

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : Electronique

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

PROJET DE FIN D'ETUDES

S U J E T

Simulation de l'irradiation Globale et de la Caractéristique $I=F(V)$ des Panneaux en Vue du Dimensionnement des Centrales Solaires

Proposé par : A.Maafi

Etudié par : N.Djenan.S

Dirigé par : A.Maafi

M. Benchamina

PROMOTION : JUIN 86

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : **Electronique**

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

PROJET DE FIN D'ETUDES

S U J E T

Simulation de l'irradiation Globale et de la Caractéristique $I=F(V)$ des Panneaux en Vue du Dimensionnement des Centrales Solaires

Proposé par : **A.MAAFI**

Etudié par : **N. DJENAN.S**

Dirigé par : **A.MAAFI**

M.BENCHAMMA

PROMOTION : **JUIN 86**

DEDICACES :

- A mes Parents
- A mes Freres : NOUR-EDDINE et MERZAK
- A mes Soeurs : HOURIA, OUAHIBA et LYNDIA
- A ma Famille
- A M. ANANE , S. FELLOUS, G. AMRI
- A mes Amies : RADIA, ASSIA, MALIKA, ZINA, SAFIA.K et HAKIMA

• NADJIA •

- A ma très chère mère ZOHRA
- A mon très cher père AMEUR
- A mes Frères et Soeurs
- A ma toute petite nièce MCUNIA
- A toute ma Famille
- A toutes mes Amies

MERIEM

— • — • — • — • — • — • —

REMERCIEMENTS :

Nous tenons à exprimer notre gratitude à notre promoteur Monsieur A. MAAFI pour son aide remarquable.

Nous remercions vivement Monsieur S.A. DARRADJI, Professeur et Chef du Laboratoire d'énergie solaire à l'Ecole Nationale Polytechnique.

Nous remercions Monsieur D.E AZOUZ Professeur à l'Ecole Polytechnique pour l'aide qu'il a porté à ce travail.

Nos remerciements vont également à tous les membres chercheurs du Laboratoire des matériaux solaires du Commissariat aux Energies Nouvelles, pour leurs encouragements et leurs collaborations, en particulier : A. MOUHOU, M. DERDOURI et M. BOUHAOUR

Que tous les enseignants qui ont participé à notre formation, veuillent bien trouver ici l'expression de notre profonde reconnaissance.

• • * * • •

S O M M A I R E
-:-§-:-:-



INTRODUCTION

Chapitre I : Généralités sur les systèmes solaires à conversion photovoltaïque

- 1 - Présentation de systèmes solaires à conversion photovoltaïque
- 2 - Organisation d'une centrale solaire à conversion photovoltaïque
 - 2.1 - Les panneaux solaires
 - 2.2 - Les batteries d'accumulateurs
 - 2.3 - La charge

Chapitre II : Dimensionnement d'une centrale électro-solaire

- 1 - Problèmes posés par le dimensionnement des systèmes solaires
- 2 - Etude du rayonnement solaire
 - 2.1 - Les composantes du rayonnement solaire au sol
 - 2.2 - Energie reçue sur une surface plane en fonction de son orientation.
- 3 - Dimensionnement d'une centrale solaire
 - 3.1 - Calcul du nombre de panneaux
 - 3.2 - Calcul de la capacité des accumulateurs

Chapitre III : Simulation de l'irradiation solaire et de la caractéristique
 $I = F(V)$ d'une cellule solaire

- 1 - Introduction
- 2 - Simulation de l'irradiation solaire par le modèle de Perrin de BRICHAMBAUT
 - 2.1 - Etude de l'influence des paramètres géographique et climatique de l'irradiation globale.
 - 2.1.1. - Influence de la latitude
 - 2.1.2. - Influence du trouble atmosphérique

- 3 - Simulation de la caractéristique $I = f(V)$
 - 3.1 - Schéma équivalent et paramètres de performance d'une cellule solaire
 - 3.2. - Influence de la résistance série

Chapitre IV : Application

- 1 - Introduction
- 2 - Exploitation des résultats de simulation
- 3 - Exemple de dimensionnement d'une centrale solaire
 - 3.1 - Premier exemple
 - 3.2 - Deuxième exemple

~ . ~

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

— I N T R O D U C T I O N —

- : : : : : : : : : : : : : : : : : : : -

~ [H A P I T R E I] ~
=====

Généralités sur les Systèmes
solaires à conversion photovoltaïque

INTRODUCTION :

La croissance de la demande énergétique dans le monde a largement stimulé la recherche de nouvelles sources d'énergie. L'énergie solaire est une des sources les plus prometteuses. En effet, elle offre la perspective d'un approvisionnement illimité en énergie non polluante.

A partir des dispositifs appelés cellules solaires ou photopiles, on convertit le rayonnement solaire en électricité. Fabriquées à partir du Silicium, ces photopiles ont pris leur essor pour la première fois dans les années 50 pour l'alimentation des satellites en énergie électrique.

Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol, datent de 1956 et ont été conçues pour des applications en sites isolés et, principalement dans les pays en voie de développement, où les réseaux de distribution d'énergie sont restreints aux grands centres urbains. (1)

Dés 1970 les applications terrestres de la conversion photovoltaïque, se sont diversifiées et se sont multipliées dans divers domaines : par exemple en télécommunication, en micro-électrification rurale, dans le pompage de l'eau, le balisage, la protection cathodique, la télévision communautaire, la signalisation ferroviaire etc, ... (2)

Notre travail consiste à étudier les systèmes solaires à conversion photovoltaïque, travaillant à poste fixe, et utilisant un stockage électrique en vue de les dimensionner.

Cette opération nécessite la connaissance :

- des données d'ensoleillement du lieu considéré.
- de la consommation de la charge en énergie électrique.
- des rendements internes de la centrale.

S'il est toujours possible de connaître les données de consommation il n'en n'est pas de même pour les caractéristiques d'ensoleillement du lieu considéré.

Aussi, nous avons approché les composantes du rayonnement solaire au sol par le modèle de Perrin de BRICHAMBAUT. D'autre part, nous avons simulé la caractéristique $I = F(V)$ d'une cellule solaire.

Ces simulations permettront d'obtenir des grandeurs essentielles utiles dans le dimensionnement des systèmes solaires à conversion photovoltaïque.

I. - PRESENTATION DE SYSTEMES SOLAIRES A CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE :

Les systèmes solaires à conversion photovoltaïque sont des structures composées essentiellement :

- de panneaux solaires qui convertissent le rayonnement solaire incident en énergie électrique .
- d'accumulateurs qui stockent l'énergie convertie
- de charges.

La figure 1 représente de façon générale, les variantes possibles d'un système solaire à conversion photovoltaïque. (3)

- Le générateur solaire peut être fixe (1) ou orientable (2), (orientation manuelle ou suivi du soleil par pilotage électronique (E1).
- La filière 5 correspond à la possibilité d'adapter à chaque instant le groupement de panneaux solaires à la charge par commutation, série-parallèle des panneaux (Electronique E2).
- Les filières (1.3.6.) et (1.3.7.) sont les filières les plus utilisées où un stockage piloté par l'électronique E3, permet d'alimenter des charges continues (1.3.7) ou des charges alternatives par l'intermédiaire d'un onduleur (1.3.6.).

Il faut noter qu'il existe des cas où le stockage n'est pas une obligation : On peut citer le pompage de l'eau, le séchage des denrées en ventilation forcée, ou création de froid. De tels systèmes sans stockage de l'énergie électrique sont représentés par les filières (3.8.) et (3.8.9.) ou (4.8.) et (4.8.9.)

- Le couplage direct (1.3.8.) conduit à la plus simple des chaînes photovoltaïques.

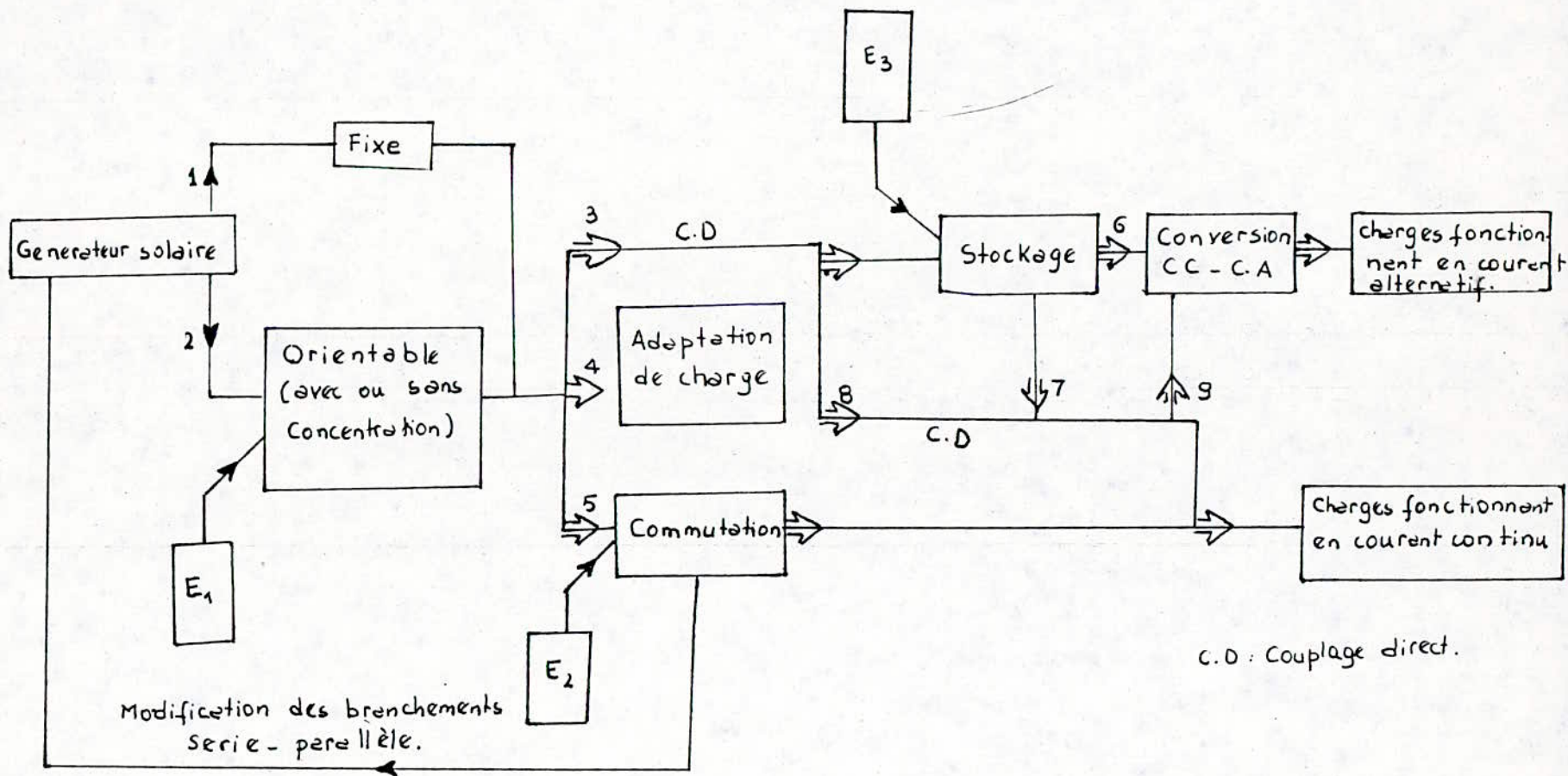


Fig1 : Schéma synoptique regroupant les variantes possibles d'un système solaire à conversion photovoltaïque

2. - ORGANISATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE A CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE :

La figure 2 représente un schéma synoptique simplifié d'une Centrale Solaire à conversion photovoltaïque. Celle-ci comprend des panneaux solaires, des accumulateurs et une charge.

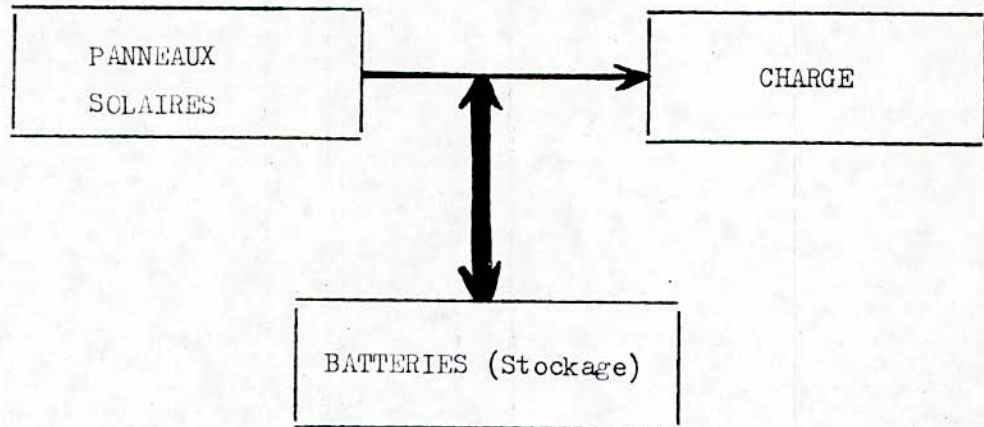


Fig. 2 : Schéma synoptique simplifié d'une Centrale Solaire à conversion photovoltaïque

2.1. - Les panneaux solaires

Les panneaux solaires à conversion photovoltaïque sont constitués de photopiles.

Une photopile est un générateur statique, simple et fiable. Elle transforme directement en électricité l'énergie lumineuse reçue. Elle peut être constituée, soit par la jonction d'un métal et d'un semi-conducteur, soit par deux semi-conducteurs de type opposé, c'est le cas des photopiles au silicium (Si)

2.1.1. - Principe de fonctionnement d'une photopile au silicium

Le principe de fonctionnement d'une photopile au Silicium est basé sur l'effet photovoltaïque. Celui-ci est défini comme une production d'énergie électrique résultant directement de l'interaction de la lumière et d'une structure solide.

Cette énergie électrique, pour qu'elle soit utilisable, doit résulter de façon générale de la combinaison de deux phénomènes :

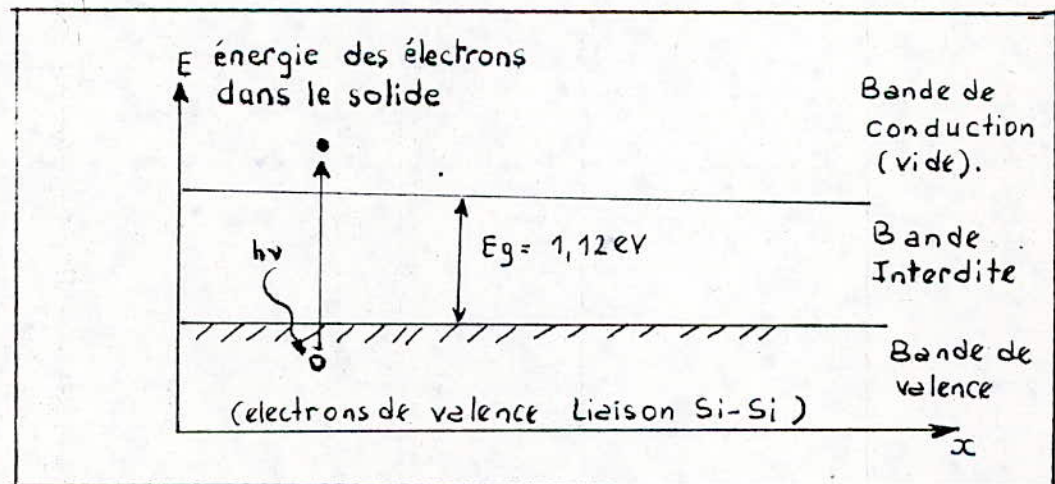
- La création de paires électron-trou par absorption du rayonnement solaire
- La séparation des charges ainsi créés par un champ électrique interne à la structure.

