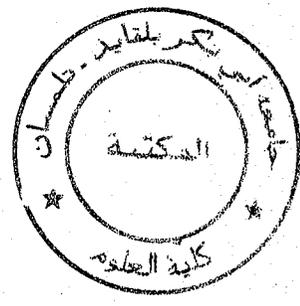


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ ABOU BAKR BELKAID - TLEMCEM
FACULTE DES SCIENCES
Laboratoire de Matériaux et Energies Renouvelables

H/32 F
06 DEC. 2011
5848



THESE de Magister
En
Physique Energétique et Matériaux

Présentée par
Boumediene OMARI

Thème

Dimensionnement de systèmes photovoltaïques par la
méthode de probabilité de perte de charge (PPC).
Applications et Etude comparative

Conception des cellules solaires interdigitées

Soutenu le: 23 juin 2002

devant le jury composé de :

Président : M^r N. GHOUALI *Professeur à l'Université de TLEMCEM*

Directeur de Thèse : M^r N-E. CHABANE SARI *Professeur à l'Université de TLEMCEM*

Co-Directeur : M^{me} A. GUEN. BOUAZZA *Chargé de Cours à l'Université de TLEMCEM*

Examineur : M^r B. BENYOUCEF *Professeur à l'Université de TLEMCEM*

Examineur : M^r T. BENOUAZ *Maître de Conférences à l'Université de TLEMCEM*

Examineur : M^r F. BENYAROU *Chargé de Cours à l'Université de TLEMCEM*

Année universitaire : 2001- 2002

DÉDICACES

*Avec toute ma gratitude et mes reconnaissances
je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers*

REMERCIEMENTS

Ce travail a été effectué au Laboratoire de Matériaux et Energies Renouvelables de l'Université ABOU BAKR BELKAID, de la Faculté des Sciences du Département de Physique.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur N-E. CHABANE-SARI professeur à l'Université de TLEMCEM et Doyen de la Faculté des Sciences qui a bien voulu m'accueillir dans le Laboratoire. Je le remercie encore pour avoir dirigé mon travail, toute ma gratitude et mes respects.

Je remercie également Madame A.BOUAZZA, Chargé de Cours à l'Université de Tlemcen, qui a également assuré la direction de ce travail, je la remercie pour son aide précieuse et ses conseils forts bénéfiques qu'elle m'a apporté tout au long de mon travail.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à Monsieur N.GHOUALI Professeur et Recteur à l'Université de Tlemcen pour avoir accepté de présider le jury malgré ses nombreuses préoccupations.

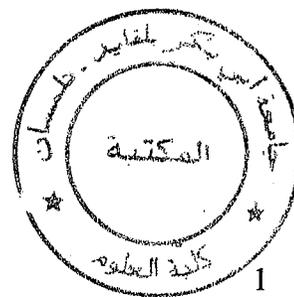
Je tiens à remercier Monsieur B. BENYOUCEF Professeur à l'Université de Tlemcen d'avoir bien voulu examiner cette thèse ; je le remercie vivement.

Je tiens à remercier Monsieur T. BENOUAZ Maître de Conférences à l'Université de Tlemcen d'avoir bien voulu faire partie du jury de cette thèse.

Je tiens à remercier Monsieur F. BENYAROU Chargé de Cours à l'Université de Tlemcen d'avoir bien voulu examiner cette thèse.

Je tiens à présenter mes sincères remerciements à toute l'Equipe du Laboratoire de Physique des Matériaux pour leurs aides précieuses et leur encouragement.

Table des matières



INTRODUCTION GENERALE

1

CHAPITRE I : GENERALITES SUR L'ENERGIE SOLAIRE

Introduction	6
I- Notion d'astronomie	6
II- Composantes de rayonnement solaire	12
III- Grandeurs énergétiques du site	14
IV- Energie reçue sur un plan incliné	14
V- Variation de l'énergie avec l'orientation	16
Conclusion	17

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES TELECOMMUNICATIONS

Introduction	19
I- Structure générale d'un système de transmission d'informations par ondes électromagnétiques	19
II- Principaux types de modulation	21
III- Bandes de fréquence et leur utilisation	22
IV- Les différents services mobiles terrestres mondiaux	23
V- Les stations mobiles	23
VI- Caractéristiques des stations mobiles	24
VII- Sources d'alimentation	24
Conclusion	25

CHAPITRE III : ETUDE DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction	27
I- Champ photovoltaïque	28
II- Système de stockage	39
II.1 Processus électrochimique	41
II.2 Paramètres de la batterie	42
III- Système de régulation	45

III.1 Régulateur de charge à coupure	46
III.2 Régulateur de charge série à coupure partielle	46
III.3 Qualité d'un régulateur	47
Conclusion	47

CHAPITRE IV : DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction	49
I- Présentation des paramètres intervenant dans le dimensionnement	50
II- Méthodes simplifiées	51
III- Méthode de la probabilité de perte de charge	54
IV- Discussion des résultats	70
Conclusion	71

CHAPITRE V : CONCEPTION DES CELLULES SOLAIRES INTERDIGITEES

Introduction	74
I- Présentation du concept de cellule solaire interdigitée	75
II- Modèle de formation des grilles de contact N et P	78
III- Modèle de formation de la couche p+ à partir d'un dépôt d'aluminium	79
IV- Simulation	80
IV.1 Présentation du logiciel de simulation	80
IV.2 Simulation réalisée	81
IV.3 Résultats de simulation	82
IV.4 Discussion des résultats	85
Conclusion	87

CONCLUSION GENERALE	88
BIBLIOGRAPHIES	92
ANNEXES	95

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction Générale

Le choc pétrolier de 1973 a incité les différentes nations à revoir leurs politiques et à favoriser la recherche de nouvelles sources d'énergies de substitution. La source d'énergie provenant de la conversion directe de l'énergie solaire en électricité, par effet photovoltaïque, était présentée comme une source inépuisable, potentiellement très bon marché et compétitive vis-à-vis des autres sources d'énergie fossiles, capable de satisfaire, à terme, une partie importante des besoins en électricité.

L'utilisation de cette énergie ne date pas d'aujourd'hui, mais remonte très loin dans l'histoire. Les prix bas des combustibles, et plus particulièrement, des hydrocarbures et le rendement faible de cette énergie furent une des raisons qui réduisirent son impact.

Bien que les générateurs photovoltaïques fassent appel à des technologies connues ayant de nombreux avantages (tels que l'absence de pièces en mouvement, fonctionnement sans bruit, effet réduit sur l'environnement, aucun apport de combustible fossile), ils se heurtent à des problèmes technico-économiques qui se traduisent par :

- Un coût élevé de fabrication des cellules photovoltaïques
- Un rendement jugé bas qui conduit un coût élevé du KWh produit.

Cette énergie ainsi produite est capable de se substituer aux autres moyens de génération de l'électricité dans les cas des sites isolés, des sites difficilement accessibles et ceux à faible densité de population où cette énergie sera utilisée pour :

- le développement de l'agriculture(exhaure de l'eau notamment)
- l'amélioration des conditions sanitaires(eau potable, dessalement, conservation des vaccins et médicaments, stérilisation des instruments....)

- l'amélioration des conditions de vie des populations(éclairage public et privé, utilisation des appareils électroménagers....)
- la désenclavement(télécommunication, T.V, radio....)

L'Algérie, de part sa situation géographique favorable, jouit d'un taux d'ensoleillement annuel très important. Les trois quarts du territoire reçoivent plus de 3000 heures d'ensoleillement par an. Conjugué à la faible densité de population et aux difficultés d'accès à certaines localités, le sud Algérien est le terrain de prédilection de l'énergie solaire en général et du photovoltaïque en particulier.

La conversion photovoltaïque a connu ces toutes dernières années un intérêt croissant plus particulièrement pour les applications utilitaires ponctuelles en sites enclaves tel que le pompage de l'eau, le balisage de repérage nocturne, les télécommunications hertziennes et pour toutes les applications exigeant des puissances relativement limitées ne dépassant guère un ou quelques Kilowatts. L'extension du marché photovoltaïque a favorisé la diminution du prix du watt crête.

Cependant comment peut-on envisager avantageusement l'exploitation de l'énergie solaire à des fins utilitaires dans des pays vraiment nécessaires ou elle pourrait rendre d'infinis services si malheureusement la plupart des pays sont sous-développés ou en voie de développement et manquent cruellement de ressources financières ?

Même si les prévisions les plus optimistes sur l'évolution à la baisse des prix des matériaux de base entrant dans la composition du champ de captation sont certaines, l'investissement restera prohibitif par rapport aux solutions traditionnelles de production d'électricité de puissance et pour longtemps encore.

La conception engagée entre le groupe diesel et les centrales photovoltaïques restera tributaire de nombreux facteurs :

- les facteurs objectifs (degré d'isolement, fiabilité, confort).
- subjectifs (nouveau).

Le domaine de télécommunications est un grand utilisateur du photovoltaïque. En effet, les stations de téléphonie rurale, les relais hertziens ou encore les liaisons satellites nécessitent l'emploi d'une énergie constamment disponible. La fiabilité des installations photovoltaïques, l'absence de maintenance et l'assurance d'une énergie fournie 24h/24h sont des critères décisifs entraînant l'utilisation des générateurs solaires pour ces types d'applications, par tous les professionnels des télécommunications.

Certaines régions de notre pays sont déshéritées par manque de moyens de communications. Les régions à faible densité de population, difficilement accessibles, espèrent un jour communiquer avec le monde extérieur. Aussi, afin de permettre aux exploitants de faire face à des contraintes très variées lors d'événement d'exceptions(exposition, expéditions, sports, catastrophes naturelles, expansion de réseaux de distribution, lors de la mise à disposition de sites en cours de rénovation), il est indispensable d'établir des communications provisoires et autonomes. Ce genre de communication peut être réalisé grâce aux progrès de l'énergie solaire.

Notre objectif porte sur l'étude d'une installation solaire autonome de faible puissance destinée à alimenter un poste radiotéléphonique de type émetteur- récepteur et de réaliser un dimensionnement optimal de notre installation solaire. Cette étude à été effectuée pour divers sites Algériens en fonction des données météorologiques.

Le travail qui nous a été confié a fait l'objet de cinq chapitres :

Le premier est consacré aux rappels sur l'énergie solaire.

Le second chapitre à la présentation des généralités sur les télécommunications.

Dans le troisième chapitre nous présentons les sous-systèmes utilisés pour construire une installation solaire photovoltaïque autonome dans le cas général(générateur PV, stockage, régulation...)

Le quatrième chapitre sera consacré au dimensionnement de l'installation avec deux méthodes et cela pour divers sites du territoire Algérien suivi d'une analyse des résultats du dimensionnement.

Dans le cinquième chapitre nous présenterons une étude sur les cellules photovoltaïques interdigitées en couche mince.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE SOLAIRE

Introduction

A l'heure où d'importants efforts sont fournis de par le monde pour diversifier les sources d'énergie non conventionnelles, L'Algérie ne saurait demeurer en reste. D'autant qu'en matière d'ensoleillement, notre pays compte parmi les plus favorisés.

Toutefois, la conception et le dimensionnement d'un système solaire est subordonné à la connaissance du gisement solaire disponible.

Le soleil est l'origine principale de l'énergie disponible sur terre. Ceci inclut l'énergie thermique directe, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique et même l'énergie générée par l'énergie des hydrocarbures puisque ces derniers sont la conséquence de la photosynthèse.

Avant d'aborder le sujet du dimensionnement de l'installation solaire, il serait très utile de rappeler quelques notions de base sur l'énergie solaire.

La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher du soleil ainsi que sa trajectoire dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer des grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation hors atmosphère, ... etc.

Dans cette partie, nous allons définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- les grandeurs astronomiques ;
- le rayonnement solaire hors atmosphère et au sol ;
- le rayonnement solaire reçu sur un plan incliné.

I. Notions d'astronomie

Dans cette partie nous présentons les définitions des différentes caractéristiques du soleil.

I.1 Le soleil

Le soleil est un globe de diamètre réel $1,4 \cdot 10^6$ Km, soit environ 109 diamètres terrestres.

Sa surface incandescente, la photosphère, n'est pas uniforme, elle présente des floculations, les "grains de riz", des "taches noires", irrégulières dans leurs formes et leurs dispositions; (elles ne sont noires que par contraste avec le fond, leur luminosité étant environ 30% de celle de la photosphère). Il y a aussi des taches brillantes ou facules.

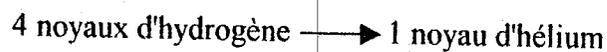
Le soleil tourne comme une masse fluide, plus rapidement à l'équateur qu'aux pôles ; sa durée de rotation réelle varie de 25 à 30 jours ; par suite du mouvement de la terre, ces durées de rotation paraissent être de 27 et 32 jours.

Le soleil est entouré d'une sorte d'atmosphère dont la densité diminue à mesure que la distance au soleil augmente, ce sont la photosphère, la couronne, le vent solaire, jet de particules qui s'étend jusqu'aux confins de l'atmosphère terrestre.

La partie du spectre solaire correspondant à son maximum d'énergie est reçue par la Terre (la seule qui nous intéresse) comprend toute la partie visible (42%), une fraction de l'infrarouge (55%), et une petite frange d'ultraviolet (36%).

Le soleil est composé presque exclusivement d'hydrogène (70%) et d'hélium (29%). Le reste, situé dans la zone superficielle, est formé d'éléments tous connus sur la Terre (oxygène, carbone, métaux, etc.) et n'y apparaissent évidemment qu'à l'état d'ions.

La réaction de fusion atomique :



produit l'énergie solaire.

1.1.1 Constante solaire

La constante solaire est l'éclairement reçu en une seconde par une surface plane de 1m^2 perpendiculaire à la direction du rayonnement et placée aux confins de l'atmosphère terrestre. Sa valeur est environ $E_0 = 1353 \text{ Wm}^{-2}$

Cette valeur varie au cours de l'année comme la distance Terre-soleil. Elle est maximale au début de janvier, minimale début de juillet.

La constante solaire a été mesurée directement par des satellites pouvant s'élever au-dessus de l'atmosphère. En effet, nous ne recevons sur terre qu'une fraction de cette énergie, le reste est absorbé par l'atmosphère.

Cette constante solaire varie avec la distance terre-soleil ($\pm 3.5\%$ dans l'année).

Le flux émis par le soleil est de puissance constante, pour cela cette puissance reçue à l'extérieure de la terre est inversement proportionnelle avec la distance terre-soleil :

$$\frac{I}{I_0} = \left(\frac{d}{1}\right)^{-2} \tag{1.1}$$

Avec :

d : représente la distance terre-soleil

I_0 : la puissance reçue à $d = 1$ U.A

I : puissance reçue à une distance d quelconque

I.1.2 Distance terre-soleil

La distance terre-soleil est déterminée par une variation sinusoïdale. Elle est donnée par :

$$d(N) = 1 - 0.017 \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (I.2)$$

La correction de la distance terre-soleil est déterminée par [1]:

$$C(N) = 1 + 0.034 \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (I.3)$$

La puissance pour une distance quelconque est :

$$I = C(N) \cdot I_0 \quad (I.4)$$

Avec :

$$I_0 = 1353 \text{ W/m}^2$$

N : numéro de jour de l'année depuis le 1^{er} janvier

I.1.3 Hauteur du soleil

La hauteur du soleil (h) est l'angle de la direction du soleil au-dessus de l'horizon.

Elle est donnée par la relation :

$$\sin h = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (I.5)$$

Avec :

φ : latitude du lieu

ω : angle horaire

δ : déclinaison du soleil

I.1.4 Déclinaison du soleil

La déclinaison du soleil (δ) est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan équatorial terrestre. Elle varie au cours de l'année de $+23^\circ 27'$ à $-23^\circ 27'$

Aux équinoxes, la déclinaison est nulle. La déclinaison du soleil en fonction du jour de l'année est donnée d'après la relation de **PERREN DE BRICHAMBAUT** [2]

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (1.6)$$

I.1.5 Angle horaire

L'angle horaire est l'angle entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu

L'angle horaire est donné par :

$$\omega = 15(\text{TSV}-12) \text{ (degrés)}$$

TSV : temps solaire vrai (heures)

I.1.6 Azimut du soleil

L'azimut du soleil (a) est l'angle entre la projection du rayonnement solaire sur le plan horizontal et la direction sud.

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cosh} \quad (1.7)$$

(δ, ω) représentent les coordonnées équatoriales du soleil (figure I.1)

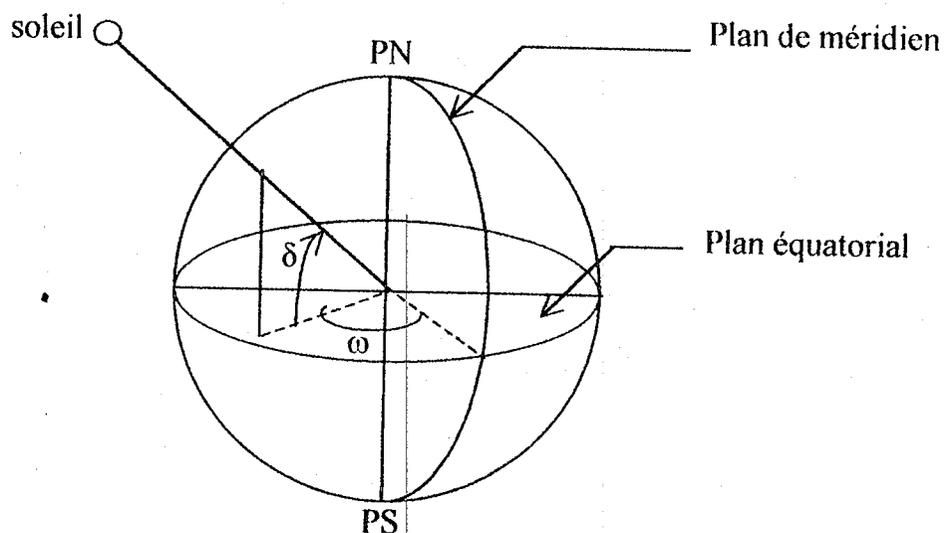


Figure I.1 : Coordonnées équatoriales

(h,a) représentent les coordonnées horizontales du soleil (figure I.2)

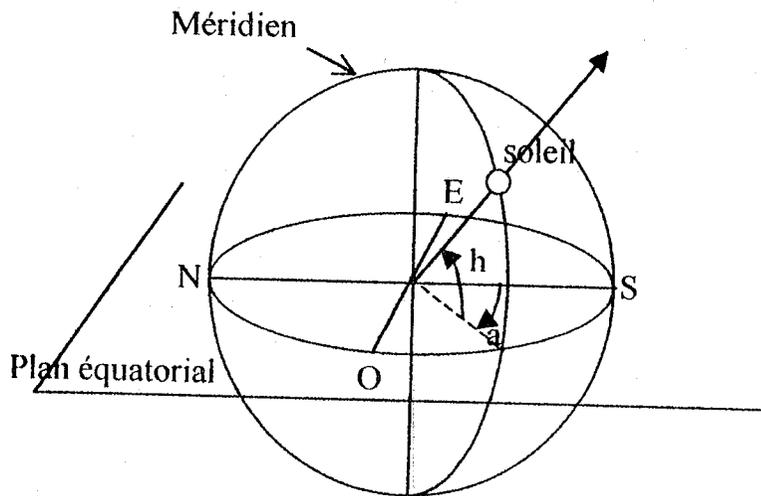


Figure I.2 : Coordonnées horizontales

I.1.7 Durée astronomique du jour

La durée astronomique du jour est le temps entre le lever et le coucher du soleil.

La durée d'insolation est exprimée par :

$$D = TSV_{\text{coucher}} - TSV_{\text{lever}} \quad (I.8)$$

I.1.8.a Spectre solaire

On appelle spectre solaire l'ensemble des radiations émises par le soleil, comprise dans une bande de longueur d'ondes qui varie de 0.22 à 10 μm . [3]

La totalité du flux solaire est située dans un intervalle spectral (0.2 à 4.5 μm), environ 98 % du spectre solaire.

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

Le domaine de l'U.V., $0.29 < \lambda < 0.4 \mu\text{m}$, représente environ 9 % de l'énergie totale émise par le soleil.

Le domaine du visible, $0.4 < \lambda < 0.8 \mu\text{m}$, représente environ 47 % de l'énergie totale.

Le domaine d'I.R., $3.5 > \lambda > 0.8 \mu\text{m}$, représente environ 44 % de l'énergie totale.

I.1.8.b Rayonnement solaire hors atmosphère et au sol :

Au moment où il atteint la surface de la terre, le rayonnement solaire a perdu une grande partie de son intensité. Ce phénomène est dû à diverses causes :

- 1) Réflexion d'une partie de rayonnement sur les couches atmosphérique supérieures et les nuages qui la renvoient dans l'espace.
- 2) Absorption de l'ultraviolet dans la gamme $0,2\mu$ à $0,3\mu$ par l'ozone O_3 .
- 3) Absorption de l'infrarouge par la vapeur d'eau et le bioxyde de carbone.
- 4) Diffusion moléculaire par les particules en suspension dans l'atmosphère, spores, bactéries, poussières volcaniques ou météoriques, molécules gazeuses, etc.
- 5) Diffusion par les aérosols.

La figure(I.3) représente la variation de répartition spectrale énergétique.

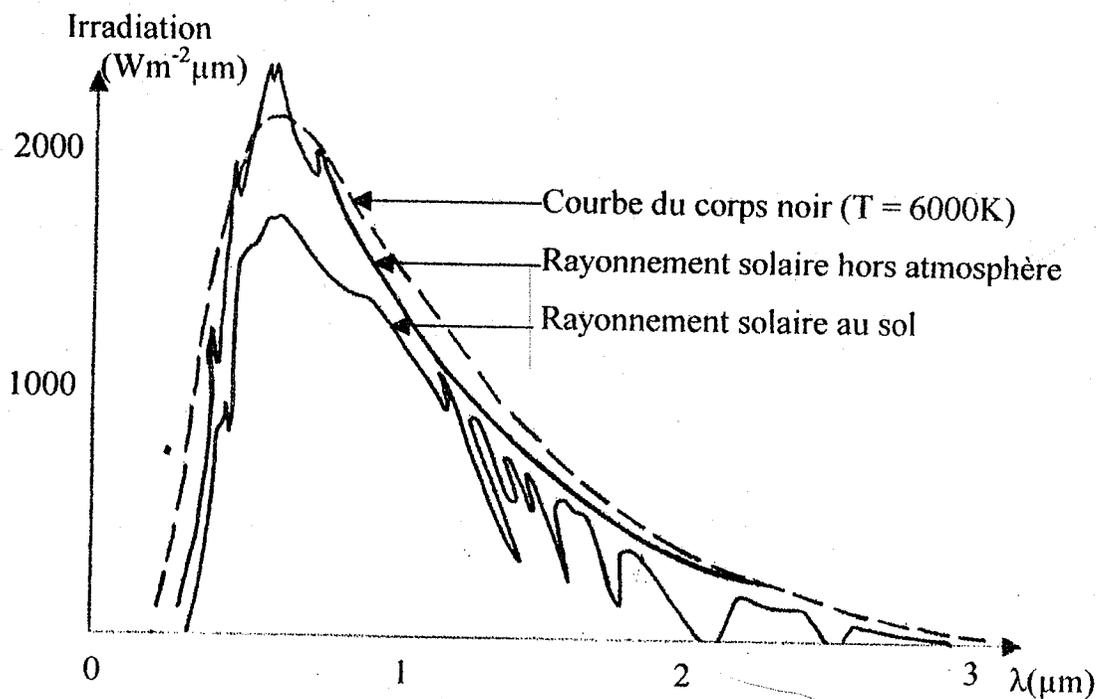


Figure I.3 : Spectre solaire hors atmosphère et au sol

II Composantes du rayonnement solaire

Au niveau du sol, l'ensoleillement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

- Le rayonnement direct
- Le rayonnement diffus
- Le rayonnement réfléchi (l'albédo)

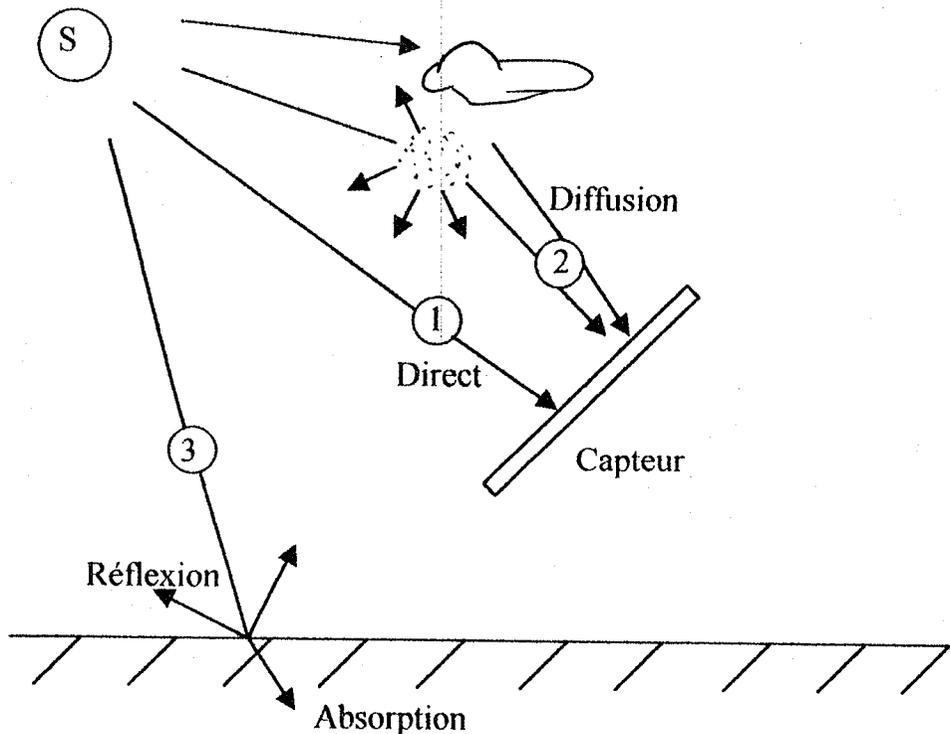


Figure I.4 : Composantes du rayonnement solaire

II.1 Rayonnement direct

Le rayonnement direct est l'éclairage énergétique reçu par une surface réceptrice normale aux rayons solaires. C'est le rayonnement provenant directement du disque solaire (ciel clair). Il peut être mesuré par un pyréliomètre.

