales et équatoriales du soleil en coordonnées cartésiennes [19].

VI-3-1 Coordonnées du soleil

La connaissance de la position du soleil permet d'estimer l'énergie captée par le champ PV. L'énergie est ainsi cernée par une plage de variation en fonction du temps (instantanée, horaire, journalière, mensuelle et annuelle) facilitant l'optimisation et le dimensionnement adéquat du système de captation. Nous avons aussi réalisé un programme de simulation des rayons solaires sur un capteur (champ PV) situé en n'importe quel lieu de la terre et à n'importe quel instant de la journée et de l'année[33],[19]. Les résultats de simulation pour le site de Tlemcen (Fig VI.4, Fig VI.5) :

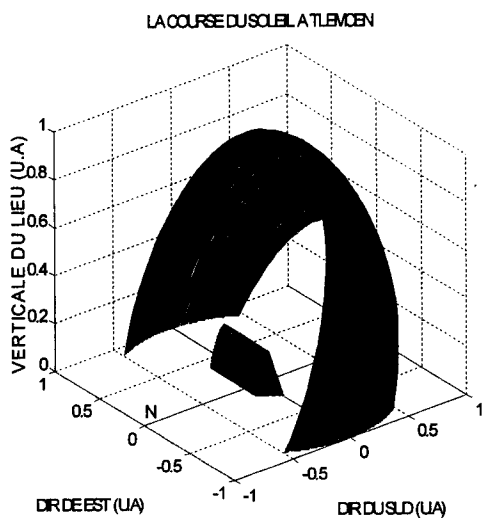


Fig VI.4 : Calotte balayée par le soleil au site de Tlemcen

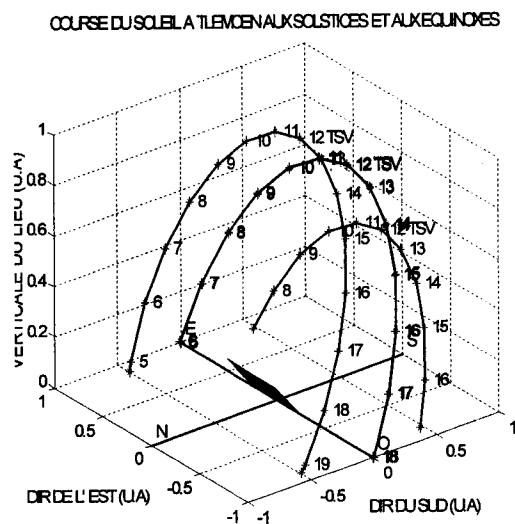


Fig VI.5 : La course du soleil aux Solstices et Equinoxes à Tlemcen

Les coordonnées du soleil sont alors déterminées à n'importe quel instant de la journée et de l'année. Pour les solstices et les équinoxes à Tlemcen voir tableau (Tableau VI.3):

Tableau VI.3: les coordonnées du soleil aux Equinoxes et Solstices pour le site de Tlemcen.

S.H				E.P-E.A				S.E			
TSV(h)	X(UA)	Y(UA)	Z(UA)	TSV(h)	X(UA)	Y(UA)	Z(UA)	TSV(h)	X(UA)	Y(UA)	Z(UA)
7,159	0,475	0,861	0	6,000	0	0,996	0	4,841	-0,491	0,890	0
8,000	0,578	0,781	0,149	7,000	0,146	0,962	0,212	5,000	-0,470	0,900	0,030
9,000	0,684	0,638	0,303	8,000	0,282	0,862	0,410	6,000	-0,333	0,932	0,229
10,000	0,765	0,451	0,421	9,000	0,399	0,704	0,580	7,000	-0,196	0,900	0,428
11,000	0,816	0,233	0,495	10,000	0,489	0,498	0,710	8,000	-0,068	0,807	0,613
12,000	0,834	0	0,521	11,000	0,545	0,257	0,792	9,000	0,040	0,659	0,772
13,000	0,816	-0,233	0,495	12,000	0,565	0	0,820	10,000	0,125	0,466	0,894
14,000	0,765	-0,451	0,421	13,000	0,545	-0,257	0,792	11,000	0,177	0,241	0,971
15,000	0,684	-0,638	0,303	14,000	0,489	-0,498	0,710	12,000	0,195	0	0,997
16,000	0,578	-0,781	0,149	15,000	0,399	-0,704	0,580	13,000	0,177	-0,241	0,971
16,841	0,475	-0,861	0	16,000	0,282	-0,862	0,410	14,000	0,125	-0,466	0,894
				17,000	0,146	-0,962	0,212	15,000	0,040	-0,659	0,772
				18,000	0	-0,996	0	16,000	-0,068	-0,807	0,613
								17,000	-0,196	-0,900	0,428
								18,000	-0,333	-0,932	0,229
								19,000	-0,700	-0,900	0,030
Avec 1 U.A = 149597890 km = 1 Unité Astronomique								19,159	-0,491	-0,890	0

VI-3-2 Angle d'incidence

L'angle d'incidence est une donnée nécessaire à l'estimation d'énergie incidente sur un champ PV. Ce paramètre dépend du temps, de la position du soleil et de l'orientation du champ PV. Avec la simulation, nous avons introduit, la détermination de cet angle qui dépend des coordonnées du soleil, des coordonnées du capteur et des coordonnées du lieu d'implantation du champ PV. La simulation de la course du soleil permet de déterminer l'angle d'incidence sur un capteur (α , γ) à chaque instant de la journée et de l'année. Les angles d'incidences sur un champ PV d'orientation ($\alpha = 0$, $\gamma = 90 - \varphi$) à Tlemcen avec $\varphi = 34,56^\circ$ pour les débuts de saisons sont représentés sur le tableau (VI.4) :

Tableau VI.4 : Les angles d'incidences sur un champ PV d'orientation TEL

Heure (TSV)	EP-EA	SE	SH
6,0000	90,0000	90,0000	-
7,0000	75,0000	76,2644	-
8,0000	60,0000	62,6965	62,9665
9,0000	45,0000	49,5559	49,5559
10,0000	30,0000	37,3921	37,3921
11,0000	15,0000	27,6069	27,6069
12,0000	0,0000	23,3921	23,4500
13,0000	15,0000	27,6069	27,6069
14,0000	30,0000	37,3921	37,3921
15,0000	45,0000	49,5559	49,5559
16,0000	60,0000	62,6965	62,6965
17,0000	75,0000	76,2644	-
18,0000	90,0000	90,0000	-

VI-4 ENERGIE CAPTEE

Afin de permettre une conception optimale des systèmes PV, nous avons élaboré un programme d'estimation d'énergie incidente sur le champ de captation. Ce programme introduit les plages de variation d'un grand nombre de paramètres influençant les rendements des éléments du système (orientation, durée d'insolation, ...). L'optimisation de l'énergie captée est obtenue par la méthode numérique itérative d'entrée sortie MI-ES.

VI-4-1 Energie incidente

L'estimation de l'énergie instantanée incidente sur un champ PV, est basée sur un modèle dérivé des modèles empiriques de P. De Brichambaut et Kasten pour les différents états du ciel. La simulation de cette énergie sur toute l'année permet de cerner la plage de variation et de prédire les performances nécessaires à la conception des systèmes PV. La connaissance de cette énergie à chaque instant de la journée et de l'année permet l'analyse fine du système de captation. Elle permet aussi l'étude du comportement du système PV vis-à-vis de la charge et des prévisions du stockage. Nous avons établi un programme général de simulation d'énergie captée pour les différentes orientations du champ de captation d'un système PV. Ce programme permet l'optimisation des énergies incidentes et la détermination des plages de variations horaires, mensuelles et annuelles sur des champs PV d'orientation quelconque. La simulation d'énergie instantanée sur un champ PV d'orientation TEL à Tlemcen et par ciel bleu clair est représentée sur la Fig VI.6 :

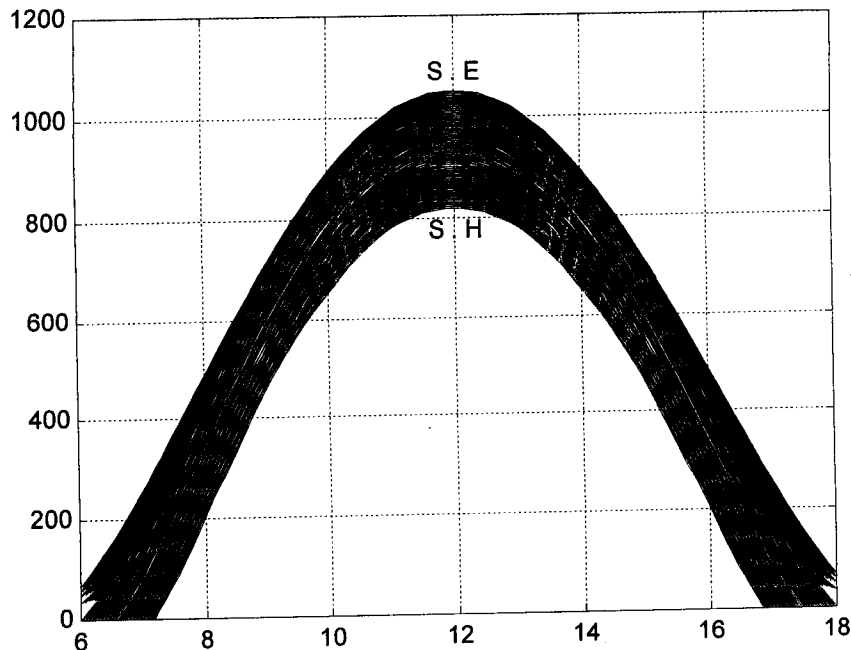


Fig VI.6 : Plage de variation de l'éclairement solaire sur un capteur TEL à Tlemcen

La plage de variation de l'énergie instantanée sur une journée à Tlemcen varie de 0 à 800 W/m² au solstice hivern et de 0 à 1100 W/m² au solstice été. Cette plage varie à 12h TSV de 800 W/m² à 1100 W/m² durant l'année sur un capteur TEL et par temps clair.

La simulation a montré que l'orientation face au sud du champ PV est privilégié pour le captage d'énergie solaire.

VI-4-2 Le choix du type de champ PV

Parmi les champs PV recevant le maximum d'énergie journalière et annuelle, on trouve les champs PV d'orientation Tel, avec suivi 1axe et avec suivi 2 axes.

Pour un ciel bleu clair, nous avons simulé la variation de l'énergie instantanée sur les trois types de champs PV. On constate qu'aux équinoxes, l'énergie estimée par les trois capteurs à midi TSV prend la même valeur, tandis qu'aux solstices cette variation est appréciable pour le capteur deux axes Fig (VI.7).

La valeur maximale d'énergie instantanée captée à midi TSV pour :

* Capteur 1 axe : $E_{GMax} = 1050.7 \text{ W/m}^2$

* Capteur 2 axes : $E_{GMax} = 1086.5 \text{ W/m}^2$

* Capteur TEL : $E_{GMax} = 1034.2 \text{ W/m}^2$

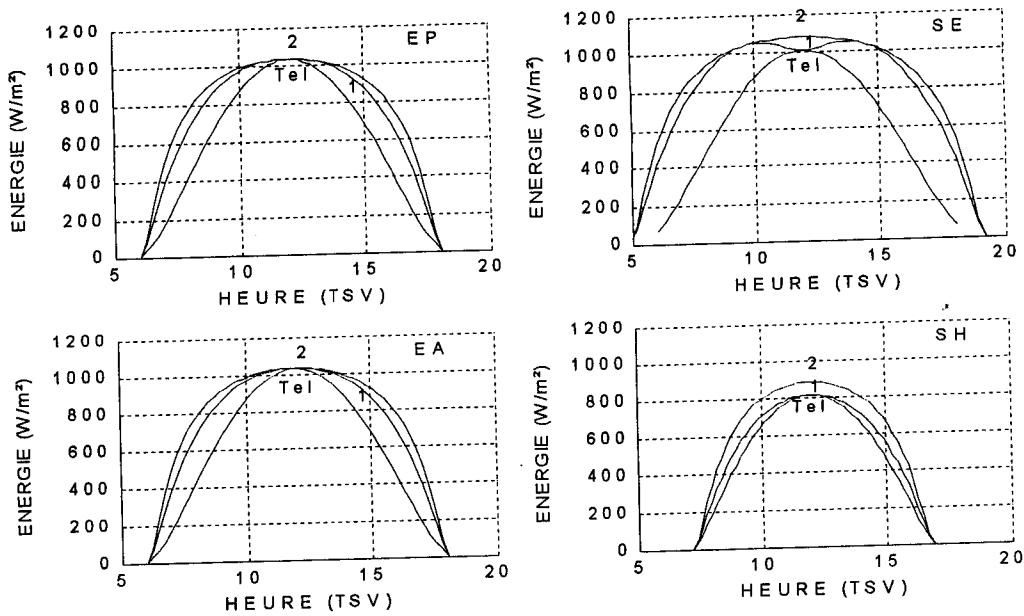


Fig VI.7 : Estimation d'énergie globale instantanée incidente aux équinoxes et solstices sur les capteurs (1 axe, 2 axes et TEL) pour un ciel bleu clair

L'écart d'énergie entre les capteurs deux axes et un axe à 12h TSV est : 35.3 W/m^2 .

L'écart d'énergie entre les capteurs deux axes et TEL à 12h TSV est : 52.5 W/m^2 .

De part et d'autre de 12h TSV, on note un écart appréciable entre le capteur qui suit le soleil et le capteur TEL.

En conclusion, on peut affirmer qu'à priori le choix du type de capteur n'est pas prédominant pour le dimensionnement des générateurs photovoltaïques.

Pour prédire le type de capteur à utiliser dans le système PV il est nécessaire d'estimer l'énergie journalière afin de répondre au besoin d'énergie demandée par la charge. L'écart important d'énergie journalière est enregistré pour les capteurs un axe et deux axes par rapport au capteur Tel durant la période EP-SE-EA. Les résultats de simulation de l'énergie journalière sur les trois capteurs à Tlemcen aux solstices et aux équinoxes et pour un ciel bleu clair sont représentés sur le tableau suivant :

$E_G \text{ (Wh/m}^2\text{)}$	Un axe	Deux axes	TEL
S.H	5346.5	6125.4	4911.7
E.A-E.P	8788.5	9334.7	7229
S.E	11059	11743	7469.3

$E_{j1axe} = 87\% E_{j2axes}$ au SH

$E_{jTel} = 80\% E_{j2axes}$ au SH

$E_{j1axe} = 94\% E_{j2axes}$ au EA-EP

$E_{jTel} = 77\% E_{j2axes}$ au EA-EP

$E_{j1axe} = 94\% E_{j2axes}$ au SE

$E_{jTel} = 64\% E_{j2axes}$ au SE

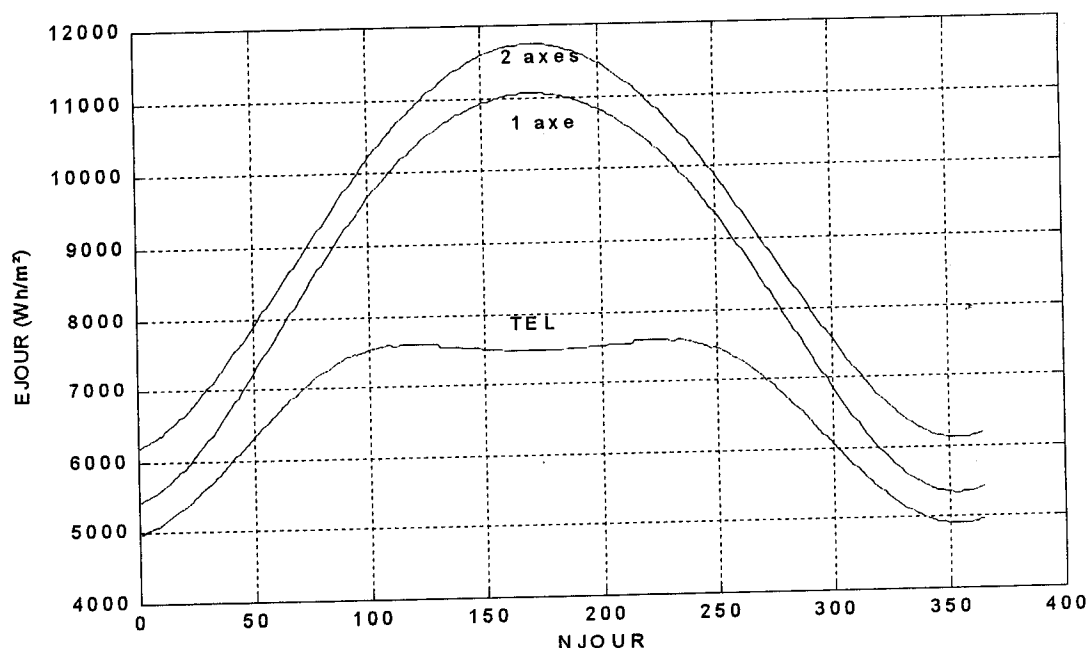


Fig VI.8 : Energie globale journalière par ciel bleu clair à Tlemcen sur capteurs (suivi 1 axe, suivi 2 axes et TEL)

Le maximum d'énergie journalière est donné par le capteur à deux axes. Le choix du capteur dépendra essentiellement de la demande d'énergie (journalière, saisonnière ou annuelle). Le capteur deux axes donne le maximum d'énergie annuelle ($3.3344 \cdot 10^6$ Wh/m²) avec un grand écart (5531 Wh/m²) entre l'Hiver et l'Eté. Pour la même période cet écart est moins important (2539.9 Wh/m²) pour le capteur Tel.