2.1.1.1. - Absorption du rayonnement solaire

De façon générale, l'interaction de la lumière et d'un matériau fait qu'une partie de l'énergie du faisceau incident est transmise aux électrons du solide.

Dans un métal, cette énergie est restituée immédiatement au réseau des atomes sous forme d'énergie vibrationnelle, ce qui correspond à une augmentation de la température.

Par contre, dans un matériel semi-conducteur, les porteurs libres ont une durée de vie beaucoup plus importante que dans le cas des métaux, du fait que ces semi-conducteurs possèdent une bande interdite. Ces porteurs libres vont donc pouvoir migrer dans le matériau, et on peut ainsi définir une longueur de diffusion, grandeur statistique, caractérisant le parcours que peuvent effectuer ces porteurs de charge, excités, avant de revenir à leur état stable. Cette possibilité de migration va nous permettre d'utiliser les charges libres ainsi créées. La génération des porteurs libres peut être décrite par la théorie des bandes dans les solides. Elle aura lieu dans un semi-conducteur, si l'énergie du rayonnement lumineux, $h\nu$, est supérieure à l'énergie de la bande interdite, E_g (Fig.3) ; En effet, si nous fournissons à un électron de la bande de valence d'un semi-conducteur une énergie supérieure ou égale à E_g , l'électron considéré passe de la bande de valence à la bande de conduction, laissant libre un "trou" dans la bande de valence. On a ainsi formé des charges libres appelées paires électron-trou.



- Fig. 3 -

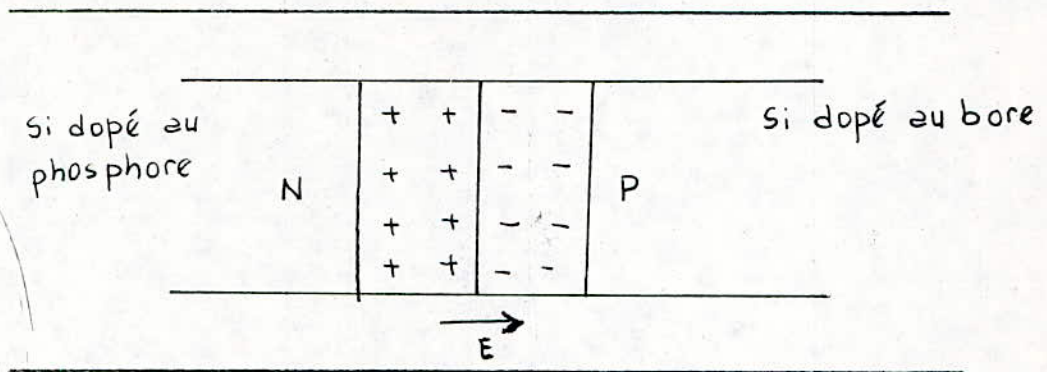
L'énergie nécessaire pour créer une paire électron-trou par absorption d'un photon est liée à la fréquence de rayonnement associée à ce photon par la relation $E = \frac{hc}{\lambda}$ où h est la constante de Planck et c est la vitesse de la lumière. Cette énergie est inversement proportionnelle à la longueur d'onde du rayonnement, les fortes énergies correspondant aux faibles longueurs d'ondes et vice-versa. Nous pouvons définir une longueur d'onde seuil λ_s déterminée par la largeur de la bande interdite du semi-conducteur considéré. En ce qui nous concerne la longueur d'onde seuil pour le Silicium est de $1,1 \mu m$, l'énergie correspondante étant de $1,12 eV$.

Physiquement ce seuil d'énergie correspond à l'énergie nécessaire pour arracher un électron d'une liaison de valence Si - Si. Cet électron devient alors libre de se mouvoir dans le matériau. Le mouvement d'un trou correspondant à la compensation, par un autre électron de valence, de la lacune ainsi créée.

2.1.1.2. - Séparation des charges

La deuxième condition pour l'obtention d'un courant photo-électrique est que l'on puisse séparer et collecter les charges créées dans le solide. Pour cela, il faut tout d'abord réaliser une structure présentant un champ électrique interne. Ce champ électrique peut être obtenu de différentes façons, mais nous ne considérerons dans ce qui suit que le cas des jonctions P.N., de grande surface dont nous rappellerons brièvement le principe.

De façon générale, la résistivité d'un semi-conducteur est diminuée par dopage. Pour ce faire, on introduit des impuretés dans le matériau et on peut obtenir des semi-conducteurs de type N ou P. Dans le cas des cellules solaires, le Silicium de type N est dopé au phosphore, d'où une densité d'électrons libres, supérieure à celle du Silicium pur. Le Silicium de type P est dopé au bore, d'où une densité de trous supérieure à celle du Silicium pur. Lors de la réalisation de la jonction, il y a diffusion des porteurs majoritaires (électrons pour type N, trous pour type P), d'un côté à l'autre sous l'influence des gradients de concentration. Cette migration s'arrête lorsqu'il y a suffisamment d'ions phosphore positifs d'un côté, et d'ions bore négatifs de l'autre, pour créer un champ interne E orienté du matériau N vers le matériau P (figure 4)



- Fig. 4 -

C'est donc ce champ interne qui pourra dissocier les porteurs de charge, créés par absorption de la lumière dans le silicium, avant leur recombinaison, à condition qu'ils aient été créés à une distance de la zone de champ inférieure à la longueur de diffusion.

Il y a donc apparition d'un photocourant I_{ph} dans le semi-conducteur dû, à la séparation des charges, et accumulation de part et d'autre de la structure.

Ce phénomène a pour conséquence de polariser la jonction et de créer un nouveau champ interne E , opposé à celui de jonction qui va donc lui aussi faire diffuser des charges dans le solide, mais en sens inverse. Le courant ainsi créé s'oppose à chaque instant au photocourant, et il correspond au courant direct de diode I_d : I_d est donc fonction de la tension développée aux bornes de la cellule ($V = RI$), et on peut écrire le courant I fourni à la charge R :

$$I = I_{ph} - I_d (V_j)$$

En résumé, on peut dire qu'une cellule solaire est la rencontre de deux phénomènes physiques distincts :

- La propriété qu'ont les solides d'absorber la lumière, et qui peut conduire dans le cas des semi-conducteurs, à la création de paires "électron-trou", et à la séparation de ces porteurs de charge si la structure présente un champ interne (obtenu par exemple par une jonction P.N.)
- Le fait qu'une telle jonction, lorsqu'elle est polarisée dans le sens direct, est le siège d'un courant électrique important.

Il va y avoir compétition entre ces deux phénomènes et, à chaque instant, c'est la valeur de la charge sur laquelle est fermée la cellule qui va déterminer le point de fonctionnement de l'ensemble. (4)

2.2. - BATTERIES D'ACCUMULATEURS :

La batterie est un élément réversible, qu'on peut charger et décharger plusieurs fois, elle réalise la conversion : (5)

Energie Electrique \longleftrightarrow Energie chimique

Elle comporte un certain nombre d'éléments reliés en série, dont chacun doit être placé dans un bac individuel renfermant l'électrolyte, un tel élément contient plusieurs plaques positives et d'autres négatives.

2.2.1 - Caractéristiques des batteries

2.2.1.1. - Capacité d'un accumulateur :

C'est la quantité de courant fournie, mesurée en Ampère-heure, est donc égale au produit de l'intensité en Ampère(A) et du temps en heure (h). La capacité d'une batterie est généralement exprimée en Ampère-heure (Ah), mais étant donné que cette capacité n'est pas la même pour tous les régimes de décharge, on la donne en précisant pour quel régime de décharge cette indication est valable.

2.2.1.2 - Rendement en quantité d'un accumulateur :

Le rendement en quantité en Ampère-heure est défini par le rapport :

$$\eta_q = \frac{\text{Nombre d'Ah fournis à la décharge}}{\text{Nombre d'Ah restitués à la charge}} \times 100$$

Ce rendement pour n'importe quel régime de décharge est d'environ de :

- 90% pour les éléments au plomb
- 71% pour les éléments au fer-Nickel

La détermination précise de ce rendement fait intervenir plusieurs cycles de charge - décharge avec batterie travaillant dans les conditions convenables

2.2.1.3 - Rendement en énergie des accumulateurs

Le rendement en énergie est défini par le rapport :

$$\eta_e = \frac{\text{Wh obtenus pendant la décharge}}{\text{Wh fournis pendant la charge}} \times 100$$

En pratique ce rendement vaut :

- de 68 à 75% pour les éléments plomb-acide
- de 50 à 58% pour les éléments Cadmium-Nickel
- de 48 à 52% pour les éléments Fer-Nickel

2.2.2. - CHARGE ET DECHARGE DES ACCUMULATEURS :

2.2.2.1 - Variation de tension d'un élément au cours de la charge

Lors de la charge, la tension s'élève progressivement jusqu'à 2,35 V par élément, puis croit rapidement jusqu'à 2,7 V (figure 6). Vers 2,4 V il se produit une importante électrolyse de l'eau, ce qui détermine un dégagement abondant d'oxygène et d'hydrogène. Le courant de charge doit être alors réduit (entre 3 et 7% de capacité C) sous peine de voir la batterie endommagée.

2.2.2.2. - Décharge d'un accumulateur :

La caractéristique principale d'une batterie est sa capacité qui est d'autant plus grande que l'intensité du courant de décharge est plus faible (figure 7). Les caractéristiques sont indiquées par le constructeur, connaissant la capacité C1 en Ah pour un régime de décharge d'intensité I1. On peut déterminer approximativement la capacité C2 à un nouveau régime d'intensité I2 pendant un temps t2 par la formule de Peukert (6)

$$C2 = C1 \left(\frac{t2}{t1} \right)^{\frac{n-1}{n}}$$

n : étant une constante que l'on prend généralement égale à 1,25

2.2.3. - CHOIX DES ACCUMULATEURS :

Le choix de la capacité dépend essentiellement de :

- L'intensité de courant de charge
- L'autonomie désirée
- La plage de tension (Umin , Umax)

A titre d'exemple, considérons le cas suivant caractérisé par un régime de décharge correspondant aux données suivantes :

$$I = 75 \text{ A}$$

$$U_{\min} = 198 \text{ V}$$

$$U_{\max} = 243 \text{ V}$$

$$\text{Autonomie} = 30 \text{ Mn}$$

La tension de charge admissible Uc est de 2,25 V par élément.

Le nombre maximum d'éléments est :

$$\frac{U_{\max}}{U_c/\text{Element}} = \frac{243}{2,25} = 108 \text{ éléments}$$

La tension minimale par élément vaut :

$$\frac{U_{\min}}{\text{Nombre d'éléments}} = \frac{198}{108} = 1,83 \text{ V/élément}$$

La figure 8 permet de déterminer l'intersection de la courbe représentant une autonomie de 30 mn, et celle donnant une tension minimale de 1,83 V par élément.

Cette intersection donnée par le point A détermine le courant de décharge en 10 H.

Ceci permet de calculer la capacité de la batterie :

En effet :

$$I = 0.57 C_{10} = 75 \text{ A}$$

$$\text{soit } C_{10} = 131 \text{ Ah}$$

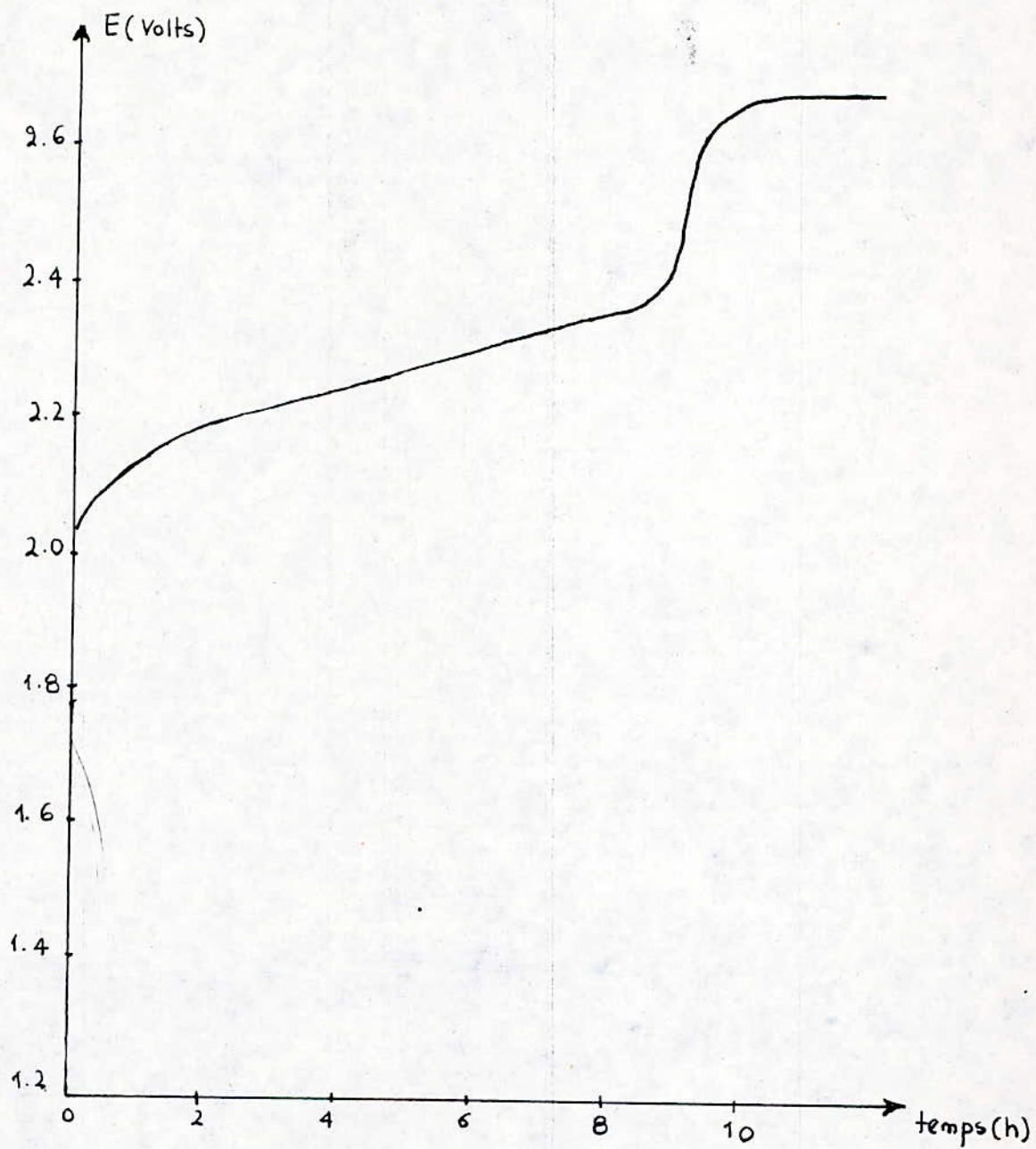


Fig.6. Variation de la tension de décharge d'un élément d'accumulateur.