Pour un plan faisant un angle quelconque avec la direction du soleil, il faut tenir compte de l'effet cosinus.

II.2 Rayonnement diffus

On appelle rayonnement diffus l'éclairement énergétique provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil. Pour une inclinaison quelconque, il faut tenir compte de la proportion du ciel qui est vue par le plan considéré.

II.3 Albédo au sol

L'albédo du sol est la part du rayonnement solaire réfléchi par le sol. Il dépend directement de la nature du sol (neige, prairie, terre, etc.).

Le rayonnement réfléchi par le sol n'est évidemment à prendre en compte qu'en dehors du cas particulier du plan horizontal. A titre d'exemple le tableau (I.1) montre quelques valeurs d'albédo [4].

Matériau	Albédo
Neige (neuve)	0.82
Neige molle	0.65
Sable (fin)	0.37
Sable de rivière	0.43
Sable jaune	0.35
Bois	0.22
Aluminium	0.85
Fer galvanisé	0.35

Tableau (I.1): *Albédo de quelques matériaux*

II.4 Flux global

Un plan reçoit un flux global qui résulte de la superposition des trois composantes: direct, diffus et albédo. Sa valeur sur une surface varie notablement selon sa position et son orientation. Il est mesuré par un péranomètre.

III. Grandeurs énergétiques du site

III.1 Coefficient de clarté

C'est le rapport du flux global au sol à celui du flux global hors atmosphère.

$$K = \frac{G_h}{G_0} \quad (1.9)$$

Il caractérise l'état de visibilité de l'atmosphère.

Avec :

G_h : l'énergie reçue sur une surface horizontale au sol

G_0 : l'énergie reçue sur une surface horizontale hors atmosphère.

III.2 Fraction d'ensoleillement

C'est le rapport entre la durée effective d'ensoleillement et la durée théorique du jour. Elle exprime l'estimation du taux de non-ensoleillement pour un site donné.

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (1.10)$$

Avec :

S est la durée effective du jour

S_0 est l'intervalle de temps entre le lever et le coucher du soleil.

S_0 est donné par la formule approchée suivante:

$$S_0 = 12 + \theta \cdot \sin \frac{360 \cdot d}{365} \quad (\text{en heures}) \quad (1.11)$$

Avec:

d: le nombre de jours depuis le 21 Mars

θ : coefficient dépend de la latitude

IV. Energie reçue sur un plan incliné

Le modèle de Liu et Jordan est le plus connu, le plus utilisé et sans doute le plus simple. Il est aussi appelé modèle isotropique puisqu'il se base sur l'hypothèse de la répartition isotropique du flux solaire diffus provenant du ciel constant en tout point [5]

Model de Liu et Jordan

L'énergie recueillie sur une surface inclinée est donnée en fonction de celle reçue sur une surface horizontale par l'expression:

$$G_{\beta} = R \cdot G_h \quad (I.12)$$

où:

G_h : est l'énergie reçue sur une surface horizontale

G_{β} : est l'énergie calculée sur un plan incliné

R: est le rapport entre les deux énergies

La constante R peut être calculée [6,7] pour différents pas. Elle est donnée par la relation suivante:

$$R = \left(1 - \frac{D}{G_h}\right) R_b + \left(\frac{D}{G_h}\right) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + \rho \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (I.13)$$

Où:

D : l'éclairement diffus moyen mensuel

R_b : le rapport entre les rayonnements directs incliné et horizontal. Il sera calculé pour chaque mois.

β : est l'angle d'inclinaison de la surface par rapport à l'horizontale.

ρ : est l'albédo du sol.

Pour une surface orientée vers le sud, R_b se calcule par l'expression :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + (\pi/180) \omega_s \cdot \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega) + (\pi/180) \omega \cdot \sin(\varphi) \sin(\delta)} \quad (I.14)$$

Avec:

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi) \cdot \operatorname{tg}(\delta))$$

$$\omega_{s1} = \min[\omega_s, \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \cdot \operatorname{tg}(\delta))] \quad (I.15)$$

Où:

ω_s : est l'angle horaire

ω_{s1} : est l'angle horaire du coucher du soleil par rapport à un plan horizontal

φ : la latitude du lieu (en degré)

δ : la déclinaison du soleil

Connaissant l'éclairement global sur une surface horizontale, on peut calculer l'éclairement diffus en utilisant l'expression suivante [6]:

$$\frac{D}{G_h} = 0.775 + 0.347\left(\omega_s - \frac{\pi}{2}\right) - 0.505 + 0.261\left(\omega_s - \frac{\pi}{2}\right) - \cos[2(K_T - 0.9)] \quad (1.16)$$

Où:

K_T : est l'indice de clarté moyen sur la journée ou le mois.

V. Variation de l'énergie avec l'orientation

La quantité d'énergie reçue sur le plan de captation varie avec l'angle d'inclinaison de celui-ci par rapport à l'horizontale.

L'énergie maximale recueillie par une surface plane est obtenue pour une orientation de celle-ci perpendiculairement au rayonnement solaire.

La figure (I.5) représente les variations de l'irradiation mensuelle G_β , durant l'année, pour un capteur plan avec une orientation vers le sud et celui pour diverses inclinaisons.

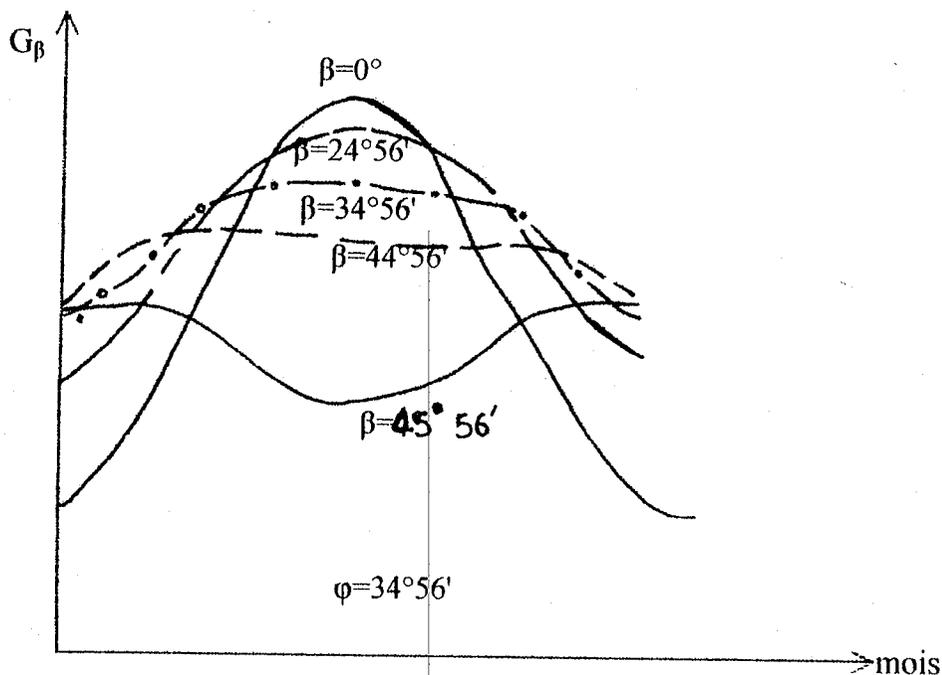


Figure I.5 : Variation du flux avec l'inclinaison du plan de captation [18]

L'énergie totale reçue durant l'année est maximale pour une inclinaison égale à la latitude du lieu.

Pour une inclinaison verticale, l'énergie reçue sur le plan de captation est minimale.

Conclusion

L'une des données les plus importantes pour réaliser un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque est la nature du gisement solaire du site de l'implantation de l'installation solaire et en particulier l'énergie solaire incidente reçue sur le plan des modules photovoltaïques car cette dernière est nécessaire pour l'estimation de la quantité d'énergie délivrée par le générateur photovoltaïque.

CHAPITRE II
GENERALITES SUR LES
TELECOMMUNICATIONS

Introduction

Cette fin de siècle est marquée par une véritable explosion dans le domaine des communications. De plus en plus nombreuses sont les applications qui réclament leur part d'une ressource unique : le spectre des ondes électromagnétiques.

Bien que ces applications soient extrêmement diversifiées, puisqu'elles recouvrent aussi bien la radiodiffusion et la télévision que les communications diverses, le radar ou les aides à la navigation, les structures des circuits utilisés pour produire et recevoir les signaux haute fréquence mis en œuvre sont remarquables.

Le 12 décembre 1901, sur l'île de Terre-Neuve, Marconi entendit un signal, le code Morse correspondant à la lettre S, transmis depuis un émetteur situé dans les Cornouailles ; c'était la première communication transatlantique par radio. Les choses ont bien évolué depuis...

Les transmissions par ondes électromagnétiques se sont solidement implantées dans notre vie de tous les jours, souvent à notre insu. Tout le monde connaît la radio et la télévision. Mais les ondes électromagnétiques sont utilisées dans bien d'autres domaines ; citons le radar, qui permet de déterminer la présence d'objets proches ou lointains et leur distance, les communications par faisceaux hertziens et par satellites, les aides diverses à la navigation aérienne et maritime, le mobilophone, etc.

Toutes ces applications paraissent fort différentes. Et pourtant, les circuits utilisés pour produire et détecter ces ondes, quelle que soit leur fréquence, présentent bien des similitudes. On va citer d'abord les grands principes régissant la conception des émetteurs et des récepteurs utilisés dans des domaines très divers.

I. Structure générale d'un système de transmission d'informations par ondes électromagnétiques :

Grâce aux ondes électromagnétiques, il est possible de transmettre à distance les informations les plus diverses : paroles, images fixes ou animées, données diverses. La transmission à distance d'informations à l'aide d'ondes électromagnétiques est basée sur les constatations suivantes :

- Tout conducteur parcouru par un courant variable émet des ondes électromagnétiques ;

- Les ondes émises se propagent dans l'espace, tant dans l'atmosphère qu'en dehors de celle-ci ;
- Il est possible à l'aide d'une antenne de réception, de reconstituer une image fidèle du signal émis.

Il n'est pas possible d'émettre tel quel le signal *audio* (parole) ou *vidéo* (images animées), et ce pour au moins deux raisons :

Une antenne d'émission a un rendement très faible aux fréquences des signaux audio et vidéo ;

Si on procédait de la sorte, on ne pourrait placer qu'un seul émetteur dans une zone géographique donnée.

Il est donc nécessaire de recourir aux techniques de *modulation* : l'information à transmettre (signal audio ou vidéo, que nous désignerons par le terme général de **signal modulant**) va modifier l'une des caractéristiques d'un signal haute fréquence appelée **porteuse** ; on peut amplifier soit l'amplitude de la porteuse (modulation d'amplitude, MA) soit sa fréquence (modulation de fréquence, MF).

Emetteur :

Un **émetteur** comporte essentiellement les blocs suivants (figure II.1) :

Un *oscillateur maître* qui génère la porteuse ;

Un *circuit* qui traite le signal modulant (audio ou vidéo) ;

Un *modulateur* qui combine porteuse et signal modulant ; il en sort un signal modulé, qui est un signal haute fréquence d'amplitude ou de fréquence variable ;

Un *amplificateur de puissance* qui porte le signal modulé à la puissance nécessaire pour l'émission : le courant de sortie de l'amplificateur est envoyé vers l'antenne d'émission ; celle-ci transforme le courant en ondes électromagnétiques qui vont se propager vers l'espace.

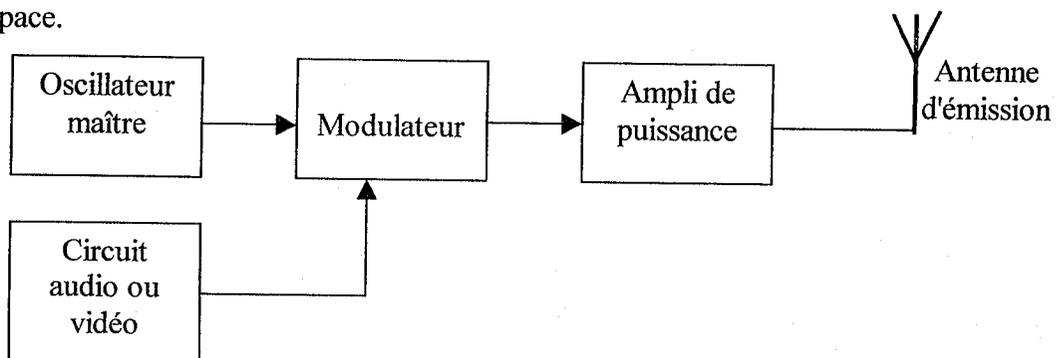


Figure II.1 : structure simplifiée d'un émetteur [8]

Récepteur:

L'antenne de réception transforme les ondes électromagnétiques en signaux électriques qui sont appliquées à l'entrée d'un *récepteur*. Celui-ci comporte les étages suivants (figure II.2) :

Un circuit de sélection, la tête de réception, qui sélectionne le signal désiré parmi tous les signaux captés par l'antenne ;

Un amplificateur RF (radiofréquence) qui amène le signal à un niveau suffisamment élevé pour qu'on puisse séparer l'onde porteuse et le signal modulant, ce qui est réalisé par le modulateur ;

Un amplificateur qui amplifie le signal démodulé ; dans un récepteur audio, le signal AF (fréquence audio) alimente un haut-parleur ; dans un récepteur de télévision, le signal démodulé pilote un tube cathodique.

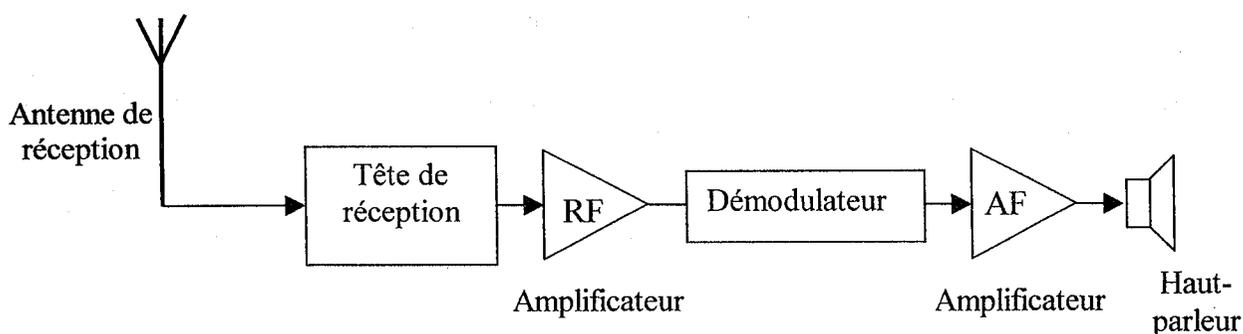


Figure II.2 : structure simplifiée d'un récepteur [8]

II. Principaux types de modulation

Lorsque l'on modifie l'une des caractéristiques (amplitude ou fréquence) de l'onde porteuse, on fait apparaître des fréquences nouvelles, différentes à la fois de la fréquence de la porteuse F_p et des fréquences F_m présentes dans le signal modulant.

Nous pouvons représenter par un diagramme l'amplitude des différentes composantes du signal modulé et leur fréquence ; c'est ce qu'on appelle le *spectre* du signal.

Quel que soit le type de modulation les fréquences nouvelles qui apparaissent lors du processus de modulation sont groupées de part et d'autre de F_p pour cette raison, elles sont appelées bandes latérales. Le nombre et les fréquences des bandes latérales dépendent à la fois du signal modulant et du type de modulation.

On appelle largeur de bande(LB) de l'émission l'écart en fréquence entre les bandes latérales extrêmes.

III. Bandes de fréquence et leur utilisation

Le spectre des ondes électromagnétiques a été arbitrairement découpé en un certain nombre de bandes.

Comme les utilisations des ondes électromagnétiques sont très nombreuses, c'est à un organisme international, l'Union Internationale des Télécommunications, qu'incombe la mission d'attribuer aux différentes classes d'utilisateurs (radiodiffusion, services publics, amateurs, etc.) les plages de fréquences ou canaux dans les quels ils peuvent émettre. La largeur des canaux est choisie en fonction du type d'informations à transmettre (voix, données) et du type de modulation.

Voici les diverses bandes de fréquences, avec des exemples d'utilisation :

ELF (Extremely Low Frequencies, fréquences extrêmement basses, 30 à 300 Hz) ; pas utilisée pour l'émission ;

VF (Voice Frequencies, fréquences vocales, 300 à 3000 Hz) : pas utilisée pour l'émission ;

VLF (Very Low Fréquences, très basses fréquences, 3 à 30 KHz) : communication port-bateaux ;

LF (Low Frequencies, basses fréquences, 30 à 300 KHz) : radiodiffusion ondes longues(150 à 275 KHz), systèmes de navigation Loran C et Decca, trafic télégraphique, radiobalises, signaux horaires ;

MF (Medium Frequencies, fréquences moyennes, 300 KHz à 3 MHz) : radiodiffusion ondes moyennes (520 à 1605 KHz), fréquence de détresse (500 KHz), système de navigation Loran A, télégraphie, communications avec les bateaux, signaux météo ;

HF (High Frequencies, hautes fréquences, 3 à 30 MHz) : radiodiffusion ondes courtes, amateurs, fréquences standards, signaux horaires, aviation, radiotéléphones ;

VHF (Very High Frequencies, très hautes fréquences, 30 à 300 MHz) : radiodiffusion en fréquence modulée(88 à 108 MHz), télévision(Bande I, 47 à 68 MHz) ; Bande III, 174 à 230 MHz),trafic aérien, systèmes d'atterrissage sans visibilité

UHF (Ultra High Frequencies, fréquences ultrahautes, 300 MHz à 3 GHz)

SHF (Super High Fréquences, fréquences superhautes, 3 à 30 GHz)

EHF (Extremely High Frequencies, fréquences extrêmement hautes, 30 à 300 GHz) : satellites, radar, le haut de la bande ne pas encore totalement attribué.

Remarquons que chaque bande de fréquences est neuf fois plus large que la précédente.

Les plages de fréquences correspondant aux différentes utilisations sont données à titre indicatif ; elles peuvent varier quelque peu d'un pays à l'autre ; par ailleurs, les attributions des plages peuvent être modifiées au fil du temps.

IV. Les différents services mobiles terrestres mondiaux

Le système RAMAGE et RADIOCOM 2000 sont conçus et exploités en France.

Le réseau C et Autotel sont des systèmes Allemands.

Les systèmes nordiques sont : le système finlandais NOKIA et le système suédois ERICSSON très exploité dans le monde.

Il existe deux types de systèmes : le public et le privé.

Le système ramage est privé, c'est à dire que le mobile qui appartient à ce réseau n'a accès qu'aux échanges à l'intérieur de ce réseau et non du réseau téléphonique général.

Le service mobile Suédois, Finlandais, le réseau C et Autotel sont des services publics, ils ont accès au réseau téléphonique général.

Le service français RADIOCOM 2000 est mixte : privé et public.

Cependant tous ces systèmes sont incompatibles, ils n'utilisent pas les mêmes bandes de fréquence ni le même type de modulation.

V. Les stations mobiles

Les stations mobiles permettent aux exploitants de faire face à des contraintes très variées ; par exemple, l'utilisation provisoire d'équipements de commutation en attendant la mise à disposition d'un site en cours de rénovation, le raccordement d'abonnés au réseau téléphonique et, ou télégraphique dans les zones désertiques lors d'un événement d'exception (exposition, expédition, couverture sportive, catastrophe naturelle) ou expansion rapide d'un réseau de distribution notamment pour étendre la zone de couverture radioélectrique par l'installation de concentrateurs d'abonnés d'instant.

Pour assurer une bonne liaison entre utilisateurs, chacun a sa propre identification qui fait l'objet d'un contrôle automatique avant la connexion des voies de communication

au sein du central. Les systèmes de radiotéléphonie VHF/ ou UHF, en interfonctionnement avec des systèmes de transmission à petits nombres de canaux hertziens avec des faisceaux hertziens à bande étroite, ainsi qu'avec des centraux de commutation des télécommunications dans les zones vastes, peu peuplées et difficilement accessibles.

VI. Caractéristiques des stations mobiles

- Possibilité d'extension du système ;
- Système d'appel sélectif et d'identification des abonnés radiotéléphoniques ;
- Sécurité élevée contre les perturbations et les fausses communications, assurée par surveillance de la qualité des communications au moyen de tonalités pilotes ;
- Consommation d'énergie minimale ;
- Installation et maintenance aisées.

VII. Sources d'alimentation

L'installation de réseaux de télécommunication impose une alimentation sans interruption et des moyens de câblage très coûteux. Le problème de l'énergie d'alimentation est fondamental pour les télécommunications mobiles. D'une façon générale, la consommation des équipements est relativement faible en réception ; par contre, en émission, la puissance fournie par l'alimentation est sensiblement proportionnelle à la puissance délivrée à l'antenne.

Pour un poste mobile, installé sur véhicule automobile par exemple, l'alimentation peut en général être prélevée sur la batterie propre du véhicule ; la capacité de celle-ci peut éventuellement être renforcée si l'exploitation comporte un temps d'émission important ; le dispositif de recharge de la batterie doit faire l'objet d'une attention particulière :

Les solutions modernes utilisent des alternateurs qui permettent d'obtenir un courant de charge important, même lorsque le moteur tourne à bas régime.

Les stations fixes disposent en général du secteur alternatif. Il peut y avoir lieu de prévoir un dispositif de secours au moyen de batteries ou même de groupes électrogènes, suivant l'importance de la station.

Il convient de souligner l'importance de réduction de consommation des équipements apportée par l'utilisation des semi-conducteurs : la consommation d'un

récepteur en veille peut être réduite à quelques milliampères sous une tension de l'ordre de volts.

Les émetteurs-récepteurs doivent pouvoir s'accommoder dans certaines limites de variations éventuelles de la tension présentée par la source d'alimentation. Le choix de l'énergie d'alimentation doit satisfaire simultanément les conditions économiques, techniques et des besoins d'alimentation recherchés. Pour certains sites fortement ensoleillés l'emploi de générateurs photovoltaïques autonomes est une solution très bien adaptée. La question posée est comment exploiter cette énergie au maximum avec un minimum d'investissement ? Ceci est possible avec un bon dimensionnement du système photovoltaïque permettant d'alimenter l'installation de télécommunication.