En conclusion, le choix du type de capteur dépendra d'une part du maximum d'énergie captée et de la quantité d'énergie à stocker. Ces trois types de capteurs donnent une énergie journalière trop fluctuante durant l'année ce qui influencera le bon dimensionnement des batteries de stockage. La conception d'un système PV n'avantage pas le suivi du soleil pour des raisons économiques vu le dimensionnement des batteries

VI-4-3 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. Pour Tlemcen les résultats de simulation de l'énergie journalière sur un champ PV d'inclinaison variable et par ciel clair sont représentés sur la Fig VI.9

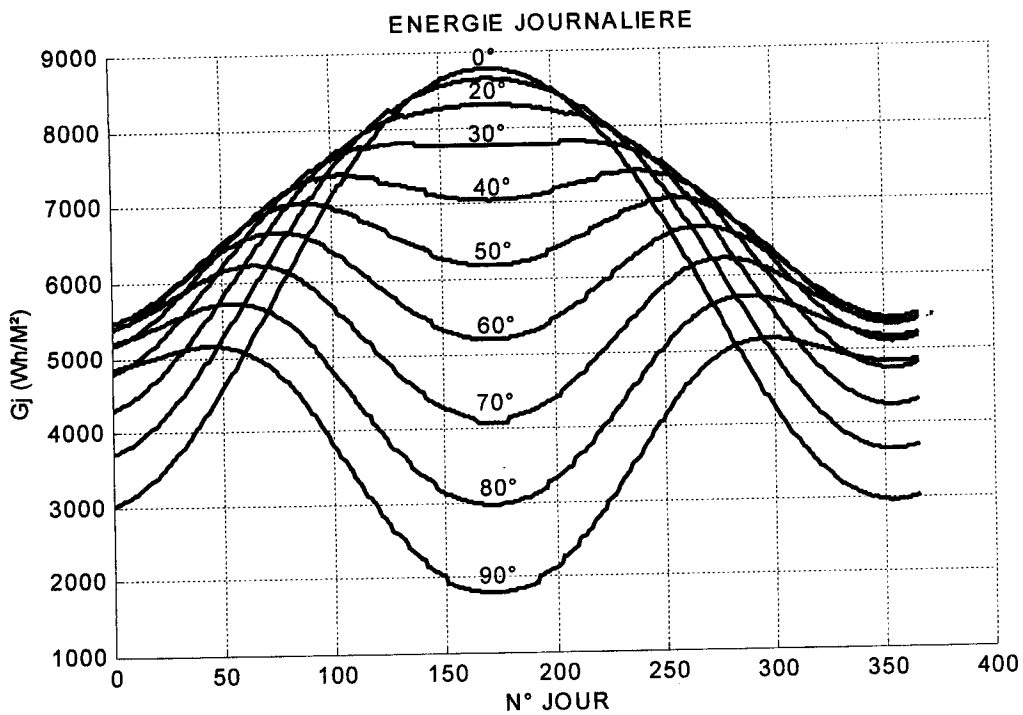


Fig VI.9 : Influence de l'inclinaison sur l'énergie journalière captée

Pour un ciel bleu clair, au site de Tlemcen et pour un capteur Tel ($\alpha = 0, \beta = 34,56^\circ$), les résultats de simulation et d'optimisation sont représentés sur la figure (VI.10) et pour les énergies directs (E_{jS}), diffuses (E_{jD}) et globales (E_{jG}) :

	$E_{jS}(Wh/m^2)$	$E_{jD}(Wh/m^2)$	$E_{jG}(Wh/m^2)$
S.H	4188,6	723,09	4911,7
E.A	6138,4	1090,6	7229,0
E.P			
S.E	6159,7	1309,6	7469,3

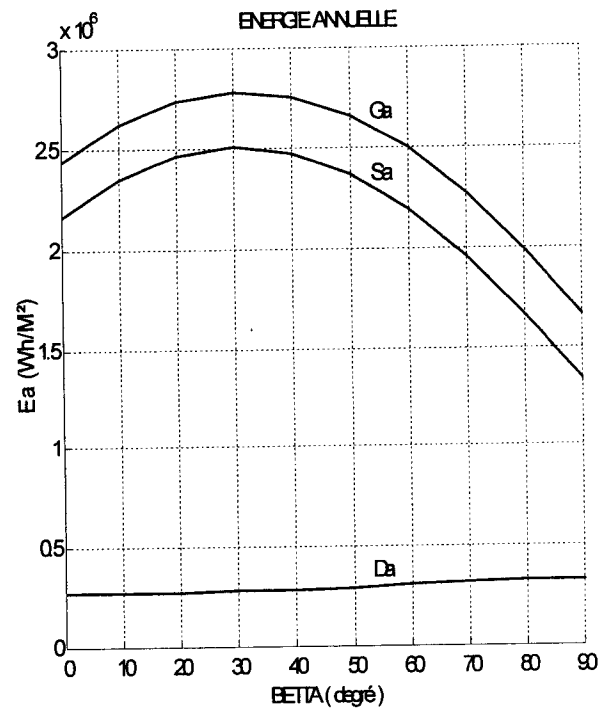


Fig VI.10 : Optimisation de l'inclinaison d'un capteur

Les résultats d'optimisation de l'énergie annuelle globale d'un capteur Sud ($\alpha=0$, $\beta=90^\circ-\gamma$) obtenus au site de Tlemcen sont :

- ❖ Le maximum annuel de l'énergie directe captée:

$$E_{aS} = E_{aS\max} = 2,0610^6 \text{ Wh/m}^2 \quad \text{pour} \quad \begin{cases} \alpha=0 \\ \gamma=(90-30)^\circ \end{cases}$$

- ❖ Le maximum annuel de l'énergie diffuse captée:

$$E_{aD} = E_{aD\max} = 3,89.10^5 \text{ Wh/m}^2 \quad \text{pour} \quad \begin{cases} \alpha=0 \\ \gamma=(90-7)^\circ \end{cases}$$

- ❖ Le maximum annuel de l'énergie globale captée:

$$E_{aG} = E_{aG\max} = 2,45.10^6 \text{ Wh/m}^2 \quad \text{pour} \quad \begin{cases} \alpha=0 \\ \gamma=(90-30)^\circ \end{cases}$$

La simulation des énergies annuelles maximales pour le site de Tlemcen a donné l'inclinaison optimale du capteur obtenue pour une orientation face au Sud $\alpha = 0$, incliné d'environ $\beta \approx \varphi - 5^\circ$, au lieu de $\beta \approx \varphi$ trouvé dans la littérature solaire.

Pour un capteur TEL ($\alpha = 0$, $\gamma = 90 - 34,56$), les valeurs de E_{aS} , E_{aD} et E_{aG} sont données respectivement par :

- ❖ Energie annuelle directe : $E_{aS} = 1.3885 \cdot 10^6 \text{ Wh/m}^2$
- ❖ Energie annuelle diffuse : $E_{aD} = 0.3447 \cdot 10^6 \text{ Wh/m}^2$
- ❖ Energie annuelle globale : $E_{aG} = 1.73332 \cdot 10^6 \text{ Wh/m}^2$

Dès qu'on s'écarte de l'inclinaison $\beta = \varphi$, la simulation sur le site de Tlemcen montre que l'écart d'énergie journalière devient important entre l'Hiver et l'Eté. L'énergie journalière globale est maximale pour le capteur (0,90) et minimale pour le capteur (0,0) au solstice Eté, tel que : $G_J(\max) \cong 9000 \text{ Wh/m}^2$ et $G_J(\min) \cong 2000 \text{ Wh/m}^2$.

La simulation a montré que pour avoir une énergie presque constante durant toute l'année (critère de bon dimensionnement des batteries) à Tlemcen, il faut incliner le capteur d'un angle de $\beta=58^\circ$ par rapport à l'horizontal. Dans ce cas on aura alors la plage annuelle d'énergie captée comprise entre: $G_J(\max) = 6835,2 \text{ Wh/m}^2$ et $G_J(\min) = 5480,6 \text{ Wh/m}^2$. L'écart entre le maximum et le minimum d'énergies journalières incidentes à Tlemcen (Fig IV.11) sur un capteur incliné de $\beta = 58^\circ$ est égal à 1354.6 Wh/m^2 . Cet écart est très important pour la CAO des systèmes PV (dimensionnement des batteries), surtout pour les grandes surfaces de captation.

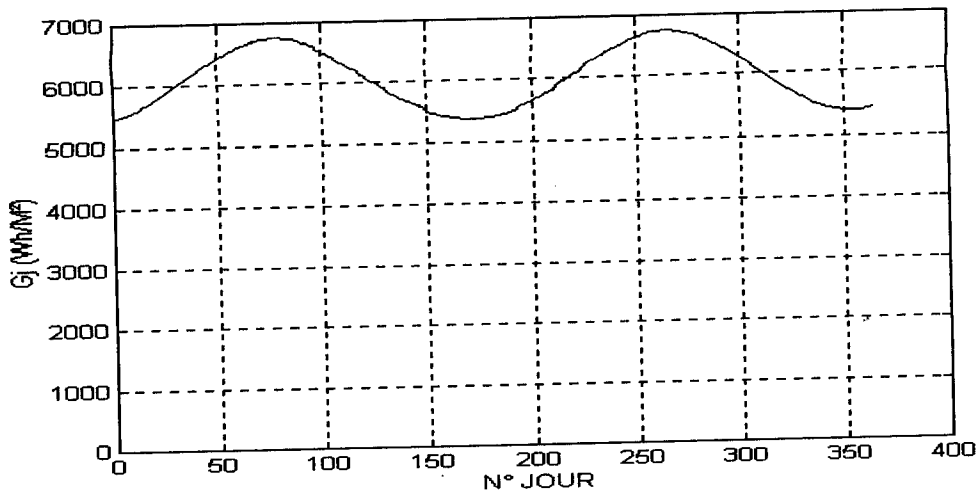


Figure IV.11 : L'énergie journalière incidente sur un capteur incliné de 58° sur site de Tlemcen et par ciel bleu clair

VI-5 CARTERISTIQUE 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 cm² 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 PV.

VI-5 -1 Estimation de l'énergie incidente et fournie par un module

L'énergie fournie par un module PV dépend du rendement des cellules, de son orientation, de son inclinaison, de son adaptation et de l'énergie incidente. La simulation de l'énergie instantanée maximale fournie par un module est donnée par les courbes suivantes Fig VI.12 :

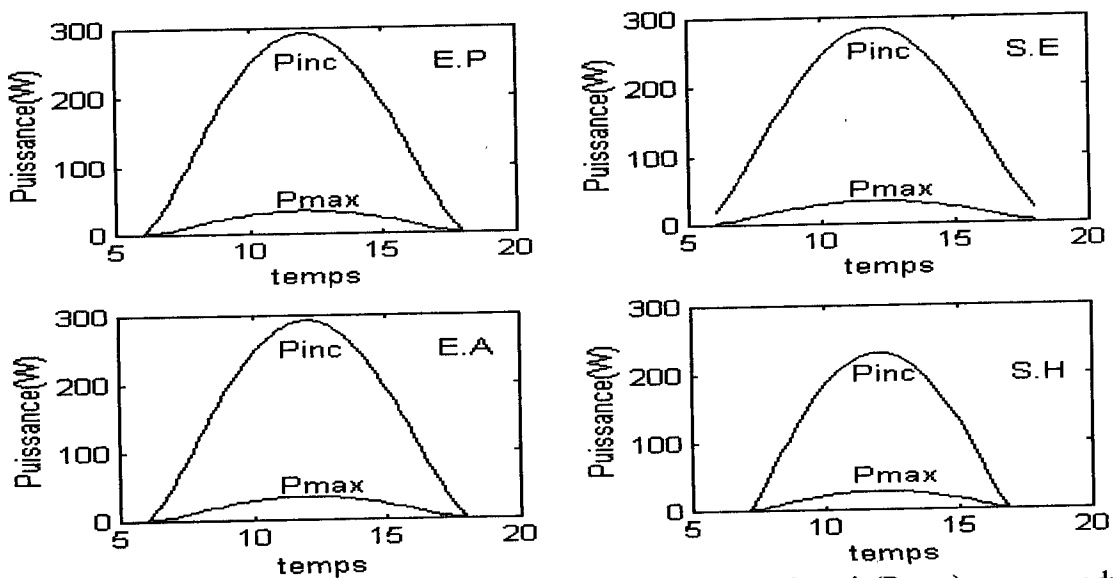


Fig VI.12 : Estimation de la puissance incidente(Pinc) et fournie(Pmax) par un module

- La puissance maximale fournie pour ce module se situe à midi TSV. Elle varie de 25 à 30 W en fonction des saisons Fig VI.12.

- La simulation a donné une énergie journalière fournie par ce module variable chaque jour de l'année, le maximum journalier correspond à la valeur : 280Wh au S.E pour un module horizontal ($\beta=0$) et le minimum correspond à la valeur : 65Wh pour un module vertical ($\beta=90$). Cette énergie est quasi constante pour un module d'orientation TEL ($\beta=90-\phi$) voir Fig VI.13.