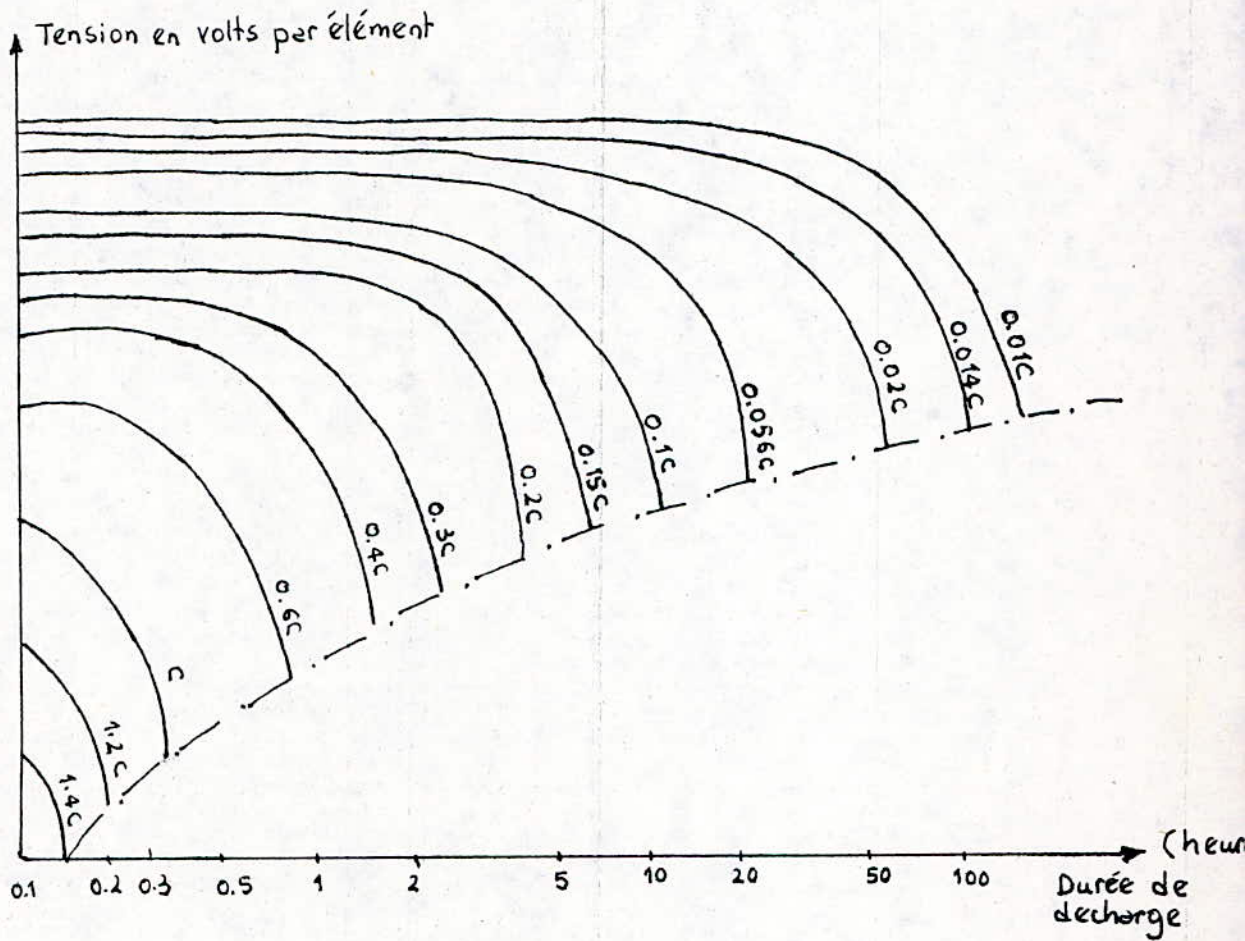


Fig 7: Décharge pour différents régimes.

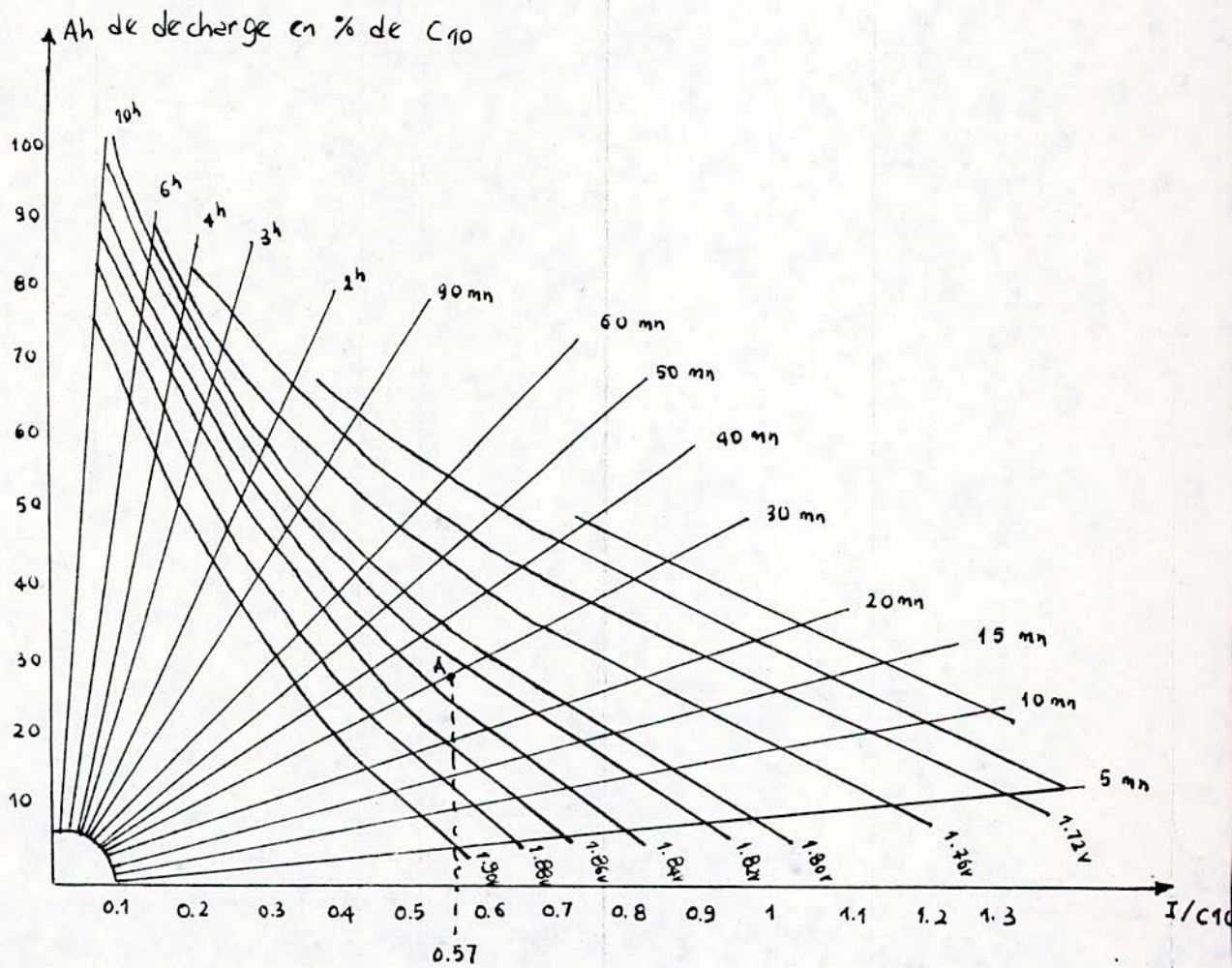


Fig. 8 Capacité obtenue en fonction de :
 - Courant de décharge
 - La durée de décharge
 - La tension d'arrêt

2.3. - LA CHARGE

La charge est caractérisée par sa courbe de consommation ou courbe de charge.

La courbe de charge journalière permet d'évaluer la consommation moyenne en énergie, chaque jour et sa durée, sa forme dépend du type de besoin en énergie. En général, l'énergie électrique est utilisée, pour des usages domestiques, ou l'alimentation d'équipements à usage professionnel.

La consommation énergétique peut être représentée par la courbe de charge caractérisant la puissance demandée en fonction du temps.

La figure (9) regroupe les caractéristiques $P = F(t)$ les plus importantes (3) ainsi on peut avoir :

- Une demande P_1 constante 24 H sur 24 H (courbe 1)
- Une demande précise P_2 pendant une durée Δt se répétant avec une période définie T (courbe 2)

Les zones entre les périodes de demande peuvent correspondre soit à une demande nulle soit à un état de veille avec consommation réduite (pointillés)

- Une demande semblable à la précédente mais où P_2 , Δt et T sont aléatoires et peuvent être plus ou moins bien définis.

- Une demande totalement aléatoire (courbe 3) mais dont on connaît en général statistiquement les périodes de maxima (pointes) et minima (creux).

La figure 10 est un cas particulier de la caractéristique 3 qui représente la consommation domestique en électricité. En effet, la consommation domestique en énergie présente un pic vers le soir. Celui-ci est dû à l'éclairage, et à l'utilisation des appareils tels que : la télévision, la radio ou autres, la nuit. La courbe de charge, dans ce cas, est une fonction aléatoire, car l'utilisation des divers appareils électriques, à usage domestique peut avoir lieu à n'importe quelle heure de la journée. Néanmoins, elle présente une certaine périodicité car les tâches du foyer se répètent chaque jour.

Fig.9 Différents types de courbes de charge.

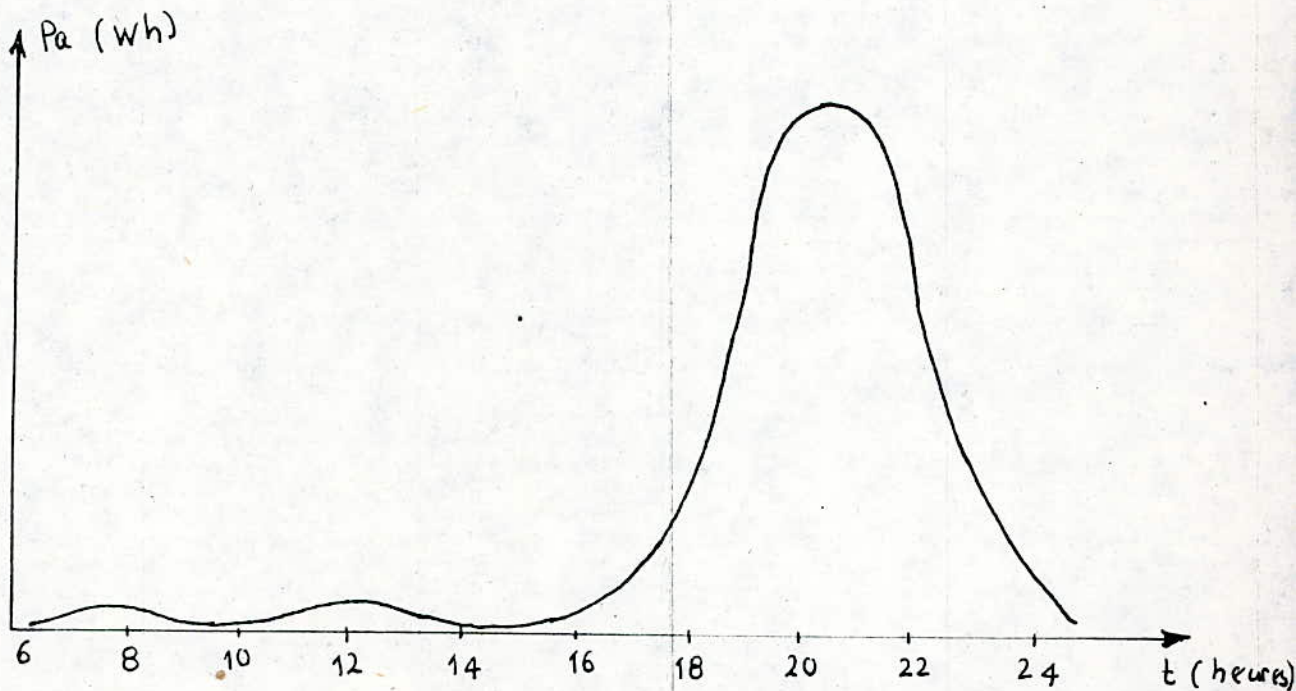
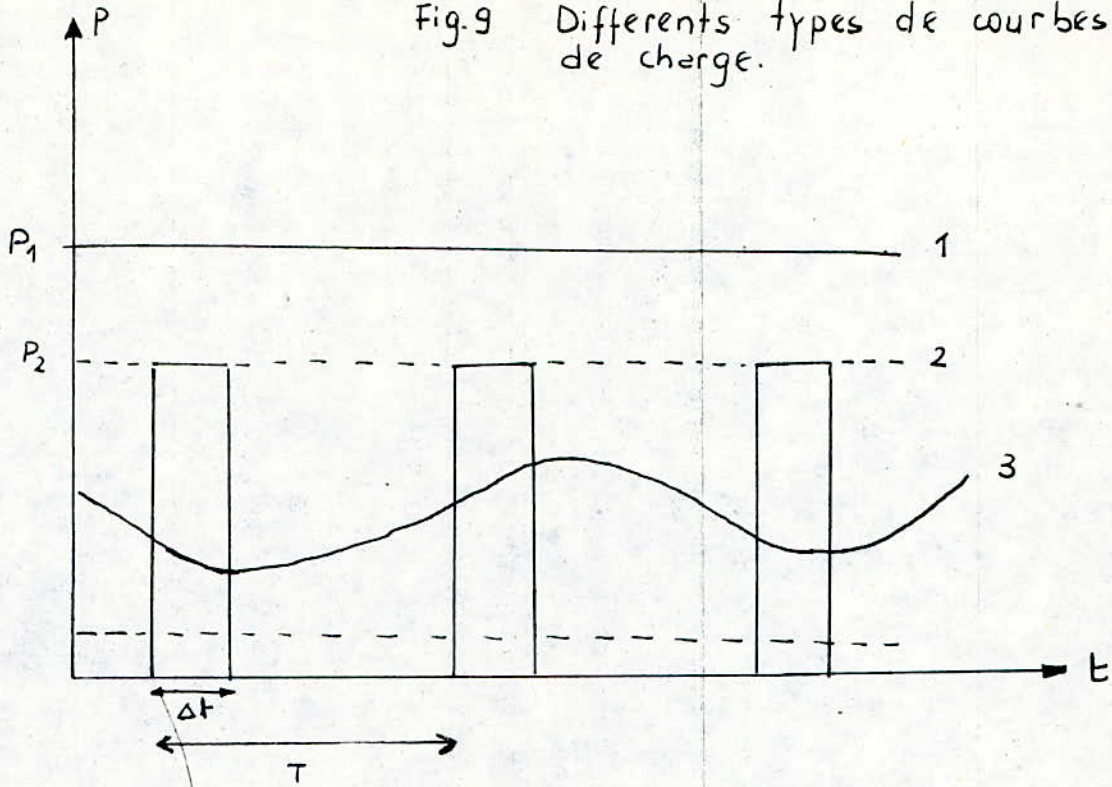


Fig. 10 - Exemple de consommation électrique pour des besoins domestiques.

CHAPITRE - II

1) DIMENSIONNEMENT D'UNE CENTRALE

LECTROSOLAIRE

I.1. - PROBLEMES POSES PAR LE DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES SOLAIRES

Pour calculer la taille des systèmes solaires destinés à utiliser l'énergie solaire c'est à dire dimensionner leurs capteurs et leurs organes de stockage, il est nécessaire de connaître l'énergie incidente au lieu considéré ainsi que la consommation en énergie de la charge utilisée.