Conclusion

L'étude de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes destinées à alimenter les systèmes de télécommunication mobiles nécessite la présentation de ces systèmes.

Ce sont des stations mobiles qui peuvent être installés dans divers sites (notamment isolés ou désertiques) afin de couvrir les évènements exceptionnels dont on pourrait avoir besoin d'installation temporaire et où il serait économiquement et techniquement impossible d'utiliser une source d'énergie classique.

CHAPITRE III

ETUDE DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

Introduction

Un système photovoltaïque est un système destiné à assurer la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique et le conditionnement de cette énergie en vue de l'adapter à des besoins spécifiques.

Pour assurer ces deux fonctions principales, le système sera constitué :

- d'un champ photovoltaïque ;
- d'un système de stockage ;
- d'un système de régulation ;
- de la charge à alimenter.

Les éléments constitutifs du système photovoltaïque sont ceux de la figure III.1 :

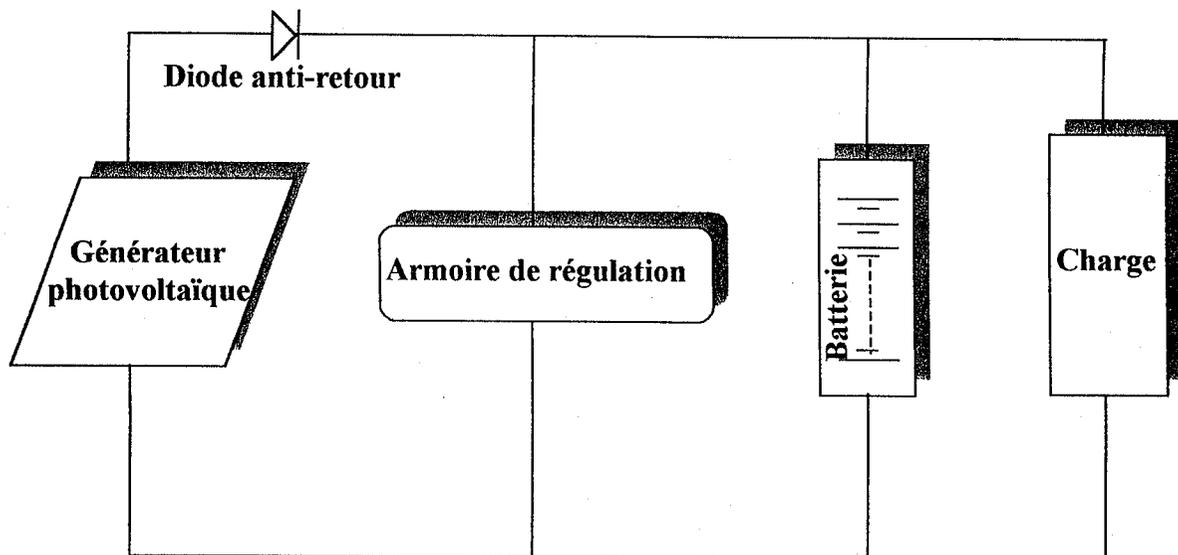


Figure III.1 : Synoptique d'une Installation photovoltaïque

1. Le panneau photovoltaïque charge la batterie en période d'ensoleillement.

Le nombre de modules qui constituent le générateur photovoltaïque est déterminé à partir des besoins en énergie électrique du futur utilisateur et des caractéristiques climatiques du site: ensoleillement, température.....

2. La diode de blocage Ou diode anti-retour par laquelle passe le courant produit par le générateur solaire, dirige le courant dans une seule direction vers la batterie et la charge.

Pendant la nuit ou les périodes de faible ensoleillement, la même diode empêche la batterie de se décharger à travers le panneau solaire.

3. La batterie d'accumulateurs:

Les batteries, véritable réservoir d'électricité, en se "remplissant et se vidant " assurent le fonctionnement de l'installation et son autonomie.

4. L'armoire de régulation gère le système

Notons que les installations autonomes sont subdivisées en deux catégories suivant le type de générateur soit:

- les générateurs photovoltaïques avec stockage d'énergie uniquement ;
- les générateurs hybrides, comportant par exemple, des panneaux photovoltaïques plus une éolienne, un groupe électrogène ou un autre type de générateur.

Nous nous intéressons dans le cadre de notre étude au générateur photovoltaïque avec stockage d'énergie.

I. Champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est formé par l'assemblage de cellules élémentaires associés en panneaux. Les panneaux peuvent être groupés en série, parallèle ou mixte selon les besoins en courant ou tension de la charge utilisée.

I.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien BECQUEREL lorsqu'il a découvert qu'un voltage s'établissait lors de l'éclairement d'une électrode dans une solution électrolytique. ADAMS et DAY (1877) furent les premiers à observer l'effet sur un solide, en l'occurrence le sélénium.

Plusieurs physiciens du solide (LANGE, GREND AHL, SCHOTTKY) firent des travaux sur le sélénium et les oxydes de cuivre.

C'est seulement en 1954 qu'apparurent des articles décrivant des travaux utilisant l'effet photovoltaïque comme source d'énergie et fut appliquée, par une équipe qui recherchait le moyen d'alimenter en électricité les téléphones installés en zones isolés. Cette année là un groupe de chercheurs démontra que des rendements corrects pouvaient être obtenus en convertissant des radiations (radioactives) en électricité si l'on utilisait une cellule à jonction P-N en silicium.

Utilisant ces méthodes, CHAPIN, FULLER, PEARSON, rapportèrent des rendements de 6% (1955). En parallèle, des travaux sur le sulfure de cadmium étaient menés (REYNOLDS, LEIES, etc....) obtenant des rendements similaires.

Depuis de nombreux travaux sur divers matériaux, aussi que sur d'autres, sont effectués.

1.1.1 Principe de l'effet photovoltaïque

Lorsque les photons (particules de lumière) frappent certains matériaux, ils délogent et mettent en mouvement les électrons des atomes de ces matériaux entraînant ainsi un courant électrique du au mouvement d'électrons.

L'effet photovoltaïque, appelé parfois processus de photoémission interne, est observé avec une grande variété de matériaux, mais se sont les semi-conducteurs qui révèlent les meilleures performances dans le domaine du spectre solaire. Lorsque les photons sont absorbés dans un semi-conducteur, ils créent des électrons libres dont l'énergie est supérieure à l'énergie de liaison dans le cristal. Ces électrons libres créés, il faut un champ électrique qui permettra leur écoulement hors du semi-conducteur afin d'en obtenir un travail utile.

1.1.2 Cellule photovoltaïque

Les photopiles ou cellules photovoltaïques, sont des composants optoélectroniques qui transforment directement le flux solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

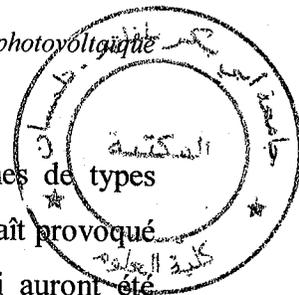
Le matériau de base le plus utilisé est le silicium. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, polycristalline ou monocristalline. Il existe plusieurs type de cellules:

-en silicium cristallin (c-Si);

-en silicium amorphe (a-Si), matériau plus récemment utilisé en couche mince.

D'autres matériaux sont utilisables: le Germanium(Ge), l'Arséniure de Gallium(AsGa), le Tellurure de Cadmium(CdTe).

Le choix d'un matériau semi-conducteur dépendra de la façon dont il sera utilisé.



Une cellule solaire sera obtenue en constituant une jonction de zones de types opposés (jonction PN). Au voisinage de la jonction, un champ électrique apparaît provoqué par le déséquilibre de charges. Il va contribuer à drainer les électrons qui auront été détachés par l'énergie des photons ("gains de lumière") incidents.

I.1.3 Principe de fonctionnement de la cellule

La cellule photovoltaïque comporte une jonction PN, la face de l'une des régions est soumise à un flux lumineux. Chacune des régions est reliée à une grille métallique à l'aide d'un contact ohmique de faible résistance. Lorsque l'une des régions est éclairée une partie des photons incidents est réfléchi sur la face, l'autre pénètre dans le cristal.

Parmi les photons qui pénètrent dans le cristal, ceux qui ont une énergie suffisante supérieure à la bande interdite E_g , libèrent des paires électrons-trous près de la jonction.

Ces paires électrons-trous génèrent un courant grâce au champ électrique régnant au niveau de la jonction.

I.2 Modélisation mathématique d'une cellule solaire

La cellule solaire en fonctionnement pourrait s'identifier à un générateur de courant de lumière (I_{ph}) auquel il faut soustraire le courant de la diode en polarisation directe (I_D).

En pratique, on introduit une résistance parallèle (shunt) (R_p) qui rend compte de certains effets tels que le courant de fuite par les bords de la cellule et une résistance série qui traduit les phénomènes de contact (métallisation de grille de collecte et de face arrière) de la couche de base et de la zone avant de la cellule solaire.

Le modèle mathématique d'une cellule solaire est celui de la figure III.2.[17]

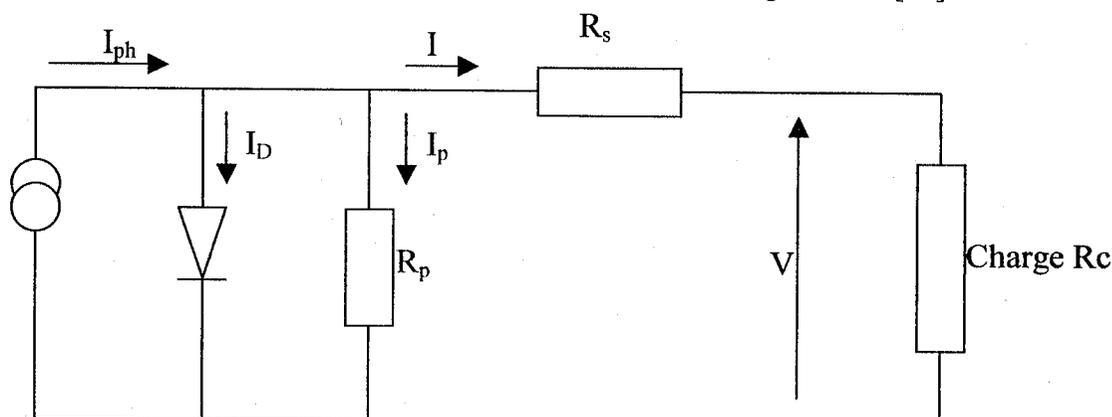


Figure III.2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire

On applique la loi de Kirchoff :

$$I = I_{ph} - I_p - I_D \quad (III.1)$$

Le courant qui passe dans la résistance shunt :

$$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (III.2)$$

Avec:

V : la tension aux bornes de la charge.

Le courant de jonction est donné par :

$$I_D = I_0 \left[\exp \frac{q(V + I \cdot R_s)}{mKT_c} - 1 \right] \quad (III.3)$$

Avec:

I_0 : courant de saturation de la diode

q : charge de l'électron

K : constante de Boltzman

T_c : température de la cellule

m : coefficient d'idéalité de la diode , $1 \leq m \leq 7$

m = 1 pour les cellules au silicium monocristallin

En remplaçant les courants I_p et I_D par leurs expressions dans l'expression (III.3) on aura :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{mKT_c} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (III.4)$$

Dans le cas du silicium monocristallin la résistance R_p est très grande et le courant généré par la cellule à pour expression :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \frac{q(V + R_s I)}{mKT_c} - 1 \right] \quad (III.5)$$

I.3 Courbe de puissance d'une cellule photovoltaïque à l'obscurité et sous éclairement

La caractéristique $I(V)$ d'une jonction PN est donnée par la figure (III.3) :

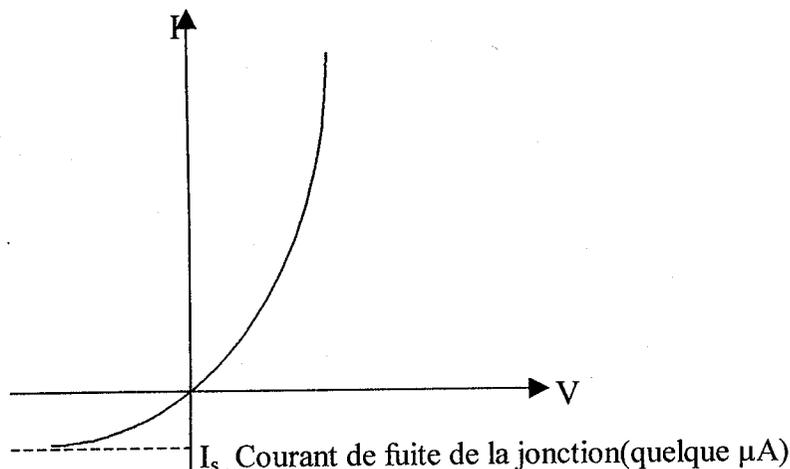


Figure III.3 : Caractéristique $I(V)$ d'une jonction PN dans l'obscurité

La courbe $I(V)$ d'une jonction éclairée se déduit de celle d'une jonction dans l'obscurité par un décalage de I_{cc} (voir figure). La zone du quatrième quadrant est la zone où la cellule fournit de la puissance ($V=V_p-V_n$).

Pour plus de facilité, on ramène cette zone dans le premier quadrant (figure III.4).

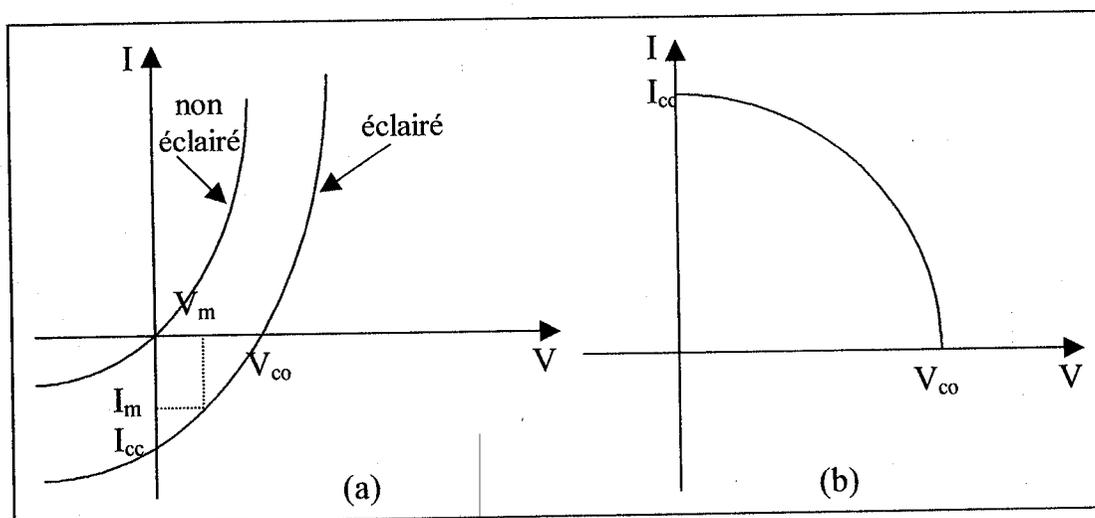


Figure III.4 : Caractéristique $I(V)$ d'une jonction sous éclairement

- déduit de celle d'une jonction non éclairée
- partie utile ramenée dans le premier quadrant

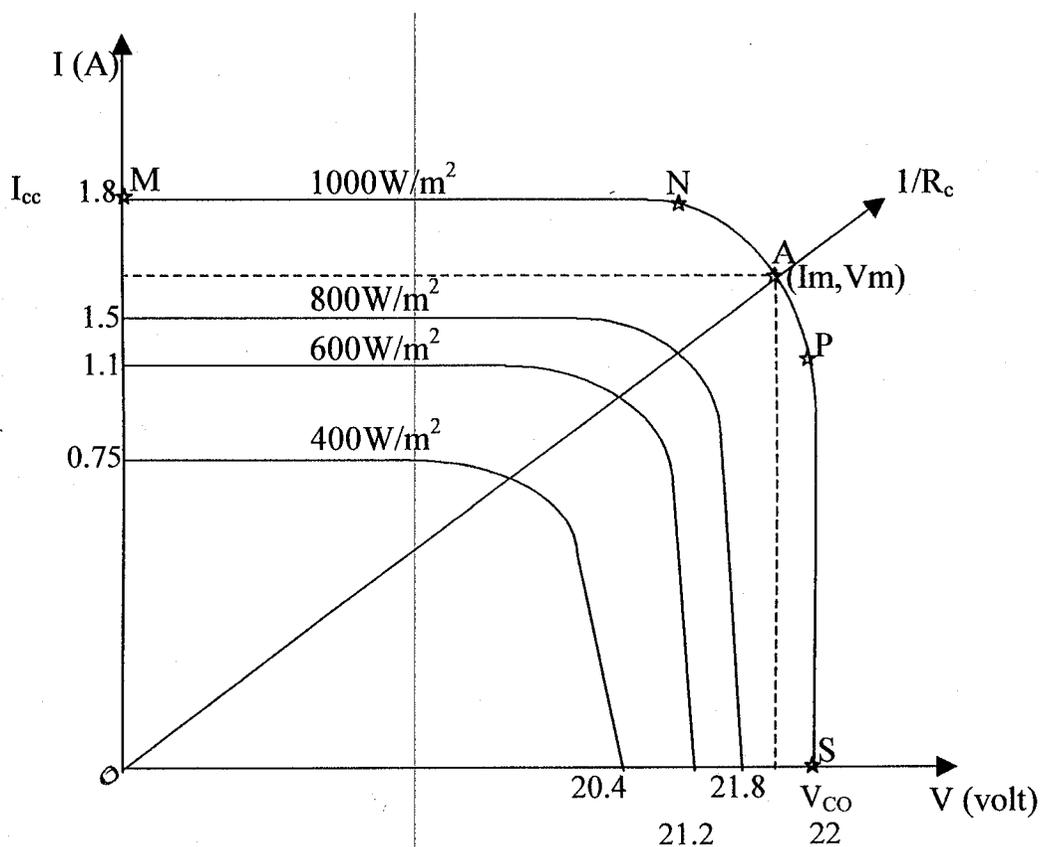


Figure III.5 : Variation relative des caractéristiques courant-tension d'une cellule solaire en fonction de l'intensité du flux lumineux ($T=28^\circ\text{C}$)[18]

Suivant les valeurs de la charge (R_c). Le point de fonctionnement pourra se situer dans l'une des trois zones MN, NP, PS.

Dans la zone MN, correspondant aux valeurs faibles de la charge, la cellule se comporte sous illumination constante comme un générateur à courant pratiquement constant de valeur voisine du courant de court-circuit de la cellule.

Dans la zone PS, correspondant aux valeurs élevées de la charge, la cellule se comporte comme un générateur de tension pratiquement voisine de la tension de circuit ouvert de la cellule. Or, il est évident que le maximum de puissance électrique sera fourni à la charge lorsque celle-ci aura la valeur optimale R_{opt} correspondant à la droite OA . Ce point A se situe dans la zone NP où $I=f(V)$ de la cellule éclairée est tangente à une des courbes d'équipuissance P_e . Au point A , on retrouve une règle générale caractérisant un transfert de puissance optimale entre générateur et charge [18].

La figure (III.5) montre la caractéristique $I=f(V)$ relevée pour différents niveaux d'éclairement. deux remarques peuvent être tirées de cette figure :

- 1- La tension de circuit ouvert diminue légèrement avec le flux lumineux.
- 2- Le courant de court-circuit est pratiquement proportionnel au flux solaire.

1.4 Influence des résistances shunt et série

La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

La résistance série dépend principalement de la résistivité de ces grilles du substrat, ...etc.

Les résistances série et shunt, modifient légèrement la forme de la caractéristique $I=f(V)$ ce qui est illustré par les figures (III.6) et (III.7).

L'influence de la résistance série se traduit par une diminution de la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte en générateur de tension (zone PS).

L'influence de la résistance shunt se traduit par une augmentation de la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur de courant (zone MN).

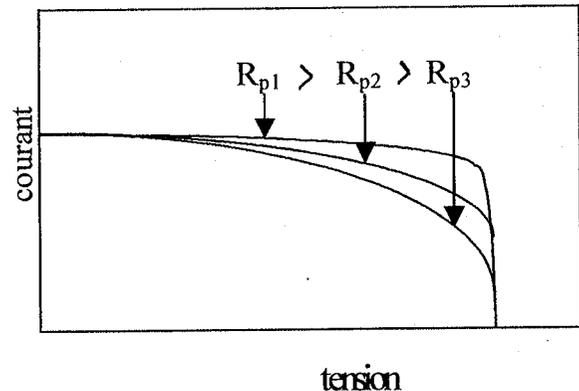
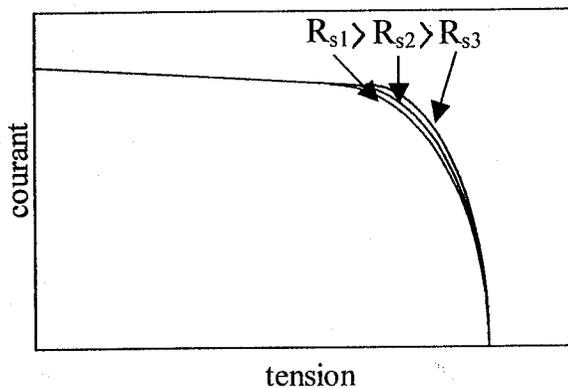


Figure III.6: Influence de la résistance série Figure III.7: Influence de la résistance shunt

1.5 Influence de la température

La température a un effet néfaste sur la caractéristique d'une cellule photovoltaïque et peut l'endommager. Le photocourant augmente avec température (réduction de la bande interdite). Par contre le courant I_D varie très rapidement avec la température.

Il en résulte qu'en fonction de la température (figure III.8) :

- La tension en circuit ouvert va diminuer ($2\text{mv}/^\circ\text{C}$ pour le Silicium)
- La puissance maximale délivrée va diminuer (de l'ordre de 0.35% par $^\circ\text{C}$ pour le silicium),
- La baisse de la puissance fournie est estimée environ à 0.5% par $^\circ\text{C}$ pour un module, le rendement et le facteur de forme vont chuter.

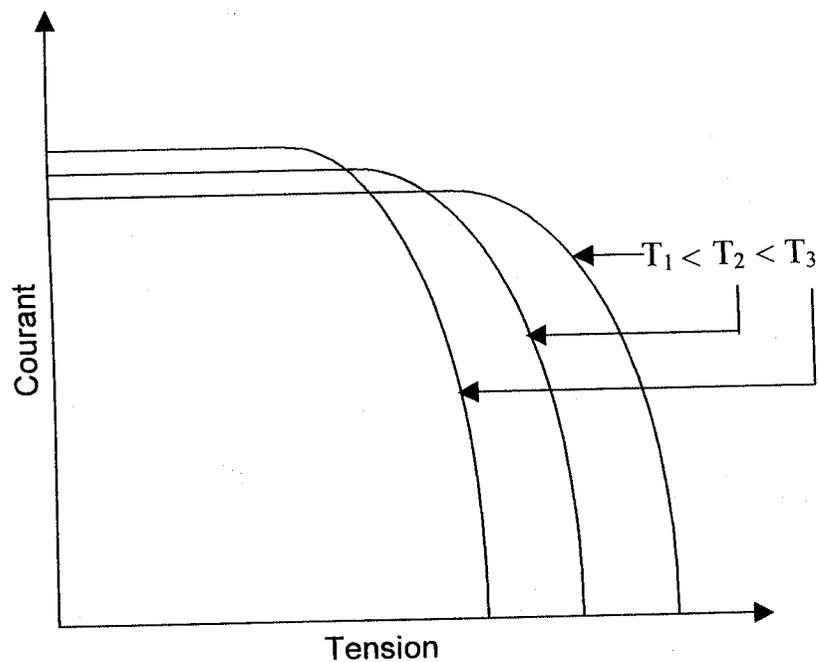


Figure III.8 : influence de la température

1.6 Grandeurs caractéristiques de la cellule

Le comportement des cellules solaires est déterminé par les grandeurs principales suivantes :

1.6.1 Courant de court circuit

I_{cc} est le courant de court circuit obtenu pour une tension nulle de nulle de sortie, il est proportionnel au flux incident :

$$I_{cc} = 52 \text{ mA/cm}^2 \quad \text{pour} \quad \phi = 1353 \text{ W/m}^2$$

$$I_{cc} = 35.6 \text{ mA/cm}^2 \quad \text{pour} \quad \phi = 834 \text{ W/m}^2$$

1.6.2 Tension en circuit ouvert

La tension maximale qui peut être obtenue par chaque cellule solaire est limitée à E_g / q . En pratique la tension en circuit ouvert est de l'ordre de $(2/3) (E_g / q)$ à cause des pertes d'énergie.

$$V_{co} = \frac{2 E_g}{3 q} \approx \frac{mKT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{cc}}{I_0} \right)$$

$$V_{co} = 570 \text{ mv} \quad \text{pour} \quad \phi = 1353 \text{ W/m}^2$$

$$V_{co} = 559 \text{ mv} \quad \text{pour} \quad \phi = 834 \text{ W/m}^2$$

1.6.3 Facteur de Forme

Il est défini comme étant le rapport entre la puissance produit de I_{cc} et V_{co} .