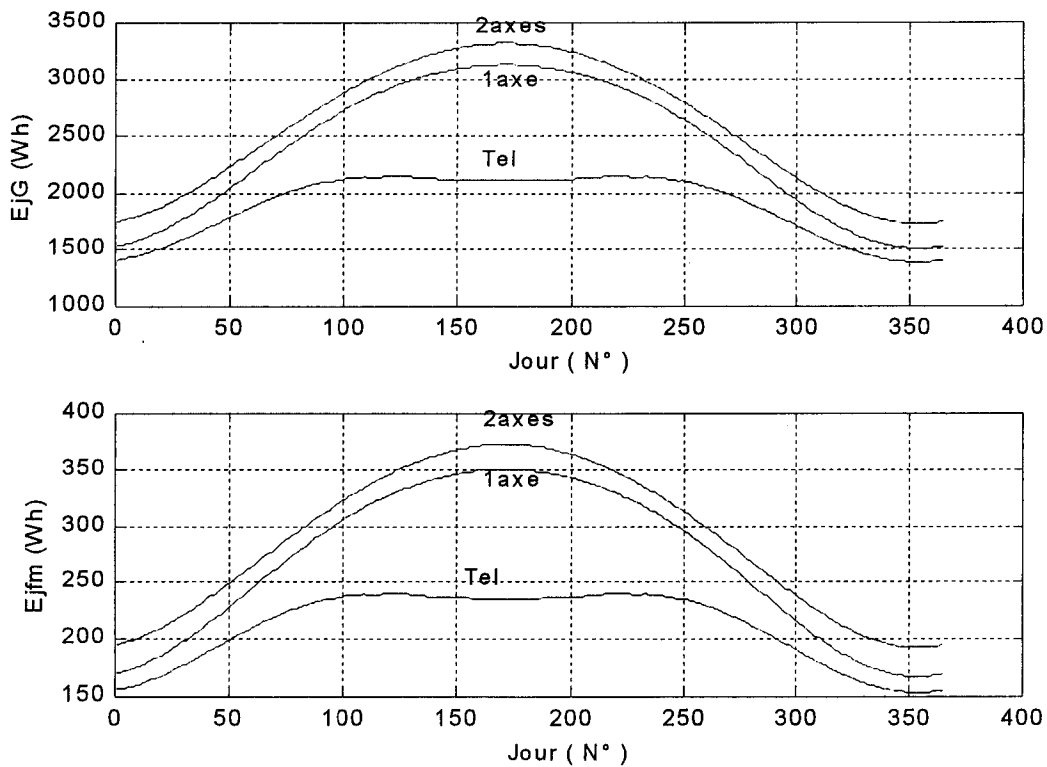


Fig VI.13: Energie journalière reçue et fournie par un module (un axe, deux axes et TEL) à Tlemcen(ciel bleu clair)

L'énergie fournie par un module TEL présente une légère variation durant toute l'année. Tandis que l'énergie fournie par un module avec suivi présente une variation saisonnière importante. Le maximum de l'énergie annuelle fournie par un module correspond à une inclinaison de ce dernier de $\beta=30^\circ$. L'énergie maximale est alors d'environ 7500Wh.

VI-5 –2 Adaptation d'un module

La représentation graphique des résultats de simulation Fig VI.14 des caractéristiques courant-tension d'un module constitué de 36 cellules identiques d'environ 78.5 cm² de surface, permet de déterminer les grandeurs caractéristiques (V_{co} , I_{cc} , FF et η) et l'adaptation d'un module:

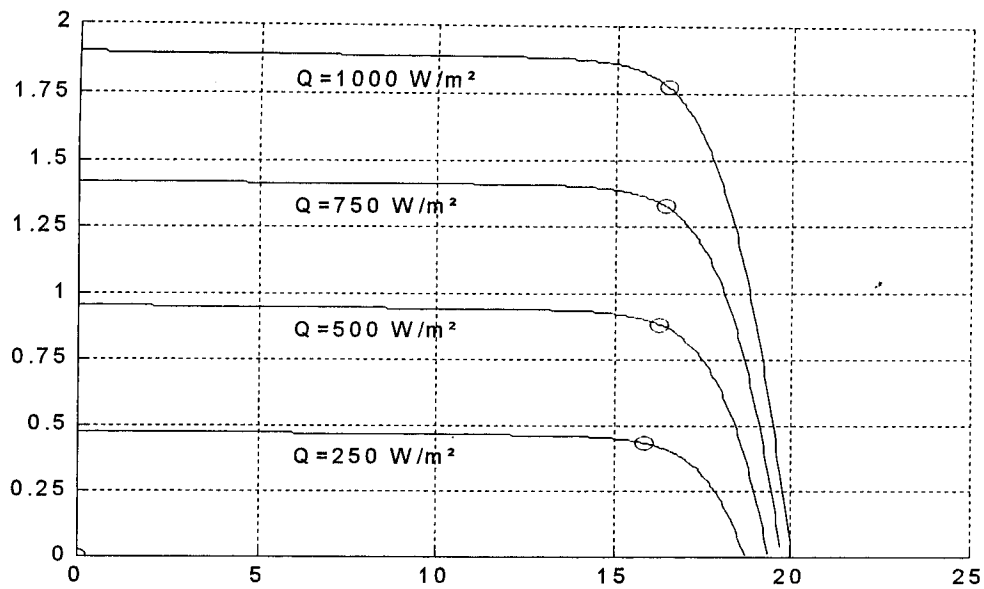


Fig VI.14 : Caractéristique d'un module PV

Les différents branchements de douze modules identiques constituant un panneau photovoltaïque et leurs caractéristiques sont représentés par la figure (VI.15) :

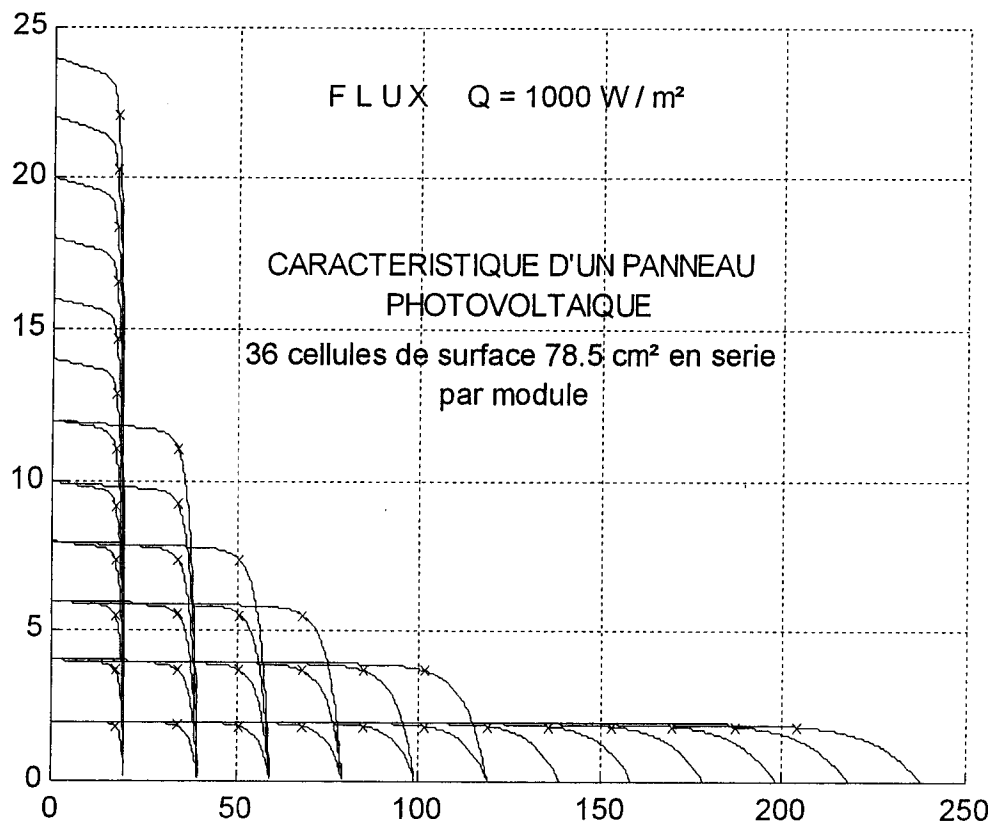


Fig VI.15 : Caractéristique pour différent branchements

L'association série de modules de grande résistance série, provoque une forte diminution des performances du panneau. Il en ai de même pour l'association parallèle de modules de faible résistance parallèle (Tableau VI.5).

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

	$N_s = 1$	$N_s = 2$	$N_s = 3$	$N_s = 4$	$N_s = 5$	$N_s = 6$	$N_s = 7$
$N_p = 1$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$	$I_{cc} = 2.0000$
	$V_{co} = 19.80$	$V_{co} = 39.60$	$V_{co} = 59.40$	$V_{co} = 79.20$	$V_{co} = 99.00$	$V_{co} = 118.80$	$V_{co} = 138.60$
	$FF = 0.7962$	$FF = 0.7939$	$FF = 0.7931$	$FF = 0.7927$	$FF = 0.7925$	$FF = 0.7923$	$FF = 0.7922$
	$\eta_m = 0.1116$	$\eta_m = 0.1112$	$\eta_m = 0.1111$	$\eta_m = 0.1111$	$\eta_m = 0.1110$	$\eta_m = 0.1110$	$\eta_m = 0.1110$
$N_p = 2$	$I_{cc} = 4.0000$	$I_{cc} = 4.0000$	$I_{cc} = 4.0000$	$I_{cc} = 4.0000$	$I_{cc} = 4.0000$	$I_{cc} = 4.0000$	
	$V_{co} = 19.80$	$V_{co} = 39.60$	$V_{co} = 59.40$	$V_{co} = 79.20$	$V_{co} = 99.00$	$V_{co} = 118.80$	
	$FF = 0.7962$	$FF = 0.7939$	$FF = 0.7931$	$FF = 0.7927$	$FF = 0.7925$	$FF = 0.7923$	
	$\eta_m = 0.1116$	$\eta_m = 0.1112$	$\eta_m = 0.1111$	$\eta_m = 0.1111$	$\eta_m = 0.1110$	$\eta_m = 0.1110$	

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

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

VI-5-3 Rendement mensuelle moyen maximal d'un module

Mois (N°)	$E_{inc}(Wh)$	$E_{four}(Wh)$	$\eta(\%)$
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	2130.5	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

VI-6 PROFIL DE CHARGE

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

Tableau VI.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
Réfrigérateur	24 ^H	-	600 Wh
Télévision	4 ^H	50 W	200 Wh
Appareils Electroménagers	0,7 ^H	400 W	280 Wh
Radio	0,5 ^H	30 W	15 Wh
Demande totale De l'habitation			2535 Wh

Les besoins énergétiques horaires (moyennes) de notre habitation sont déterminés à l'aide d'une moyenne horaire sur une année et sont représentés sur le tableau VI.7. Elles sont variables d'une journée à une autre et d'une saison à une autre. Pour appliquer la CAO , ces besoins seront affectés d'une élasticité horaire permettant de couvrir tous les besoins saisonniers voir Fig VI.16 :

heure	P _{charge}
7 – 8	65,6
8 – 9	65,6
9 – 10	51
10 – 11	152
11 – 12	228
12 – 13	202,7
13 – 14	126,7
14 – 15	76
15 – 16	50,6
16 – 17	50,7
17 – 18	76
18 – 19	152
19 – 20	253,3
20 – 21	278,6
21 – 22	202,6
22 – 23	126,6
23 – 0	76
0 – 1	43
1..... 7	43

Tableau VI.7 : besoins énergétiques horaires

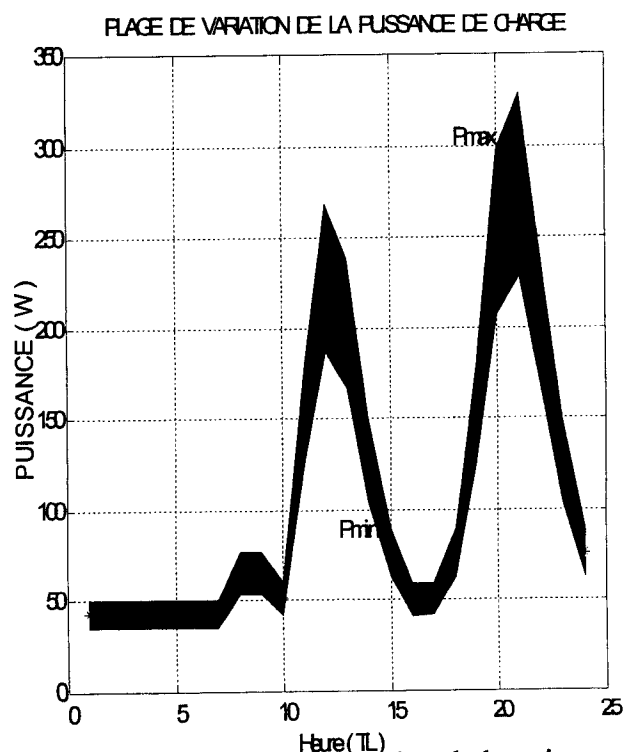


Fig VI. 16: Plage de variation de la puissance de charge

La méthode de conception d'un système PV destinée pour une alimentation domestique d'une habitation basée sur les trois mois les plus défavorables de l'année devient qu'une approche si la charge dépend du temps. L'optimisation de l'installation PV par la conception assistée par l'ordinateur, basée sur la plage de variation de la charge nécessite au préalable l'acquisition de certaines données relatives aux équipements existants .

VI-7 APPLICATION AU SITE DE TLEMCEN

Pour dimensionner le système PV nous avons utilisé deux méthodes itératives. La première est basée sur le ou les mois les plus défavorables de l'année (MI-MD) et la deuxième est basée sur les plages de variation des paramètres d'entrée sortie (MI-ES).

VI-7-1 Données nécessaires à l'optimisation du champ PV

- Rendement standard du module PV $\eta_o = 20,30 \%$;
- Surface du module PV $S = 0,25 \text{ m}^2$;
- Tension nominale du module PV $V = 12 \text{ volts}$;
- Puissance crête du module PV $P_c = 50,75 \text{ Wc}$;
- Courant crête délivrer par un module PV $I_c = 2,23 \text{ A}$;
- Le NOCT du module PV $\text{NOCT} = 25^\circ\text{C}$;
- Nombre d'éléments d'accumulateurs série de la batterie: $N_b = 60$ éléments d'accumulateurs au plomb. Chaque élément de la batterie a une tension nominale de $u = 2 \text{ volts}$, pour une tension nominale de stockage $U = 120 \text{ volts}$
- Nombre de jours d'autonomie ou le nombre de jours consécutifs sans ensoleillement, il dépend du lieu d'installation et du mois : On prend pour Tlemcen $X=5$
- Facteur de décharge de la batterie $f_{\text{déch}}$ varie en fonction de l'autonomie X (temps de décharge).

Tableau VI.8: Facteur de décharge de la batterie « $f_{\text{déch}}$ » en fonction de l'autonomie

X (jours)	10	5	3	2	1
$f_{\text{déch}}$	1,56	1,5	1,44	1,36	1,2

- Rendement maximum batterie : $\eta_b = 85\%$. 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.
- Entrée de l'onduleur 120 / 220 volts
- Puissance nominale horaire de l'onduleur $P_n = P_R (\text{max}) = 280 \text{ W}$
- Prix du m^2 de la surface du champ PV $P_A = 4080 \text{ DA} / \text{m}^2$

- Prix du kWh de la batterie $P_C = 1200$ DA / kWh
- Somme des coûts divers pour la mise en place de l'installation : $C_{To} = 172440$ DA.

Le rendement de l'onduleur dépend directement de sa puissance nominale et de la charge à alimenter.

VI-7-2 Résultats d'optimisation du champ PV

Les valeurs journalières moyennes correspondantes à la puissance de la charge et la puissance à l'entrée de l'onduleur en Wh, pour les trois mois étudiés sont :

$$P_R = 2535 \text{ Wh} \quad \text{et} \quad P_o = 2980 \text{ Wh}$$

La valeur moyenne du rendement de l'onduleur est de : $\eta_o = 0,8507$

Heure	$P_R(W)$	$\eta_o(\%)$	$P_o(W)$
7 – 8	65,6	76,83	85,3788
8 – 9	65,6	76,83	85,3788
9 – 10	51	68,64	74,3002
10 – 11	152	93,39	162,7511
11 – 12	228	95,26	239,3520
12 – 13	202,7	94,97	213,4442
13 – 14	126,7	91,47	138,5080
14 – 15	76	81,10	93,7092
15 – 16	50,6	68,37	74,0074
16 – 17	50,7	68,44	74,0805
17 – 18	76	81,10	93,7092
18 – 19	152	93,39	162,7511

Heure	$P_R(W)$	$\eta_o(\%)$	$P_o(W)$
19 – 20	253,3	95,41	265,4791
20 – 21	278,6	95,50	291,7423
21 – 22	202,6	94,96	213,3423
22 – 23	126,6	91,46	138,4141
23 – 0	76	81,10	93,7092
0 – 1	43	62,72	68,5590
1 – 2	43	62,72	68,5590
2 – 3	43	62,72	68,5590
3 – 4	43	62,72	68,5590
4 – 5	43	62,72	68,5590
5 – 6	43	62,72	68,5590
6 – 7	43	62,72	68,5590

Outre ces équipements, on peut citer : le régulateur de charge, les diodes de protection, les câbles d'interconnexions...etc. Les différentes pertes dues à ces derniers sont regroupées dans un coefficient correctif global $K = 0,85\%$.