La figure 11 compare la demande totale d'énergie électrique au cours de l'année 1983 pour le Nord Algérien (prise comme exemple) à la disponibilité de l'énergie solaire pendant la période 1979 - 1982 à ALGER (Latitude 36°). La courbe représentant la demande a été relevée par la Société Nationale d'Electricité et de Gaz (Sonelgaz). Elle représente les pointes hebdomadaires de consommation électrique du Nord Algérien pour l'année 1983. (7)

Quant à la courbe de rayonnement , elle représente l'évolution annuelle de l'irradiation globale. Cette courbe a été obtenue en cumulant par décades les données d'irradiation globale mesurées à ALGER par l'Office National de la Météorologie, (O.N.M.) sur la période allant de 1979 à 1982. (8)

Alors que la demande présente une allure concave avec un creux assez marqué pendant le mois de Juillet ; Le rayonnement disponible présente au contraire une allure convexe, avec une pointe marquée au mois de Juillet. On voit que le profil de l'offre s'adapte mal à celui de la demande, rendant manifeste la nécessité d'un surdimensionnement des équipements à moins de disposer de systèmes de stockage de longue durée.

Pour certaines applications, nous pouvons réaliser une meilleure cohérence entre l'apport et la demande au prix d'un léger surdimensionnement des équipements, simplement en choisissant judicieusement l'angle du récepteur pendant l'hiver au détriment de l'été.

On retrouve la même situation avec les données de consommation de l'année 1984 pour le Nord Algérien et en conservant la même courbe d'ensoleillement (figure 12)

La courbe de la figure 13 compare la puissance instantannée demandée par un foyer pour la journée du 15 Mars de l'année 1986 à ALGER à la disponibilité en énergie solaire à la même date. La courbe de charge domestique représente la consommation d'un appartement logeant 8 personnes à ALGER Centre.

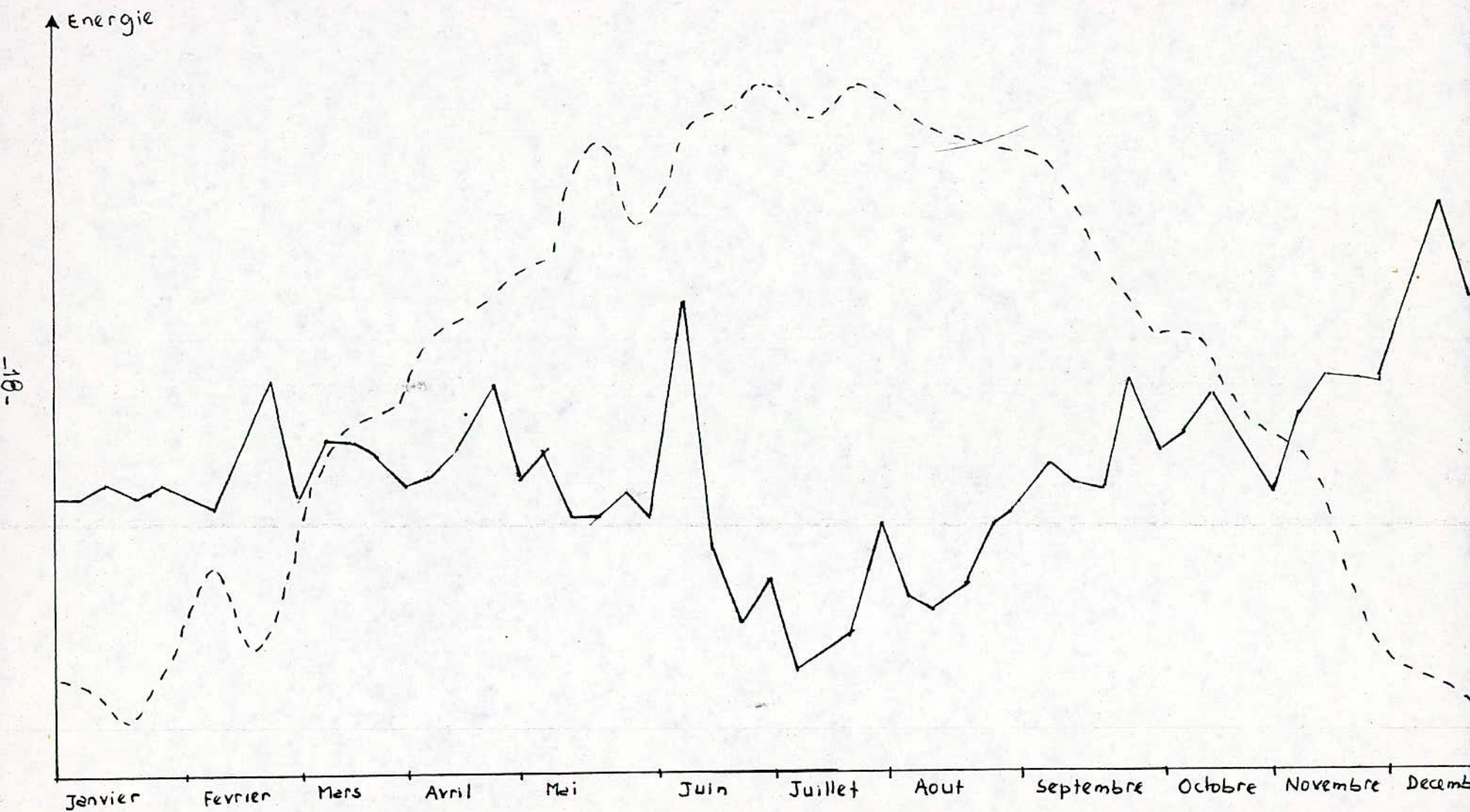
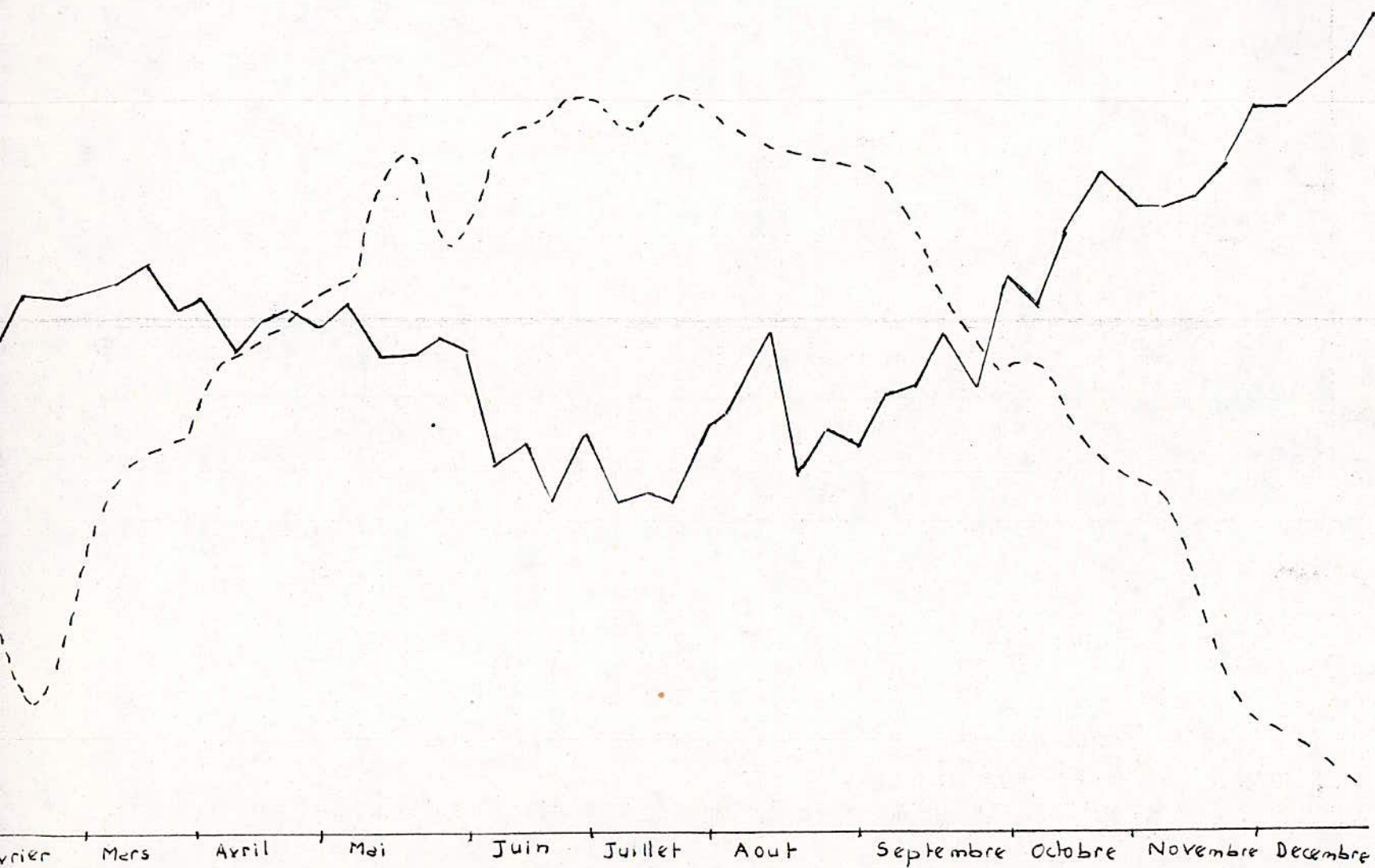


Fig. 11 • Pointes hebdomadaires de consommation électrique pour le Nord Algérien (1983) (—)
 • Moyennes décennales de l'irradiation globale à Alger (1979-1982) (---)



. 12

• Pointes hebdomadaires de consommation électrique pour le Nord Algérien (1984) (—).

• Moyennes décennales de l'irradiation globale à Alger (1979-1982) (---)

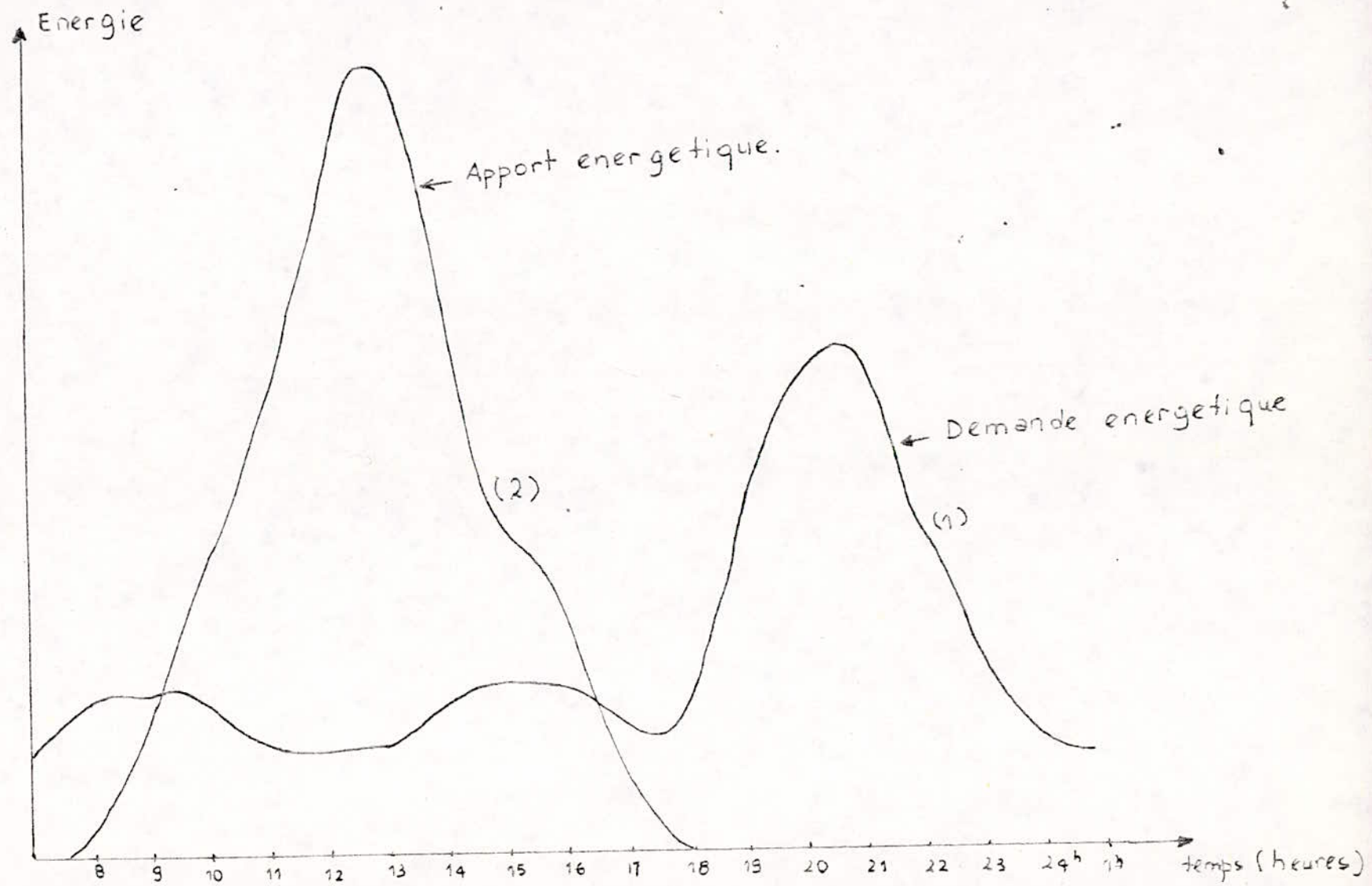


Fig. 13 Courbes représentant : la consommation d'un foyer (1) et l'irradiation globale journalière (2) à Alger pour la journée du 15 Mars 1984.

On remarque que cette courbe présente un pic à 20 H. Ceci est dû essentiellement à l'utilisation de l'éclairage, de la télévision et de quelques appareils électroménagers le soir. La courbe d'ensoleillement présente un pic vers midi. Le maximum de disponibilité correspond au creux de la demande. Il est donc indispensable d'associer aux futures Centrales Electrosolaires (dans la mesure où elles seront appelées à satisfaire une demande de pointe de ce type), un système de stockage permettant un déplacement de la production de plusieurs heures au moins.

Un autre problème lié au dimensionnement des systèmes photovoltaïques est celui de l'aspect aléatoire du rayonnement solaire. En effet, le rayonnement solaire disponible en un lieu donné dépend du site et des conditions atmosphériques et la production d'énergie solaire varie de jour en jour, elle est essentiellement aléatoire. Une étude du rayonnement solaire est alors nécessaire pour déterminer sa partie utile nécessaire au dimensionnement des systèmes solaires.

II - ETUDE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

II.1. - Les composantes du rayonnement solaire au sol

Le rayonnement solaire arrivant au sol est formé de rayonnement solaire direct ID et diffus DF dont l'ensemble forme le rayonnement global GF. Le diffus provient de toute la voûte céleste et n'a pas d'orientation privilégiée. Par ciel couvert le rayonnement global se ramène au diffus. Par ciel partiellement couvert, l'éclairement au sol peut varier énormément et peut même dépasser $1,4 \text{ KW/m}^2$ (3). Si le soleil est assez haut en présence d'une masse nuageuse brillante au voisinage du lieu de mesure, la répartition spectrale est également modifiée comme le montre la figure 14.