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}}$$

Il exprime la viellese d'une cellule, sa valeur est de l'ordre de 80 % pour une bonne cellule.

Ce facteur baisse avec la résistance R_s et R_p

1.6.4 Facteur de tension

C'est le rapport de la tension V_{co} et tension de gap.

$$FV = \frac{V_{co}}{E_g / q}$$

$$0.5 < FV < 0.6$$

1.6.5 Rendement d'une cellule

Il présente le rapport entre l'énergie électrique fournie par la cellule et l'énergie incidente donnée par la relation :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{\text{incidente}}} = \frac{P_m}{G \cdot S} = \frac{FF I_{cc} V_{co}}{G \cdot S}$$

Avec :

P_m : puissance maximale fournie [W]

S : surface du générateur [m^2]

G : flux global [W/m^2]

Les différents pertes limitant le rendement de conversion sont :

- La réflexion à la surface, qui peut être réduite par traitement anti-reflet de la face avant,
- La température de jonction de la cellule,
- Le type de matériau utilisé et technique de fabrication,
- La résistance R_s et R_p responsable des pertes par effet joule,
- L'absorption incomplète des photons et excès d'énergie des photons absorbés.

1.7 Groupement des cellules solaires

L'alimentation de nos équipements exige des tensions et des courants suffisants compatibles avec les charges à alimenter, pour cela un groupement d'un certain nombre de cellules solaires s'impose.

1.7.1 Groupement série

L'association des cellules en série augmente la tension de fonctionnement jusqu'à atteindre une valeur suffisante.(figure III.9)

Pour N_s cellules identiques groupées en série :

$$V = \sum V_i = N_s V_i$$

$$I_{cc} = I_{cci}$$

Où V_i représente la tension délivrée par une cellule élémentaire;

I_{cci} le courant débité par une cellule élémentaire.

1.7.2 Groupement parallèle

Le courant débité par une cellule est insuffisant, si on désire augmenter le courant fourni à la charge, on associe un certain nombre de cellules en parallèle.(figure III.10)

Pour N_p cellules identiques groupées en parallèle :

$$I = I_{cci} = N_p I_{cci}$$

$$V_{co} = V_{coi}$$

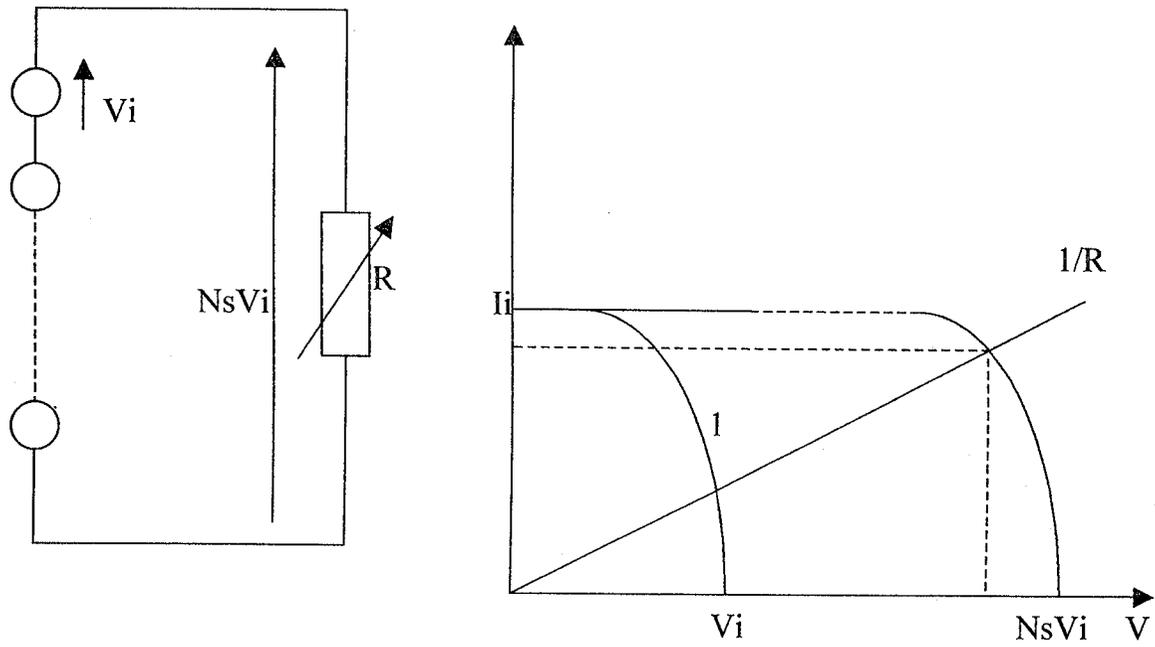


Figure III.9 : Groupement des cellules en série

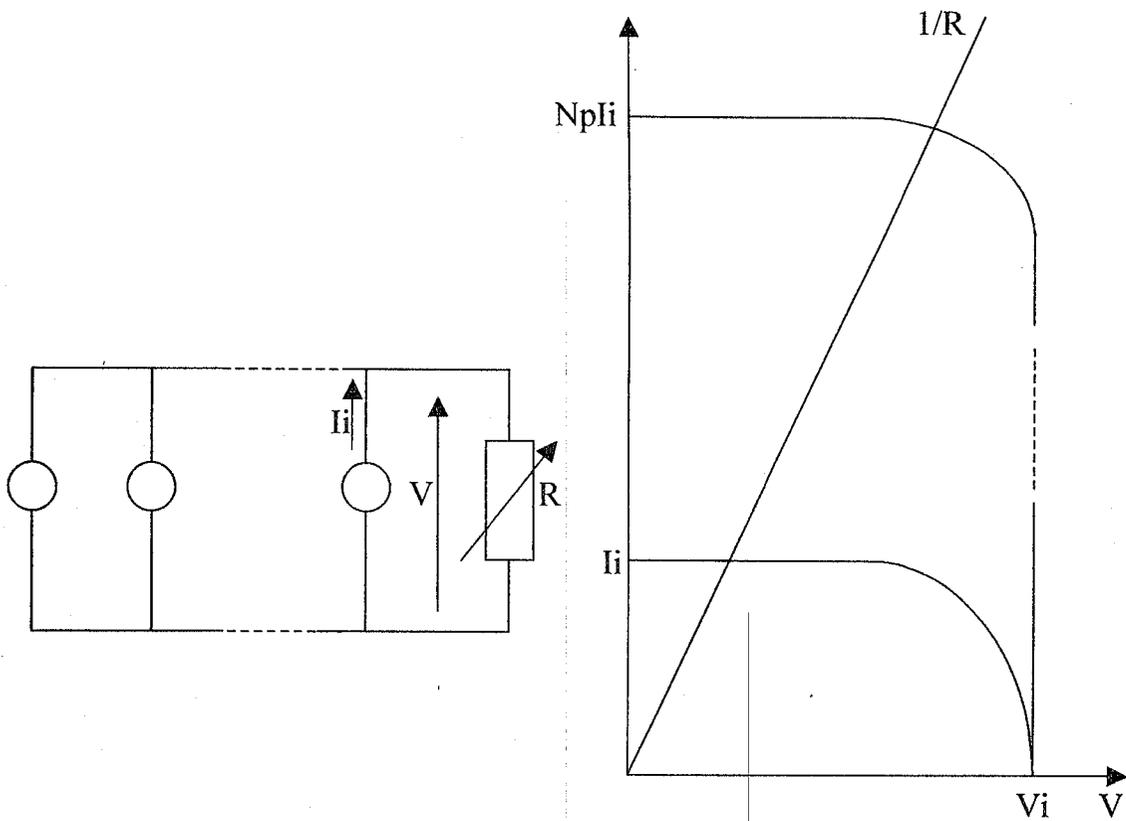


Figure III.10 : Groupement des cellules en parallèle

1.7.3 Module photovoltaïque

La puissance utile fournie par une cellule est faible et du fait de leur fragilité celles-ci ne peuvent pas être utilisées seules. Il faudra associer en série plusieurs cellules. L'association est effectuée au niveau des modules.

Actuellement, la puissance d'un module varie de quelques watts crête à quelques dizaines de watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle des modules. Ces groupements des modules doivent être effectués en respectant certaines règles de câblage et certains critères de sélection, afin de réduire les résistances introduites en série par les connexions quand des courants élevés les parcourent et d'assurer moins de pertes par interconnexion. On essaie de réaliser entre modules, des liaisons courtes et de longueurs à peu près égales. En outre, ces associations doivent être pratiquement équipées d'un système de protections (diode de protection) afin de protéger le générateur photovoltaïque contre certains défauts qu'il peut subir tels que:

- La dégradation d'une ou plusieurs cellules,
- L'éclairement non uniforme,
- La décharge de la batterie à travers les modules (nuit, périodes non ensoleillés,...).

II. Système de stockage

Le but essentiel de l'utilisation de l'énergie solaire est de subvenir aux besoins des communautés isolées tout en leur assurant une autonomie qui les mettent à l'abri des ruptures énergétiques. Ces pénuries sont provoquées par la distribution (spatiale et temporelle) aléatoire de l'énergie solaire et le décalage (qui peut être important) entre l'offre fournie par le champ et la demande.

Le stockage peut revêtir de nombreuses formes :

- Electrochimique,
- Indirecte (par l'utilisation d'installation ayant pour rôle de stocker de l'énergie sous forme utilisable tels que l'eau, la glace, l'air comprimé),
- Réseau électrique (ce type de stockage est utilisé lorsque les besoins en Été et en Hiver sont disproportionnés ; en outre il est utilisé pour des centrales de très forte puissance).

Le stockage par batteries est le système le plus communément utilisé.

La batterie est un élément tampon destiné à:

- Continuer à offrir de l'énergie en l'absence ou en présence de peu d'ensoleillement.
- Stabiliser la tension aux bornes de la charge.
- Permettre de mieux utiliser le système photovoltaïque par une meilleure adaptation dans la zone de puissance optimale.

Les batteries les plus utilisées sont au:

- Plomb
- Cadmium-Nickel

Sur le tableau (III.a) figure les caractéristiques comparées de ces batteries :

Caractéristiques	Accumulateur au Pb	Accumulateur au NiCd
Robustesse	Normal	Très bonne
Tension nominale	2.45 v, varie avec l'état de charge	1.25, constant avec l'état de charge
Rendement (%)	70-80	60-70
Durée de vie (ans)	7 à 10	8 à 10
Nombre de cycle pour 80 % de décharge	1000-1500	1500-2000
Surcharges et décharges profondes	Mal acceptée	Acceptée (5 à 10 %)
Auto-décharge	Faible (de 3 à 5 % par mois)	Faible
Charge	A faible régime (lente)	Accepte des régimes de charge élevés
Effet de la température	Pas très bonnes performances à basse température	Fonctionnement normal sur une large plage de la température
Energie spécifique	20-30 Wh/Kg	36-45 Wh/Kg
Entretien	Nécessite un entretien régulier	Très peu d'entretien
Risque de projection	Projection d'acide sulfurique	Projection d'une solution basique dangereuse

Tableau (III.a) : Caractéristiques comparées des batteries au plomb et au cadmium-nickel [9,10]

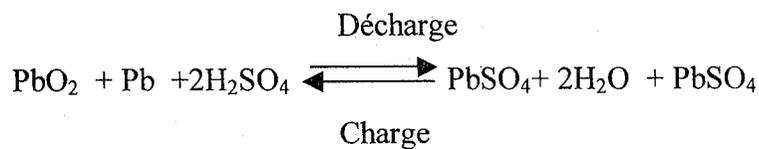
La batterie au Plomb est très utilisée. Les principales caractéristiques ainsi que les sécurités obligatoires, à inclure lors de toute installation d'un stockage, sont données ci-après.

II.1 Processus électrochimique

Les électrodes positive et négative d'un accumulateur au plomb ont pour matériau de base le plomb. La plaque positive d'un élément de plomb chargé se compose de bioxyde de plomb (PbO_2) et la plaque négative est formée par du plomb pur sous forme spongieuse pour faciliter, comme le bioxyde de plomb, les réactions avec l'acide. L'électrolyte est constitué d'acide sulfurique (H_2SO_4) dilué de densité 1.24g/cm^3 à 25°C .

La concentration de l'acide est de l'ordre de 40% [11]

Le processus chimique peut être décrit ainsi:



Lors de la décharge, le bioxyde de plomb de la plaque positive se transforme en sulfate de plomb, par absorption de l'ion SO_4^- de l'acide sulfurique. La plaque négative qui en état de charge, est sous forme de plomb spongieux, se transforme également en sulfate de plomb. A mesure que la batterie se décharge, il y aura moins d'acide et plus d'eau. Durant cette phase, il y a circulation des ions qui fournissent les électrons aux bornes externes. Les ions voyagent en sens inverse des électrons.

En faisant passer le courant dans le sens contraire, il se produira un processus de chargement. Lors de ce passage de courant, l'eau est décomposée libérant l'hydrogène, lequel s'unira à l'ion SO_4^{2-} des deux plaques, rétablissant l'acide sulfurique qui s'était dissocié lors de la décharge. L'oxygène de l'eau oxydera le plomb de la plaque positive qui récupérera le PbO_2 tandis que la plaque négative se réduira à du plomb pur.

II.2 Paramètres de la batterie

II.2.1 La capacité : c'est le nombre d'Ampère- heures que peut débiter une batterie pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie [12]

Elle varie avec le régime de décharge et de la température. La capacité d'une batterie est donnée généralement en 10 heures pour une tension d'arrêt de 1.8 volts.

D'autres paramètres affectent la capacité de la batterie:

- L'épaisseur des plaques,
- Les quantités et concentrations de l'électrolyte.

La batterie est caractérisée par une série de courbes. L'influence du régime de décharge sur la capacité est représentée sur la figure (III.11).

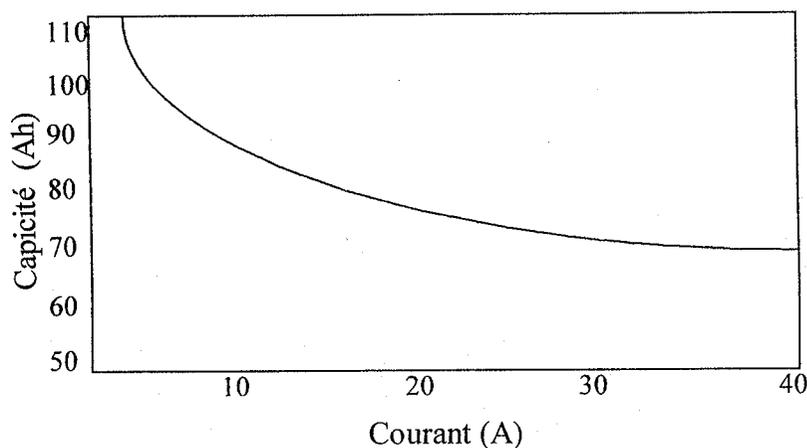


Figure III.11: *Influence du régime de décharge sur la capacité* [13]

II.2.2 La tension : La batterie est composée de plusieurs plaques positives et négatives alignées successivement à l'intérieure d'un bac (Généralement en polyéthylène, polypropylène ou acrylonitrystyrene transparent).

La tension d'un élément au plomb ou d'une paire de plaques positive et négative est de 2 Volts.

La tension en circuit ouvert d'une batterie au plomb dépend de la densité de l'électrolyte donc de l'état de charge (Voir Figure III.12).

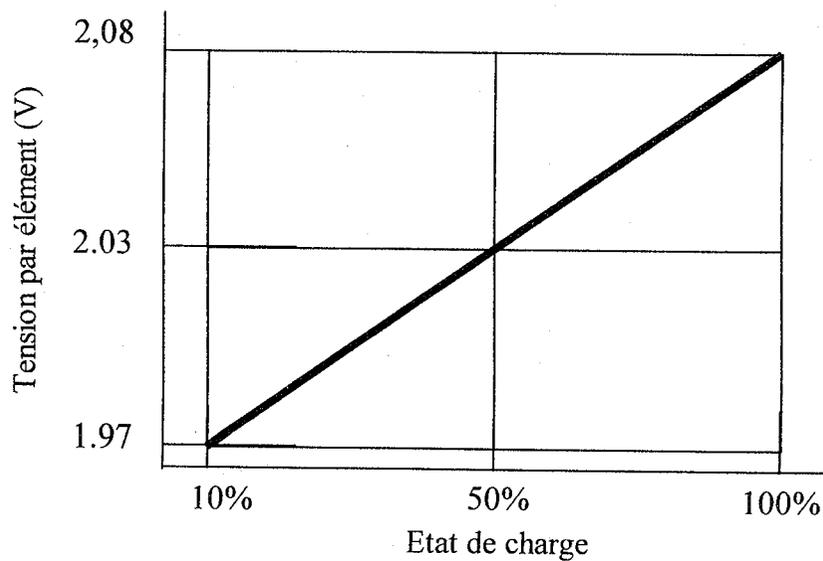


Figure III.12 : Variation de la tension de circuit ouvert d'un élément de plomb en fonction de l'état de charge [13]

II.2.3 Durée de vie :

Les facteurs influant sur la durée de vie de la batterie sont :

- La corrosion à l'intérieure de la batterie qui est contrôlée par la concentration en acide et la température.
- Les hautes températures qui provoquent l'évaporation de l'eau,
- La surcharge qui provoque des pertes d'eau, si cette eau n'est pas remplacée la durée de vie de la batterie se réduit,
- Les basses températures réduisent la capacité en augmentant les pertes par polarisation, et peuvent provoquer la congélation de l'électrolyte,
- Les cycles de charges et décharges sont limitées par des contraintes mécaniques et chimiques.
- La profondeur de décharge.

II.2.4 L'auto décharge :

L'auto décharge est la perte de la capacité, lorsque l'accumulateur est laissé au repos (sans charge) pendant une période donnée (figure III.13)

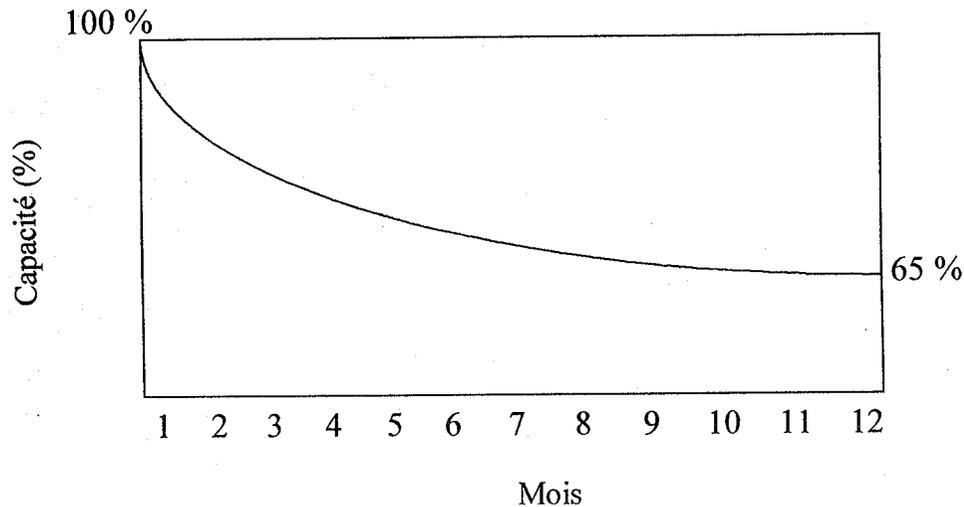


Figure III.13: L'autodécharge d'un élément de batterie en fonction du temps

La température et la durée de non-utilisation influent sur cette décharge lente.

L'auto décharge des batteries est une source de problèmes dans un système de stockage et à plus forte raison quant il s'agit de plusieurs batteries au niveau desquelles différent taux de décharge dépendant des matériaux de bases utilisés peuvent être rencontrés: ceci traduit généralement par des différences au niveau des états de charges.

Remarques

- Il ne faut pas mélanger des batteries neuves et anciennes. Il vaut mieux prévoir ses besoins futurs dès le départ.
- Lors de la mise en série, parallèle, série-parallèle, les batteries doivent être raccordées selon des règles précises avec des câbles de longueurs et sections appropriées.
- Eviter les surcharges des batteries (phénomène d'ébullition intense, consommation d'eau excessive, bris d'électronique inexplicables, notamment convertisseurs alimentations diverses, lampes, TV, etc....) lorsqu'une batterie boue la tension à ses bornes peut atteindre des valeurs exagérées et destructives.
- Ne jamais décharger une batterie en dessous de 30% de sa capacité. La capacité maximale normalement utilisable d'une batterie de 100Ah ne devrait jamais dépasser 70Ah. Au-delà il y a sulfatation très rapide des plaques et perte rapide de

dement déchargée). Moins on
terie complètement déchargée

existent des panneaux dits
ible pour surcharger une
mais ces panneaux ne
solution si on envisage

soltaire
ce de vie de la batterie dépend étroitement du régulateur.
De plus
une bonne durée de vie et un bon rendement, il est nécessaire d'utiliser
des batteries spéciales dites solaires (spécialement pour sites autonomes).

III. Système de régulation

Pour pouvoir prolonger la durée de vie d'une batterie électrochimique, il est nécessaire de prévoir un système capable de protéger celle-ci contre les surcharges (faible ensoleillement et forte demande).

Pour cela, un système de régulation est nécessaire, il assure:

- Le contrôle de la charge est la décharge de la batterie,
- L'optimisation du transfert d'énergie à la charge,
- L'augmentation de la fiabilité et du rendement du système, fixation de la tension sortie pour la charge.

Le système de régulation le plus simple est appelé système autorégulation. Il se compose d'un module photovoltaïque et d'une batterie ne comportant pas, en général, de diode antiretour.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appuiera le régulateur pour assurer sa fonction.

Le système à deux seuils est le plus utilisé afin d'éviter les oscillations provoquées par la variation de la tension de la batterie lorsqu'elle passe d'une phase (décharge) à une autre (charge).

Le régulateur coté batterie –utilisation est de type régulation à coupure avec deux seuils :

- Seuil de déconnexion de la charge,
- Seuil de reconnexion de la charge.

III.1 Régulateur de charge à coupure

La tension de la batterie est mesurée et comparée à une tension de référence.

Un dispositif actionne un relais et isole le générateur M si la tension est supérieure ou égale au seuil haut ; il rétablit le contact lorsque la tension devient inférieure ou égale au seuil bas. (Figure III.14).