V-7 APPLICATION DE LA CAO AU SITE DE TLEMCEN

Afin de comparer les deux méthodes de conception, on s'est limité dans la méthode MI-ES aux mois de décembre, janvier et février (mois défavorables).

Après avoir cerné les plages de variation des paramètres d'entrée sortie du système PV, nous avons simulé ces derniers afin d'optimiser les éléments du système pour une satisfaction totale de la demande de charge. Une simulation instantanée, horaire et mensuelle a été effectuée. Les valeurs du courant de charge « I_c » correspondant à un rendement optimal de la batterie $\eta_B = 0,85$, et le nombre de modules PV « A_{opt} », pour les trois mois étudiés sont représentés sur le tableau suivant :

	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
I_c (Ac)	5,088	5,2895	5,781	6,068	5,3935	5,414
S_{opt} (m ²)	4,7043	5,0565	5,3319	5,7787	5,0053	5,2014
A_{opt}	18,8171	20,2260	21,3275	23,1148	19,1628	20,8056

Puissance à l'entrée du champ Photovoltaïque P_e

Heure	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
7 – 8	399,8	399,8	259,9	261,5	325,9	326,9
8 – 9	1195,9	1200,9	1106,6	1113,3	1144,0	1147,2
9 – 10	1919,0	1926,9	1938,2	1949,7	1914,7	1919,6
10 – 11	2449,8	2459,7	2550,2	2565,2	2476,6	2482,7
11 – 12	2726,4	2737,4	2872,3	2889,1	2772,0	2778,7
12 – 13	2726,4	2737,4	2872,3	2889,1	2772,0	2778,7
13 – 14	2449,8	2459,7	2550,2	2565,2	2476,6	2482,7
14 – 15	1919,0	1926,9	1938,2	1949,7	1914,7	1919,6
15 – 16	1195,9	1200,9	1106,6	1113,3	1144,0	1147,2
16 – 17	398	3998	259,9	2615	325,9	3269

Rendement du champ Photovoltaïques η_{ch}

Heure	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
7 – 8	0,1350	12,92	0,0739	06,25	0,1114	10,74
8 – 9	0,1868	18,52	0,1831	18,07	0,1871	18,61
9 – 10	0,1924	19,18	0,1929	19,20	0,1949	19,45
10 – 11	0,1924	19,22	0,1939	19,35	0,1952	19,51
11 – 12	0,1919	19,18	0,1937	19,35	0,1945	19,45
12 – 13	0,1920	19,19	0,1939	19,37	0,1943	19,42
13 – 14	0,1945	19,42	0,1961	19,57	0,1966	19,65
14 – 15	0,1956	19,5	0,1962	19,52	0,1975	19,71
15 – 16	0,1887	18,71	0,1850	18,26	0,1885	18,75
16 – 17	0,1358	12,99	0,0743	06,28	0,1120	10,80

Le calcul du rendement du champ PV est maximum à 12hTSV légèrement supérieur par la méthode MI-ES ceci est dû à la correction de l'angle optimum d'inclinaison et à la plage de variation des paramètres d'entrée-sortie .

Puissance à la sortie du champ photovoltaïque P_{ch}

Heure	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
7 – 8	53,7239	51,6310	19,2015	16,3399	36,3041	35,1182
8 – 9	223,4473	222,4365	202,5738	201,1548	214,0886	213,5020
9 – 10	369,2858	369,5290	373,9665	374,2864	373,1699	373,2665
10 – 11	471,4117	472,7483	494,5393	496,3525	483,5527	484,2584
11 – 12	523,0752	525,0402	556,3675	559,0411	539,2506	540,3437
12 – 13	523,4291	525,3941	557,0524	559,7266	538,5230	539,6747
13 – 14	476,3793	477,7126	500,0896	501,9039	486,9592	487,7562
14 – 15	375,4242	375,6550	380,3349	380,6437	378,2223	378,3770
15 – 16	225,7217	224,6969	204,7510	203,3136	215,6378	215,0795
16 – 17	54,0359	51,9308	19,3145	16,4360	36,4909	35,2999

Puissance à l'entrée et à la sortie de la batterie P_B

Heure	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
7 – 8	-31,6550	-33,7478	-66,1773	-69,0389	-49,0748	-50,2607
8 – 9	138,0685	137,0577	117,1950	115,7760	128,7097	128,1231
9 – 10	294,9857	295,2289	299,6664	299,9862	298,8697	298,9664
10 – 11	308,6606	309,9972	331,7882	333,6013	320,8016	321,5073
11 – 12	283,7231	285,6882	317,0154	319,6891	299,8986	300,9917
12 – 13	309,9850	311,9500	343,6082	346,2824	325,0789	326,2305
13 – 14	337,8713	339,2046	361,5817	363,3959	348,4512	349,2482
14 – 15	281,7150	281,9457	286,6256	286,9345	284,5131	284,6678
15 – 16	151,7143	150,6895	130,7436	129,3062	141,6304	141,0721
16 – 17	-20,0446	-22,1498	-54,7660	-57,6445	-37,5896	-38,7806
17 – 18	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092
18 – 19	-162,7511	-162,7511	-162,7511	-162,7511	-162,7511	-162,7511
19 – 20	-265,4791	-265,4791	-265,4791	-265,4791	-265,4791	-265,4791
20 – 21	-291,7423	-291,7423	-291,7423	-291,7423	-291,7423	-291,7423
21 – 22	-213,3423	-213,3423	-213,3423	-213,3423	-213,3423	-213,3423
22 – 23	-138,4141	-138,4141	-138,4141	-138,4141	-138,4141	-138,4141
23 – 0	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092	-93,7092
0 ... 7	-68,5590	-68,5590	-68,5590	-68,5590	-68,5590	-68,5590

Le signe (+) correspond à une puissance de charge de la batterie

Le signe (-) correspond à une puissance de décharge de la batterie

Les fluctuations des valeurs obtenues par les deux méthodes sont dues à l'élasticité (utilisée dans la méthode MI-ES) des paramètres d'entrée sortie du système. Dans la méthode MI-MD l'angle d'inclinaison est pris égal à la latitude du lieu ($=34,56^\circ$), tandis que dans la méthode MI-ES il a été optimisé à 58° pour le site de Tlemcen.

Puissance de charge « P_{CB} », de décharge « P_{DB} » et capacité de la batterie C_{opt}

Mois	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
P_{CB} (Wh)	2106,7	2111,8	2188,2	2195	2148,0	2150,8
P_{DB} (Wh)	1790,8	1795,0	1860,0	1865,7	1825,07	1828,1
C_{opt}(KWh)	11,7043	11,7318	12,1569	12,1944	11,9328	11,9484

Coût global de l'installation photovoltaïque « CT »

Mois	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
CT (DA)	205680,00	499530,00	208780,00	534540,00	207180,00	508040,00

Dans le tableau suivant, nous avons regroupé toutes les valeurs journalières (moyennes mensuelles) correspondantes aux calculs précédents :

Mois	Novembre		Décembre		Janvier	
	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD	MI-ES	MI-MD
I_c (Ac)	5,088	5,2895	5,781	6,068	5,3935	5,414
S_{opt} (m²)	4,7043	5,0565	5,3319	5,7787	5,0053	5,2014
A_{opt}	18,0100	20,2260	20,4127	23,1148	19,1628	20,8056
P_e (Wh)	17378	17450	17454	17558	17266	17310
η_{Ch} (%)	0,1897	18,89	0,1895	18,85	0,1913	19,08
P_{Ch} (Wh)	3295,9	3296,8	3308,2	3309,2	3302,2	3302,7
P_{CB} (Wh)	2106,7	2111,8	2188,2	2195	2148,0	2150,8
P_{DB} (Wh)	1790,8	1795,0	1860,0	1865,7	1825,07	1828,1
C_{opt} (Ah)	11,7043	11,7318	12,1569	12,1944	11,9328	11,9484

La méthode MI-MD utilise les puissances de charge horaire, par contre l'autre méthode MI-ES utilise la puissance instantanée déterminée par le modèle de la charge. Cette dernière permet le contrôle de décharge des batteries. Il en est de même pour les paramètres d'entrées du système. Le contrôle des puissances d'entrée-sortie du système de stockage est plus précis par la méthode MI-ES.

Ainsi, les valeurs optimales du courant de charge de la batterie, rendements, puissances et dimensions de notre installation PV destinée à l'alimentation domestique, pour le site de Tlemcen, seront les moyennes des résultats précédents sur les trois mois les plus défavorables de l'année : Novembre, Décembre et Janvier. Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Paramètres		Valeurs optimales	
		MI-ES	MI-MD
Courant de charge de la batterie (A)	I_c	5.4	5,6
Rendements (%)	η_{Ch}	19	19
	η_B	85	85
	η_O	85	85
Energies (Wh)	P_e	17366	17440
	P_{Ch}	3302	3303
	P_{CB}	2148	2153
	P_{DB}	1825	1830
	P_O	2980	2980
	P_R	2535	2535
Dimensions	$S_{opt} (m^2)$	5	5,5
	A_{opt}	20	22
	$C_{opt} (kWh)$	12	12
	CT (Ah)	100	100
Coûts (DA)	CT	414420,00	520840,00

La simulation basée sur la plage de variation des paramètres d'entrée-sortie du champ PV a donné une très bonne approche de l'énergie captée et sa gestion en temps réel (par simulation). La CAO par la méthode MI-ES appliquée sur un système PV à Tlemcen avec la même demande de charge pour les années 1999-2000-2001 (données météorologiques disponibles) a donné les résultats suivants :

ANNEE	1999	2000	2001
A_{opt}	20	19	20
$C_{opt} (kWh)$	12	12	12

La CAO par la méthode MI-ES donne une bonne gestion de l'énergie captée et elle permet l'amélioration du fonctionnement et l'augmentation des performances des systèmes PV autonomes. Elle permet une résolution des problèmes du consommateur et une augmentation de la durée de vie du système de stockage. Elle permet aussi une satisfaction totale de la charge quelque soit le jour, le mois ou l'année considérée. Enfin l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie des systèmes PV peut être établi par une CAO sans restriction (mois défavorable, inclinaison...).

VI-8 APPLICATION AUX POLES ET A L'EQUATEUR

Aux pôles, le soleil décrit un cercle dans le ciel durant la journée polaire à raison de 15° par heure (Fig VI.17). Au pôle Nord, le capteur est orienté face au Sud et le soleil est visible pendant la période EP-SE-EA. Au pôle Sud, le capteur est orienté face au Nord et le soleil est visible pendant la période EA-SH-EP. La course du soleil à l'Equateur est représentée par la figure VI.18 :

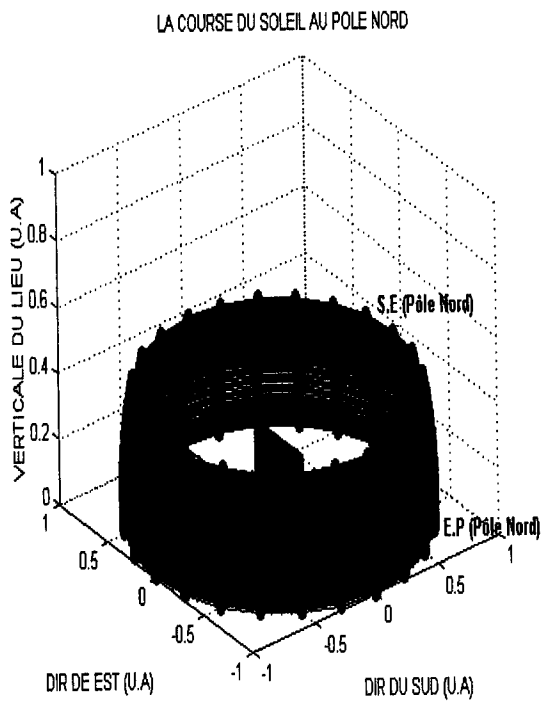


Fig VI.17 : La course du soleil au pôle (Nord ou Sud)

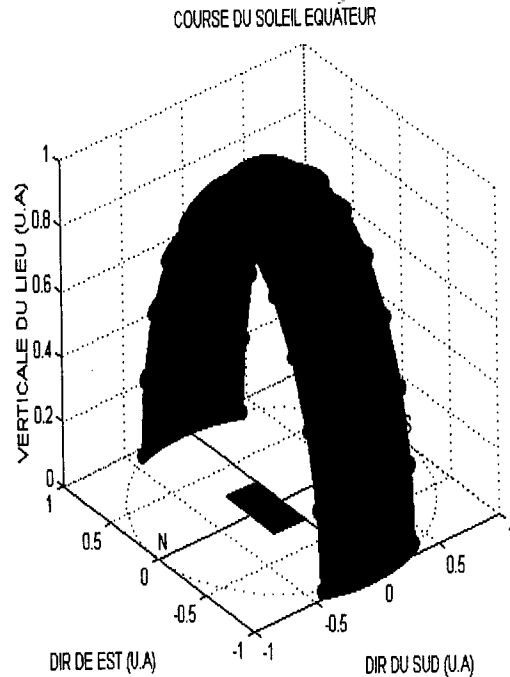


Fig VI.18 : La course du soleil à l'Equateur

VI-8-1 Energie instantanée



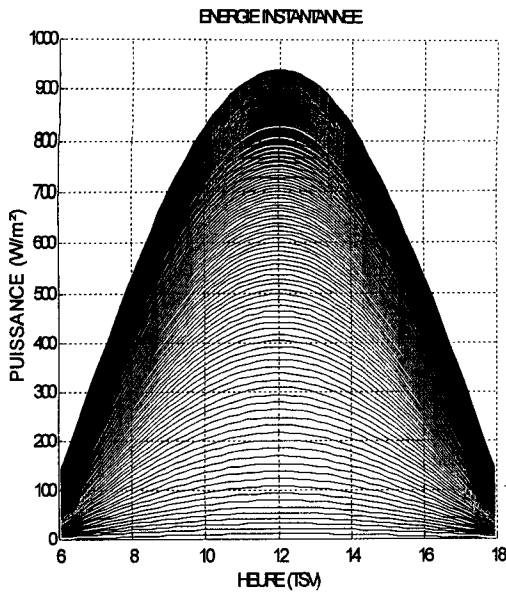


Fig VI.19 : Estimation de la puissance instantanée aux pôles - Capteur Tel .

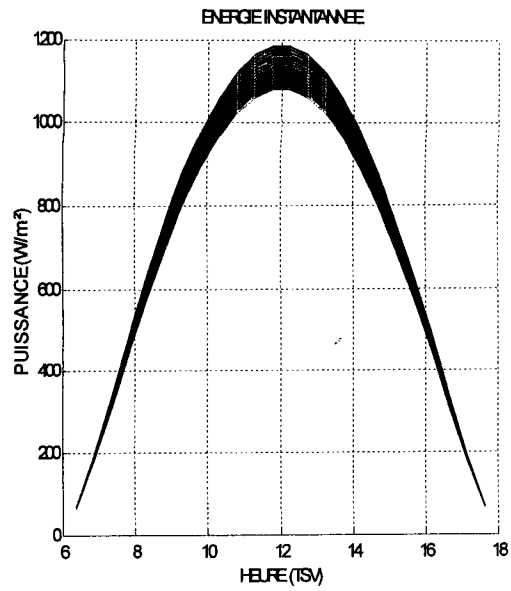


Fig VI.20 : Estimation de la puissance instantanée à l'Equateur Capteur Tel .

* Pour un capteur TEL ($\alpha = 0, \gamma = 90^\circ$) placé à l'Equateur (Fig VI.20).