Considérons que la puissance reçue par unité de surface est E et l'angle que fait cette dernière avec l'horizontale est h comme le montre la figure 1. Nous avons les relations suivantes :

$$ID = E \sin h \quad (\text{II-1})$$

Où ID est la composante verticale du rayonnement

Le rayonnement global vaut :

$$GF = ID + DF = E \sin h + DF \quad (\text{II-2})$$

Cependant le rayonnement reçu au sol est éventuellement variable et varie dans le temps selon l'heure et la saison. Il dépend du lieu et de son environnement. Il dépend aussi de la nébulosité et des conditions météorologiques qui sont difficilement prévisibles.

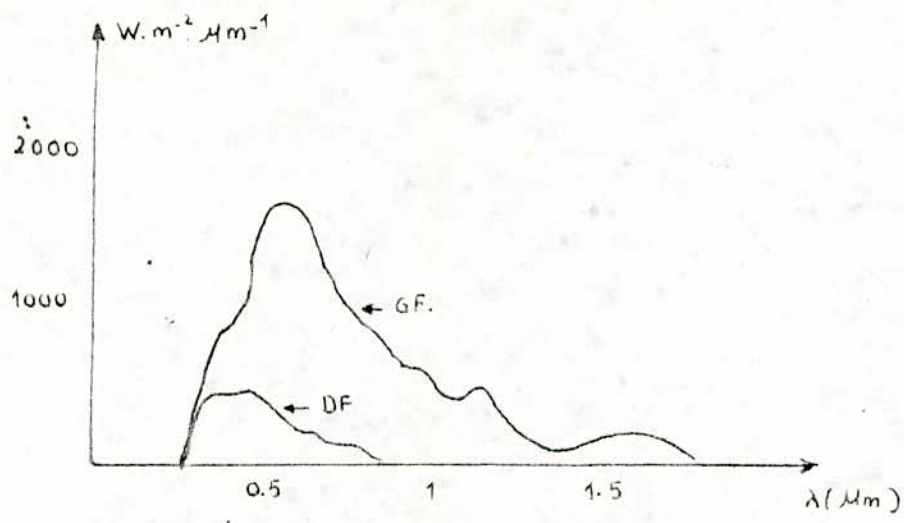


Fig. 14 Spectre du rayonnement solaire global et du rayonnement diffus par ciel clair.

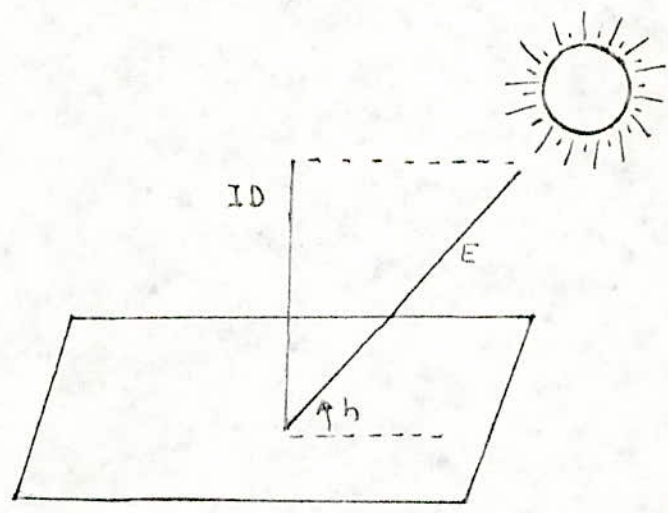


Fig. 15 Le rayonnement direct d'une surface receptrice normale aux rayons solaires en fonction du rayonnement provenant directement du disque solaire.

Afin d'illustrer la notion du rayonnement global nous avons pris des données horaires à partir des mesures faites à l'Ecole Nationale Polytechnique (Laboratoire d'Energie Solaire). Ces données sont acquises par un pyranomètre associé à un intégrateur. Ce dernier est calibré en watt-heure par mètre carré (WH/m^2), et calcule l'intégrale de l'irradiation avec un pas d'une heure. Les données recueillies nous ont permis de tracer des courbes de rayonnement journalier de la figure 16.

La courbe 1 de cette figure représente l'évolution de l'irradiation globale pour un jour typique de beau temps sans nuage. Elle correspond à la journée du 21 Octobre 1985. La journée du 4 Novembre 1985 dont l'irradiation globale est représentée par la courbe n° 2 est une journée de beau temps parsemée de passages nuageux. Ceci est traduit par une fluctuation de la courbe entre 11 H et 13 H. La journée du 13 Décembre 1985 est une journée d'hiver caractérisée par des éclaircies et des passages nuageux. Les fluctuations de rayonnement sont importantes et l'énergie collectée est relativement faible.

II.2. - Energie reçue sur une surface plane en fonction de son orientation :

En période de beau temps, la contribution du rayonnement direct est plus importante que celle du diffus.

Le flux d'énergie solaire reçu au sol a alors pour expression :

$$E(t) = E_0 \vec{n} \cdot \vec{u} = E_0 \cos v \quad (\text{II-3})$$

où v est l'angle d'incidence entre la normale à la surface d'un capteur et la direction des rayons solaires et E_0 est l'éclairement reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires. Les figures 17 a et 17 b représentent les paramètres définissant la position géographique d'un capteur solaire.

Le plan $(ZO\Delta)$ définit le plan méridien. Le vecteur \vec{n} qui représente la normale au plan récepteur appartient au plan $(ZO\Delta)$. Le plan équatorial est défini par le plan (XOY) . Le vecteur $\vec{O\Delta}$ qui représente la projection de la verticale du lieu sur le plan XOY . Les rayons solaires arrivent parallèlement au plan (XOY) . Leur direction faisant un angle δ avec l'axe OY où δ est la déclinaison de la terre. La latitude L ou inclinaison détermine la position de la verticale du lieu. Dans le plan $(ZO\Delta)$, les composantes de \vec{n} sont :

$$\cos (L - \theta)$$

$$\sin (L - \theta)$$

$[\text{Wh/m}^2]$

600

400

200

1h

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

t (heures)

Fig. 16 Rayonnement global journalier pour différents jours de l'année 85. (courbes relevées à l'E.N.P.)

- 21-10-85
- - - 4-11-85
- · - 13-12-85

24-

1h

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

t (heures)

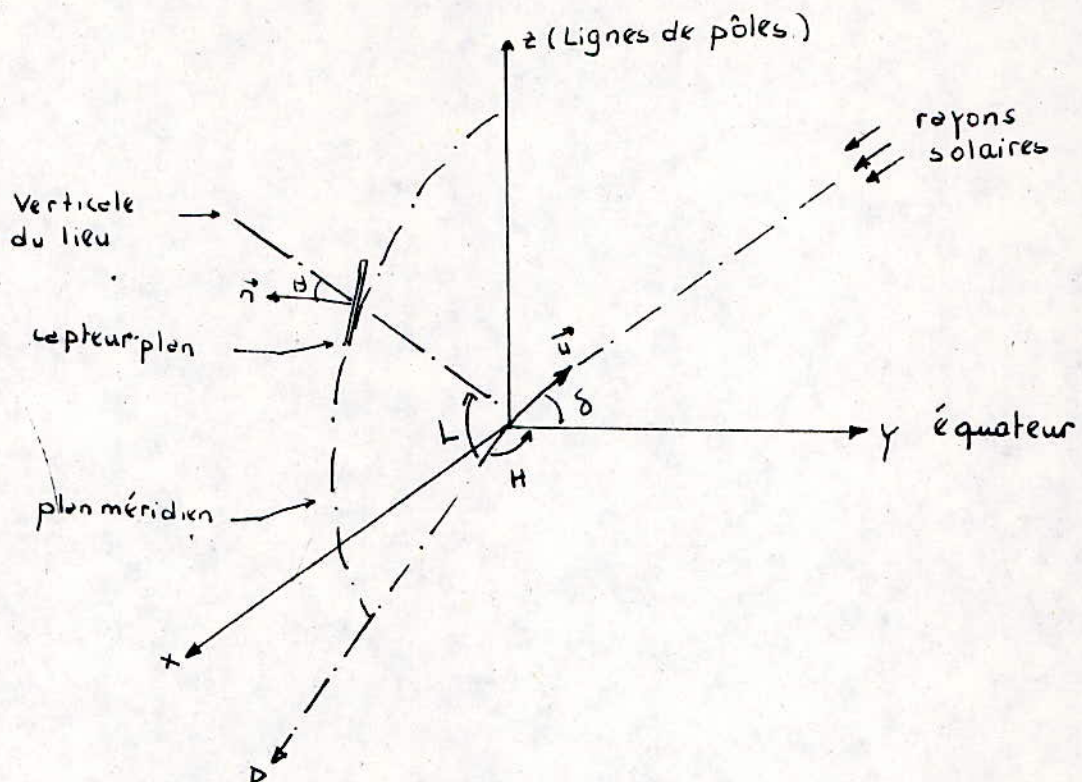


Fig. 17a Position d'un capteur plan en fonction de L, δ, H et θ .

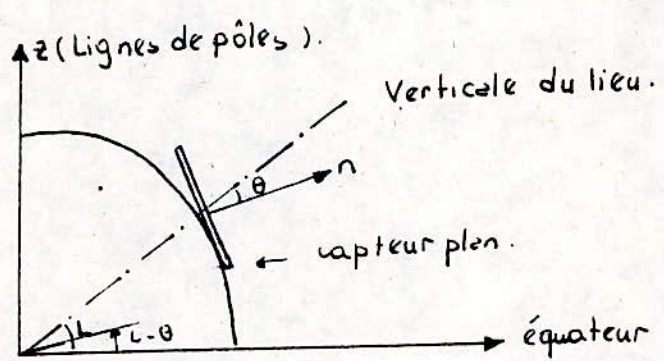


Fig. 17b Position d'un capteur dans le plan méridien.

Dans le système de référence OXYZ, les composantes de \vec{n} et \vec{u} seront respectivement :

$$\vec{n} \begin{cases} \cos \left(\frac{\pi}{2} - H \right) \cos (L - \theta) \\ \cos H \cos (L - \theta) \\ \sin (L - \theta) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} 0 \\ \cos \\ \sin \end{cases}$$

où H est l'angle horaire qui est égal en degré à 15 fois environ le nombre d'heures décomptées depuis, ou jusqu'à l'heure considérée et θ est l'altitude solaire au dessus de l'horizon (angle entre la verticale du lieu et la normale au récepteur).

Donc $E(t)$ sera donnée par l'expression :

$$E = E_0 (\cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \sin L \cdot \sin \delta) \quad (II. 4)$$

Les figures 18, 19, 20, 21 montrent respectivement les variations de l'irradiation solaire globale en fonction de la latitude pour les sites suivants :

- PARIS	L = 49°	- TAMANRASSET	L = 24°
- BISKRA	L = 35°	- OUARGLA	L = 6°

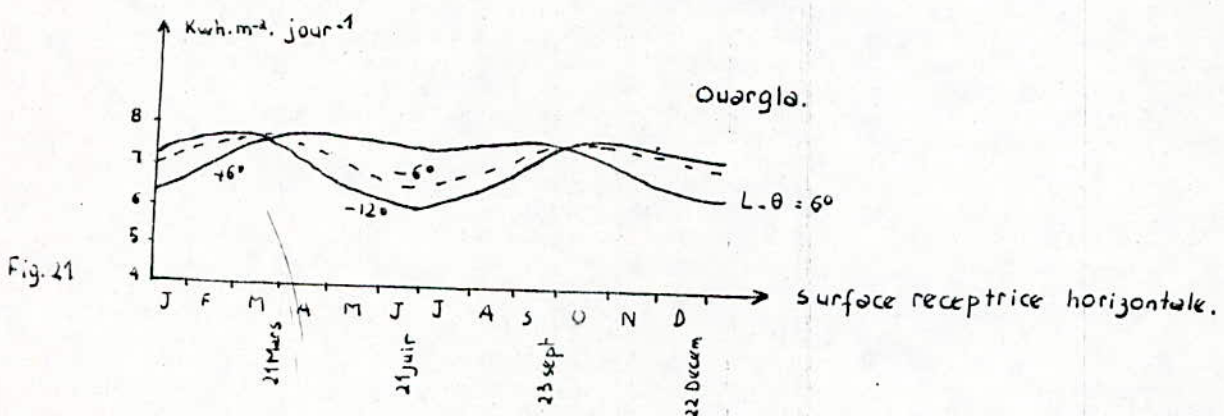
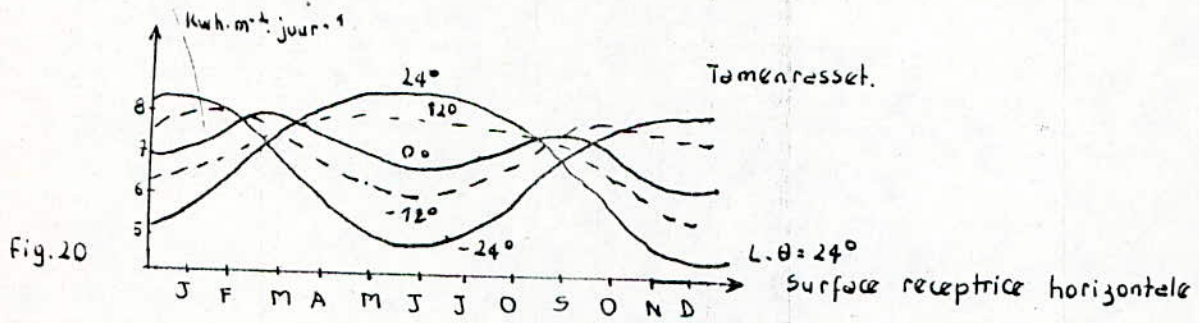
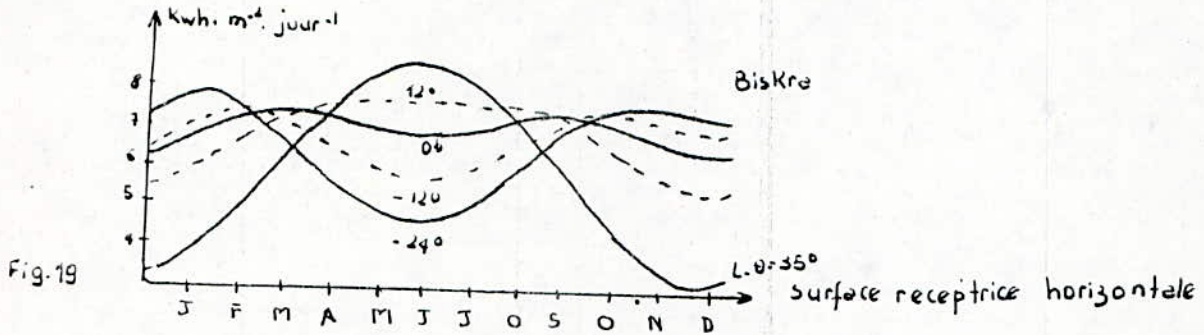
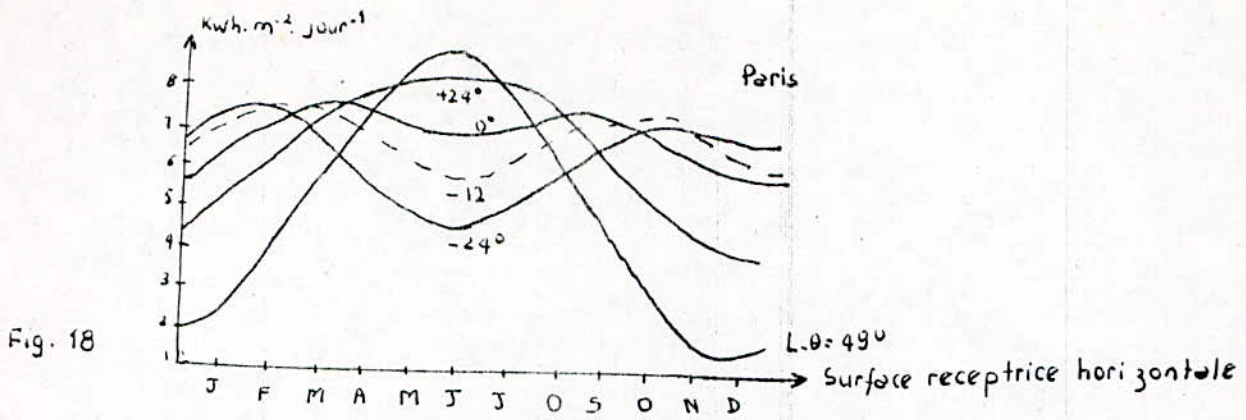
nous remarquons qu'il existe pour tous les sites une orientation du capteur qui minimise les fluctuations saisonnières. Ainsi, l'énergie reçue au milieu de l'été a la même valeur que celle captée au milieu de l'hiver. L'angle correspondant à cette situation est égale à la latitude du lieu ($L = \theta$)

Dans ce qui suit nous allons considérer le cas d'une centrale solaire à conversion photovoltaïque travaillant à poste fixe c'est à dire, dont les panneaux solaires sont orientés une fois pour toute vers le Sud avec un angle $\theta = L$

III. - DIMENSIONNEMENT D'UNE CENTRALE SOLAIRE :

Dans le calcul des dimensions d'une centrale solaire, l'estimation du nombre optimal de panneaux solaires est l'opération la plus importante. En effet, le prix de la Centrale est pratiquement imposé par celui des photopiles. Si nous utilisons des batteries d'accumulateurs ne comportant pas de pertes par auto-décharge, nous pouvons supposer que l'énergie journalière en moyenne annuelle convertie par effet photovoltaïque est au moins égale à l'énergie consommée quotidiennement durant toute l'année. (4)

Notons toutefois, que cette consommation reste constante quelque soit l'époque de l'année.