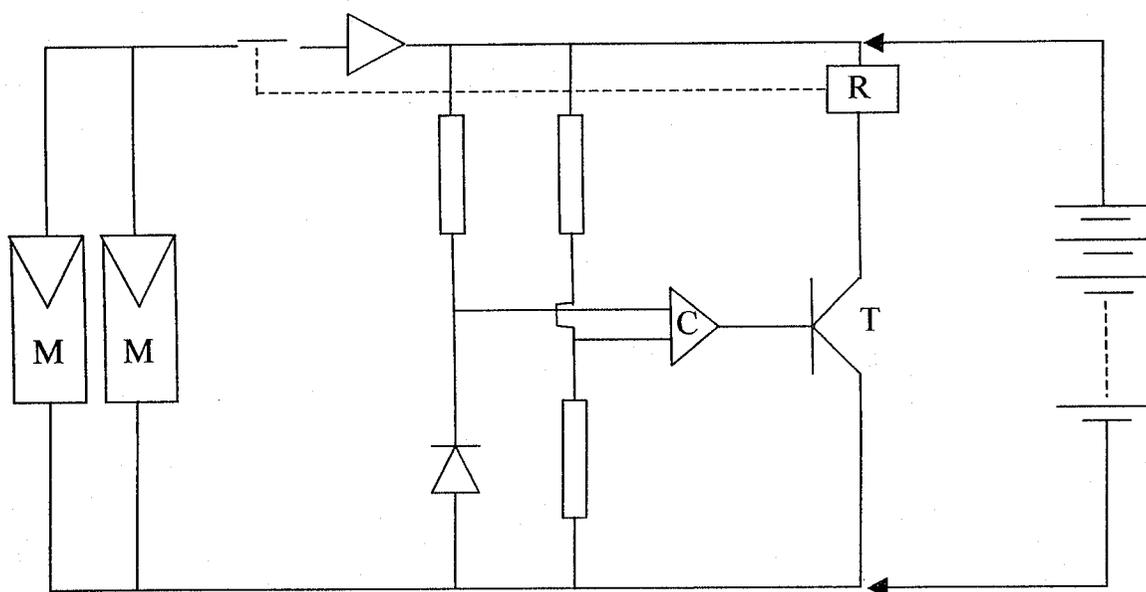


Figure III.14: Régulateur de charge à charge à coupure [14]

III.2 Régulateur de charge série à coupure partielle

Ce type de régulateur permet de fractionner les modules photovoltaïques en deux parties délivrant chacune une même tension selon le principe suivant:

Une partie des modules charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure pendant que l'autre partie est branchée directement à la batterie et la charge en permanence.

III.3 Qualité d'un régulateur

Les qualités requises par un régulateur sont:

- Sa simplicité,
- Sa faible consommation propre,
- Son faible coût.

Les caractéristiques du régulateur à coupure sont:

- La charge incomplète de la batterie,
- Sa faible consommation propre mais permanente,
- Son coût moyen,
- Aucune dissipation d'énergie,
- Réglage des seuils très délicat.

Conclusion

Afin de pouvoir estimer la performance du système photovoltaïque nous avons jugé nécessaire d'étudier chaque composante du système (générateur photovoltaïque, batterie de stockage et régulateur de charge)

Après avoir représenté les éléments constitutifs de l'installation photovoltaïque, leurs caractéristiques et leurs principes de fonctionnement nous avons présenté les facteurs qui limitent le rendement de chaque constituant car le dimensionnement de l'installation solaire dépend essentiellement de ces rendements.

CHAPITRE IV

DIMENSIONNEMENT DE

L'INSTALLATION PV

Introduction

Dans ce chapitre seront présentées les différentes étapes liées au dimensionnement d'une installation solaire autonome de faible puissance destinée à alimenter un poste de télécommunication radiotéléphonique mobile, pour plusieurs sites (notamment isolées) du territoire national.

Le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques est très important surtout du point de vue économique. Il permet de concevoir un système performant, évitant les pertes de charge trop fréquentes tout en minimisant le coût de l'installation. Il s'effectue en utilisant les données de l'irradiation solaire globale du mois le moins ensoleillé et la demande énergétique qui dans la plus part des cas est assez grossièrement définies.

Le dimensionnement de l'installation photovoltaïque revient en fait au choix de deux élément-clés:

- Le champ photovoltaïque (nombre de modules, puissance, énergie);
- Le stockage électrochimique (nombre d'éléments, capacité, autonomie)

Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent et du degré de satisfaction, en énergie, qu'ils peuvent assurer à la charge.

Ainsi ces deux éléments sont choisis, généralement, en fonction de deux critères:

- Coût minimal
- Satisfaction totale ou partielle des besoins énergétiques annuels de la charge.

Notre dimensionnement sera effectué par l'utilisation de deux méthodes :

- Méthode simplifiée (méthode du bilan énergétique ou méthode des heures équivalentes);
- Méthode de PPC (Probabilité de Perte de Charge)

Quelque soit la méthode de dimensionnement utilisée elle restera toujours confrontée à deux types d'estimation :

- La première sur la demande, qui dans la plus part des cas, est assez grossièrement définie et présent des fluctuations (horaires, journalières, mensuelles).
- La seconde sur le gisement solaire au sujet duquel on se heurte à un manque important de données représentatives.

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

On se propose dans le cadre de notre étude d'effectuer un dimensionnement optimal par l'utilisation d'une méthode dite PPC (probabilité de perte de charge) pour laquelle on précise le type d'entrée nécessaire, la demande adoptée dans le calcul et le type de sortie proposée.

I. Présentation des paramètres intervenant dans le dimensionnement

Les paramètres qui interviennent dans la conception et le dimensionnement d'un système photovoltaïque sont :

1. Les données climatiques (détermination du rayonnement solaire par jour ou par mois, durée d'insolation, température ...)
2. Les données géographiques (Altitude, Latitude, Longitude, déclinaison du soleil, Albédo, indice de sérénité, inclinaison des panneaux PV...)
3. Les données d'utilisation (énergie consommée) :

Dans notre cas, l'installation solaire à dimensionner est destiné à alimenter en énergie électrique un poste radiotéléphonique de tension nominale de 12 volts.

* Sa consommation en courant continu est définie de la façon suivante:

Etat de veille : 0,4 A

Etat d'émission : 3,4 à 4,2 A

* Sa caractéristique d'alimentation en tension est de 12 volts DC.

* Sa consommation énergétique journalière (L_j) est calculée par la formule suivante:

$$L_j (\text{Ah}) = 4.2 A + 0.4 B \quad (\text{IV.1})$$

Où :

A : nombre d'heures en émission

B : nombre d'heures en veille

$$L_j (\text{Wh}) = (4.2 A + 0.4 B) U \quad (\text{IV.2})$$

Avec :

U : tension nominale de l'utilisation (12 volts).

4. données financières :

Le coût total de l'installation est calculé par la formule suivante:

$$\text{Coût} = P = a A + b C + d \quad (\text{IV.3})$$

Avec:

- a : prix de m² de module
- b : prix de KWh
- A : surface de module (m²)
- C : capacité de stockage (KWh)
- d : coûts divers

Dans notre étude on va utiliser deux méthodes de dimensionnement :

- La méthode simplifiée (ou méthode du bilan énergétique) ;
- La méthode de la probabilité de perte de charge.

II. Méthodes simplifiées[18]

Ces méthodes ne nécessitent que peu de données, et leur calcul est très simple. Dans les méthodes simplifiées sont regroupées celles pour lesquelles le calcul de la taille du générateur et du stockage peut être effectué de manière manuelle. Leur principe consiste à déterminer la surface des panneaux pour une consommation moyenne journalière connue. La capacité de la batterie est calculée pour un nombre de jours d'autonomie donné. Suivant le site d'utilisation de l'installation solaire, l'autonomie exigée varie.

Les données nécessaires pour cette méthode sont :

- L'énergie consommée quotidiennement par la charge (Lj), déterminée à partir des données de l'utilisateur concernant les durées journalières d'utilisation.
- L'énergie incidente moyenne reçue sur le plan des modules suivant l'inclinaison de ces derniers (horizontales ou inclinés). Il est donc nécessaire de fixer l'inclinaison optimale des panneaux.

II.1 Méthodologie de calcul

a- Surface du générateur

Le calcul de la surface des panneaux photovoltaïques est effectué sur le mois le plus défavorable à l'aide de la formule suivante [19] :

$$A = \frac{L_j}{\eta_{ph} \eta_b G} \quad (IV.4)$$

Avec :

L_j : consommation journalière (Wh/j)

G : énergie incidente sur le plan des modules (Wh/m²/j)

η_{ph} : rendement du champ photovoltaïque

η_b : rendement du stockage

Le nombre de modules en série est fixé par la tension de fonctionnement de la charge.

Soit V la tension nominale d'un module solaire, le nombre de modules série par branche est donné par la relation : $N_s = U/V$

Où U est la tension de fonctionnement de la charge.

Le nombre de modules en parallèle est donné par la formule suivante :

$$N_p \geq (L_j / K h I_c) \quad (IV.5)$$

Avec : K : coefficient correctif global de l'installation ($0.6 < K < 0.8$)

h : nombre d'heures équivalentes à 1 KW/m²

I_c : courant de charge d'une batterie sous ensoleillement de 1KW/m²

Dans notre cas la tension du système est de 12 volts on a donc un seul module en série ($N_s = 1$)

b- Capacité de stockage

La capacité de stockage nécessaire pour compenser le déficit d'énergie pendant les périodes non ensoleillées, est calculée pour les mois les plus défavorables de l'année.

En pratique, on doit apporter sur le calcul de la capacité batterie les corrections suivantes :

- Correction due à la profondeur de décharge : nous ne devons pas décharger la batterie à plus de 60 % à 70 % de sa capacité pour la maintenir en bon état une très longue durée.

- Correction due à la température : l'augmentation de la température ambiante provoque la chute de la capacité qui décroît de 1 % par °C.
- Cycle journalier de la capacité ne doit pas dépasser 10 à 15 % pour préserver la longévité de la batterie.

La capacité de la batterie est donnée par la relation suivante :

$$C = \frac{N L_j}{\eta_b P_{\text{déch}} F_{\text{déch}}} \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

L_j : consommation journalière moyenne (Wh)

η_b : rendement de la batterie

$P_{\text{déch}}$: profondeur de décharge (60 %)

$F_{\text{déch}}$: facteur de décharge (donné par le constructeur de la batterie)

La variation du facteur de décharge en fonction du temps de décharge est donnée au tableau (V.1).

N : autonomie (jours)

Le nombre de jours d'autonomie garantie sans soleil est en fonction du :

- Lieu d'installation du système;
- L'importance d'énergie pour l'utilisation;
- Existence ou pas d'autres sources d'énergie.

La capacité réelle en Ah est :

$$C(\text{Ah}) = \frac{C(\text{Wh})}{V} \quad (\text{IV.7})$$

Avec :

V : tension du système.

t(h)	5	10	24	48	72	120	240
F _{déch}	0.9	1	1.2	1.36	1.44	1.5	1.56

Tableau (IV.1) : Variation de $F_{\text{déch}}$ avec le temps de décharge [18]

III. Méthode de la probabilité de perte de charge [18][19]

On définit une notion qui quantifie la performance du système : c'est la probabilité de perte de charge (PPC) (Loss of load probability) qui est le rapport entre le déficit d'énergie de la source photovoltaïque et la demande totale de la charge et ce sur une période assez longue.

La PPC peut être déterminée suivant plusieurs méthodes : on cite les méthodes basées essentiellement sur l'expérience du capteur, les méthodes numériques qui utilisent des échantillons assez longs de données d'irradiation.

Une analyse comparative de ces différents modèles à montré que celui de Barra qui repose sur la mise en place d'expressions analytiques liant la taille du générateur et de la batterie à la probabilité de perte de charge semble le plus précis et le plus simple à utiliser [19]

Principe de la méthode :

Le principe de la méthode consiste à déterminer le couple générateur/batterie (A,C) pour lequel la fraction de charge non satisfaite par le système Z soit inférieure ou égale à Z_m (le maximum de la fraction de charge non satisfaite par le système et qui constitue la limite admissible) , en fonction des données moyennes sur le flux et la consommation de l'utilisation.

Une fois les spécifications sont définies au niveau de la charge, il est possible de trouver pour un couple donné (A ,C) la fraction Z de la demande non satisfaite sur une période donnée.

En première approximation Z peut être considérée comme fonction des valeurs moyennes des rendements des composantes du système et des valeurs journalières mensuelles de l'ensoleillement :

$$Z = f(K_T, D_m, G, A, C, \eta_b, \eta_{ph}, L_j)$$

Avec :

K_T : indice de clarté moyen mensuel

G : moyenne mensuelle journalière de l'ensoleillement sur le plan des modules (KWh/m²/j)

D_m : durée normalisée du jour

$$D_m = d_j/24$$

Où d_j est la durée astronomique du jour (d_j = heure de coucher du soleil -
heure du lever)

A : surface du captation (m^2)

η_{ph} : rendement du champ photovoltaïque

η_b : rendement du stockage

L_j : consommation moyenne mensuelle journalière (KWh/j)

On détermine la taille et la capacité pour une fraction $Z \leq Z_m$:

Avec Z_m : fraction maximale de la demande non satisfaite pour le mois le moins défavorable.

On doit avoir les données sur le lieu :

φ : latitude

G : flux moyen (horizontale G_h ou incliné G_β)

G_0 : flux hors atmosphère

D_m : durée normalisée de la journée

Donnée sur le système :

η_{ph} : rendement photovoltaïque

η_b : rendement de la batterie

L_j : consommation moyenne journalière

En introduisant les nombres sans dimension suivants :

$$\left\{ \begin{array}{l} X_m = \frac{A \cdot G \cdot \eta_{ph} \cdot \eta_b}{L_j} \\ \tau_m = \frac{C \cdot K_T \cdot \eta_b \cdot D_m}{L_j} \end{array} \right. \quad (IV.8)$$

X_m : quantité maximale d'énergie que le générateur peut fournir à la charge rapportée à la charge

τ_m : capacité batterie rapportée à la charge.

La fraction Z_m est une fonction de X_m et τ_m :

$$Z_m = g(X_m, \tau_m)$$

On définit Y_m comme la fraction de la demande satisfaite par le système qui vérifie les conditions aux limites suivantes :

$$\text{Quand } X_m \longrightarrow 0 \quad \left\{ \begin{array}{l} Y_m = X_m \\ \text{Si } \tau_m \geq 1 \quad Y_m = 1 \end{array} \right.$$

La fonction la plus simple garantissant ces conditions est :

$$(X_m - Y_m)(1 - Y_m) = \delta(\tau_m) \quad (\text{IV.9})$$

Un grand nombre de simulation effectué pour de nombreuses stations météorologiques à permis de valider l'expression de $\delta(\tau_m)$ telle que donnée ci-dessous :

$$\delta(\tau_m) = \alpha \tau_m^{-\beta} \quad (\text{IV.10})$$

En posant :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_m = \frac{X_m}{A} \\ J_m = \frac{\tau_m}{C} \end{array} \right.$$

Des équations(IV.8) (IV.9) (IV.10) on trouve :

$$A = \frac{Y_m}{I_m} + \frac{\alpha J_m^{-\beta}}{I_m(1 - Y_m)} C^{-\beta}$$

Si on cherche à minimiser le coût de l'installation on peut écrire :

$$\frac{\partial P}{\partial C} = 0 \quad \text{et} \quad \frac{\partial P}{\partial A} = 0 \quad (\text{IV.11})$$

Avec :

$$\text{Coût} = P = a A + b C + d$$

Où : a : prix du m^2 de module

b : prix de KWh

A : surface de module (m^2)

C : capacité de stockage (KWh)

d : coûts divers

On obtient finalement :

$$A_{\text{opt}} = \frac{Y_m}{I_m} + \left[\left(\beta J_m \frac{P_A}{P_C} \right)^{-\beta} \cdot \frac{\alpha}{I_m(1-Y_m)} \right]^{1/1+\beta} \quad (\text{IV.12})$$

$$C_{\text{opt}} = \left[J_m^{-\beta} \cdot \frac{P_A}{P_C} \cdot \frac{\alpha}{I_m(1-Y_m)} \cdot \beta \right]^{1/1+\beta}$$

Un grand nombre de simulations menées sur de nombreuses stations météorologiques et pour différents profils de charge a permis de déterminer une valeur des coefficients α et β correspondant à des modules M75 (isophoton)

$$\alpha = 6,6 \cdot 10^{-3} \quad \beta = 3.4$$

A partir de ces deux valeurs, il est alors possible de déterminer la surface de captation A et la capacité de stockage C.

Pour passer de la surface du générateur à sa puissance crête, il est nécessaire d'utiliser les caractéristiques des modules M75 à savoir :

$$A = 0.33 \text{ m}^2 \quad P_c = 47 \text{ Wc.}$$

Les caractéristiques des composants du système sont :

$$\eta_{\text{ph}} = 10 \%$$

$$\eta_b = 85 \%$$

$$Y_m = 0.95$$

$$a = 4000 \text{ DA/m}^2$$

$$b = 1500 \text{ DA/KWh}$$

On calcule I_m et J_m pour tous les mois de l'année. Le calcul s'effectuera pour le mois qui présente la plus faible valeur de I_m ainsi que la valeur de J_m minimum qui lui correspond.

Le calcul du dimensionnement d'un système photovoltaïque a été simulé par un logiciel MATLAB.

La procédure de calcul de la méthode est la suivante :

- Calculer l'énergie consommée par la charge par période de 24 heures.
- Calculer l'irradiation reçue sur les modules à partir des données d'ensoleillement relatives au site d'installation et de l'inclinaison β donnée pour chaque mois.
 - Calculer pour chaque mois les valeurs de I_m et J_m ;
 - Chercher le mois pour lequel I_m est minimal et J_m correspondant ;
 - Déterminer la surface et la capacité optimale pour ce mois.

La puissance du générateur est calculée par la relation entre la surface et la puissance d'un module.

Afin d'appliquer la méthode de dimensionnement nous nous proposons de présenter les données représentatives propres à chacun des sites étudiés :

Avec :

G_{oh} : L'énergie reçue sur une surface horizontale hors atmosphère

G_h : L'énergie reçue sur une surface horizontale au sol

G_β : L'énergie reçue sur un plan incliné

K_t : L'indice de clarté moyen mensuelle

D_j : La durée astronomique du jour

D_m : La durée normalisée du jour

$$D_m = D_j/24$$

Données météorologiques du site de: TLEMCEN

	Goh(Wh/m ²)	Gh(Wh/m ²)	G _β (Wh/m ²)	Kt (G/Go)	Dj (h:mn)	Dm (h)
JAN	5100	3864	5054	0.58	9h 56mn	9.93
FEV	6576	5116	5006	0.53	10h 49mn	10.82
MAR	8328	6560	5232	0.52	11h 49mn	11.82
AVR	9998	7872	5822	0.56	12h 45mn	12.90
MAI	11102	8654	6244	0.60	13h 50mn	13.83
JUN	11534	8884	6204	0.61	14h 18mn	14.30
JUI	11300	8604	6616	0.65	14h 07mn	14.12
AOUT	10424	7894	6736	0.65	13h 20mn	13.33
SEP	9000	6764	6256	0.60	12h 18mn	12.30
OCT	7208	5372	5794	0.59	11h 13mn	11.21
NOV	5556	4100	4910	0.55	10h 14mn	10.23
DEC	4726	3482	4810	0.57	9h 43mn	9.72

Les représentations de la variation de l'énergie moyenne mensuelle sur plan horizontal et sur le plan incliné pour le site de TLEMCEN sont celles de la figure (IV.1) :

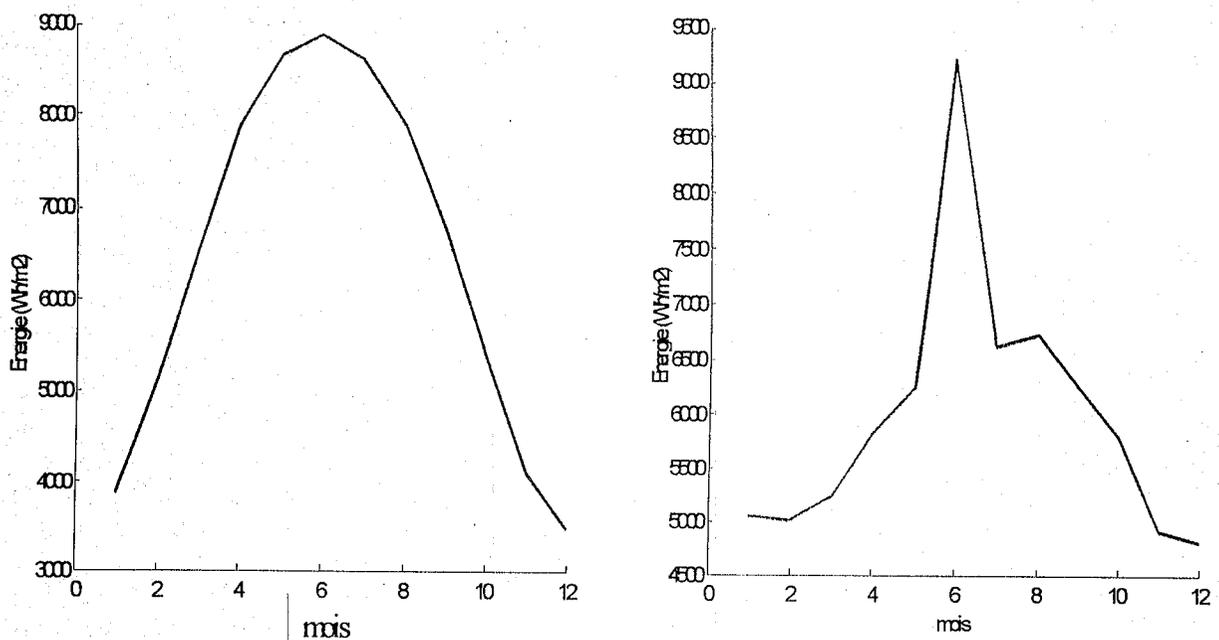


Figure IV.1 :

Energie reçue sur un plan horizontal

*Energie reçue sur un plan incliné
d'un angle $\beta = \varphi$*

Données météorologiques du site de: ALGER

	Goh(Wh/m ²)	Gh(Wh/m ²)	G _β (Wh/m ²)	Kt(G/Go)	Dj(h:mn)	Dm(h)
JAN	4800	3322	3706	0.46	9h48mn	0.41
FEV	6304	4542	4802	0.51	10h44mn	0.44
MAR	8120	5966	5560	0.55	11h48mn	0.49
AVR	9886	7282	5786	0.55	12h58mn	0.54
MAI	11080	8078	6182	0.60	13h57mn	0.58
JUN	11560	8320	5988	0.59	14h28mn	0.60
JUI	11312	8022	6266	0.61	14h15mn	0.59
AOUT	10364	7284	6434	0.62	13h25mn	0.55
SEP	8836	6146	6050	0.58	12h20mn	0.51
OCT	6962	4768	5006	0.52	11h10mn	0.46
NOV	5260	3536	3878	0.46	10h07mn	0.42
DEC	4420	2956	3488	0.45	9h33mn	0.39

Les représentations de la variation de l'énergie moyenne mensuelle sur plan horizontal et sur le plan incliné pour le site d'ALGER sont celles de la figure (IV.2):

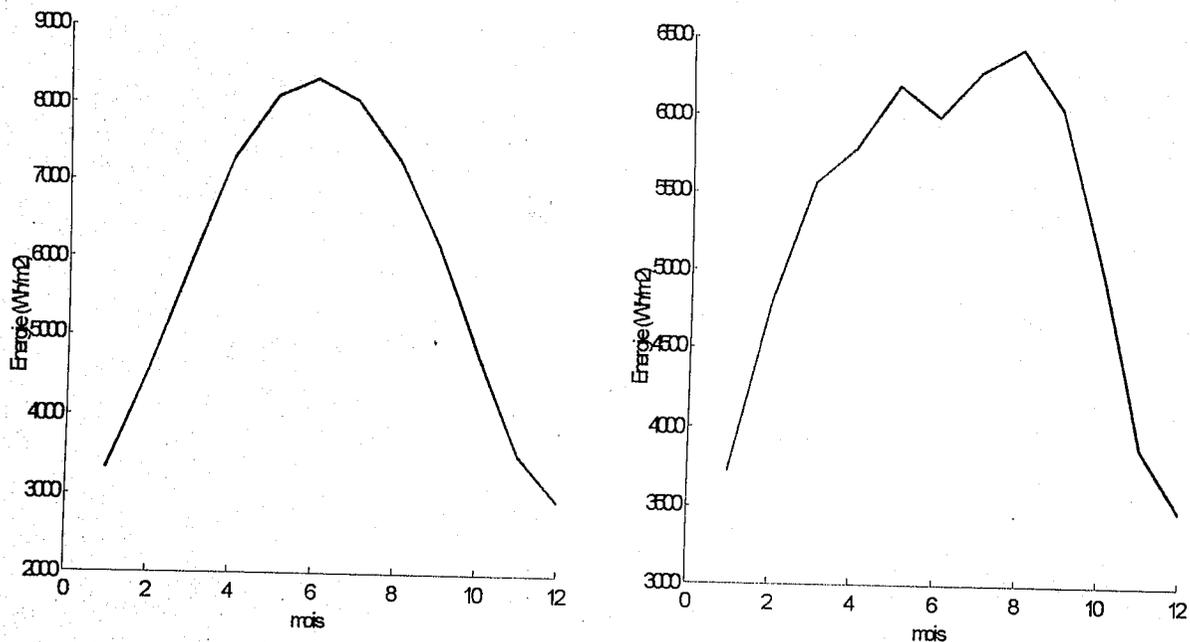


Figure IV.2 :