A l'Equateur, il reçoit l'énergie toute l'année de 6h à 18h. Cette énergie est maximale à 12h TSV, elle varie de 1100 W/m^2 au SH à 1200 W/m^2 au SE

VI-8-1 Energie journalière

L'équateur étant l'endroit privilégié de la terre pour capter le maximum d'énergie solaire.

Aux pôles, on rencontre les jours polaires et les nuits polaires de durée 6 mois. Pendant le jour polaire, le soleil reste sur l'horizon 24h/24h, mais le capteur Tel, par son orientation ne reçoit l'énergie du soleil que de 6h à 18h. Aux pôles.

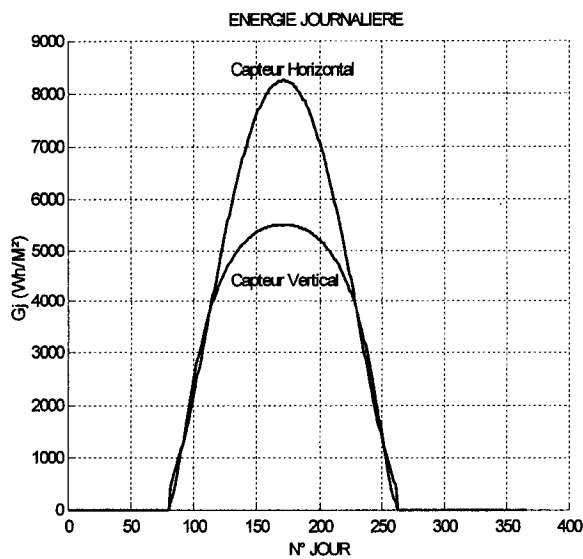


Fig VI.21 : Estimation d'énergie journalière aux pôles pour un capteur horizontal et vertical .

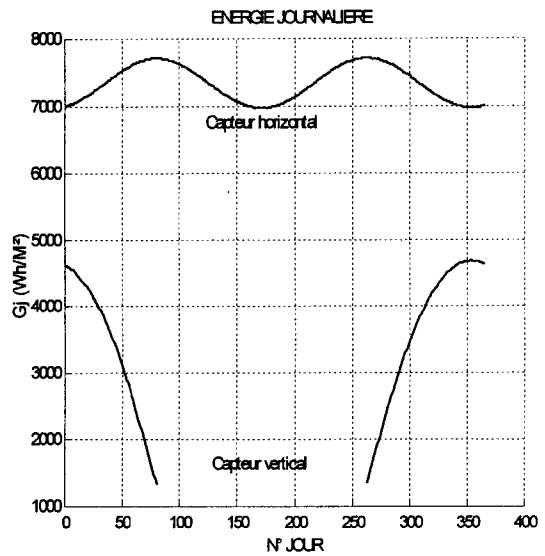


Fig VI.22 : Estimation d'énergie journalière à l'équateur pour un capteur horizontal et vertical .

Le maximum d'énergie journalière reçue sur le capteur Tel est d'environ 6500 Wh/m^2 (au SE pour le pôle Nord et au SH pour le pôle Sud) et sur le capteur horizontal il atteint les 1000 Wh/m^2 .

Aux pôles, par ciel bleu clair, la part d'énergie journalière directe et diffuse reçue par un :

- Capteur vertical (Tel) et au solstice (SE pour le pôle Nord et SH pour le pôle Sud) est :
 $E_{jS} = 5,57 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2$, $E_{jD} = 0,80 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2$

- Capteur horizontal au solstice été:

$$E_{jS} = 8,43 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2, \quad E_{jD} = 1,44 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2$$

A l'Equateur, l'énergie journalière reçue par un capteur Tel varie sinusoïdalement durant l'année. Elle prend une valeur maximale d'environ 8600 Wh/m^2 aux équinoxes et une valeur minimale d'environ 7800 Wh/m^2 aux solstices

Par ciel bleu clair, la part d'énergie journalière directe et diffuse reçue à l'équateur varie pour les deux capteurs:

- Le Capteur vertical au solstice (vertical Sud au SH et vertical Nord au SE) reçoit:

$$E_{jS} = 4,22 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2 \text{ d'énergie directe.}$$

$$E_{jD} = 1,14 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2 \text{ d'énergie diffuse.}$$

- Le Capteur horizontal (Tel) au solstice SE et SH est :

$$E_{jS} = 6,96 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2 \text{ d'énergie directe.}$$

$$E_{jD} = 0,79 \cdot 10^3 \text{ Wh/m}^2 \text{ d'énergie diffuse.}$$

VI-8-3 Energie annuelle

Pour les pôles et l'équateur, les résultats de simulation des énergies annuelles sur les capteurs (vertical et horizontal) et par ciel clair sont données sur le tableau suivant :

Tableau VI. 8 : L'énergie annuelle aux pôles

CAPTEUR	DIRECTE Wh/m ²	DIFFUSE Wh/m ²	GLOBALE Wh/m ²
HORIZONTAL	$0.87 \cdot 10^6$	$0.21 \cdot 10^6$	$1.08 \cdot 10^6$
VERTICAL	$7.93 \cdot 10^5$	$1.01 \cdot 10^5$	$8.94 \cdot 10^5$

Tableau VI.9: L'énergie annuelle à l'équateur

CAPTEUR	DIRECTE Wh/m ²	DIFFUSE Wh/m ²	GLOBALE Wh/m ²
HORIZONTAL	$2.68 \cdot 10^6$	$0.29 \cdot 10^6$	$2.97 \cdot 10^6$
VERTICAL	$4.99 \cdot 10^5$	$2.16 \cdot 10^5$	$7.14 \cdot 10^5$

- Aux pôles, le capteur horizontal reçoit plus d'énergie annuelle globale, directe et diffuse que le capteur vertical (capteur Tel). A priori c'est une anomalie qui s'explique par l'existence du jour polaire (présence continue du soleil 24h/24h).
- A l'équateur c'est le capteur horizontal (capteur Tel) qui reçoit plus d'énergie annuelle globale, directe et diffuse que le capteur vertical

- Le capteur horizontal à l'équateur reçoit environ trois fois plus d'énergie annuelle globale que le capteur horizontal placé aux pôles
- Le capteur vertical Sud (ou Nord) aux pôles reçoit plus d'énergie annuelle globale qu'un capteur vertical Sud (ou Nord) à l'Equateur

Parmi les capteurs fixes qui reçoivent le maximum d'énergies annuelles aux pôles et à l'équateur, ce sont les capteurs horizontaux.

Nous avons présenté l'écart d'énergie captée entre le capteur horizontal et le capteur vertical en ces endroits remarquables de la terre. Les zones équatoriales de notre planète reçoivent environ trois fois plus d'énergie annuelle que les zones polaires.

VI-8-4 En conclusion

Afin de valider notre programme de simulation, nous avons présenté l'écart d'énergie captée entre le capteur horizontal et le capteur vertical en des endroits remarquables de la terre. La simulation a montré que les zones équatoriales de notre planète reçoivent environ trois fois plus d'énergie annuelle que les zones polaires.

VI-9 APPLICATION A LA MAISON SOLAIRE

Nous avons appliqué le programme de simulation pour une estimation des énergies incidentes sur une maison type au site de Tlemcen. La maison solaire est constituée par quatre façades (Est, Ouest, Sud et Nord) et un toit de forme pyramidale.

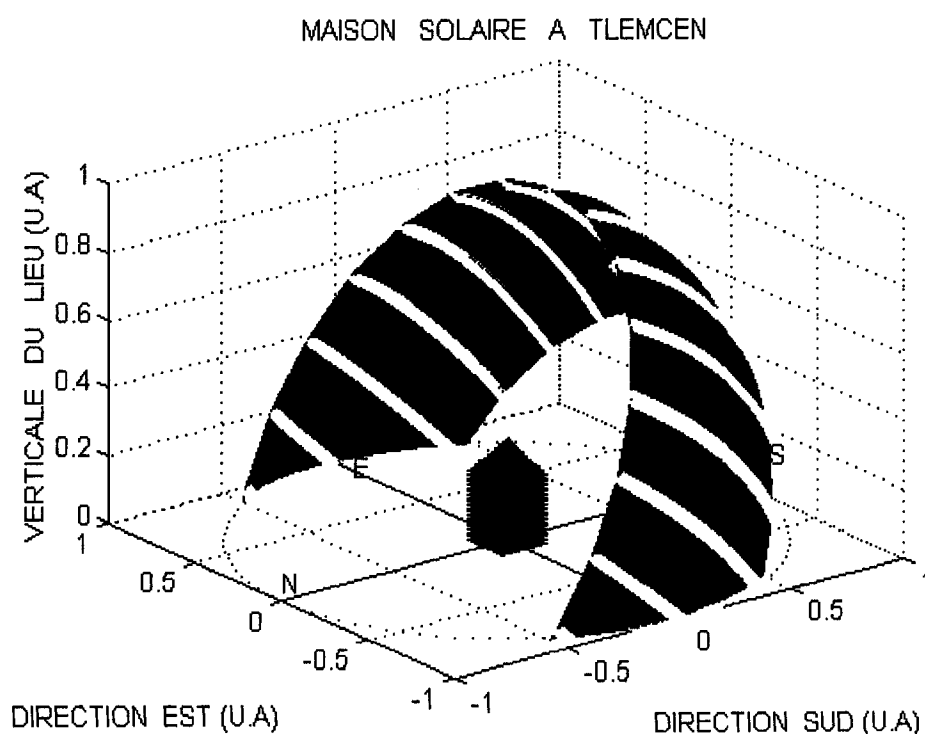


Fig VI.23 : Course du soleil sur une maison à Tlemcen

VI-9-1 Energie instantanée

Les énergies instantanées reçues par la maison solaire type à Tlemcen sont :

* reçue par une façade verticale Sud ou Nord :

L'énergie instantanée maximum reçue par une façade verticale Sud varie de 300 Kcal/m² au SH à 680 Kcal/m² au SE, sa durée d'ensoleillement peut atteindre 12h.

La façade verticale Nord ne reçoit les rayons du soleil qu'au voisinage du lever et du coucher du soleil. Le maximum d'énergie reçue ne dépasse guère les 200Kcal/m² sur une durée d'ensoleillement journalière variant de 0 à 3h

*reçue par une façade verticale Est ou ouest

La façade verticale Est reçoit l'énergie le matin et la façade verticale Ouest l'après midi.

L'énergie instantanée maximum reçue par ces façades ne dépasse pas les 680Kcal/m².

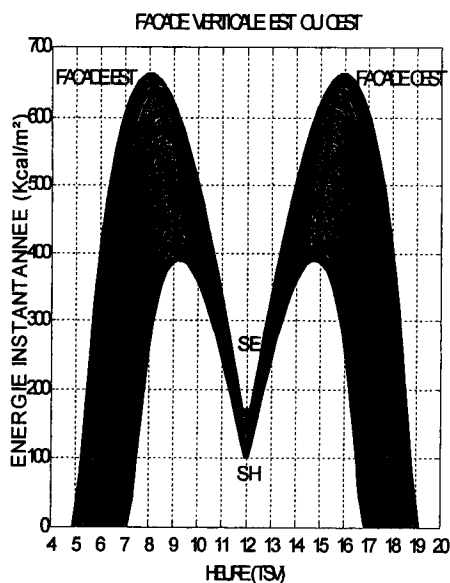


Fig VI.24 : Plage de variation de l'énergie instantanée sur une façade verticale Est et Ouest à Tlemcen pour un ciel bleu clair.

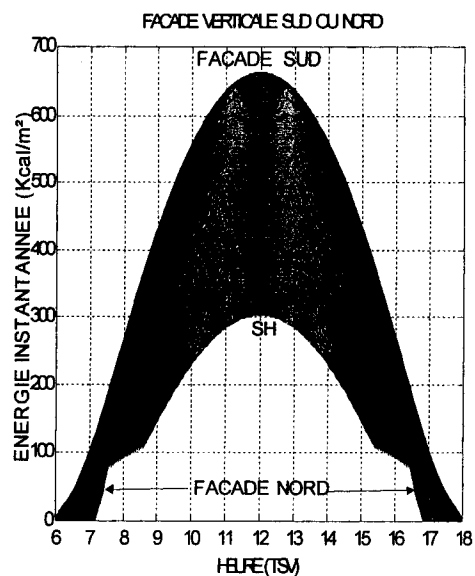


Fig VI.25 : Plage de variation de l'énergie instantanée sur une façade verticale Sud et Nord à Tlemcen et pour un ciel bleu clair.

VI-9-2 Energie journalière

Les énergies journalières reçues par la maison solaire type à Tlemcen et par ciel bleu clair obtenue par le programme de simulation sont représentés sur la Fig VI.26:

* reçue par les façades

La façade sud reçoit un maximum d'énergie journalière (entre 3800 et 4000Kcal/m²) sur la période EA-SH-EP et un minimum d'énergie d'environ 1200Kcal/m² au SE.

La façade Est ou Ouest reçoit un maximum d'énergie journalière d'environ 2800Kcal/m² au SE et un minimum d'environ 1100Kcal/m² au SH

L'énergie journalière reçue par une façade vertical Nord ne dépasse pas les 1000Kcal/m²

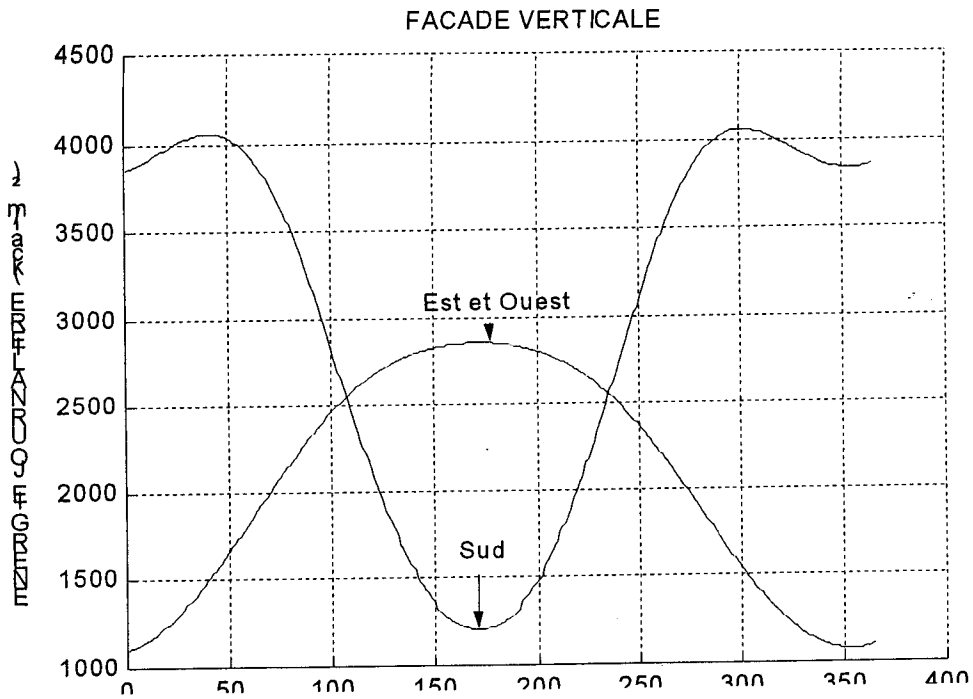


Fig VI.26 : Energie journalière reçue par les façades (Est, Ouest et Sud) d'une maison à Tlemcen et par ciel bleu clair.

* reçue par le toit

Le toit de la maison solaire type est pyramidale constitué par quatre façades inclinées. Les énergies reçues par le toit dépendent de l'orientation et de l'inclinaison des façades.