Variation du rayonnement solaire en fonction de la latitude du lieu et l'inclinaison du capteur.
 Courbes obtenues pour des conditions meteorologiques ideales.

III. 1. - Calcul du nombre de panneaux

L'énergie convertie E_c , chaque jour par les panneaux solaires de surface totale S et de rendement η_p est donnée par l'expression suivante :

$$E_c = \eta_p \cdot N \cdot MG \cdot S. \quad (II - 5)$$

Où N qui vaut $\frac{S}{S_0}$ est le nombre de panneaux solaires, S_0 est la surface d'un module et MG l'énergie moyenne journalière. Si E_{ch} est l'énergie moyenne journalière consommée par la charge et η_a le rendement des éléments s'interposant entre les panneaux solaires et la charge, y compris celui de la charge. Le nombre de panneaux solaires du générateur photovoltaïque s'écrit :

$$N \geq \frac{E_{ch}}{\eta_a \cdot \eta_p \cdot MG \cdot S_0} \quad (II - 6)$$

III. 2. - Calcul de la capacité des accumulateurs :

Les accumulateurs stockent l'énergie convertie, chaque jour, par les panneaux solaires. Ils restituent cette énergie pour alimenter la charge. Les accumulateurs doivent pouvoir emmagasiner l'énergie telle que :

$$E_a \geq E_{ch} \quad (II-7)$$

Où E_{ch} étant la consommation journalière de la charge.

Si la tension nominale des accumulateurs est U_0 , leur capacité s'écrit :

$$C = \frac{E_a}{U_0} \geq K \cdot \frac{\eta_a \eta_p \cdot MG \cdot N \cdot S_0}{U_0} \quad (II-8)$$

avec K coefficient de sécurité dont la valeur est déterminée suivant les régions (3)

CHAPITRE - III

SIMULATION DE L'IRRADIATION SOLAIRE

ET DE LA CARACTERISTIQUE

I = F (V) d'UNE CELLULE SOLAIRE

1. - INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous avons établi un logiciel constitué de deux programmes. L'un permet de simuler l'irradiation globale annuelle, directe et diffuse à partir du modèle de PERRIN de BRICHAMBAUT, tandis que l'autre simule les caractéristiques courant-tension des cellules solaires.

II. - SIMULATION DE L'IRRADIATION SOLAIRE PAR LE MODELE DE PERRIN DE BRICHAMBAUT :

Ce modèle a été élaboré pour estimer la moyenne quotidienne de l'irradiation solaire sur un plan horizontal par ciel clair. Il permet d'approcher la répartition des composantes du rayonnement solaire : à savoir l'irradiation diffuse et directe.

Cependant, il possède des limites liées aux troubles atmosphériques T dont les valeurs sont approximatives et sont données en moyenne mensuelle.

Par exemple, pour le site d'ALGER on a :

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Trouble T	2.7	3	3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.5	4	3.6	3.2	2.7

Tableau N° I : Valeurs moyennes mensuelles
du trouble atmosphérique à ALGER

La reconstitution des irradiations directe ID et DF se fait à l'aide des expressions suivantes :

$$ID = IG \cdot \exp \left\{ \left(- T / 7,5 \right) \left(\cos (L - DE) \right)^{-0,75} \right\} \quad (III - 1)$$

et

$$DF = IG \cdot \left(T / 31,6 \right) \cdot \left\{ \cos (L - DE) \right\}^{-0,5} \quad (III - 2)$$

L'irradiation globale est obtenue en sommant les deux composantes. Nous avons alors :

$$GF = ID + DF \quad (III - 3)$$

Nous pouvons bien voir que le calcul de ID et DF requiert la connaissance de IG qui est l'irradiation journalière sur un plan horizontal en dehors de l'atmosphère et que nous pouvons calculer à partir de la relation suivante :

$$IG = \frac{24 \times 3600}{\pi} \times I_0 \cos L \cdot \cos DE \cdot \left\{ \sin W_s - \frac{\pi}{180} W_s \cdot \cos W_s \right\} \quad (III - 4)$$

- Où - I_0 est la constante solaire, elle vaut 1353 W/m^2
 - DE est la déclinaison solaire
 - L est la latitude du lieu
 - ω_s est l'angle horaire mesuré en degré au lever du soleil sur une surface horizontale.

La déclinaison solaire est donnée par la relation suivante :

$$DE = 23,45 \sin \left[0,98 (J + 284) \right] \quad (\text{III-5})$$

Où J est le numéro du jour dans l'année.

Nous pouvons déterminer également ω_s à partir de l'expression suivante :

$$\omega_s = \arccos (-\tan DE \cdot \tan L) \quad (\text{III-6})$$

Le programme simulant l'irradiation solaire est donné par le listing (1). Il permet de calculer les valeurs journalières de l'irradiation globale, diffuse et directe par ciel clair. Il se base sur les moyennes mensuelles du coefficient de trouble de Valkö mesuré à ALGER et dont les valeurs mensuelles sont données par le tableau n° 1.

Ce programme requiert la connaissance de :

- La latitude du site
- Les valeurs du trouble de ce site en moyennes mensuelles
- La longueur des mois considérés (par exemple 31 jours pour Janvier et 30 jours pour Avril)

À partir de ces données, le programme calcule les irradiances journalières :

- Directe à partir de la relation (III.1)
- Diffuse à partir de la relation (III.2)
- Globale à partir de la relation (III.3)

Le tableau N° 2 regroupe les valeurs journalières de la simulation des irradiances globale, directe et diffuse au cours de l'année.

Sur la figure 22 on peut voir l'évolution de ces irradiances au cours de l'année. On constate, que la contribution de l'irradiation diffuse est faible ce qui est conforme aux hypothèses du modèle. Par conséquent, les irradiances, globale et directe sont corrélées.

II.1 - ETUDE DE L'INFLUENCE DES PARAMETRES GEOGRAPHIQUE ET CLIMATIQUE SUR L'IRRADIATION GLOBALE


```

1 REM *****
2 REM ***** INFLUENCE DE LA LATITUDE SUR L'IRRADIATION GLOBALE *****
3 REM *****
5 DIM GF(365),L(4)
6 KEY OFF
10 YN=2510.316
15 CLS
20 SCREEN 3
30 PI=3.141596
50 T=3.57
60 DATA 2,5,20,60
80 FOR V=1 TO 4:READ L(V)
85 FOR I=1 TO 365
89 L=L(V)*PI/180
90 DE=.409*SIN(.98*(I+284)*PI/180)
100 X=-TAN(DE)*TAN(L)
104 B=SQR(1-X^2)/X
105 IF X>0 THEN 130
106 IF X<0 THEN 135
130 WS=ATN(B):GOTO 140
135 WS=PI-ATN(-B)
140 IG=3721.017*CO5(DE)*CO5(L)*(SIN(WS)-WS*CO5(WS))
150 ID=IG*EXP((-T/7.5)*(CO5(L-DE))^-.75)
170 GF=ID+OF
175 PSET(I*450/365+100,350-GF/YN*350)
200 NEXT
205 NEXT V
210 LINE(100,350)-(602,350):LINE(602,350)-(598,346):LINE(602,350)-(598,354)
220 LINE(100,350)-(100,10):LINE(100,10)-(96,14):LINE(100,10)-(104,14)
230 LOCATE 2,4:PRINT"GF(J/cm2)"
250 LOCATE 6,71:PRINT"L=5°"
270 LOCATE 21,71:PRINT"(Mois)"
280 LOCATE 5,71:PRINT"L=0°"
290 LOCATE 10,71:PRINT"L=20°"
300 LOCATE 15,60:PRINT"L=60°"
310 FOR K=450/12 TO 450 STEP 450/12:PSET(K+100,350):DRAW"USD10":NEXT
320 LOCATE 23,12:PRINT " Jan Feb Mar Avr Mai Jun Jul Aou Sep Oct Nov Dec
";
330 FOR K=280 TO 50 STEP -70:PSET(100,K):DRAW"L5R10":NEXT
332 LOCATE 18,8:PRINT"500"
333 LOCATE 13,7:PRINT"1000"
334 LOCATE 9,7:PRINT"1500"
335 LOCATE 5,7:PRINT"2000"
340 LOCATE 25,8:PRINT"FIG.23 IRRADIATION GLOBALE POUR DIFFERENTES LATITUDES";
350 LOCATE 1,1

```

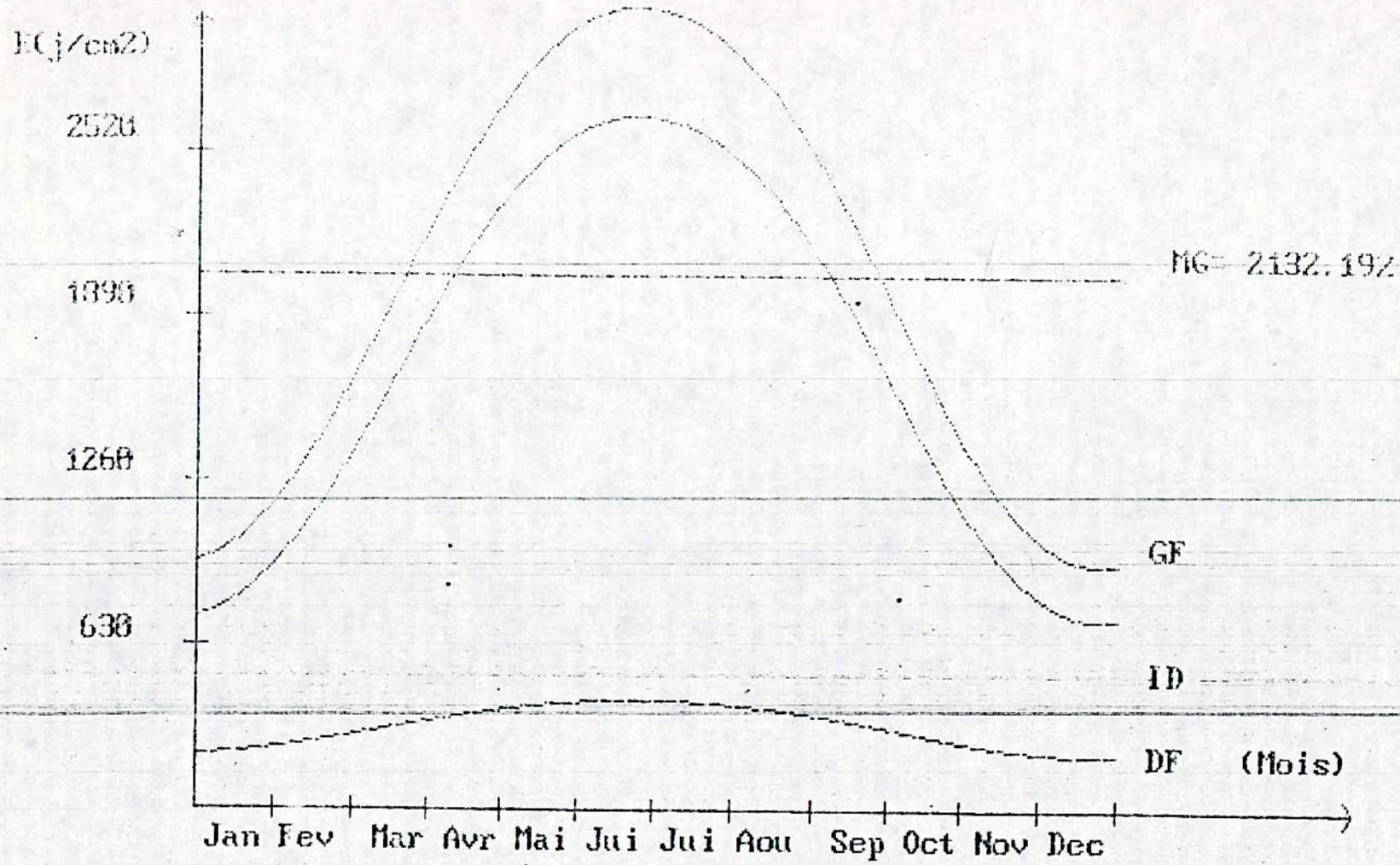



FIG.22 IRRADIATIONS SOLAIRES DIRECTE(ID),DIFFUSE(DF),GLOBALE(GF)

jours

irradiation
directe (ID) J/cm^2 irradiation
diffuse (DF) J/cm^2 irradiation
globale (GF) J/cm^2

1	7092.306	2451.07	9543.376
2	7100.421	2455.475	9575.896
3	7151.343	2460.311	9611.654
4	7185.076	2465.578	9650.654
5	7221.619	2471.272	9692.891
6	7260.97	2477.39	9738.359
7	7303.124	2483.929	9787.052
8	7348.078	2490.884	9838.963
9	7395.837	2498.255	9894.092
10	7446.387	2506.036	9952.423
11	7499.733	2514.224	10013.96
12	7555.867	2522.813	10078.68
13	7614.789	2531.802	10146.59
14	7676.487	2541.184	10217.67
15	7740.952	2550.954	10291.91
16	7808.19	2561.11	10369.3
17	7878.18	2571.644	10449.82
18	7950.925	2582.553	10533.48
19	8026.402	2593.829	10620.23
20	8104.619	2605.472	10710.09
21	8185.551	2617.47	10803.02
22	8269.184	2629.82	10899
23	8355.523	2642.518	10998.04
24	8444.526	2655.553	11100.08
25	8536.205	2668.925	11205.13
26	8630.524	2682.624	11313.15
27	8727.479	2696.644	11424.12
28	8827.04	2710.979	11538.02
29	8929.189	2725.623	11654.81
30	9033.908	2740.568	11774.48
31	9141.172	2755.807	11896.98
32	9250.962	2771.337	12022.3
33	9363.238	2787.145	12150.38
34	9477.986	2803.229	12281.22
35	9595.168	2819.579	12414.75
36	9714.762	2836.189	12550.95
37	9836.734	2853.052	12689.79
38	9961.044	2870.161	12831.2
39	10087.67	2887.507	12975.17
40	10216.56	2905.084	13121.65
41	10347.69	2922.884	13270.57
42	10481.01	2940.9	13421.91
43	10616.49	2959.124	13575.61
44	10754.07	2977.549	13731.62
45	10893.73	2996.168	13889.9
46	11035.4	3014.971	14050.37
47	11179.06	3033.954	14213.01
48	11324.63	3053.109	14377.76
49	11472.1	3072.425	14544.52
50	11621.39	3091.899	14713.29