Energie reçue sur un plan horizontal

*Energie reçue sur un plan incliné
d'un angle $\beta = \varphi$*

Données météorologiques du site de: TAMENRASSET

	Goh(Wh/m ²)	Gh(Wh/m ²)	G _β (Wh/m ²)	Kt(G/Go)	Dj (h:mn)	Dm(h)
JAN	7072	5678	6694	0.69	10h46mn	0.45
FEV	8254	6724	7430	0.72	11h17mn	0.47
MAR	9504	7776	7938	0.74	11h53mn	0.49
AVR	10502	8548	7450	0.70	12h33mn	0.52
MAI	11002	8852	7062	0.68	13h06mn	0.54
JUN	11124	8852	6432	0.64	13h22mn	0.55
JUI	11022	8694	6748	0.67	13h15mn	0.55
AOUT	10656	8396	7040	0.68	12h48mn	0.53
SEP	9874	7786	6946	0.65	12h11mn	0.50
OCT	8690	6842	7014	0.67	11h32mn	0.48
NOV	7432	5848	6850	0.70	10h57mn	0.45
DEC	6738	5322	6470	0.69	10h38mn	0.44

La représentation de la variation de l'énergie moyenne mensuelle sur plan horizontal et sur le plan incliné pour le site de TAMENRASSET sont celles de figure (IV.3) :

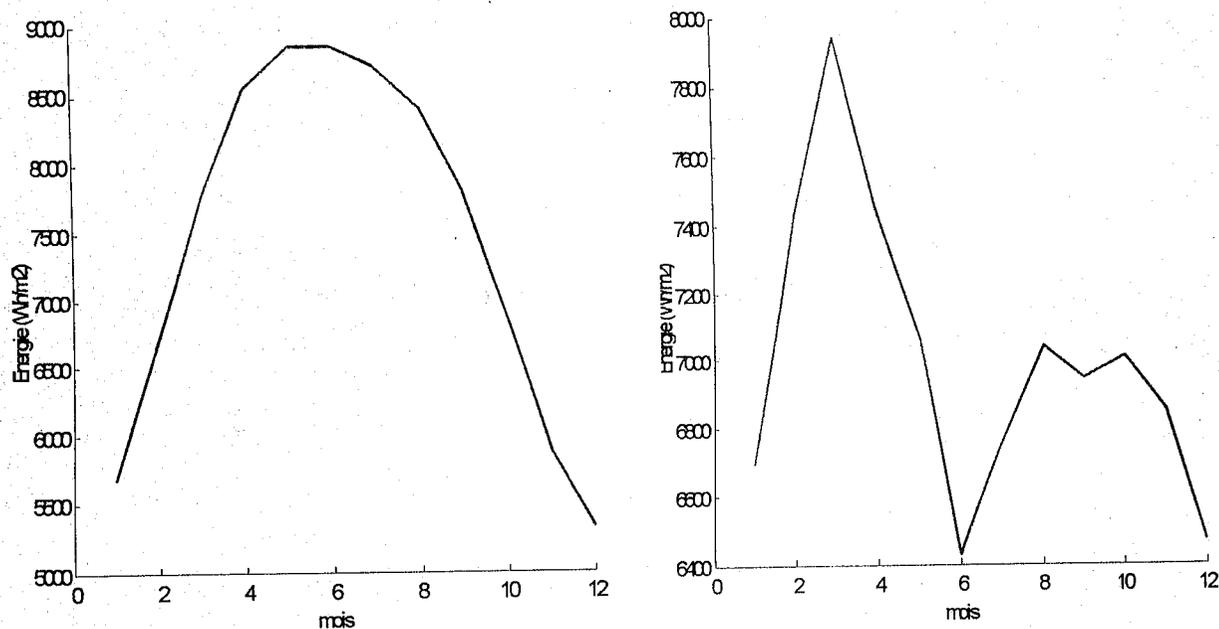


Figure IV.3 :

Energie reçue sur un plan horizontal

*Energie reçue sur un plan incliné
d'un angle $\beta = \varphi$*

Données météorologiques du site de: AIN SALAH

	Goh(Wh/m2)	Gh(Wh/m2)	G _β (Wh/m2)	Kt(G/Go)	Dj(h:mn)	Dm(h)
JAN	6378	4632	6250	0.66	10h30mn	0.43
FEV	7682	5720	6844	0.67	11h08mn	0.46
MAR	9124	6874	7538	0.71	11h52mn	0.49
AVR	10366	7794	7464	0.70	12h40mn	0.52
MAI	11082	8226	6924	0.67	13h20mn	0.55
JUN	11322	8290	6712	0.67	13h41mn	0.57
JUI	11172	8086	6916	0.68	13h33mn	0.56
AOUT	10630	7658	7058	0.68	12h59mn	0.54
SEP	9606	6898	7080	0.67	12h13mn	0.50
OCT	8188	5840	6782	0.66	11h26mn	0.47
NOV	6768	4788	6200	0.64	10h43mn	0.44
DEC	6030	4266	5626	0.62	10h20mn	0.43

Les représentations de l'énergie moyenne mensuelle sur plan horizontal et sur le plan incliné pour le site de AIN SALAH sont celles de la figure (IV.4) :

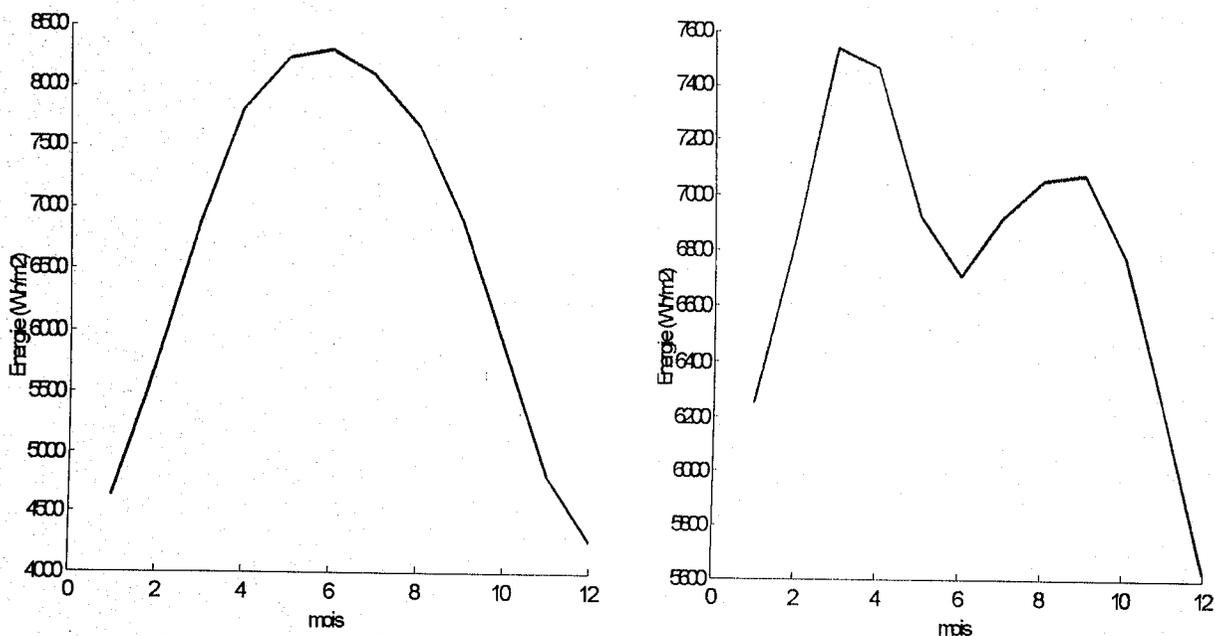


Figure IV.4 :

Energie reçue sur un plan horizontal

*Energie reçue sur un plan incliné
d'un angle β=φ*

Données météorologiques du site de:ILLIZI

	Goh(Wh/m ²)	Gh(Wh/m ²)	G _β (Wh/m ²)	Kt(G/Go)	Dj(h:mn)	Dm(h)
JAN	6492	4850	6258	0.67	10h32mn	0.44
FEV	7776	5946	7112	0.70	11h09mn	0.46
MAR	9186	7092	7614	0.72	11h52mn	0.49
AVR	10394	7996	7338	0.70	12h39mn	0.52
MAI	11074	8412	6848	0.67	13h18mn	0.55
JUN	11294	8468	6820	0.69	13h38mn	0.56
JUI	11154	8266	6986	0.70	13h30mn	0.56
AOUT	10636	7862	7146	0.69	12h57mn	0.53
SEP	9654	7120	7150	0.68	12h13mn	0.50
OCT	8274	6070	6778	0.66	11h27mn	0.47
NOV	6876	5020	6228	0.65	10h45mn	0.44
DEC	6146	4488	5689	0.63	10h23mn	0.43

Les représentations de l'énergie moyenne mensuelle sur plan horizontal et sur le plan incliné pour le site d'ILLIZI sont celles de la figure (IV.5) :

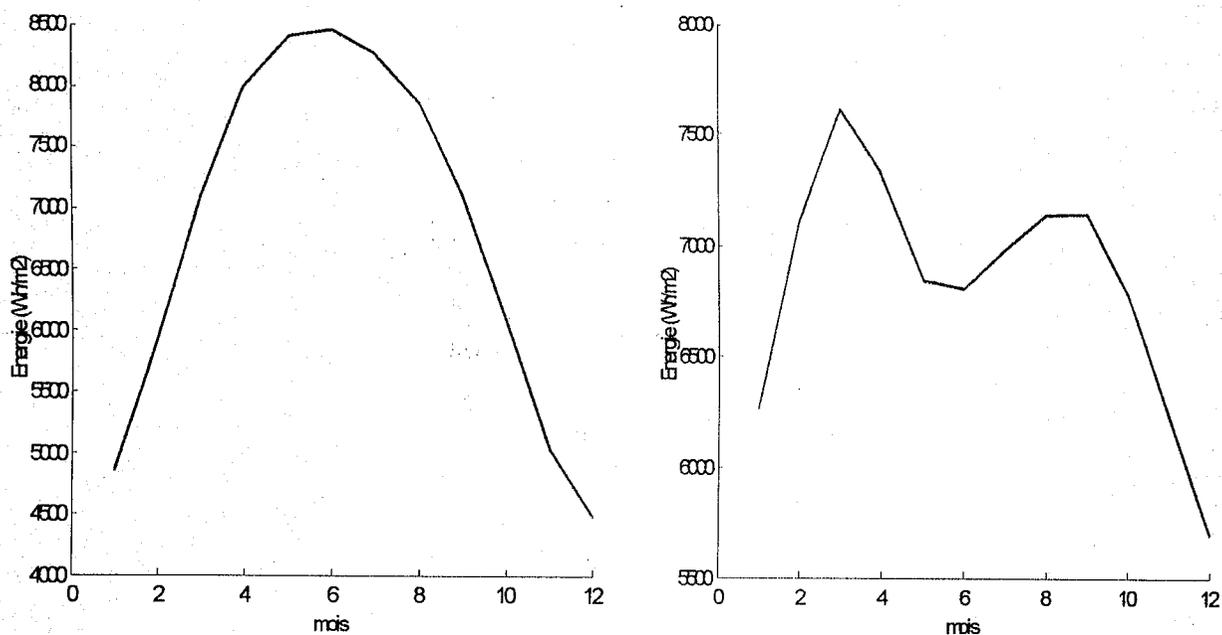


Figure IV.5 :

Energie reçue sur un plan horizontal

*Energie reçue sur un plan incliné
d'un angle $\beta = \varphi$*

Données météorologiques du site de: CONSTANTINE

	G _{oh} (Wh/m ²)	G _h (Wh/m ²)	G _β (Wh/m ²)	K _t (G/Go)	D _j (h:mn)	D _m (h)
JAN	4872	3636	3856	0.48	9h50mn	0.41
FEV	6370	4902	4174	0.47	10h45mn	0.44
MAR	8170	6372	5782	0.57	11h48mn	0.49
AVR	9914	7734	5824	0.56	12h57mn	0.54
MAI	11084	8562	6304	0.61	13h55mn	0.57
JUN	11556	8818	6214	0.61	14h26mn	0.60
JUI	11308	8524	6724	0.66	14h13mn	0.59
AOUT	10380	7772	6724	0.65	13h24mn	0.55
SEP	8876	6592	6284	0.61	12h19mn	0.51
OCT	7022	5162	5218	0.54	11h11mn	0.46
NOV	5334	3874	3946	0.47	10h09mn	0.42
DEC	4496	3254	3498	0.45	9h36mn	0.40

Les représentations la variation de l'énergie moyenne mensuelle sur plan le horizontal et sur plan incliné pour le site de CONSTANTINE sont celles de la figure (IV.6)

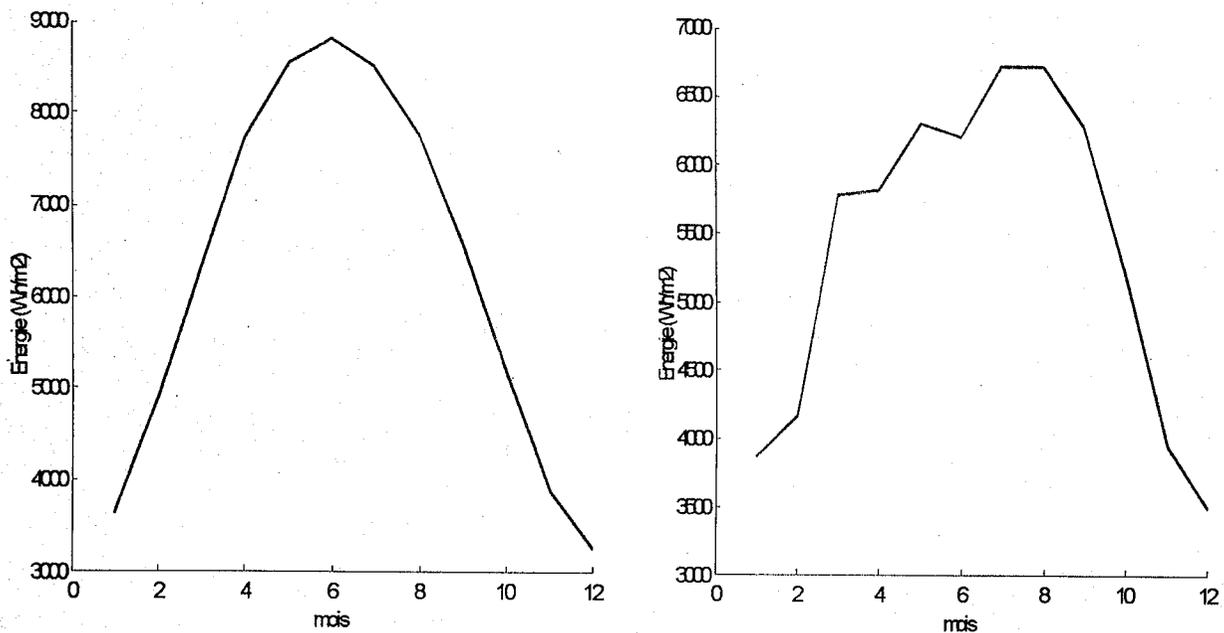


Figure IV.6 :

Energie reçue sur un plan horizontal

Energie reçue sur un plan incliné

d'un angle $\beta = \varphi$

L'application des méthodes de dimensionnement pour divers sites nous permet d'établir les résultats ci-dessous :

Site de : TLEMEN

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	1.13	5	2057	171	169
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	0.87	4	2057	171	124

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	C_p OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	1.23	175	1888	157	175
$\beta = \varphi$	6	18	389	0.9	128	1754	146	150

Site de : ALGER

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	1.32	0.16	2057	171	188
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	1.17	0.15	2057	171	166

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	Cp OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	1.45	206	2242	186	200
$\beta = \varphi$	6	18	389	1.23	176	2159	179	200

Site de : TAMENRASSET

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	0.76	3	2057	171	108
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	0.64	3	2057	171	91

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	Cp OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	0.71	102	1310	109	125
$\beta = \varphi$	6	18	389	0.59	85	1260	105	125

Site de : AIN SALAH

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	0.94	4	2057	171	134
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	0.71	3	2057	171	101

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	Cp OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	1	143	1515	126	125
$\beta = \varphi$	6	18	389	0.76	109	1423	118	125

Site de : ILLIZI

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	0.9	4	2057	171	128
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	0.71	3	2057	171	101

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	Cp OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	0.76	136	1474	122	125
$\beta = \varphi$	6	18	389	0.64	108	1396	116	125

Site de : CONSTANTINE

Méthode simplifiée :

Inclinaison (β) des Panneaux PV	Nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	N (jours)	A (m^2)	Np	C (Wh)	C (Ah)	Pc (W)
$\beta = 0$	6	18	389	5	1.2	5	2057	171	143
$\beta = \varphi$	6	18	389	5	1.14	5	2057	171	135

Méthode de PPC:

Inclinaison (β) des panneaux PV	nb.d'heures d'émission a	nb.d'heures en veille b	Lj (Wh)	A_{opt} (m^2)	Pc (W)	C_{opt} (Wh)	C_{opt} (Ah)	Cp OLDHAM (Ah)
$\beta = 0$	6	18	389	1.32	188	2185	182	200
$\beta = \varphi$	6	18	389	1.23	175	2149	179	200

IV. Discussion des résultats

Dans le travail présenté dans ce chapitre on s'est intéressé au dimensionnement d'une installation solaire autonome de faible puissance destinée à alimenter un système radiotéléphonique mobile de type émetteur-récepteur.

Le dimensionnement a été élaboré pour divers sites du territoire national avec deux méthodes :

- Méthode simplifiée qui ne prend pas en compte les données financières.
- Méthode de dimensionnement optimale dite méthode de probabilité de perte de charge qui tient compte des conditions d'optimisation énergétiques /économiques.

L'analyse des résultats obtenus permet de tirer les conclusions suivantes :

Les courbes représentant la variation de l'énergie globale incidente reçue sur un plan horizontal présentent un minimum pour les mois d'hiver et un maximum pour les mois d'été et ceci pour tous les sites que nous avons étudié.

Par contre, les courbes représentant la variation de l'énergie globale reçue sur des panneaux inclinés d'un angle β égale à la latitude du lieu φ ont des allures irrégulières durant l'année et suivant le site étudié.

A partir des courbes représentant l'énergie globale reçue sur un plan horizontal et celle reçue sur des panneaux inclinés on peut déduire que chaque site possède sa propre inclinaison optimale.

Pour des systèmes photovoltaïques fonctionnant à basse tension (12 volts dans notre cas) et pour des spécifications relativement grossières, les résultats obtenus par chacune des deux méthodes utilisées (simplifiée et PPC) sont comparables.

A partir de ces résultats on peut conclure que :

- Pour le même site et pour la même énergie consommée par la charge, la surface des panneaux à implanter est plus petite pour une inclinaison β égale à la latitude du lieu φ que pour des panneaux horizontaux.
- Il en est de même pour la capacité de stockage.

Sachant que du Nord au Sud de l'Algérie le climat diffère entre le littoral, l'atlas saharien et le Sahara, aucun site ne peut être représentatif de la climatologie de pays, pour cela nous avons appliqué les programmes de dimensionnement à divers sites.

En comparant les couples (A,C) par rapport au site et pour les deux méthodes utilisées on voit bien ces couples proposent des valeurs nettement plus élevées pour les sites du nord (Tlemcen, Alger, Constantine) que pour celui de sud (Illizi, Tamenrasset, Ainsallah). Ceci est du au fait que les journées de mauvais temps sont beaucoup plus fréquentes au nord qu' au sud.

La capacité de stockage (C) est plus élevée pour les sites du nord car il est nécessaire de stocker plus d'énergie pour les journées de mauvais temps et la surface des panneaux solaires (A) est plus élevée afin de produire ce surplus d'énergie qui doit être stockée.

Dans le travail que nous avons présenté on s'est intéressé principalement à deux paramètres : la surface de captation A et la capacité des batteries C plus l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.

Afin d'avoir une énergie moyenne annuelle maximale fournie par les panneaux photovoltaïques, ces derniers sont inclinés d'un angle β égal à la latitude du lieu pour tous les sites qu'on a étudié.

Notons que pour diminuer les pertes de puissance dans le système, il est souhaitable d'utiliser des câbles de grande section et de courte longueur lors de la liaison des différents éléments de l'installation photovoltaïque.

Conclusion

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations photovoltaïques est réalisé grâce à des méthodes simplifiées, fondées sur des traditions orales plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs taches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique/économique qui pourraient rendre l'option photovoltaïque viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses.

De plus une connaissance statique d'un système photovoltaïque, obtenu lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiable à l'analyse du système avec la garantie des résultats. Cette dernière certification technique est de plus en

plus demandée pour donner à l'utilisateur un système photovoltaïque aussi fiable que le raccordement secteur.

Par contre, on peut affirmer que, à condition que les données utilisées (énergie, inclinaison optimale...) soient de bonne qualité, la méthode de dimensionnement basée sur la notion de probabilité de perte de charge est une approche très précise pour la conception des systèmes solaires de faible puissance, car elle tient comptes des conditions d'optimisation énergétique/économique.

Enfin, l'application présentée dans le présent chapitre concernant le dimensionnement des systèmes photovoltaïques alimentant des postes radiotéléphoniques de type émetteur-récepteur démontre que le sud Algérien est une région très favorable, par la nature de son gisement solaire, à l'implantation des installations photovoltaïques dont les dimensions peuvent se limiter à presque la moitié de leurs équivalentes au nord.

CHAPITRE V

CONCEPTION DES CELLULES SOLAIRES

INTERDIGITEES

Introduction

L'énergie solaire présente de nombreux avantages (inépuisable, respect de l'environnement, installation en site isolé...) qui ont contribué à son développement. Néanmoins, le coût du watt crête de l'énergie solaire reste encore trop élevé pour la rendre compétitive avec les principales sources d'énergie (l'énergie nucléaire entre autres). Ce qui limite l'expansion de son utilisation.

En effet, le prix d'une cellule dépend à plus de 50 % du matériau de base, le silicium de qualité microélectronique.

A fin de diminuer les coûts de réalisation de la cellule, tout en maintenant un rendement supérieur ou équivalent aux cellules actuelles, le programme SUCCES (SUBstrats bas Coût, report de Couches monocristallines et Epitaxies pour une filière Silicium photovoltaïque en couche) propose le développement d'une cellule de faible épaisseur (couche mince) ayant une structure interdigitée.

Cette étude s'inscrit dans la conception et la réalisation de ce type de cellule. Pour cela, on cherche à optimiser:

- Les contacts électriques interdigités : matériaux, géométrie (largeur et espacement), ohmicité...
- Le confinement optique (aptitude à piéger la lumière), la couche anti-reflet, la texturisation, la réflectivité des contacts...
- La structure de la cellule: caractéristiques des zones dopées (dopage, arrangement...) tout en prenant en considération sa facilité de réalisation technologique.

Les caractéristiques de cette structure, et surtout leur influence sur le rendement peuvent être déterminées par des simulations électriques de cellules solaires.

On pourra alors réaliser une cellule offrant le meilleur compromis en terme de rendement et de coût.

I. Présentation du concept de cellule à développer : cellules PV interdigitées de Si monocristallin en couche mince

Dans cette partie nous présentons le programme SUCCES, puis, nous définissons l'orientation de nos recherches dans ce cadre.

Structure proposée par le programme SUCCES :

➤ Objectifs:

Cette étude doit permettre à l'industrie PV de faire face à la demande fortement croissante d'électricité produite à partir de sources renouvelables et non polluantes.