- toit incliné vers le Sud : les énergies reçues par la façade du toit incliné vers le Sud sont représentées sur la Fig VI.27:

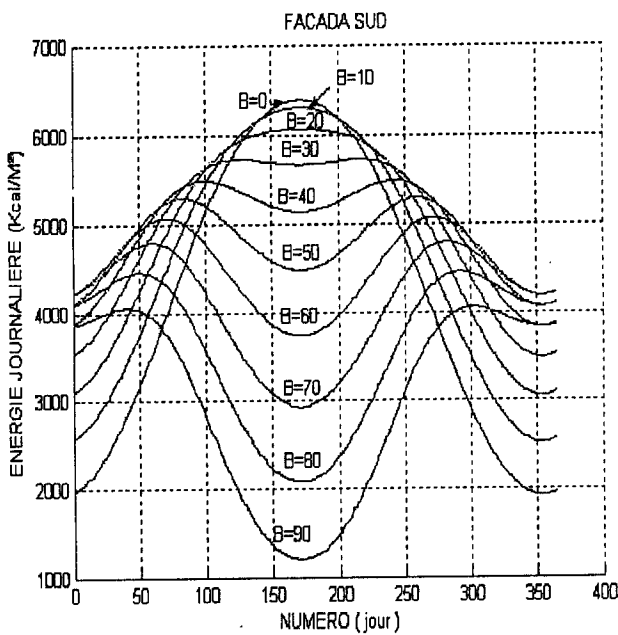


Fig VI.27 Energie reçue par la façade sud du toit à différentes inclinaisons à Tlemcen.

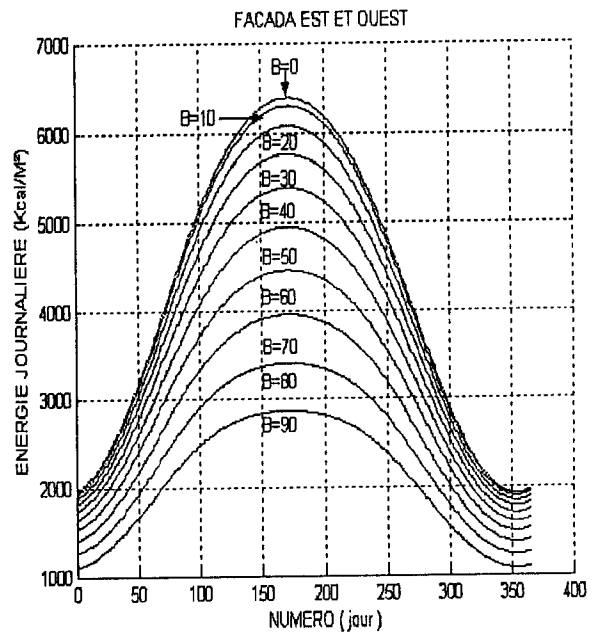


Fig VI.28 : Energie reçue par les façades Est ou Ouest du toit à différentes inclinaisons .

Une inclinaison Sud supérieure à la latitude du lieu avantage le captage d'énergie journalière en période hivernale et désavantage celui d'été.

- Toit incliné vers l'Est ou vers l'Ouest : Les énergies reçues par la façade du toit incliné vers l'Est ou l'Ouest sont représentées sur la fig.VI.28. Aucune inclinaison Est (ou Ouest) n'avantage le captage d'énergie journalière en période hivernale par rapport à celui d'été. L'inclinaison de ces façades du toit suivra celle de la façade Sud

- Toit incliné vers le Nord : L'énergie annuelle reçue par la façade du toit orientée vers le Nord ne dépasse pas les 6500Kcal/m^2 quelque soit l'inclinaison. L'inclinaison de cette façade du toit suivra aussi celle de la façade Sud

VI-9-3 Energie annuelle

a) énergie reçue par les façades : L'énergie annuelle reçue par les façades verticales est estimée par le programme de simulation. Les résultats obtenus sont sur le tableau VI.10 :

Tableau VI.10 : Energie annuelle reçue par les façades.

Orientation Vertical	Façade Sud	Façade Est ou Ouest	Façade Nord
Energie (Kcal/m ²)	$12.35 \cdot 10^5$	$8.38 \cdot 10^5$	$0.9 \cdot 10^5$

La façade d'orientation Sud est privilégiée pour capter le maximum d'énergie annuelle. Elle reçoit environ 14 fois l'énergie capté par une façade Nord ou 1,5 fois l'énergie captée par une façade Est ou Ouest. Seulement, une maison à deux façades (Est et Ouest) reçoit plus d'énergie qu'une autre maison à deux façades (Sud et Nord).

b) Energie (en kwh/m²) incidente et transmission par vitrages : Les estimations des énergies (incidentes et transmises) sur vitrage vertical (simple, double, peu émissif, à différentes orientation sur site de Tlemcen et à ciel claire sont représentées sur le tableau :

Tableau.VI.11 : Transmission d'énergie saisonnière ou annuelle par vitrage a Tlemcen

Orientation	Incident transmis	Toute l'année	période D'Hiver	période D'Eté
Sud	Incident	$12.35 \cdot 10^5$	$3.88 \cdot 10^5$	$1.69 \cdot 10^5$
	1-vitrage	$9.63 \cdot 10^5$	$3.15 \cdot 10^5$	$1.27 \cdot 10^5$
	2-vitrage	$7.99 \cdot 10^5$	$2.64 \cdot 10^5$	$1.04 \cdot 10^5$
	peu émissif	$7.28 \cdot 10^5$	$2.41 \cdot 10^5$	$0.94 \cdot 10^5$
S.E et S.O	Incident	$11.46 \cdot 10^5$	$2.91 \cdot 10^5$	$2.48 \cdot 10^5$
	1-vitrage	$9.05 \cdot 10^5$	$2.32 \cdot 10^5$	$1.88 \cdot 10^5$
	2-vitrage	$7.51 \cdot 10^5$	$1.93 \cdot 10^5$	$1.56 \cdot 10^5$
	peu émissif	$6.38 \cdot 10^5$	$1.76 \cdot 10^5$	$1.42 \cdot 10^5$
Est et Ouest	Incident	$8.38 \cdot 10^5$	$1.28 \cdot 10^5$	$2.77 \cdot 10^5$
	1-vitrage	$6.53 \cdot 10^5$	$0.99 \cdot 10^5$	$2.16 \cdot 10^5$
	2-vitrage	$5.42 \cdot 10^5$	$0.84 \cdot 10^5$	$1.79 \cdot 10^5$
	peu émissif	$4.93 \cdot 10^5$	$0.76 \cdot 10^5$	$1.63 \cdot 10^5$

Ceci en considérant que la période d'hiver à Tlemcen commence le 21 Novembre et se termine le 21 Février, et l'été commence le 21 Mai et se termine le 21 Août.

VI-9-4 Conclusion

Afin de valider et de généraliser notre programme de simulation, nous l'avons appliqué pour la conception des maisons solaires. Tout dimensionnement de systèmes solaires sur un site est basé sur les estimations d'énergies permettant de conduire à un fonctionnement satisfaisant. Un bon dimensionnement de maisons solaires crée un climat agréable en hivers et élimine notamment les surchauffes en été. L'objectif poursuivi est enfin d'essayer de dégager une démarche de conception générale des systèmes solaires conduisant à favoriser des solutions de synthèses élégantes et en définitive moins chères.

VI-10 CONCLUSION

Le dimensionnement optimal est basé sur le nombre de jour les plus défavorables égal au degré d'autonomie du système qui est défini par les données météorologiques d'ensoleillement d'un site.

La CAO que nous avons élaboré est principalement fondée sur l'équilibre d'énergie entre l'offre et la demande avec une bonne gestion de cette énergie. Afin de maîtriser le potentiel énergétique solaire et le bon fonctionnement des systèmes PV, nous avons réalisé un programme de simulation de la course du soleil permettant l'estimation des énergies captées à chaque instant de la journée et de l'année pour la satisfaction totale de la charge. Son application sur divers sites (Tlemcen, aux Pôles, à l'Equateur, à Bechar, à Damas, à Tunis...) a donné des résultats prometteurs. Son application à d'autres systèmes solaires (photo thermique, à concentration, à transport d'énergie par fibre optique, serre agricole, maison solaire...) a permis une bonne gestion du potentiel énergétique solaire. Enfin son application au concentrateur à réfraction interne leur a permis une analyse fine et une susceptibilité d'avoir une intégration élevée dans les systèmes PV.

De nombreux travaux ont été réalisés en appliquant ce programme de simulation sur d'autres systèmes de captation d'énergie solaire. Il nous ont permis une bonne maîtrise du potentiel énergétique et une nouvelle conception de ces derniers[50],[51].

CONCLUSION

GENERALE



CONCLUSION GENERALE

Aujourd'hui encore, près d'un tiers de la population mondiale (2 milliards de personnes) vit sans accès à l'électricité, principalement dans les pays en voie de développement. Parallèlement, la prise en compte récente des contraintes environnementales dans l'approche énergétique mondiale conduit à relancer les recherches et les investissements dans les systèmes PV. Le coût de ces systèmes dépend des éléments qui le composent. Un système PV autonome simple (puissance de 50 à 100 W) peut coûter de 700 \$ à 2 000 \$. Le système hybride plus important (puissance de 500 à 1 000 W) peut coûter de 5 000 \$ à 30 000 \$ [1].

Toutefois, les prévisions de baisse des prix des modules photovoltaïques ont été trop optimistes et l'industrie photovoltaïque se trouve dans une situation difficile. En effet, la complexité des procédés de fabrication des modules photovoltaïques et les rendements de production trop faibles entraînent des coûts élevés qui freinent le volume des ventes. Malgré ces difficultés, l'évolution de la recherche et de la technologie est globalement positive. Les méthodes de fabrication se sont améliorées réduisant les coûts de production. L'industrie et la technologie du photovoltaïque est en pleine évolution, tout comme celle de l'informatique. Le perfectionnement des cellules, des accumulateurs et des autres composants des systèmes, et les améliorations sur le plan de la conception des systèmes, se traduisent sans doute par une baisse de prix.

Les systèmes photovoltaïques permettent d'exploiter l'énergie du soleil à diverses fins. Ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications. Les composants photovoltaïques sont d'une grande fiabilité et excèdent les standards habituels de qualité. Cependant, les projets d'électrification rurale photovoltaïque rencontrent fréquemment des problèmes.

La quantité d'énergie fournie par un système PV, dépendent de la taille du générateur, de l'ensoleillement du lieu d'utilisation, de la saison d'utilisation, et des besoins de la charge. Un système qui fonctionne bien quelque part, peut très bien (ou très mal) fonctionner ailleurs. Un système PV, est un système générateur d'électricité destiné à effectuer une tâche bien déterminée, en un lieu précis, rien à voir avec un groupe électrogène, ou avec le réseau électrique (ou autres). L'analyse des systèmes PV et des produits offerts ne doit donc pas se limiter à une simple comparaison entre les puissances de pointe en cas d'ensoleillement maximum. Une installation mal conçue est généralement vouée à l'échec, simplement par l'ignorance des systèmes de sécurité, ce qui mène à la destruction précoce des batteries (sous dimensionnées).

Dans le but d'une bonne gestion de l'énergie électrique produite par les systèmes PV, notre contribution a consisté en une méthode de dimensionnement et d'optimisation des systèmes PV. La méthode que nous avons élaboré est basée essentiellement sur les paramètres d'entrée sortie du système (gisement solaire et charge) et leur variation dans le temps.

Après avoir décrit tous les éléments du système et les paramètres influencent leur fonctionnement, nous avons modélisé le mode de fonctionnement de ces derniers.

Nous avons déterminé en un premier temps, les plages de variation des paramètres d'entrée sortie du système en ce basant sur les données météorologiques et les données Sonelgaz de consommation d'une habitation à faible énergie. Afin de couvrir l'offre et la demande sur toute l'année, nous avons affecté à la valeur moyenne de ces paramètres un coefficient d'élasticité déterminé par le traitement des données disponibles pour le site de Tlemcen.

Nous avons élaboré en un deuxième temps, une méthode itérative appelé MI-ES basée sur les plages de variation des paramètres d'entrée-sortie pour dimensionner tous les éléments du système PV. Enfin, nous avons réalisé un programme générale de simulation des RS sur les systèmes PV. Ce programme nous a permis l'estimation d'énergie incidente à chaque instant de la journée et de l'année et l'optimisation des éléments du système PV.

Pour une meilleure conception et dans le but de maîtriser la connaissance des problèmes de dimensionnement, nous avons présenté une conception assistée par ordinateur des systèmes PV. Cette dernière donne les dimensionnements journaliers des systèmes PV et une optimisation basée sur les jours les plus défavorables de l'année prises égales au degré d'autonomie du système (nombre de jour consécutif recevant moins que le seuil minimum de consommation). L'application de la méthode de conception élaborée sur différents sites (à Tlemcen, aux Pôles (Nord et Sud), à l'Equateur, à Bechar, à Damas, à Constantine, à Tunis...) avec comparaison des autres méthodes utilisées a permis le dimensionnement adéquat des systèmes PV. La simulation du mouvement apparent du soleil sur le champ PV a donnée une très bonne approche de l'énergie captée et sa gestion en temps réel (par simulation).

Ne soyons pas trop conceptualistes en faisant primer l'idée sur la réalité matériel et expérimentale. Cependant, des améliorations peuvent être faites par le choix de récepteurs bien adaptés et sur les comportements des l'utilisateurs qui influence sur la fiabilité du système.

Les quantités d'énergie produite actuellement sont modestes et le prix du KWh fourni reste conséquent. Quand l'énergie est chère, on l'économise, donc on utilisera des appareils consommateur performant, et toutes les consommations seront revues à la baisse et optimisées.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES



REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] : Björn A. Sandén "The economic and institutional rationale of PV" • ARTICLE PDF
- [2] : Y. Moncef « Modélisation et simulation des systèmes complexes » Tech et Doc 1996.
- [3] : A. Laugier, J.A. Roger, « Les photopiles solaires, du matériau au dispositif, du dispositif aux applications », Tech et Doc, 1981.
- [4] : A. Buyer's « Les systèmes photovoltaïques » guide, Canada 2002 • ARTICLE PDF
- [5] : A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyoucef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire N⁺P au silicium monocristallin ». Rev. Energ. Ren: Physique Energétique (1998 pp. 95-100).
- [6] : J.P. Boyeaux, A Kaminski, A.Fave et A.Laugier « Local characterisation of large area multycristalline solar cells by non destructive mapping". Matériels science in semi conductor processing. Vol 4 pp 261-263 (2001).
- [7] : T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en développement», Manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie, (AFME)
- [8] : Apere, « Guide des énergies renouvelables », Ministère de Wallonie, Association de promotion des énergies renouvelables, 1999-2000.
- [9] : D. Mayer, « Dimensionnement des systèmes photovoltaïques sur batteries », cours de formation, Electricité solaire pour les zones rurales et isolées, 1992.
- [10]: I.Tsuda, K. Kurokawa , K. Nozaki, « Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », Solar Energy Materials and Solar Cells 35, pp 503-508, 1994.
- [11] : Y. Ishihara, « Analysis of MPPT Characteristics in Phtovoltaic Power System », Solar Energy Materials and Solar Cells , Vol 47, pp 155 – 165, 1997.
- [12] : S. Bouazza, « Contribution à l'étude d'un générateur photovoltaïque doté de systèmes de suivi du soleil », Thèse de Magister Université de Tlemcen Mai 2004
- [13] : A. Rachedi , « Optimisation d'une installation photovoltaïque par la conception assistée par ordinateur », Thèse de Magister Université de Tlemcen Juin 2001.
- [14] : A. Benatiallah, « Étude expérimentale et de simulation des performances d'une installation photovoltaïque de faible puissance », Magister Université de Tlemcen 1994.
- [15] : D. Thévenard, And M. Ross, "Validation and Verification of Component Models and System Models for the PV", CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003
- [16] : P. Menanteau, « L'électricité photovoltaïque », IEPE, Grenoble, 1997.
- [17] : D. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff. "Photovoltaic Hybrid System Sizing and Simulation Tools", PV Horizon, Canada, 2001 • ARTICLE PDF.
- [18] : M.Capderou, « Atlas solaire de l'Algérie », EPAU, Tome I, II, III, 1986.
- [19] : C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulation de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidentes sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Rev. Energ. Ren. Vol.6 (2003 pp.69-76)
- [20] : G. Menguy, M.Schwartz « *Le Rayonnement Solaire* », 1982
- [21] : P. De Brichambaut « Evaluation énergétique d'un gisement solaire », Tec et Doc 1984.
- [22] : UTRECHT "A Simulation and Optimization Model for Renewable Energy Systems", PV Horizon ,Canada, 2002 • ARTICLE PDF.
- [23] : Hadj Arab, « Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque de Faible Puissance », Thèse de Magister, Centre de Développement des Energies Renouvelables, Décembre 1989.
- [24] : M. Chikh, « Etude analytique conceptuelle des systèmes photovoltaïques de puissance adaptés aux sites isolés de l'Algérie », Thèse de magister, CDER, 1994.