51	11772.45	3111.52	14893.97
52	11925.23	3131.28	15056.51
53	12079.69	3151.176	15230.85
54	12235.73	3171.196	15406.93
55	12393.33	3191.333	15584.67
56	12552.43	3211.582	15764.01
57	12712.96	3231.935	15944.9
58	12874.88	3252.385	16127.26
59	13038.08	3272.922	16311
60	13202.55	3293.54	16496.09
61	13368.19	3314.235	16682.42
62	13534.96	3334.995	16869.95
63	13702.78	3355.815	17058.59
64	13871.58	3376.688	17248.27
65	14041.32	3397.61	17438.93
66	14211.88	3418.567	17630.45
67	14383.25	3439.657	17822.8
68	14555.34	3460.574	18015.91
69	14728.05	3481.607	18209.65
70	14901.36	3502.654	18404.01
71	15075.16	3523.704	18598.86
72	15249.42	3544.755	18794.17
73	15424.04	3565.798	18989.84
74	15598.95	3586.825	19185.77
75	15774.1	3607.834	19381.93
76	15949.4	3628.816	19578.21
77	16124.78	3649.763	19774.55
78	16300.19	3670.674	19970.87
79	16475.55	3691.538	20167.09
80	16650.79	3712.354	20363.15
81	16825.84	3733.111	20558.95
82	17000.63	3753.808	20754.44
83	17175.1	3774.437	20949.54
84	17349.27	3795.012	21144.28
85	17522.88	3815.489	21338.37
86	17695.97	3835.882	21531.85
87	17868.48	3856.186	21724.67
88	18040.33	3876.395	21916.73
89	18211.46	3896.505	22107.97
90	18381.82	3916.511	22298.34
91	18551.33	3936.406	22487.74
92	18719.95	3956.191	22676.14
93	18887.6	3975.854	22863.46
94	19054.24	3995.395	23049.63
95	19219.8	4014.808	23234.61
96	19384.23	4034.089	23418.32
97	19547.47	4053.233	23600.7
98	19709.48	4072.236	23781.71
99	19870.19	4091.094	23961.28
100	20029.57	4109.805	24139.37
101	20187.55	4128.36	24315.91

102	20344.09	4146.759	24490.85
103	20499.15	4164.998	24664.14
104	20652.67	4183.071	24835.74
105	20804.63	4200.978	25005.61
106	20954.96	4219.711	25173.67
107	21103.64	4236.269	25339.9
108	21250.61	4253.648	25504.26
109	21395.86	4270.846	25666.71
110	21539.34	4287.858	25827.2
111	21681.01	4304.68	25985.68
112	21820.83	4321.311	26142.14
113	21958.78	4337.745	26296.52
114	22094.84	4353.984	26448.83
115	22228.97	4370.021	26598.99
116	22361.12	4385.852	26746.97
117	22491.3	4401.479	26892.78
118	22619.46	4416.895	27036.36
119	22745.59	4432.097	27177.68
120	22869.67	4447.085	27316.75
121	22991.65	4461.854	27453.51
122	23111.55	4476.404	27587.95
123	23229.33	4490.73	27720.06
124	23344.97	4504.83	27849.8
125	23458.48	4518.704	27977.18
126	23569.8	4532.345	28102.15
127	23678.96	4545.755	28224.72
128	23785.92	4558.928	28344.85
129	23890.68	4571.865	28462.54
130	23993.23	4584.563	28577.8
131	24093.56	4597.018	28690.57
132	24191.66	4609.229	28800.89
133	24287.51	4621.194	28908.7
134	24381.13	4632.911	29014.04
135	24472.48	4644.376	29116.86
136	24561.59	4655.59	29217.18
137	24648.44	4666.549	29314.99
138	24733.02	4677.25	29410.27
139	24815.34	4687.695	29503.03
140	24895.38	4697.879	29593.26
141	24973.16	4707.801	29680.96
142	25048.66	4717.458	29766.12
143	25121.89	4726.85	29848.74
144	25192.85	4735.975	29928.82
145	25261.54	4744.83	30006.37
146	25327.95	4753.415	30081.37
147	25392.1	4761.727	30153.83
148	25453.97	4769.764	30223.74
149	25513.58	4777.525	30291.1
150	25570.92	4785.011	30355.93
151	25626	4792.217	30418.22

152	25678.82	4799.142	30477.96
153	25729.38	4805.787	30535.17
154	25777.68	4812.148	30589.83
155	25823.74	4818.225	30641.96
156	25867.54	4824.017	30691.55
157	25909.09	4829.523	30738.61
158	25948.4	4834.74	30783.14
159	25985.47	4839.669	30825.13
160	26020.3	4844.309	30864.61
161	26052.89	4848.655	30901.54
162	26083.25	4852.712	30935.96
163	26111.38	4856.474	30967.86
164	26137.28	4859.945	30997.23
165	26160.96	4863.12	31024.08
166	26182.41	4866	31048.41
167	26201.65	4868.584	31070.23
168	26218.66	4870.872	31089.53
169	26233.46	4872.865	31106.32
170	26246.03	4874.557	31120.59
171	26256.39	4875.954	31132.35
172	26264.54	4877.054	31141.6
173	26270.48	4877.854	31148.34
174	26274.2	4878.357	31152.56
175	26275.71	4878.56	31154.27
176	26275.01	4878.466	31153.47
177	26272.1	4878.073	31150.17
178	26266.98	4877.382	31144.36
179	26259.64	4876.392	31136.03
180	26250.08	4875.104	31125.19
181	26238.32	4873.519	31111.84
	26224.34	4871.637	31095.97
	26208.14	4869.457	31077.6
184	26189.72	4866.981	31056.7
185	26169.07	4864.208	31033.28
186	26146.21	4861.141	31007.35
187	26121.13	4857.78	30978.91
188	26093.81	4854.124	30947.93
189	26064.27	4850.176	30914.45
190	26032.5	4845.934	30878.43
191	25998.48	4841.402	30839.88
192	25962.24	4836.58	30798.82
193	25923.75	4831.469	30755.22
194	25883.02	4826.069	30709.09
195	25840.04	4820.381	30660.42
196	25794.81	4814.407	30609.22
197	25747.34	4808.15	30555.49
198	25697.6	4801.609	30499.21
199	25645.61	4794.785	30440.39
200	25591.36	4787.683	30379.04
201	25534.85	4780.3	30315.15

202	25476.07	4772.639	30248.71
203	25415.03	4764.703	30179.73
204	25351.71	4756.49	30108.2
205	25286.14	4748.008	30034.15
206	25218.38	4739.25	29957.53
207	25148.15	4730.225	29878.38
208	25075.75	4720.929	29796.68
209	25001.08	4711.369	29712.45
210	24924.14	4701.545	29625.68
211	24844.92	4691.456	29536.38
212	24763.44	4681.107	29444.54
213	24679.69	4670.499	29350.19
214	24593.67	4659.634	29253.3
215	24505.39	4648.513	29153.9
216	24414.85	4637.139	29051.99
217	24322.07	4625.515	28947.58
218	24227.03	4613.641	28840.67
219	24129.75	4601.52	28731.27
220	24030.24	4589.155	28619.4
221	23928.5	4576.544	28505.05
222	23824.55	4563.695	28388.25
223	23718.39	4550.608	28269
224	23610.05	4537.285	28147.33
225	23499.51	4523.728	28023.24
226	23386.8	4509.939	27896.74
227	23271.94	4495.922	27767.87
228	23154.95	4481.678	27636.62
229	23035.83	4467.21	27503.03
230	22914.59	4452.52	27367.11
231	22791.28	4437.613	27228.9
232	22665.9	4422.488	27088.39
233	22538.49	4407.15	26945.63
234	22409.05	4391.601	26800.65
235	22277.61	4375.844	26653.45
236	22144.19	4359.881	26504.08
237	22008.85	4343.718	26352.56
238	21871.59	4327.354	26198.94
239	21732.44	4310.795	26043.24
240	21591.45	4294.042	25885.49
241	21448.63	4277.1	25725.73
242	21304.03	4259.971	25564.01
243	21157.68	4242.656	25400.33
244	21009.62	4225.164	25234.78
245	20859.89	4207.495	25067.39
246	20708.52	4189.651	24898.17
247	20555.57	4171.639	24727.21
248	20401.08	4153.461	24554.54
249	20245.07	4135.119	24380.18
250	20087.61	4116.62	24204.23
251	19928.74	4097.966	24026.7

252	19768.5	4079.162	23847.67
253	19606.97	4060.211	23667.18
254	19444.18	4041.119	23485.3
255	19280.16	4021.886	23302.05
256	19115.01	4002.521	23117.54
257	18948.78	3983.028	22931.81
258	18781.47	3963.407	22744.88
259	18613.2	3943.667	22556.87
260	18444.02	3923.812	22367.83
261	18273.97	3903.847	22177.82
262	18103.11	3883.775	21986.89
263	17931.52	3863.6	21795.12
264	17759.24	3843.33	21602.57
265	17586.35	3822.969	21409.32
266	17412.92	3802.522	21215.44
267	17239.02	3781.996	21021.01
268	17064.58	3761.373	20825.96
269	16889.91	3740.702	20630.61
270	16714.95	3719.965	20434.91
271	16539.77	3699.171	20238.94
272	16364.45	3678.323	20042.77
273	16189.05	3657.429	19846.48
274	16013.63	3636.493	19650.13
275	15838.29	3615.522	19453.82
276	15663.08	3594.524	19257.61
277	15488.08	3573.503	19061.58
278	15313.35	3552.465	18865.81
279	15138.96	3531.418	18670.38
280	14964.97	3510.364	18475.33
281	14791.47	3489.316	18280.78
282	14618.54	3468.277	18086.81
283	14446.2	3447.253	17893.45
284	14274.58	3426.253	17700.83
285	14103.71	3405.283	17508.99
286	13933.66	3384.349	17318.01
287	13764.5	3363.456	17127.96
288	13596.32	3342.616	16938.93
289	13429.15	3321.831	16750.98
290	13263.1	3301.113	16564.21
291	13098.2	3280.467	16378.66
292	12934.52	3259.899	16194.42
293	12772.12	3239.415	16011.53
294	12611.09	3219.028	15830.11
295	12451.45	3198.74	15650.19
296	12293.29	3178.559	15471.84
297	12136.66	3158.495	15295.15
298	11981.62	3138.554	15120.17
299	11828.22	3118.743	14946.96
300	11676.52	3099.069	14775.59
301	11526.58	3079.542	14606.13

302	11378.44	3060.167	14438.61
303	11232.17	3040.951	14273.12
304	11087.81	3021.906	14109.72
305	10945.4	3003.036	13948.43
306	10805	2984.348	13789.34
307	10666.65	2965.852	13632.5
308	10530.39	2947.553	13477.94
309	10396.28	2929.459	13325.74
310	10264.34	2911.579	13175.92
311	10134.63	2893.92	13028.55
312	10007.16	2876.487	12883.65
313	9882.005	2859.292	12741.3
314	9759.169	2842.338	12601.51
315	9638.703	2825.634	12464.34
316	9520.63	2809.188	12329.82
317	9404.998	2793.007	12198.01
318	9291.802	2777.096	12068.9
319	9181.104	2761.464	11942.57
320	9072.91	2746.117	11819.03
321	8967.258	2731.063	11698.32
322	8864.16	2716.308	11580.47
323	8763.651	2701.86	11465.51
324	8665.738	2687.723	11353.46
325	8570.448	2673.905	11244.35
326	8477.801	2660.413	11138.21
327	8387.815	2647.254	11035.07
328	8300.5	2634.431	10934.93
329	8215.874	2621.953	10837.83
330	8133.948	2609.825	10743.77
331	8054.743	2598.053	10652.8
332	7978.257	2586.641	10564.9
333	7904.508	2575.597	10480.1
334	7833.508	2564.925	10398.43
335	7765.262	2554.63	10319.89
336	7699.784	2544.719	10244.5
337	7637.064	2535.193	10172.26
338	7577.132	2526.061	10103.19
339	7519.972	2517.324	10037.3
340	7465.606	2508.988	9974.594
341	7414.032	2501.058	9915.09
342	7365.251	2493.537	9858.787
343	7319.266	2486.428	9805.694
344	7276.09	2479.737	9755.826
345	7235.712	2473.465	9709.177
346	7198.138	2467.615	9665.753
347	7163.376	2462.191	9625.568
348	7131.426	2457.197	9588.623
349	7102.279	2452.633	9554.912
350	7075.949	2448.503	9524.452
351	7052.43	2444.809	9497.239

352	7031.727	2441.553	9473.28
353	7013.834	2438.736	9452.569
354	6998.759	2436.36	9435.119
355	6986.493	2434.426	9420.919
356	6977.046	2432.934	9409.979
357	6970.416	2431.888	9402.304
358	6966.594	2431.284	9397.878
359	6965.594	2431.126	9396.719
360	6967.404	2431.412	9398.816
361	6972.03	2432.142	9404.172
362	6979.474	2433.318	9412.792
363	6989.728	2434.936	9424.664
364	7002.9	2436.998	9439.797
365	7018.684	2439.5	9458.184

Tableau N° 2: Valeurs journalières de la simulation
des irradiances directe, diffuse
et globale pour $T_{\text{moy}} = 3.57$.

II.1.1. - Influence de la latitude :

La figure 23 illustre la réponse du modèle pour le calcul de l'irradiation globale pour différentes latitudes. (Listing 2)

Nous remarquons pour des faibles latitudes (sites au niveau de l'Equateur) les courbes représentent une fluctuation pendant la période (Avril - Juillet). Elle est accentuée en été. Cette fluctuation peut s'expliquer par le fait que pendant cette période le soleil passe par le nord de la verticale (Zenith). En conséquence ces sites sont mal éclairés (7)

A partir des latitudes supérieures à 23°, la fluctuation observée pour les faibles latitudes diminue et l'allure des courbes s'approche progressivement d'une gaussienne (courbe en cloche), l'éclairement est maximal car le soleil est au Nord.