La majorité de la filière PV (90%) est basée sur l'utilisation de silicium de qualité électronique. S'il n'y a aucun risque de pénurie de silicium, il n'en reste pas moins que la production du matériau de qualité électronique (3% de la production mondiale) pourrait, dans les 5 ans à venir, ne plus être suffisante pour satisfaire la demande. Une des solutions est de consommer moins de silicium par Watt produit en réduisant les sources de pertes. C'est ce que le projet SUCCES, dans lequel sont impliqués le Laboratoire LMER-Tlemcen, l'INSA-Lyon et PHOTOWATT, se propose de faire.

➤ Structure choisie :

Parmi les architectures de cellules possibles, un choix a été fait en faveur de la structure à contacts interdigités en face arrière.

Les cellules solaires interdigitées proposent une structure différente de celle des cellules solaires conventionnelles.

La principale différence provient du fait que tous les contacts se trouvent sur la face non éclairée de la cellule. La jonction n+p se retrouve donc à " l'arrière " de la cellule.

En plus de l'économie de Si, cette structure présente deux avantages par rapport à la structure classique :

Etant donné que tous les contacts métalliques sont situés sur la face non éclairée de la cellule, il n'y a plus de pertes dues à la présence des métallisations (pas de taux d'ombre). De plus, on peut se permettre de faire de contact plus large et donc de diminuer la résistance série.

L'assemblage des cellules en modules est facilité, on gagne de la place.

Les structures à étudier seront désignées sous le nom de Tandem junction (TJ, pour un dopage n+) et Front Surface Field (FSF, pour un dopage p+).

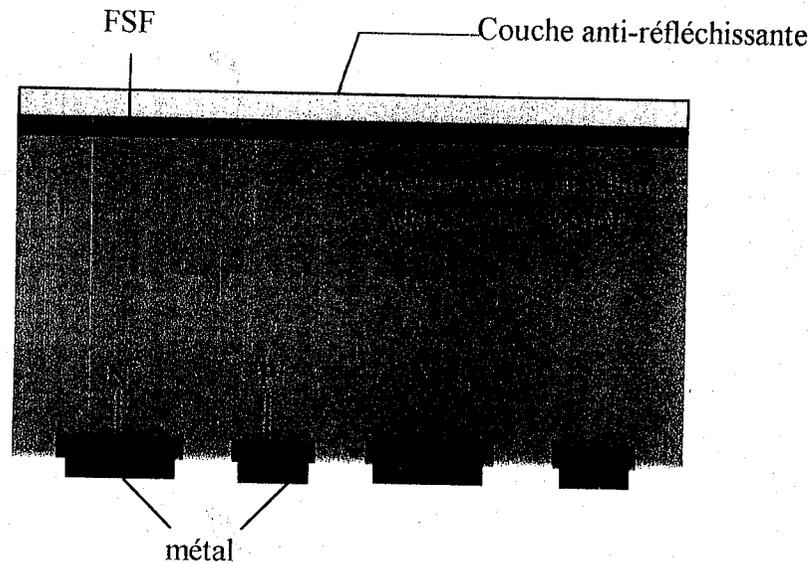


Figure V.1: Schéma de la cellule interdigitée

En revanche, cette structure impose de nouvelles contraintes en particulier, les porteurs minoritaires, pour être collectés, doivent parcourir des distances beaucoup plus grandes.

Cela suppose donc l'emploi d'un matériau autorisant de grandes longueurs de diffusion (silicium monocristallin), et des épaisseurs de cellules plus faibles que celles des cellules actuelles (d'où l'intérêt de la filière couche mince)

Le projet SUCCES, s'intéresse tout particulièrement à ce type de structures. L'objectif de ce projet est de mettre au point une technologie nouvelle de cellules basée sur le pavage d'un substrat économique, constitutif du panneau final, par des couches de silicium monocristallin de faible épaisseur (20 à 50 μm). Le substrat économique sera soit un verre, soit une céramique.

Deux techniques de report sont prévues, suivant que le support mécanique est en verre ou en céramique. Si le support est en céramique, la face arrière de la cellule(et donc les contacts métalliques) doivent adhérer à la céramique. S'il est en verre, et donc transparent, il est possible de coller la face avant de la cellule sur le support.

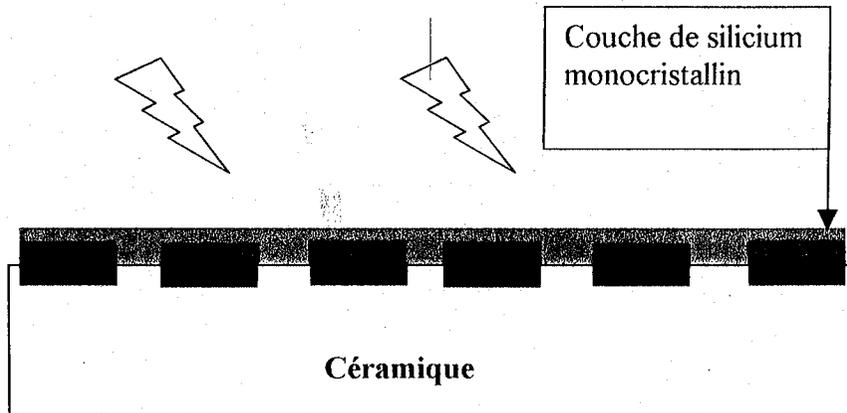


Figure V.2: Technologie (Monoface) interdigitée sur substrat céramique

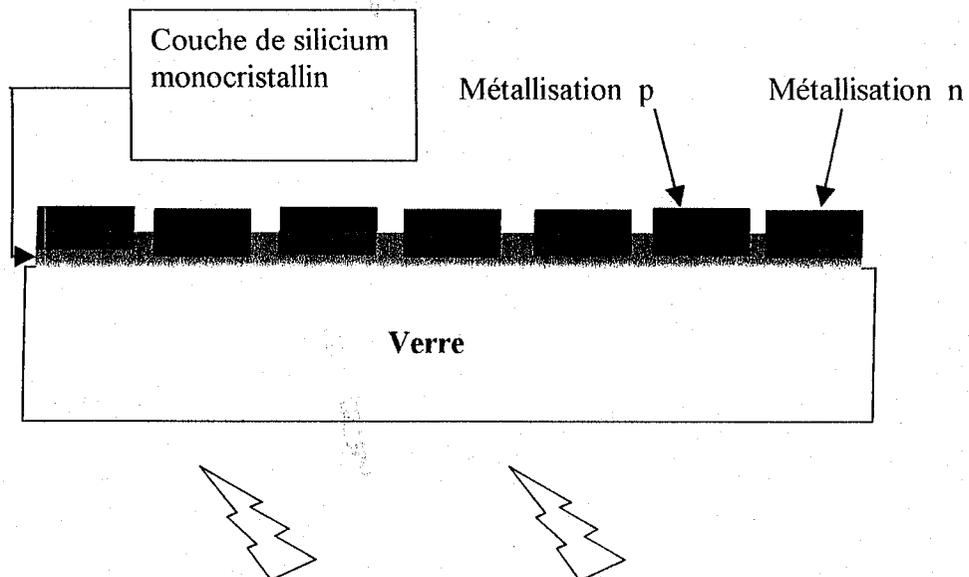
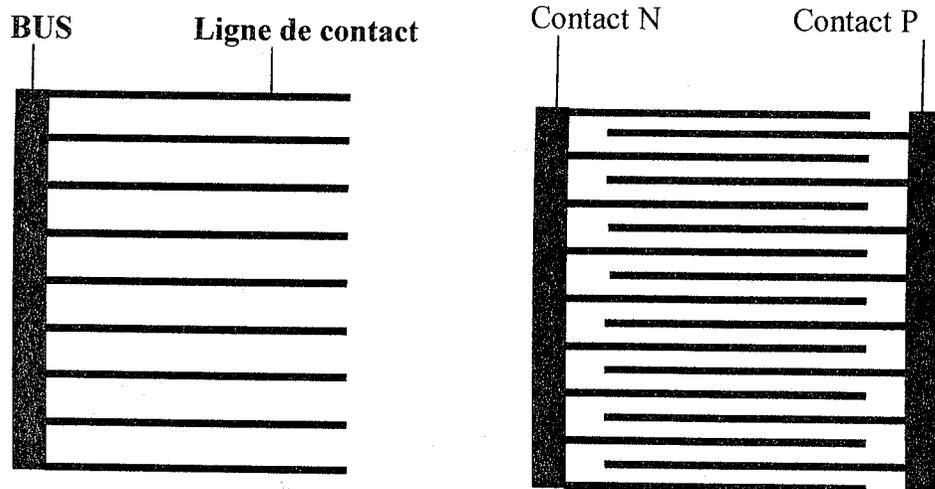


Figure V.3: Technologie (Monoface) interdigitée sur substrat verre

L'objectif final de cette étude est, en cumulant les avantages de la filière couche mince et des structures interdigitées, de produire des modules photovoltaïques de coût peu élevé avec de bons rendements (de l'ordre de 15%).

II Modèle de formation des grilles de contact N et P

Le schéma de grille est en forme de deux peignes (interdigitées un pour le contact n et un pour le contact p)



a : longueur des doigts.

b: demi-espace entre les doigts.

n: nombre de doigts.

t : épaisseur des doigts et du bus-barre.

w: largeur des doigts.

w' : largeur du bus-barre.

I: épaisseur de la base.

ρ_f : résistivité de la pâte de sérigraphie.

ρ_b : résistivité de la base.

ρ_c : résistivité de contact pâte de sérigraphie/silicium.

S : surface cellule (=2nab).

Largeur cellule = 2nb.

Pour chaque schéma de grille, la résistance série est due à :

- La résistance du bus barre.
- La résistance des lignes de métallisation.
- La résistance de la base.
- La résistance de contact: pour la calculer, nous divisons simplement la résistivité de contact par la surface couverte par les métallisations. La valeur obtenue peut être ensuite normalisée en la multipliant par la surface de la cellule.

III. Modèle de formation de la couche p⁺ à partir d'un dépôt d'aluminium

Dans le cadre de l'étude des cellules solaires interdigitées, nous nous sommes intéressés à l'aspect ohmicité des contacts. Deux technologies vont être testées pour la réalisation des contacts technologie "compensée" et technologie à "émetteur sélectif".

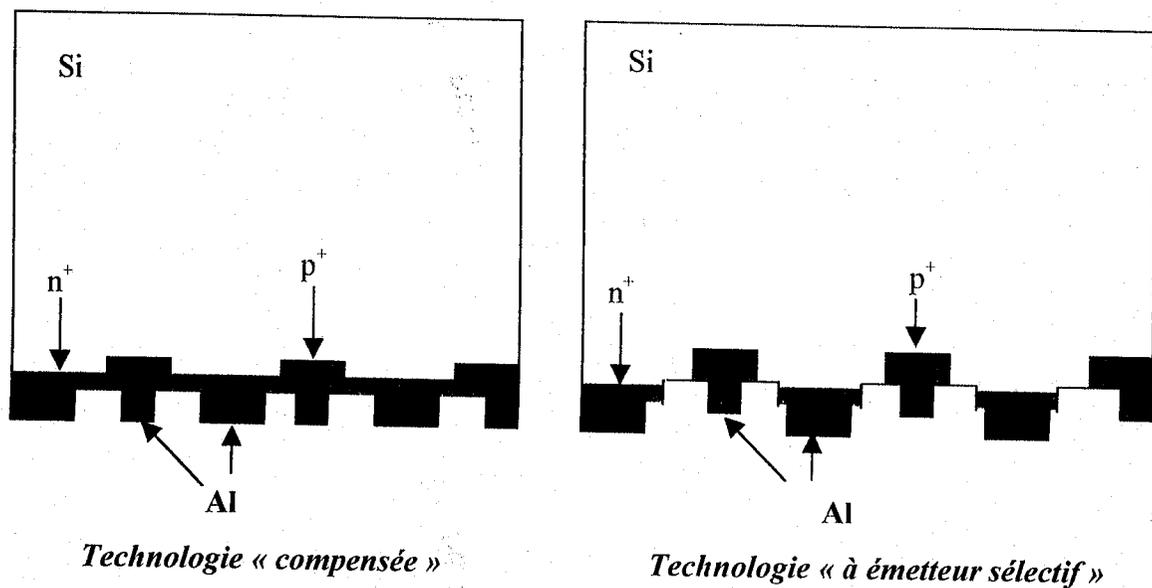


Figure V.4: Technologies de la réalisation des contacts

La technologie compensée consiste à créer une zone p+ qui traverse la zone diffusée n+ ; dans la technologie à émetteur sélectif, la zone n+ diffusée est gravée aux endroits où seront déposés les contacts p.

Dans les deux cas, le métal utilisé pour réaliser les contacts n et p est l'aluminium ou un alliage aluminium-argent. Or, l'aluminium, lors des cuissons destinées à assurer l'ohmicité des contacts, forme un alliage avec le silicium cela a pour conséquence la formation d'une couche dopée p+ en surface.

IV. Simulation

IV.1 Présentation du logiciel de simulation

PC1D (version 5.0) est un logiciel de simulation de composants électroniques simples (diodes, transistors...) permettant d'effectuer des simulations électriques à 1 dimension. Il est très utilisé dans le domaine photovoltaïque et fiable. Dans notre cas, la cellule solaire a été assimilée à un transistor bipolaire.

Voici la structure étudiée :

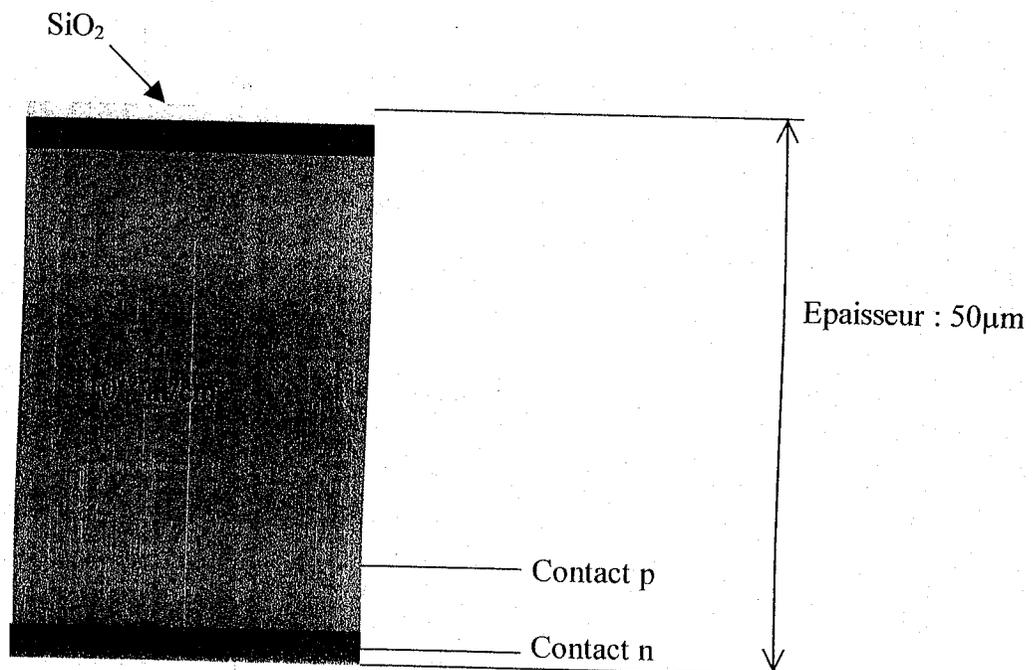


Figure V.5: Structure de la cellule à étudier

Il s'agit d'une structure verticale p+pn+ simple. La zone p+ face avant joue le rôle de champ avant (FSF: Front Surface Field) afin de diminuer les recombinaisons, la jonction pn + se trouve quant à elle à l'arrière de la cellule.

Un tel modèle suppose deux hypothèses: la vitesse de recombinaison sur la face arrière est négligeable et la longueur de diffusion est supérieure à la distance entre les contacts.

IV.2 Simulation réalisée

Simulations électriques de la cellule interdigitée avec PCID

Les structures à étudier seront désignées sous le nom de Tandem junction (TJ, pour un dopage n+) et Front Surface Field(FSF, pour un dopage p+).

La structure classique sans dopage fort à l'avant sera désignée par le terme IBC (Interdigitated Back Contact).

Paramètres de départ :

Dopage substrat	$5.10^{16} \text{ cm}^{-3}$, de type p
Dopage avant	10^{19} cm^{-3} , de type p
Dopage arrière	$5.10^{19} \text{ cm}^{-3}$, de type n
Vitesses de recombinaison	100-1000-10000 cm/s
Durées de vie des porteurs minoritaires	22-50 μs
Profondeur de jonction avant	0.6 μm
Profondeur de jonction arrière	0.6 μm
Epaisseur du substrat	50 μm
Aire de la cellule	1 cm^2

IV.3 Résultats de simulation

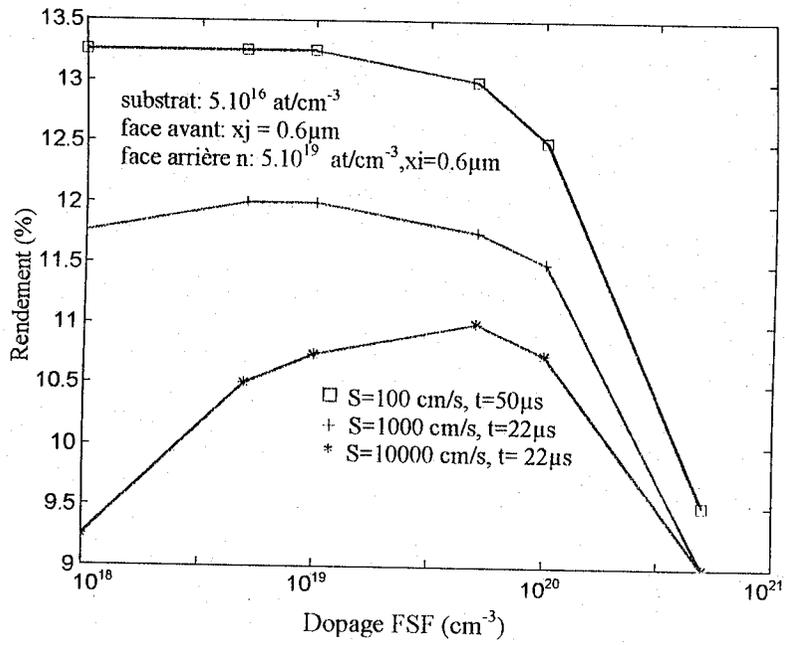


Figure V.6: influence du dopage sur la face avant (FSF)

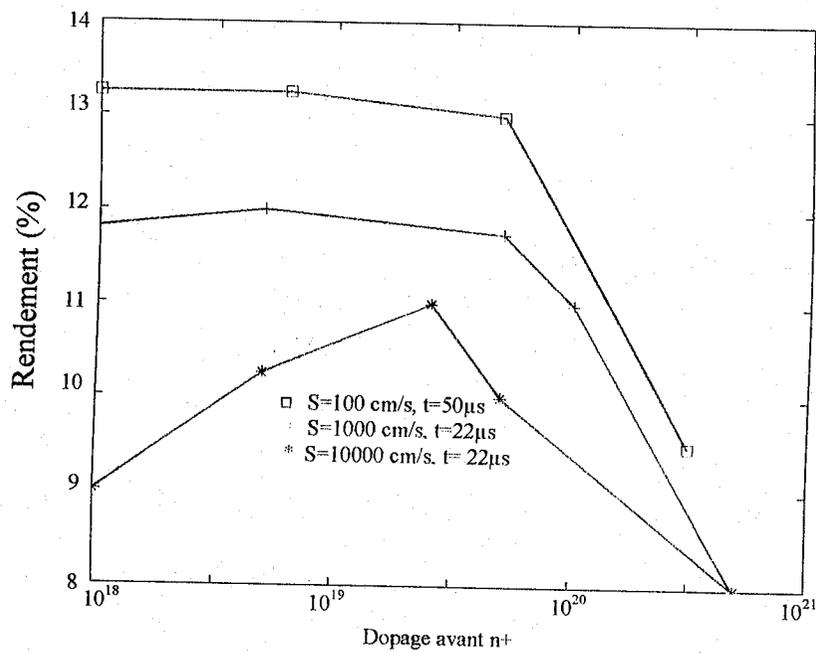


Figure V.7 : influence du dopage sur la face avant (T.J)

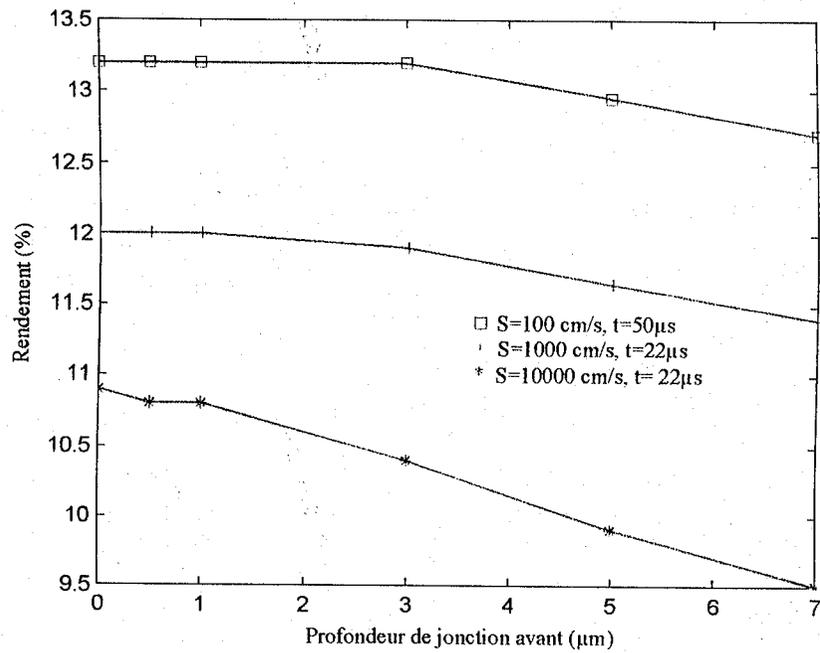


Figure V.8 : rendement en fonction de la profondeur de jonction sur la face avant de la cellule

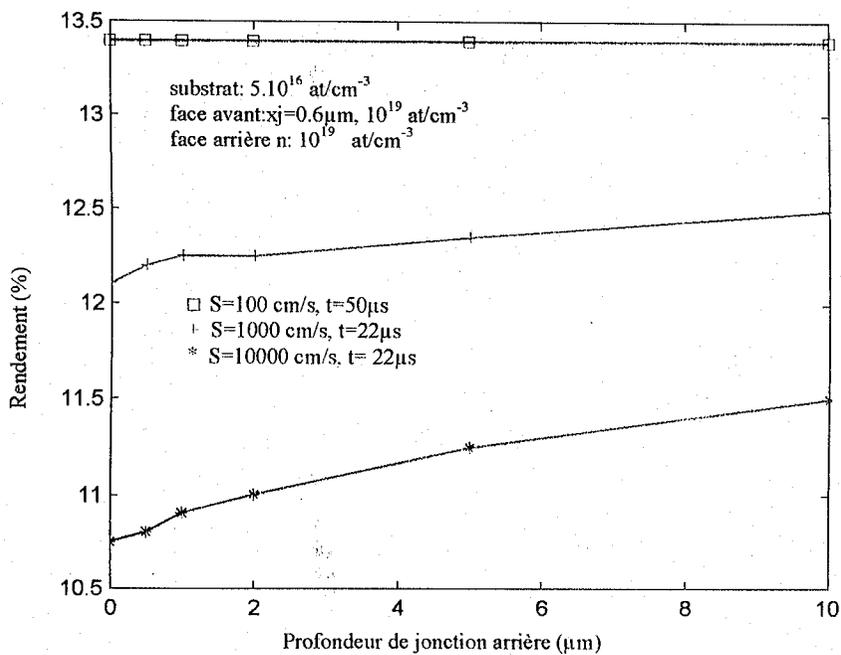


Figure V.9 : rendement en fonction de la profondeur de jonction sur la face arrière de la cellule

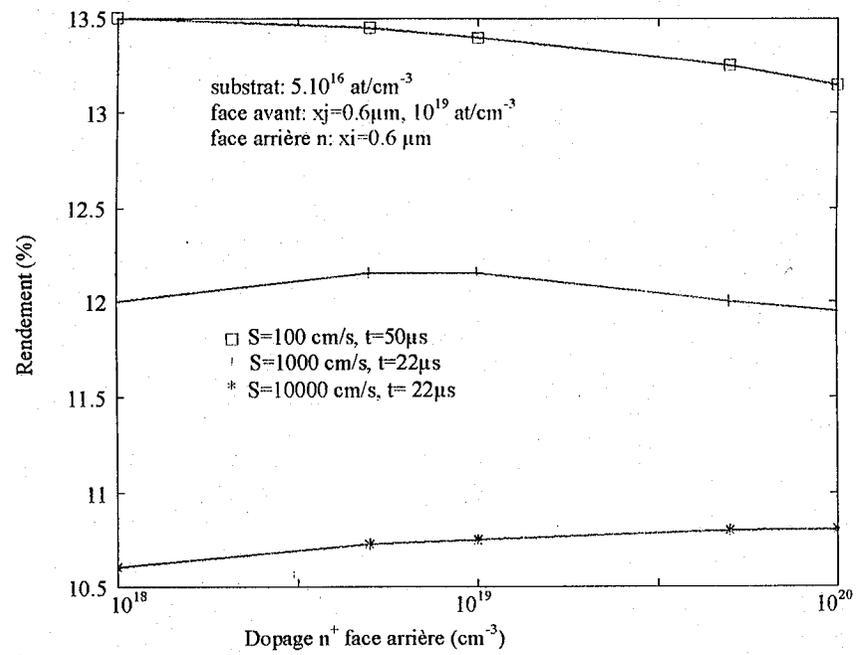


Figure V.10 : rendement en fonction du dopage sur la face arrière de la cellule

IV.4 Discussion des résultats

➤ Influence du dopage et de l'épaisseur du FSF

Les figures 6 et 7 montrent l'influence d'autant plus marquée du dopage n+ ou p+ que la vitesse de recombinaison en surface est importante. La figure 8 montre qu'une diminution de la profondeur de jonction face avant améliore le rendement : et là encore, les variations de rendement sont d'autant plus sensibles que la vitesse de recombinaison en surface est élevée.