- [25] : P.Valérie, M Bendinguer et G Perusot « Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque » • ARTICLE PDF.
- [26] : S. Amara, « Optimisation d'un procédé économique de chauffage d'une habitation par voie solaire », Thèse de Magister Université de Tlemcen Janv 2004
- [27] : S. A. Klein « Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces», Solar Energy, vol 19, pp 325 – 329, 1976.
- [28] : N. Ghellai, « Méthode de dimensionnement optimum d'une installation photovoltaïque », Thèse de Magister Université de Tlemcen janv. 1991
- [29] : B. Chikh-Bled, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque appliquée à un site saharien », Thèse de Magister Université de Tlemcen Juin 2001
- [30] : Z. A. Firatoglu and B. Yesilata "New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems" • ARTICLE PDF.
- [31] : Dignard , Bailey et Fillion. « Technologie photovoltaïques au Canada » •ARTICLE PDF
- [32] : J.R. Vaillant, « Utilisation et Promesses de L'énergie Solaire » 2^e Editions Eyrolles 1989
- [33] : F. Benyarou, N. Bibi Triki, A. Zerga et B. Benyoucef Générateur photovoltaïque à réfraction interne. Rev. Eng. Ren: Valorisation, Tome I (1999 pp. 65-70).
- [34] : A. Benatlallah, R. Mostefaoui, « Logiciel de simulation photovoltaïque », numéro spécial (CRSTRA), pp 55-60, Juillet 2002.
- [35] : M. Drif, « Simulation des installations photovoltaïques » Mémoire de Post-Graduation, CDER, 1992.
- [36] : D. Mayer and S. Biscaglia, « Modeling and analysis of lead acid battery operation », Com., Ecole des Mines de Paris, Centre d'Energétique Sophia Antipolis, 2001.
- [37] : J. Lee, T. Cholapranee and S. Panyakeow, « Hybrid air – electricity storage for PV system », Solar Energy Materials and Solar Cells 35, pp 515-520, 1994
- [38] : A. Hamidat, « Etude et simulation des performances réelles sur une longue période des systèmes de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de magister, CDER, 1989
- [39] : N. Bibi Triki, F. Benyarou, B. Benyoucef et M.A.R El Sayed Bilan thermique et méthode d'estimation des besoins énergétiques de la serre agricole tunnel à double paroi constituée dans sa face nord d'un mur en panneau sandwich. Rev. Eng. Ren: Valorisation, Tome I (1999 pp. 77-82).
- [40] : C. J. Wilmott, « Optimisation of the Tilt and Azimuth of Flat-plate Solar Collector », Solar Energy, Vol 28, pp 205 – 216, 1982
- [41] : N. Achaibou, A. Malek, N. Bacha, « Modèle de vieillissement des batteries plomb Acide, dans les installations PV », Numéro spécial (CHEMSS), pp 61-66, 2000
- [42] : Z. Bachi, S. Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge Semi-statique a une sortie fixe pour installation photovoltaïque », Université Blida, 1992
- [43] : D. Mayer; C. Camez « Analyse des performances des systèmes photovoltaïques » •ARTICLE PDF
- [44] : Electrabel, « L'énergie solaire et ses applications » Projet des systèmes photovoltaïques, Institut d'enseignement, 1997. (AFME)
- [45] : T. Oshiro, « Practical Values of Various Parameters for PV System », Design Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol 47, pp 177 – 187, 1997.
- [46] : M. Belaribi, F. Benyarou et B. Benyoucef Etude et conception assistée par ordinateur d'un système solaire. Rev. Energ. Ren: Journées de thermique (2001 pp. 25-30).
- [47] : C. Zidani : Etude du transport d'énergie solaire par fibres optiques : Application aux systèmes à concentration. Magister Université de Tlemcen Décembre 2002
- [48] : S. Medjdoub : Simulation des rayons solaires incidents sur un capteur au site de Tlemcen. Thèse de Magister Université de Tlemcen Juin 2001
- [49] : B. Omari : Dimensionnement de systèmes photovoltaïque par la méthode de probabilité de perte de charge (PPC). Thèse de Magister Université de Tlemcen Mai 2002

[50] COMMUNICATIONS

F. Benyarou, B. Benyoucef "Energie solaire, bilan et perspectives" 3^o Séminaire sur l'énergie solaire, le 07, 08 Mars 1989 Tlemcen

F. Benyarou, S. Medjoub, B. Benyoucef « simulation des rayons solaires incidents sur un capteur à Tlemcen- Estimation des paramètres photo solaires » CEMMC , juin 2001 Tlemcen.

F. Benyarou, C. Zidani, B. Benyoucef, « Conception économique d'un générateur photovoltaïque », ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen Algérie.

C. Zidani, **F. Benyarou** et B. Benyoucef, « Apport des conducteurs de lumière dans l'utilisation de l'énergie solaire concentrée », Troisième Colloque Franco-Libanais sur la Science des Matériaux (CSM'3), 16-18 Mai 2002, Beyrouth- Liban.

C. Zidani, **F. Benyarou** et B. Benyoucef, « Optimisation de l'énergie incidente sur un capteur photovoltaïque plan : application au site de Bechar », 6^{ème} Séminaire international sur la physique Energétique (SIPE6), 21-23 Octobre 2002, Bechar- Algérie

C. Zidani, **F. Benyarou** et B. Benyoucef, « Conception d'un four alimenté par fibres optiques solaires. Application au site de Constantine », 1^{er} Congrès international de Mécanique Constantine (CIMC'02), 14 – 16 Décembre 2002, Constantine- Algérie.

C. Zidani, **F. Benyarou** et B. Benyoucef, « Estimation des puissances reçues par un capteur au fil du soleil. Application au site de Damas », Congrès Méditerranéen pour l'environnement et le solaire (COMPLESS'2k3) 19 et 20 Octobre 2003 Alep-Syrie.

C. Zidani, **F. Benyarou**, S. Amara, et B. Benyoucef, « Conception d'un capteur conique alimenté par fibres optiques », ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen Algérie.

C. Zidani, **F. Benyarou**, S. Amara, et B. Benyoucef, « Simulation du mouvement apparent du soleil aux pôles et à l'équateur. Comparaison des énergies incidentes », ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen Algérie.

S. Amara, **F. Benyarou**, C. Zidani, B. Benyoucef « Modélisation des températures diurnes et nocturnes du site de Tlemcen », ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen

N. Ghellai, **F. Benyarou**, B. Benyoucef "Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque », ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen Algérie.

S. Bouazza, **F. Benyarou**, C. Zidani, B. Benyoucef " Estimation des énergies incidentes sur les capteurs à concentration ", ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen

N. Benradouane, **F. Benyarou**, C. Zidani, B. Benyoucef " Conception d'une maison solaire autonome" , ICPWE, 20, 21, 22 Décembre 2003, Tlemcen Algérie.

S. Amara, C. Zidani, **F. Benyarou**, B. Benyoucef « Conception et caractérisation d'un procédé économique de chauffage d'une habitation par voie solaire sur le site de Tunis », MD2PS, 25, 26, 27 Mars 2004, Monastir Tunisie.

[51] MEMOIRES

Boulahouata Karim : " Modélisation d'une cellule solaire avec étude expérimentale" Juin 97

S. Medjdoub et N. Haddouche : " Gisement solaire du site de Tlemcen " Juin 98

Benmeddah Nabila : " Modélisation d'un panneau photo-voltaïque" Juil 99

Zidani Chafika et A. Lachgueur : « Simulation du mouvement apparent du soleil » Juin 2000

H. Bouchenafa et S. Bouazza : « Energies incidentes et fournies par un module PV » Juin 2001

H. Belghitri et S. Serier : « Energies reçues par un capteur au fil du Soleil » Juin 2002

Ziani Zakaria : « Energies reçues par les capteurs : Tel – 1 Axe et 2 Axes » Juin 2003

Bensaid Zehor : « Conception d'une maison solaire à Tlemcen » Juin 2004

ANNEXES

**DONNEES
METEOROLOGIQUES**

**TEMPERATURE DIURNE MOYENNE JOURNALIERE (°C)
DU SITE DE TLEMCEN**

Jour	JANV	FEV	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOUT	SEPT	OCT	NOV	DEC
1	14,2	14,19	17,21	12,56	21,37	23,11	23,04	26,16	26,47	22,21	19,62	16,91
2	14,17	13,87	13,51	14,9	19,08	22,51	25,58	26,42	30,02	23,57	19,88	17,025
3	15,67	12,18	15,13	13,3	16,72	21,2	28,52	27,02	26,48	23,81	22,73	19,2
4	14,27	14,96	12,95	13,2	17,27	20,38	29,98	28,88	23,53	23,24	20,8	17,535
5	13,23	16	15,72	17,4	19,7	22,91	26,16	30,41	25,18	21,72	19,66	16,445
6	12,8	14,1	12,44	17,63	13,6	21,86	26,66	30,36	25,53	21,22	18,7	15,75
7	10,85	14,32	11,31	15,51	14,74	21,87	24,1	27,56	26,1	23,3	19,26	15,055
8	12,03	14,23	9,82	17,56	16,91	20,43	25,48	27,41	24,74	20,37	19,29	15,66
9	11,31	15,35	12,9	16,4	18,27	22,26	27,46	29,25	25,01	18,98	21,52	16,415
10	10,92	17,57	16,8	17,74	16,36	25,8	28,06	28,63	25,53	15,25	23,42	17,17
11	11,35	18,45	19,08	16,04	17,32	24,65	26,66	26,21	24,36	18,53	24,21	17,78
12	11,77	18,21	21,98	12,58	20,09	24,45	26,48	29,11	25,4	20,27	19,5	15,635
13	12,31	13,75	16,81	15,5	21,28	24	29,6	29,43	26,16	21,45	19,62	15,965
14	13,55	19,07	16,7	14,63	23,6	24,24	26,54	26,66	24,47	22,73	19,5	16,525
15	12,67	14,42	18,01	15,61	23,33	27,62	26,01	25,28	25,34	23,17	12,9	12,585
16	12,51	14,36	12,21	16,31	28,65	26,98	27,98	26,35	25,67	21,8	15,75	14,13
17	11,13	13,97	14,7	17,04	21,2	26,11	26,5	26,12	26,24	19,72	13,6	12,365
18	9,22	12,8	17,55	16,91	20,94	24,11	25,48	25,9	25,58	20,57	15,64	12,43
19	11,19	11,22	18,17	17,53	22,25	24,88	25,44	26,46	25,37	20,73	17,46	14,325
20	12,19	12,28	20,46	18,77	20,33	24,78	27,08	26,9	25,56	20,73	14,02	13,105
21	15,5	15,53	20,94	20,4	23,4	26,26	26,84	26,88	24,97	25,07	19,8	17,65
22	17,37	15,4	22,78	18,0	21,9	28,09	26,46	28,14	23,87	21,14	18,0	17,685
23	17,65	15,13	23,4	19,63	20,07	29,13	28,34	23,76	23,64	20,92	18,62	18,135
24	14,95	17,51	20,13	20,63	22,37	27,81	29,51	24,44	23,48	20,23	16,08	15,515
25	14,64	18,28	17,58	24,4	25,86	25,55	29,47	22,92	23,53	20,64	11,6	13,12
26	14,32	18,95	16,43	26,14	24,35	27,2	30,3	23,6	23,87	20,97	15,26	14,79
27	15,43	19,32	16,17	26,1	23,56	26,78	32,01	23,74	24,02	19,98	19,15	17,29
28	13,21	15,78	16,27	24,05	21,62	30,32	30,08	24,5	24,84	18,46	19,26	16,235
29	12,75		15,9	23,27	22,1	27,94	28,08	25,33	25,75	17,66	15,77	14,26
30	11,21		18,64	19,83	23,28	23,48	30,41	25,32	25,56	21,6	13,91	12,56
31	15,12		16,16		22,35		28,88	24,8		19,87		14,56

**TEMPERATURE NOCTURNE MOYENNE JOURNALIERE (°C)
DU SITE DE TLEMCEN**

Jour	JANV	FEV	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOUT	SEPT	OCT	NOV	DEC
1	9,74	6,31	9,84	11,26	16,57	18,64	18,05	21,25	20,43	17,8	13,26	11,5
2	11,21	7,31	10,57	12,52	15,23	18	17,92	23,42	23,04	19,24	12,05	11,63
3	11,22	8,38	7,8	11,68	14,5	18,03	20,19	22,39	21,78	18,4	14,15	12,68
4	10,79	9,1	9,02	11,0	9,35	17,72	21,63	23,09	20,61	18,8	17,05	13,92
5	7,74	8,5	9,81	12,61	11,95	15,32	20,67	25,0	17,72	17,83	15,83	11,78
6	7,5	12,41	9,52	12,14	13,41	16,7	20,68	25,91	17,31	17,22	10,81	9,155
7	5,92	10,73	8,24	11,93	12,98	17,91	21,21	24,92	18,45	16,56	12,35	9,135
8	6,43	7,7	8,91	13,0	12,07	15,39	21,63	22,33	20,6	16,77	9,85	8,14
9	5,75	6,18	9,03	12,53	12,3	14,44	21,48	22,8	18,73	17,64	12,53	9,14
10	6,01	8,23	8,86	12,87	12,82	15,42	20,92	24,23	17,87	14,8	14,88	10,45
11	9,05	9,02	11,52	12,27	13,42	18,16	20,61	22,8	19,46	14,15	13,48	11,26
12	7,5	8,91	15,17	10,38	12,56	19,55	20,19	21,34	19,77	15,74	11,53	9,515
13	6,65	8,92	17,01	11,94	14,65	19,01	21,17	23,75	18,51	15,1	14,15	10,4
14	9,05	9,27	12,18	12,0	16,01	19,98	21,65	22,17	19,78	15,61	16,51	12,78
15	6,91	9,54	11,26	11,52	16,36	20,91	19,5	20,74	20,8	15,72	12,81	9,86
16	7,3	8,16	10,32	10,31	20,24	19,18	22,15	19,63	21,23	16,55	11,8	9,55
17	4,7	9,21	10,82	12,25	17,94	19,05	21,23	21,52	21,25	16,78	11,81	8,255
18	4,94	12,06	10,4	11,32	15,52	19,0	20,84	22,32	20,41	16,4	10,66	7,8
19	5,66	10,5	10,32	12,04	14,66	19,27	19,74	21,81	19,94	15,77	10,38	8,02
20	4,97	7,3	10,78	10,62	15,4	19,72	21,31	21,44	20,15	16,8	13,28	9,125
21	6,1	8,21	11,77	12,07	16,27	20,02	22,54	21,32	20,94	19,14	15,21	10,655
22	10,25	7,75	13,27	11,87	17,13	20,08	23,19	21,27	19,54	17,07	14,81	12,53
23	10,54	6,54	13,22	12,28	16,51	20,08	22,67	20,39	19,84	15,33	12,98	11,76
24	12,1	7,51	12,34	12,0	12,35	20,52	22,01	19,95	19,27	14,02	12,5	12,3
25	8,75	7,6	10,92	14,23	15,05	24,23	21,51	19,88	17,64	13,04	10,99	9,87
26	6,95	8,1	11,2	14,72	15,96	24,48	22,98	20,73	17,92	14,03	11,75	9,35
27	7,8	8,46	10,2	16,35	15,93	21,61	25,57	19,33	17,54	13,54	12,92	10,36
28	6,4	9,8	12,27	15,1	13,7	23,28	23,52	19,53	18,62	13,6	14,12	10,26
29	6,05		13,0	14,77	16,91	23,75	22,85	20,19	18,42	13,36	13,03	9,54
30	6,18		12,88	15,02	19,5	20,94	23,23	20,09	18,84	14,41	12,09	9,135
31	7,53		11,74		18,3		20,53	20,25		16,05		9,25

**ENERGIE JOURNALIERE MAXIMALE (KWh/m²) RECUE PAR
UN CAPTEUR HORIZONTAL A TLEMEN (Ciel Bleu Clair)**

Jour	JANV	FEV	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOUT	SEPT	OCT	NOV	DEC
1	3.026	3.802	5.131	6.743	7.980	8.664	8.727	8.176	7.005	5.476	3.979	3.102
2	3.038	3.840	5.183	6.792	8.012	8.675	8.711	8.148	6.958	5.423	3.935	3.086
3	3.051	3.879	5.239	6.840	8.043	8.686	8.710	8.118	6.905	5.370	3.895	3.071
4	3.064	3.915	5.292	6.888	8.074	8.696	8.694	8.089	6.858	5.318	3.856	3.057
5	3.079	3.958	5.344	6.929	8.104	8.706	8.684	8.051	6.816	5.261	3.821	3.044
6	3.094	3.999	5.397	6.982	8.126	8.715	8.681	8.027	6.762	5.213	3.783	3.032
7	3.108	4.040	5.449	7.028	8.162	8.723	8.670	7.996	6.719	5.161	3.746	3.018
8	3.128	4.082	5.497	7.074	8.183	8.723	8.658	7.963	6.669	5.109	3.707	3.010
9	3.146	4.125	5.550	7.120	8.217	8.737	8.638	7.924	6.620	5.058	3.675	2.998
10	3.165	4.168	5.608	7.165	8.237	8.736	8.625	7.897	6.570	5.006	3.640	2.992
11	3.183	4.212	5.656	7.203	8.263	8.749	8.611	7.862	6.520	4.955	3.606	2.984
12	3.206	4.257	5.709	7.253	8.288	8.747	8.597	7.827	6.469	4.904	3.573	2.977
13	3.228	4.302	5.767	7.297	8.320	8.751	8.582	7.792	6.419	4.854	3.541	2.971
14	3.248	4.347	5.820	7.340	8.337	8.762	8.573	7.756	6.368	4.804	3.509	2.964
15	3.274	4.393	5.872	7.382	8.368	8.758	8.557	7.719	6.316	4.754	3.478	2.960
16	3.296	4.440	5.925	7.424	8.390	8.760	8.540	7.682	6.265	4.705	3.448	2.960
17	3.321	4.487	5.978	7.465	8.412	8.762	8.515	7.643	6.208	4.655	3.416	2.955
18	3.350	4.531	6.030	7.499	8.434	8.771	8.504	7.605	6.161	4.607	3.388	2.956
19	3.377	4.583	6.083	7.546	8.455	8.771	8.484	7.566	6.104	4.559	3.364	2.956
20	3.402	4.631	6.135	7.585	8.475	8.771	8.465	7.526	6.057	4.511	3.337	2.957
21	3.434	4.680	6.187	7.618	8.494	8.770	8.444	7.485	5.999	4.460	3.311	2.958
22	3.460	4.725	6.239	7.663	8.513	8.769	8.423	7.444	5.952	4.413	3.287	2.961
23	3.494	4.775	6.285	7.700	8.531	8.767	8.394	7.397	5.899	4.367	3.263	2.964
24	3.525	4.829	6.342	7.731	8.541	8.764	8.372	7.361	5.846	4.324	3.237	2.969
25	3.557	4.875	6.393	7.774	8.565	8.761	8.356	7.318	5.793	4.279	3.214	2.974
26	3.586	4.930	6.439	7.803	8.581	8.756	8.325	7.275	5.740	4.234	3.193	2.981
27	3.623	4.981	6.489	7.845	8.589	8.752	8.301	7.231	5.687	4.190	3.175	2.988
28	3.657	5.032	6.545	7.880	8.611	8.747	8.283	7.187	5.634	4.147	3.156	2.996
29	3.692		6.595	7.907	8.625	8.733	8.257	7.142	5.577	4.104	3.137	3.005
30	3.728		6.645	7.947	8.639	8.727	8.231	7.097	5.529	4.061	3.117	3.015
31	3.760		6.694		8.652		8.204	7.045		4.020		3.023

**ENERGIE JOURNALIERE MAXIMALE (KWh/m²) RECUE PAR
UN CAPTEUR TEL A TLEMCEN (Ciel Bleu Clair)**

Jour	JANV	FEV	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOUT	SEPT	OCT	NOV	DEC
1	4.984	5.718	6.703	7.448	7.597	7.494	7.480	7.593	7.496	6.903	5.868	5.062
2	4.996	5.751	6.735	7.463	7.597	7.492	7.482	7.594	7.484	6.873	5.834	5.046
3	5.009	5.784	6.766	7.452	7.597	7.489	7.484	7.595	7.472	6.843	5.800	5.031
4	5.023	5.817	6.798	7.465	7.596	7.487	7.486	7.596	7.459	6.813	5.767	5.016
5	5.038	5.851	6.828	7.478	7.596	7.485	7.488	7.597	7.470	6.782	5.734	5.003
6	5.054	5.884	6.858	7.490	7.595	7.483	7.490	7.597	7.455	6.751	5.702	4.990
7	5.071	5.919	6.888	7.502	7.593	7.481	7.493	7.597	7.440	6.719	5.669	4.978
8	5.088	5.953	6.917	7.513	7.592	7.479	7.495	7.597	7.425	6.687	5.638	4.967
9	5.106	5.987	6.946	7.524	7.550	7.477	7.498	7.596	7.408	6.655	5.606	4.957
10	5.126	6.022	6.975	7.534	7.549	7.476	7.501	7.595	7.391	6.622	5.575	4.949
11	5.145	6.056	7.002	7.543	7.548	7.474	7.503	7.594	7.374	6.589	5.545	4.941
12	5.166	6.091	7.030	7.552	7.546	7.473	7.506	7.592	7.356	6.556	5.514	4.933
13	5.188	6.126	7.057	7.560	7.544	7.472	7.509	7.590	7.337	6.523	5.485	4.927
14	5.210	6.161	7.083	7.568	7.542	7.471	7.512	7.587	7.317	6.489	5.456	4.922
15	5.233	6.196	7.109	7.575	7.540	7.470	7.514	7.584	7.297	6.455	5.427	4.918
16	5.257	6.230	7.134	7.582	7.537	7.470	7.517	7.581	7.277	6.421	5.399	4.915
17	5.281	6.265	7.158	7.588	7.535	7.469	7.520	7.577	7.255	6.386	5.372	4.913
18	5.306	6.300	7.182	7.593	7.532	7.469	7.523	7.573	7.234	6.352	5.345	4.912
19	5.332	6.335	7.206	7.566	7.530	7.469	7.526	7.568	7.217	6.317	5.319	4.911
20	5.359	6.369	7.229	7.570	7.527	7.469	7.528	7.596	7.194	6.283	5.294	4.912
21	5.386	6.404	7.245	7.575	7.524	7.469	7.531	7.591	7.170	6.248	5.269	4.914
22	5.413	6.438	7.266	7.579	7.522	7.470	7.534	7.585	7.146	6.213	5.245	4.916
23	5.442	6.472	7.287	7.583	7.519	7.470	7.536	7.578	7.121	6.178	5.221	4.920
24	5.470	6.506	7.308	7.586	7.516	7.471	7.538	7.572	7.096	6.143	5.199	4.925
25	5.500	6.539	7.327	7.589	7.513	7.472	7.541	7.564	7.070	6.109	5.177	4.930
26	5.529	6.573	7.346	7.591	7.510	7.473	7.543	7.556	7.043	6.074	5.156	4.937
27	5.560	6.606	7.365	7.593	7.507	7.474	7.545	7.548	7.016	6.039	5.135	4.944
28	5.591	6.639	7.383	7.594	7.505	7.475	7.547	7.539	6.989	6.004	5.116	4.953
29	5.622		7.400	7.595	7.502	7.477	7.548	7.529	6.961	5.970	5.097	4.962
30	5.653		7.417	7.596	7.499	7.478	7.550	7.519	6.932	5.936	5.079	4.973
31	5.685		7.433		7.497		7.551	7.508		5.901		4.984

**ENERGIE JOURNALIERE (MOYENNE MENSUELLE en KWh/m²)
SUR UN CAPTEUR SUD D'INCLINAISON β (°) A TLEMCCEN**

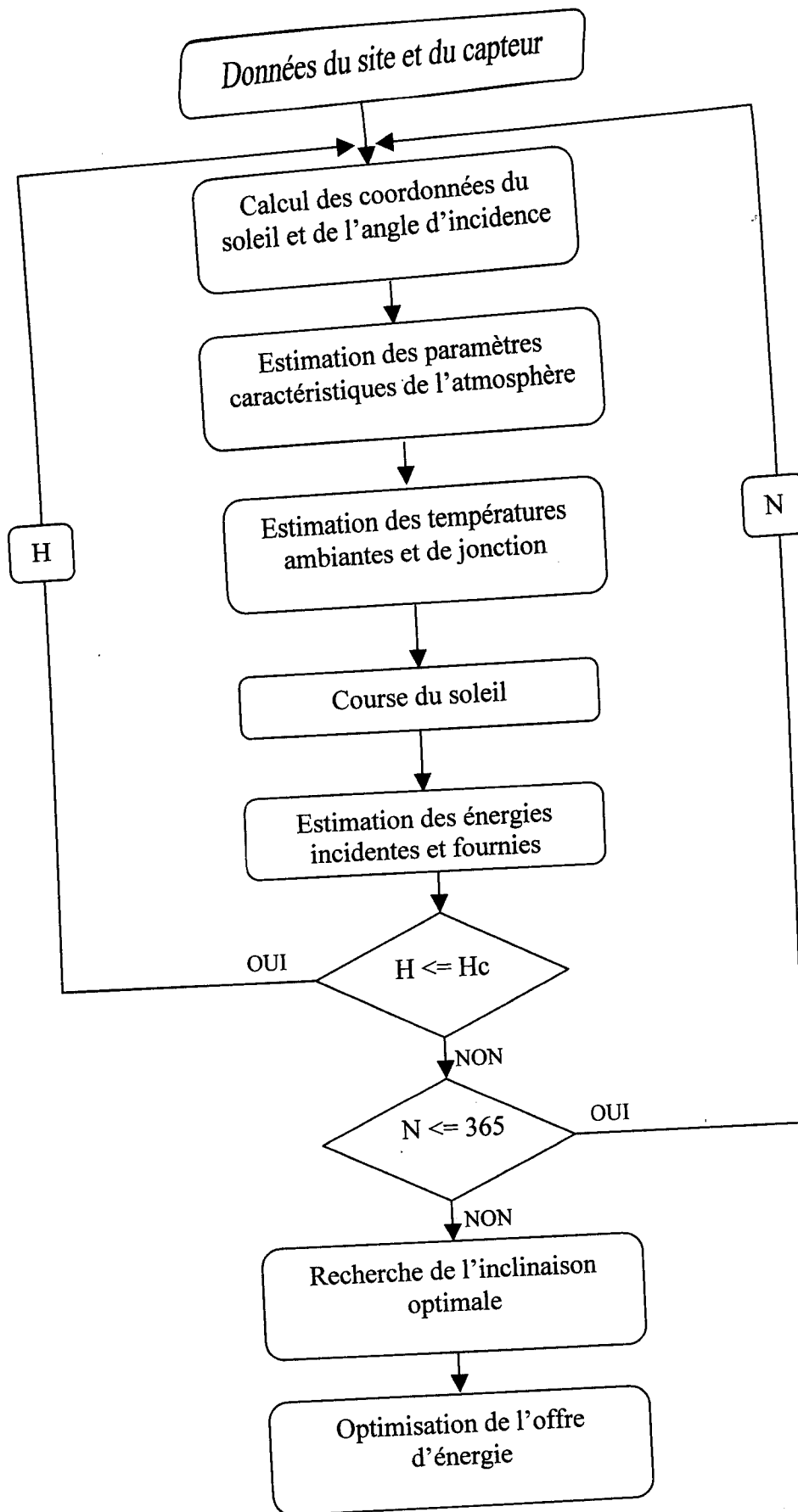
β	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
JANV	4.918	5.272	5.484	5.546	5.462	5.228	4.850	4.346	3.728	3.016
FEV	4.270	4.694	5.002	5.182	5.226	5.136	4.916	4.568	4.104	3.544
MARS	3.634	4.180	4.634	4.976	5.194	5.290	5.252	5.086	4.796	4.390
AVR	3.032	3.768	4.424	4.982	5.418	5.726	5.908	5.950	5.846	5.598
MAI	1.630	2.346	3.114	3.838	4.460	4.960	5.326	5.552	5.646	5.600
JUIN	2.120	2.924	3.754	4.564	5.310	5.930	6.438	6.822	7.028	7.074
JUIL	2.304	3.198	4.072	4.944	5.712	6.342	6.850	7.206	7.386	7.376
AOUT	3.002	3.886	4.750	5.498	6.110	6.572	6.888	7.040	7.012	6.802
SEPT	3.804	4.558	5.162	5.662	6.012	6.214	6.254	6.136	5.862	5.434
OCT	4.604	5.150	5.568	5.836	5.954	5.914	5.718	5.372	4.888	4.278
NOV	4.638	5.002	5.234	5.326	5.272	5.080	4.750	4.296	3.730	3.070
DEC	4.856	5.172	5.348	5.376	5.258	5.000	4.602	4.084	3.458	2.740

**GRANDEURS JOURNALIERES (MOYENNES MENSUELLES)
DU SITE DE TLEMCCEN**

	T_L	\bar{v}	F_{IS}	K_h	D_{IS} (h)	D_j (h)	β_{opt} (°)	Tamax	Tamin
JANV	1,87	0,36	0,64	0,58	6,4	10,01	61	17.26	4.66
FEV	1,95	0,38	0,52	0,53	5,6	10,08	52	19.2	5.57
MARS	2,12	0,36	0,48	0,52	5,7	11,83	38	20.97	8.38
AVR	2,38	0,28	0,55	0,56	7,1	12,91	22	21.78	10.33
MAI	2,65	0,30	0,65	0,60	9,0	13,72	9	24.88	12.92
JUIN	2,85	0,21	0,68	0,61	9,7	14,25	0	29.0	17.0
JUIL	2,99	0,10	0,77	0,65	10,8	14,04	6	31.89	19.09
AOUT	2,96	0,14	0,77	0,65	10,3	13,28	17	30.66	20.04
SEPT	2,79	0,24	0,69	0,60	8,5	12,25	33	29.26	17.44
OCT	2,51	0,27	0,67	0,59	7,5	11,17	48	25.02	13.81
NOV	2,21	0,39	0,61	0,55	6,3	10,24	59	21.01	10.71
DEC	2,00	0,39	0,65	0,57	6,4	09,77	63	19.03	6.94

D_j = Durée du jour D_{IS} = Durée d'enseillement T_L = Facteur de trouble de Linke
 \bar{v} = Nébulosité du ciel F_{IS} = Fraction d'insolation Tamax = température ambiante max
 K_h = Indice de sérénité β_{opt} = inclinaison optimale Tamin = température ambiante min

ORGANIGRAMME D'OFFRE OPTIMALE D'ENERGIE PV



ORGANIGRAMME DE LA METHODE D'OPTIMISATION