➤ Influence du dopage et de l'épaisseur de la jonction face arrière

Les figures 9 et 10 montrent l'influence de la jonction pn+ à l'arrière de la cellule pour différentes valeurs de vitesses de recombinaison sur la face arrière. On remarque sur la figure 9 qu'une augmentation de la profondeur de la jonction arrière améliore le rendement, surtout si la vitesse de recombinaison est élevée. La figure 10 montre que la valeur optimale de dopage dépend grandement de la vitesse de recombinaison face arrière. Elle a tendance à augmenter avec cette dernière.

➤ Comparaison des performances des structures FSF, TJ et IBC

Les figures 6 et 7 présentent l'évolution du rendement en fonction des dopages n+ et p+ à l'avant de la cellule. On constate que les deux structures FSF et TJ offrent des performances très similaires. En revanche, la structure IBC simple (sans dopage à l'avant) équivalente à un FSF dont le dopage est égal à celui du substrat donne des rendements moins bons si la vitesse de recombinaison en surface est élevée.

L'analyse des résultats permet de tirer les conclusions suivantes :

- Le dopage du substrat ne doit pas être trop élevé. Typiquement, les cellules testées ont un substrat de type p dopé à 10^{16} cm^{-3} . Dans notre cas il est de 10^{17} cm^{-3} ce qui reste acceptable (le but étant de garder de bonnes longueurs de diffusion pour les

électrons photogénérés). Les substrats de type n ne deviennent intéressants que pour des cellules à concentration (fort éclaircissement)

- Le rapport longueur de diffusion des porteurs minoritaires/épaisseur de la cellule doit être supérieure à 2 pour que la structure interdigitée soit intéressante en termes de rendement de conversion. Ce qui signifie que, pour une cellule de 50 μm d'épaisseur, on doit avoir des longueurs de diffusion supérieures à 100 μm .
- L'épaisseur optimum du substrat dépend également des valeurs de vitesse de recombinaison en surface.
- La présence d'une zone fortement dopée à l'avant (n^+ ou p^+) améliore de manière notable les performances de la cellule. Ces structures sont désignées sous le nom de Tandem Junction (TJ, pour un dopage n^+) et Front Surface Field (FSF, pour un dopage p^+). Dans les deux cas, il s'agit de créer une barrière de potentiel qui empêche les porteurs photogénérés de se recombiner en face avant. Ce type de structure a été pris en compte dans les simulations.
- L'augmentation des vitesses de recombinaison en surface fait chuter les performances de la cellule.
- Le dopage des zones n^+ et p^+ destinées à assurer les contacts doit être au moins égal à $5 \cdot 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ en surface.
- Ces zones n^+ et p^+ n'ont pas forcément la même largeur: en particulier, on a tout intérêt à ce que la zone n^+ soit plus large. En particulier, un rapport 75% entre les deux semble être correct.
- Il est difficile de dire laquelle des structures TJ ou FSF est la meilleure.

Conclusion

Dans le présent chapitre on a étudié une nouvelle approche originale de la technologie des cellules photovoltaïques (PV) silicium visant à réduire le prix de l'énergie solaire par la réalisation de modules PV économiques. Fondamentalement, il consiste à substituer à la filière actuelle basée sur le silicium multicristallin massif découpé en plaquettes, des couches minces de silicium monocristallin déposées sur substrats économiques (verre ou céramiques), réalisant ainsi une économie notable de matériau et de *coût*. Cette étude repose sur 3 points clés :

- Le substrat: céramique ou verre;
- Le transfert d'élément monocristallin sur le substrat économique (un dépôt direct de silicium sur un substrat étranger ne conduisant pas à une couche monocristalline) utilisant des procédés innovant de la microélectronique;
- La conception de l'architecture du dispositif photovoltaïque.

Cette étude s'inscrit dans la conception et la réalisation de ce type de cellule. Pour cela, on cherche à optimiser son rendement par l'amélioration:

- Des contacts électriques interdigités : matériaux, géométrie (largeur et espacement), ohmicité...
- Du confinement optique (aptitude à piéger la lumière) : couche anti-reflet, texturisation, réflectivité des contacts...
- De la structure de la cellule : caractéristiques des zones dopées (dopage, arrangement...) tout en prenant en considération sa facilité de réalisation technologique.

Les caractéristiques de cette structure, et surtout leur influence sur le rendement peuvent être déterminées par des simulations électriques de cellules solaires.

Les résultats de simulations nous orienteront sur les expériences à mener pour étudier chacune de ces caractéristiques. On pourra alors réaliser une cellule offrant le meilleur compromis en terme de rendement et de coût.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

Les installations solaires de faibles puissances sont susceptibles de subvenir adéquatement aux besoins limités des communautés isolées qui forment la majeure partie de la population rurale en Algérie et qui aspirent à un confort relatif ayant trait, en générale à l'amélioration en éclairage et à communiquer avec le monde extérieur, et à l'approvisionnement en eau potable...etc.

Ce sont des populations très frugales, très éparpillées n'ayant, par conséquent, pas besoin d'une demande énergétique importante pour qu'on puisse envisager sa connexion au réseau de distribution électrique classique généralement éloigné.

Les énergies consommées annuellement par ces populations sont telles qu'on peut considérer les installations diesel, de part certains atouts, non négligeables. Celles ci présentent des avantages tels que la durée de vie importante, la fiabilité, le confort auditif, la maintenance très réduite...

Eu égard aux faibles densités des populations et aux distances importantes séparant les centrales des villes, le Sahara Algérien, avec une superficie de deux millions de Km², offre sans aucun doute les meilleures garanties de faisabilité et de viabilité économique de ce type de centrale.

De nombreux sites, situés au-delà de la zone des hauts plateaux, peuvent faire l'objet d'une application immédiate. A titre d'exemple citons quelques-uns dans les wilayas suivantes:

-Tamanrasset

-Illizi

-Tindouf

Un autre atout majeur pouvant faire la différence entre les systèmes photovoltaïques et les groupes électrogènes concerne le taux d'intégration pouvant être assuré par des moyens nationaux. A ce titre 70 % du système global peut être réalisé en Algérie (modules photovoltaïque, structures, génie civil, conception, étude et réalisation, suivi) tandis qu'un



groupe diesel électrogène est importé dans sa totalité sans la garantie de fourniture des pièces de rechange par la suite.

Les promesses, pourtant évidentes, de telles installations photovoltaïques restent conditionnées, plus particulièrement dans le Sahara Algérien, par deux critères, fortement souhaités par les autorités locales, et aux quelles les systèmes photovoltaïques apportent la solution :

- Une maintenance la plus réduite et la plus élémentaire possible, pouvant être totalement assurée par un personnel sans qualification aucune se limitant :
 - ❖ au nettoyage des modules photovoltaïques ;
 - ❖ à la mise à niveau de l'électrolyte dans les batteries d'accumulateurs.
- Une fiabilité meilleure que celle des diesels de puissance équivalente.

Une réalisation pilote sur l'un des sites précédemment cités serait d'un appui certain quant à l'élaboration d'un dossier technico-économique détaillé tenant compte des spécificités algériennes locales pour une meilleure évaluation des réelles possibilités d'intégration et des équipements produits aujourd'hui en Algérie et de savoir-faire déjà acquis dans la maîtrise d'un système photovoltaïque dans son ensemble, de l'étude jusqu'à la fourniture électrique chez l'utilisateur.

Enfin on a étudié les performances d'une nouvelle technologie de fabrication des cellules photovoltaïques c'est la technologie des cellules solaires interdigitées de faible épaisseur visant à réduire le prix de l'énergie solaire par la réalisation de modules photovoltaïque économiques.

Cette technologie interdigitée consiste à substituer à la filière actuelle basée sur le silicium multicristallin massif découpé en plaquettes, des couches minces de silicium monocristallin déposées sur substrats économiques (verre, céramique ou polymère) tout en gardant ou encore améliorant les performances (rendement, puissance délivrée, etc.) des cellules photovoltaïques classiques, réalisant ainsi une économie notable de matériau et de coût.

Avec les résultats obtenus par la simulation des cellules solaires interdigitées par le logiciel PC1D (bon rendement, bas coût) il est possible de produire des modules photovoltaïques économique avec un bon rendement de conversion énergétique et par conséquent la surface du générateur photovoltaïque sera réduite lors du dimensionnement de l'installation solaire. Ce qui amène à un dimensionnement plus optimal.

BIBLIOGRAPHIE

Référence bibliographique

- [1] J.DUFFIE ., W.A. BECKMAN., " Solar Energy thermal processus " _ edition John Wiley, 1974.
- [2] M.CAPDEROU., "Atlas Solaire de l'Algérie " _ Tome 1, 2, 3, EPAU, édition OPU, 1985.
- [3] R. BERNARD., G. MENGUY., M.SCHWARTZ., "Le rayonnement solaire " _ édition technique et documentation, 1980.
- [4] M.IQBAL "An introduction to solar radiation " _ Academic press.1983.
- [5] B.BOURGES., " Le calcul de l'éclairement solaire sur plans inclinés " _La météorologie 7^{ième} série N°11,Février 1986.
- [6] M. COLLARES-PEREIRA., ARI RABL " The average distribution of solar correlations between diffuse and henispherical and between daily and hourly insolation values " _Solar Energy vol.22, 1978.
- [7] S.A.KELEIN., " Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces " _ Solar Energy vol.19,N°2, 1976
- [8] ROBERT DU BOLS .," Structure et applications des émetteurs et des récepteurs " _ Presses polytechniques et universitaires romandes. 1996.
- [9] M. BURESCH., " Photovoltaic Energy systems , Design and installation " _ Mc Gray Hill Book Company, 1983.
- [10] E. FOU DA., " Evaluation de la production électro-solaire photovoltaïque domestique et villageoise au Cameroun " _ Thèse de Docteur Ingénieur en énergétique, Faculté des sciences et technique de Marseille-Saint Jerome, 1985.
- [11] " Engeneering Design Hand book for Stand-Alone Photovoltaïque system " _ Mone gom Report NM 108, November 1980.
- [12] OLDHAM- Brochure technique, batterie stationnaire.
- [13] TUDOR- Brochure technique, batterie stationnaire.
- [14] FOGELMAN., " Système PV pour les pays en développement " _ Manuel d'installation et d'utilisation, Agence française pour la maitrise de l'énergie, 1982.
- [15] G.AMBROSONE., S. CATALANOTI., U. COSCIA., G. TROISE " Comparaison between power and energy methods of analysis of photovoltaic plants" _ Solar Energy vol.34, N°1, 1985.

- [16] G. AMBROSONE., S. CATALANOTI., U. COSCIA., G. TROISE., " The SAVP simulation program ", journal de physique 3, Décembre 1991.
- [17] B.YAICI ., "Etude des performances d'une centrale photovoltaïque de faible puissance et ses perspectives",Thèse de magistère, CDER, 1987.
- [18] A. GUEN ., "Contribution à l'étude des systèmes de télécommunication mobiles alimentés par énergie solaire" , Thèse de magistère, Université de Tlemcen, 1992.
- [19] D. MAYER., "Cours de formation : ÉLECTRICITÉ SOLAIRE POUR LES ZONES RURALES ET ISOLEES", Article, Juillet 1992.

ANNEXES

Annexe

↓

Calcul de l'éclairement directement reçu :

D'après ce qui précède, il est logique de supposer que la diminution d'intensité du flux solaire dI est proportionnelle à l'intensité I de ce flux et à l'épaisseur d'atmosphère traversée :

$$-dI = CI \, dx \quad C \text{ est une constante}$$

$$dI/I = -C \, dx$$

d'où:

$$I = I_0 e^{-Cx} = I \exp(-Cx)$$

D'autre part, si l'atmosphère a une épaisseur réelle OA (figure 1), les rayons du soleil, lorsque celui-ci à une hauteur h au-dessus de l'horizon, traversent une épaisseur $OB = 1/\sin h$

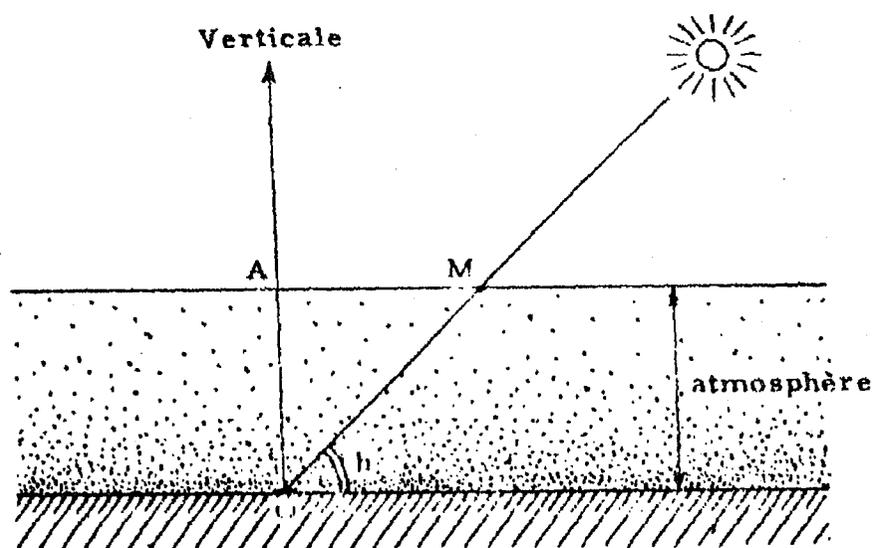


Figure 1

Il est logique de mettre le flux direct reçu à la surface de la terre sous la forme :

$$I = AE_0 \exp(-C/\sin h)$$

E_0 est la constante solaire

A et C sont des coefficients dépendant de l'état de l'atmosphère.

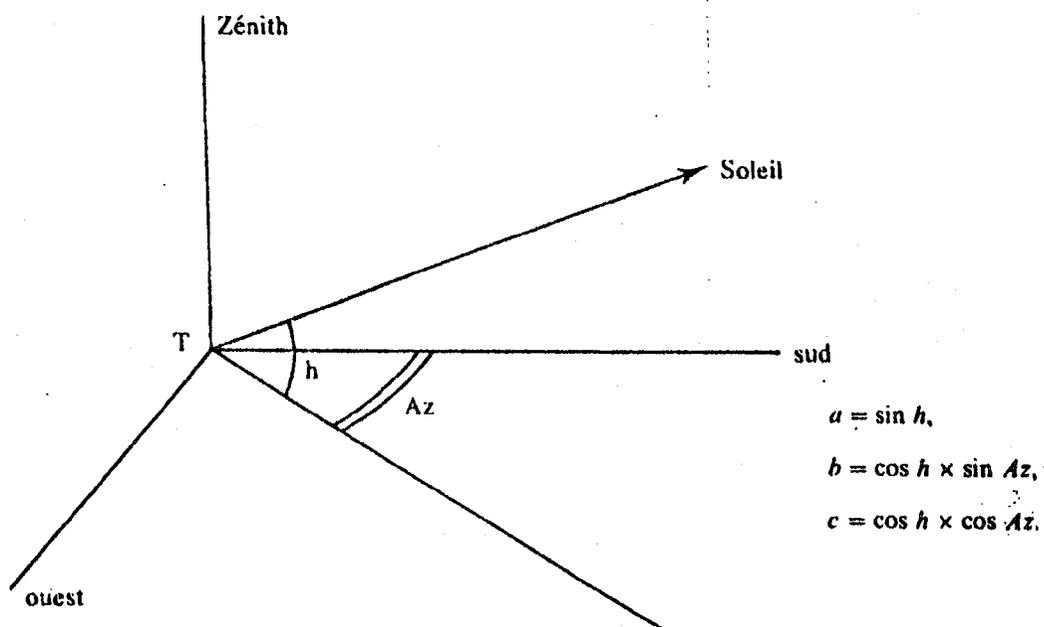
	Ciel très pur	Conditions normales	Zone industrielle
A	0,87	0,88	0,91
C	0,17	0,28	0,43

Cette expression est la valeur intrinsèque du flux solaire, mais l'intensité du flux recueilli dépend de l'orientation relative de ce flux et du capteur. Si i est l'angle du rayon solaire avec la normale au capteur, le flux utile sera :

$$\Phi \text{ direct} = I \cos i$$

Il faut donc déterminer cet angle i .

Soit un repère orthonormé défini par les trois directions, verticale vers le zénith, ouest, sud. Soit a, b, c les cosinus directeurs du rayon solaire :



Pour exprimer ces valeurs en fonction de l'angle horaire H du soleil et non de l'azimut et de la hauteur, on utilise les formules déjà établies :

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

$$b = \cos h \sin Az = \cos \delta \sin H$$

$$c = \sqrt{1 - a^2 - b^2} = \sin \varphi \cos \varphi \cos H - \sin \delta \cos \varphi$$

φ : latitude

δ : déclinaison du soleil

Soit d et e la hauteur et l'azimut de la perpendiculaire au capteur, dans le même système de référence. Soit a' , b' , c' les cosinus directeurs de cette perpendiculaire :

$$a' = \sin d, \quad b' = \cos d \sin e, \quad c' = \cos d \cos e.$$

L'angle i du rayon solaire et de la normale est donné par :

$$\cos i = aa' + bb' + cc'$$

Dans le cas particulier où le capteur est horizontal :

$$\cos i = \sin h \quad \text{car} \quad \left| d = 90^\circ \right.$$

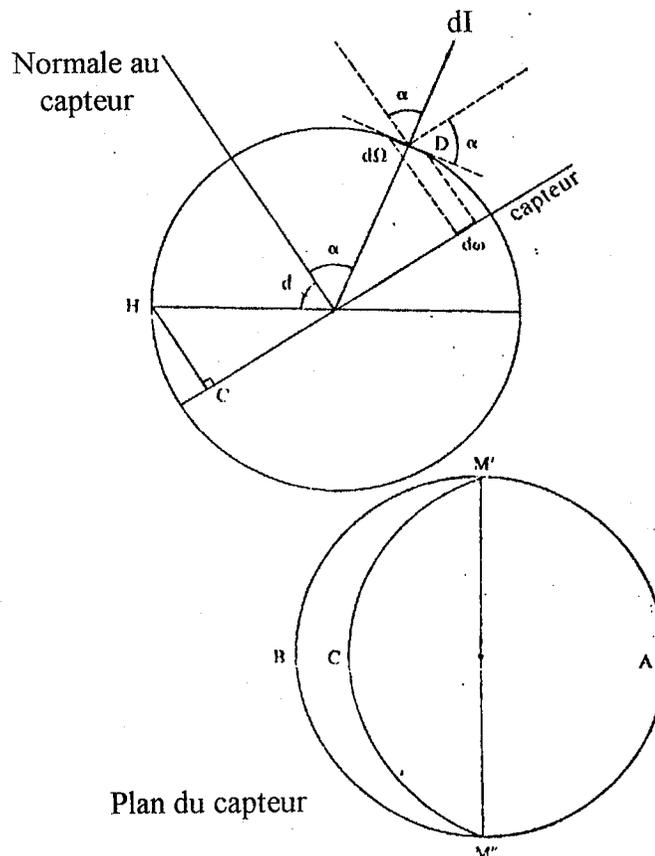
Flux diffus :

Sa valeur est plus difficile à évaluer. Des études statistiques américaines ont abouti à la formule suivante :

$$\text{Flux diffus} = E_0 A [0,271 - 0,2939 \exp(-C / \sin h)] \cos I$$

mais ce flux provient, non d'une direction déterminée, comme le flux direct, mais de tous les points de la voûte céleste. On admet que l'intensité élémentaire dI de ce flux émis en chaque point de cette voûte a la même valeur (rayonnement isotrope).

$$dI = d\Phi/d\Omega$$



Ω étant l'angle solide d'un cône infiniment petit axé dans la direction étudiée. On est donc amené à considérer une sphère de rayon unité centrée en un point M du capteur. Ce point est éclairé par un élément de flux

$$d\Phi = dI d\Omega$$

arrivant suivant la direction DM, $d\Omega$ étant l'élément de surface de la sphère entourant le point D. L'élément de flux utile correspondant s'obtiendra en le projetant sur la normale en M au capteur, soit

$$dI d\Omega \cos \alpha$$

si α est l'angle de la direction avec DM avec la normale au capteur.

Le flux total utile éclairant le capteur au point M est donc

$$\sum dI d\Omega \cos \alpha = dI \sum d\Omega \cos \alpha = dI \sum d\omega$$

si $d\omega$ est la projection sur le plan du capteur de l'élément $d\Omega$ de la sphère $\sum d\omega$ représente la surface du capteur intérieure à la sphère de rayon 1 et limitée par les projetantes issues des points de la sphère situés au-dessus du plan de l'horizon et du plan du capteur. Cette surface se compose d'un semi-cercle M'AM" et d'une lunule M'CM" qu'on peut considérer comme la projection du semi-cercle de diamètre MH sur le plan du capteur.

$$\sum d\omega = (\pi/2)(1 + \sin d)$$

Le flux diffus utile a donc pour valeur

$$dI (\pi/2)(1 + \sin d)$$

Si le capteur est horizontal :

$$d = \pi/2 \quad \text{et} \quad \text{le flux diffus} = dI \pi$$

La formule précédemment trouvée pour le flux diffus donne, dans le cas d'un capteur horizontal

$$E_0 A [0,271 - 0,2939 \exp(-c/\sin h)] \sin h$$

En égalant les 2 valeurs du flux diffus sur capteur horizontal on tire la valeur de dI et finalement

$$\text{flux diffus} = E_0 A \left[0,271 - 0,2939 \exp\left(\frac{-c}{\sin h}\right) \right] \sin h \frac{1 + \sin h}{2}$$

Flux diffusé par le sol :

On fait un raisonnement analogue mais la surface éclairée par ce rayonnement est la lunule M'BM"C et l'intensité de flux DJ est différente de dI . On obtient pour ce flux la valeur

$$dJ (\pi/2)(1 - \sin d)$$

Si le capteur est horizontal :

$$d = -\pi/2 \quad \text{et le flux diffus} = dJ \pi$$

Or ce flux est égal au flux total (flux direct + flux diffus) multiplié par l'albédo du sol.

En égalant comme précédemment les deux valeurs de ce flux sur le capteur horizontal pour calculer dJ , on obtient :

$$\text{flux diffusé par le sol} = E_0 A a \left[0,7061 \exp\left(\frac{-c}{\sin h}\right) + 0.271 \right] \sin h \frac{1 - \sin d}{2}$$