II.2.2. - Influence du trouble atmosphérique :

Le facteur de trouble (T) est défini comme le nombre d'atmosphère qu'il convient d'accumuler pour obtenir la même extinction du rayonnement direct total (totalité du spectre énergétique) dans les mêmes conditions de hauteur du soleil et pour le lieu considéré. (7)

Nous avons simulé les différentes conditions climatiques en ajustant les valeurs du trouble atmosphérique (T). En effet, en augmentant le trouble, on simule un ciel nuageux, ainsi l'irradiation reçue au sol est faible, par contre, en diminuant la valeur de ce paramètre, nous simulons un ciel clair, ainsi l'irradiation reçue au sol est importante. Ceci apparait clairement sur les courbes de la figure 24 représentant l'influence du trouble atmosphérique sur l'irradiation globale (Listing 3)

III. - SIMULATION DE LA CARACTERISTIQUE $I = F(V)$

III. 1. - Schéma équivalent et paramètres de performance d'une cellule solaire :

La cellule solaire réelle présente une résistance série R_S due à la résistance des contacts localisés aux surfaces de séparation semi-conducteur-électrode et à la résistance du matériau semi-conducteur répartie dans le volume des régions n et p. Elle présente aussi une résistance shunt R_{sh} , représentant les courants de fuite dus au processus de fabrication, tels que la structure des couches diffusées et les dimensions des grains (9). Le schéma équivalent de la cellule solaire réelle est représenté par la figure 25. D'après ce schéma, la tension de jonction V_j n'est pas exactement la tension V développée par la cellule, en effet :

$$V_j = V + R_S I \quad (III.4)$$

Listing 2

```

1 REM *****
2 REM ***** INFLUENCE DE LA LATITUDE SUR L'IRRADIATION GLOBALE *****
3 REM *****
4 DIM GF(365),L(4)
5 KEY OFF
6 YM=2510.316
7 CLS
8 SCREEN 3
9 PI=3.141596
10 T=3.57
11 DATA 2,5,20,60
12 FOR V=1 TO 4:READ L(V)
13 FOR I=1 TO 365
14 L=L(V)*PI/180
15 DE=.409*SIN(.96*(I+284)*PI/180)
16 X=-TAN(DE)*TAN(L)
17 B=SQRT(1-X^2)/X
18 IF X>0 THEN 130
19 IF X<0 THEN 135
20 WS=ATN(B):GOTO 140
21 WS=PI-ATN(-B)
22 IG=3721.017*COS(DE)*COS(L)*(SIN(WS)-WS*COS(WS))
23 ID=IG*EXP((-T/7.5)*(COS(L-DE))^-.75)
24 GF=ID+DF
25 PSET(I*450/365+100,350-GF/YM*350)
26 NEXT
27 NEXT V
28 LINE(100,350)-(602,350):LINE(602,350)-(598,346):LINE(602,350)-(598,356)
29 LINE(100,350)-(100,10):LINE(100,10)-(96,14):LINE(100,10)-(104,14)
30 LOCATE 2,4:PRINT"GF(j/cm2)"
31 LOCATE 6,71:PRINT"L=5°"
32 LOCATE 21,71:PRINT"(Mois)"
33 LOCATE 5,71:PRINT"L=2°"
34 LOCATE 10,71:PRINT"L=20°"
35 LOCATE 15,60:PRINT"L=60°"
36 FOR K=450/12 TO 450 STEP 450/12:PSET(K+100,350):DRAW"U5010":NEXT
37 LOCATE 23,12:PRINT " Jan Feb Mar Avr Mai Juin Jul Aug Sep Oct Nov Dec
38 "
39 FOR K=200 TO 50 STEP -70:PSET(100,K):DRAW"L5R10":NEXT
40 LOCATE 18,8:PRINT"500"
41 LOCATE 13,7:PRINT"1000"
42 LOCATE 9,7:PRINT"1500"
43 LOCATE 5,7:PRINT"2000"
44 LOCATE 25,8:PRINT"FIG.23 IRRADIATION GLOBALE POUR DIFFERENTES LATITUDES";
45 LOCATE 1,1

```

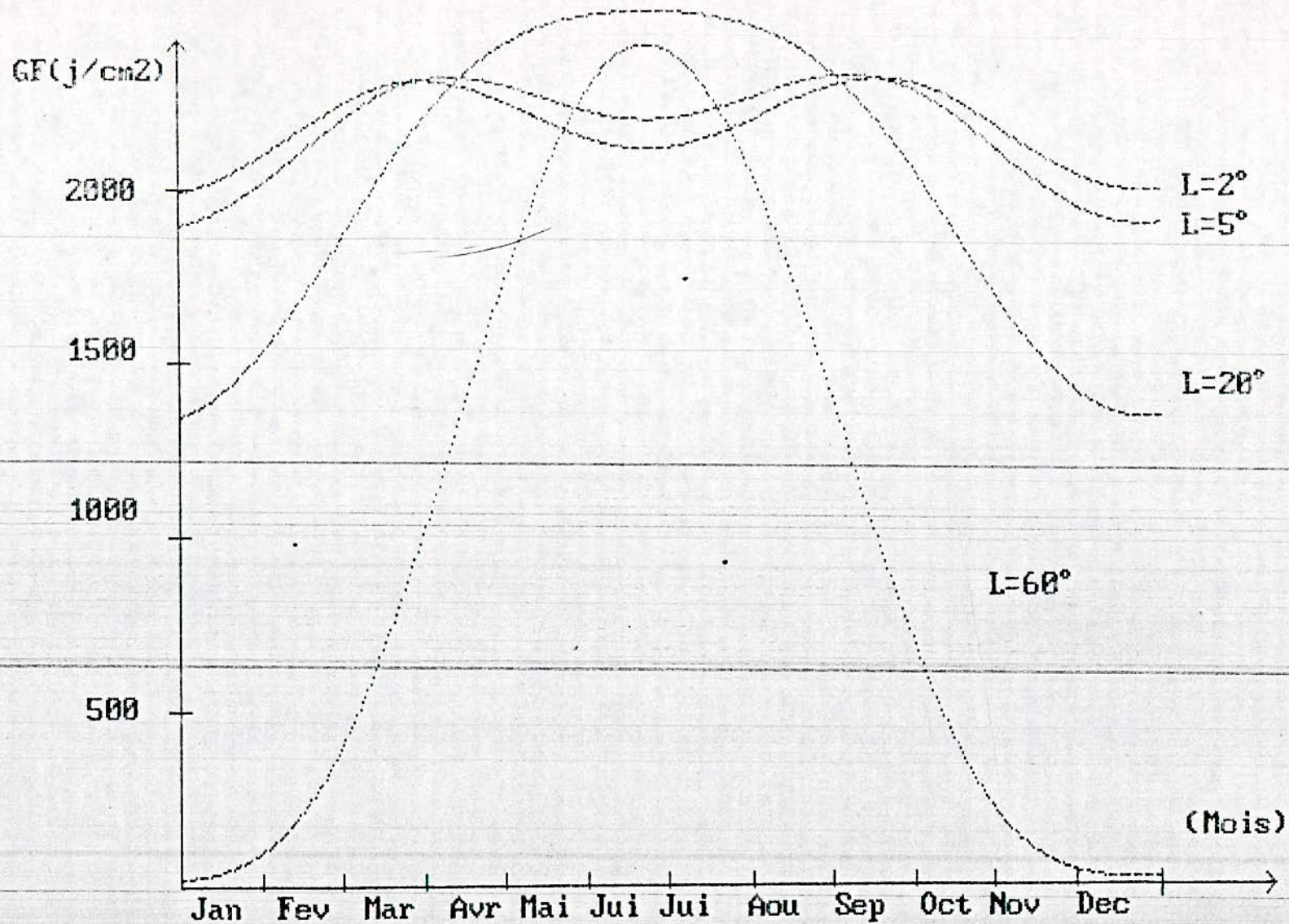



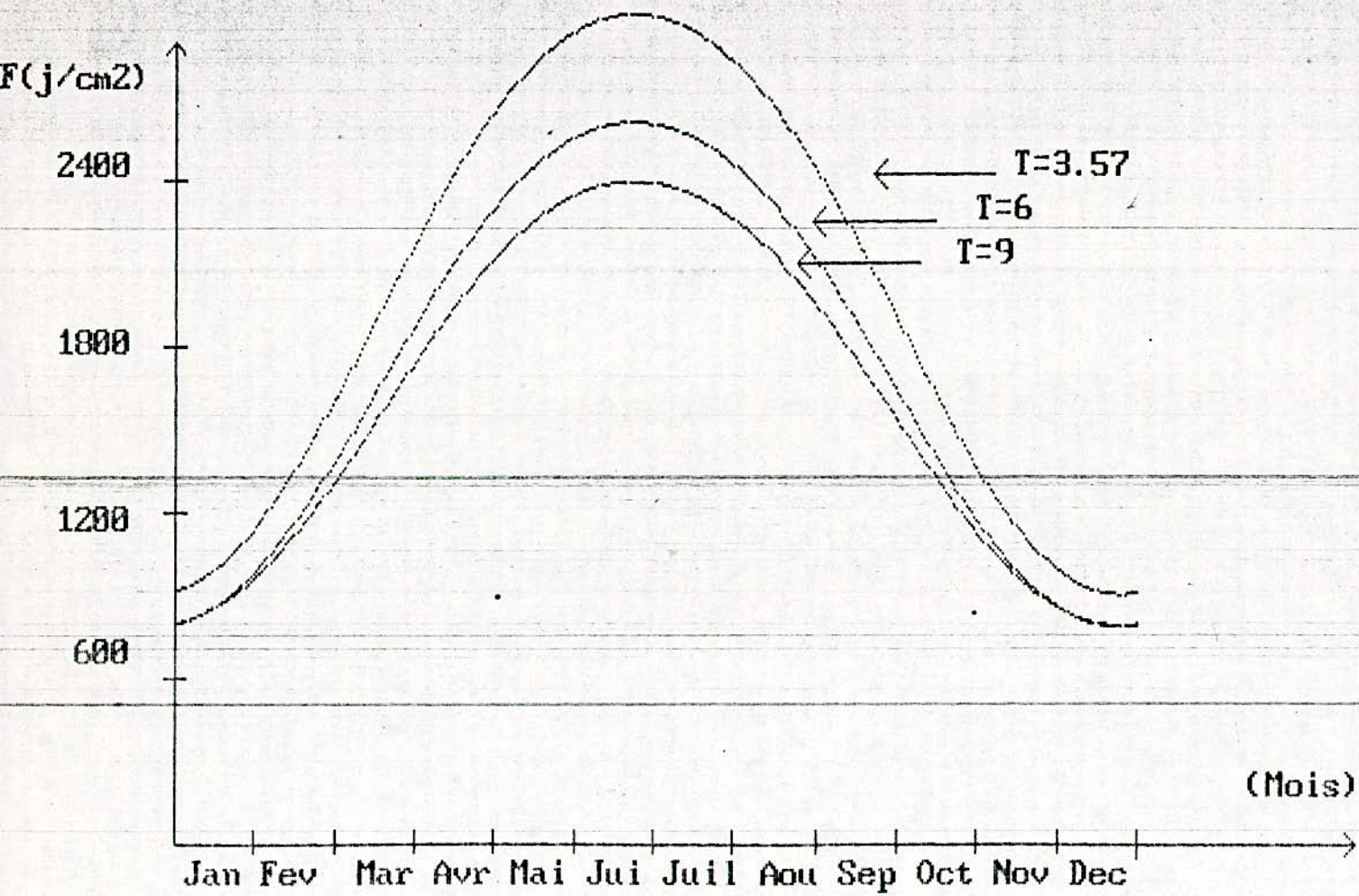
FIG.23 IRRADIATION GLOBALE POUR DIFFERENTES LATITUDES

Listing 3

```

1 REM *****
2 REM *** INFLUENCE DU TROUBLE ATMOSPHERIQUE SUR L'IRRADIATION GLOBALE ***
3 REM *****
5 CLS :DIM GF(365),T(3)
6 KEY OFF
10 YH=3115.7
20 SCREEN 3
30 PI=3.141596
50 L=.628
60 DATA 3,57,6,9
80 FOR V=1 TO 3:READ T(V)
85 FOR I=1 TO 365
90 DE=.409*5IN(.98*(I+284)*PI/180)
100 X=-TAN(DE)*TAN(L)
104 B=5QR(1-X^2)/X
105 IF X<0 THEN 130
106 IF X<0 THEN 135
130 WS=ATN(B):GOTO 140
135 WS=PI-ATN(-B)
140 IG=3721.017*COS(DE)*COS(L)*(SIN(WS)-WS*COS(WS))
150 ID=IG*EXP((-T(V)/7.5)*(COS(L-DE))^-.75)
160 DF=IG*T(V)/31.6*(COS(L-DE))^-.5
170 GF=ID+DF
175 PSET(I*400/365+100,300-GF/YH*300)
200 NEXT
205 NEXT V
210 LINE(100,300)-(590,300):LINE(590,300)-(586,296):LINE(590,300)-(586,304)
220 LINE(100,300)-(100,10):LINE(100,10)-(96,14):LINE(100,10)-(104,14)
230 LOCATE 2,3:PRINT"GF(j/cm2)"
270 LOCATE 18,69:PRINT"(Mois)
275 FOR K=400/12 TO 400+400/12 STEP 400/12:PSET(K+100,300):DRAW"U5D10":NEXT
280 LOCATE 20,12:PRINT" Jan Feb Mar Avr Mai Jui Juil Aou Sep Oct Nov Dec";
285 FOR K=240 TO 50 STEP-60:PSET(100,K):DRAW"U5R10":NEXT
290 LOCATE 23,12:PRINT" FIG.24 INFLUENCE DU TROUBLE SUR L'IRRADIATION GLOBALE"
;
400 LOCATE 1,1
410 LOCATE 15,8:PRINT"600"
415 LOCATE 12,7:PRINT"1200"
420 LOCATE 8,7:PRINT"1800"
430 LOCATE 4,7:PRINT"2400"
440 LINE(390,58)-(440,58):LINE(390,58)-(395,53):LINE(390,58)-(395,63)
450 LOCATE 4,57:PRINT"T=3,57"
460 LINE(365,75)-(415,75):LINE(365,75)-(370,70):LINE(365,75)-(370,80)
470 LOCATE 5,55:PRINT"T=6"
480 LINE(359,90)-(409,90):LINE(359,90)-(364,85):LINE(359,90)-(364,95)
490 LOCATE 6,54:PRINT"T=9"

```

FIG+.24 INFLUENCE DU TROUBLE SUR L'IRRADIATION GLOBALE

l'existence de courant de fuite induit dans R_{sh} , donne l'expression du courant comme suit :

$$I = I_{ph} - I_d (V_j) - V_j/R_{sh} \quad (III.5)$$

Le courant direct de la diode $I_d (V_j)$ a pour expression :

$$I_d = I_s \left(\exp \frac{eV_j}{nKT} - 1 \right) \quad (III.6)$$

Où I_s est le courant de saturation

n est le facteur d'idéalité

T est la température de fonctionnement

e est la charge de l'électron

K est la constante de Boltzman

Le facteur n traduit les mécanismes de déplacements des charges vers la zone de charge d'espace qui sont des phénomènes prédominants dans les jonctions de grande surface. Il est en général compris entre 1 et 2. La valeur optimale étant égale à 1, correspondant à la cellule solaire idéale. La relation entre le courant I et la tension V s'obtient en combinant les équations (III.4), (III.5) et (III.6) :

$$I = I_{ph} - I_s \exp \frac{e}{nKT} (V + R_s I) - 1 - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (III.7)$$

Le courant de court-circuit I_{cc} lorsque V est nulle.

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left(\exp \frac{e}{nKT} (R_s I_{cc}) - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}}$$

En première approximation, puisque R_{sh} a une valeur très grande et I_s , très faible, le photocourant I_{ph} peut être confondu avec I_{cc} .

La tension de circuit ouvert V_{co} lorsque $I = 0$

$$V_{co} = \frac{nKT}{e} \ln \left(\frac{I_{ph} - V_{co}/R_{sh}}{I_s} + 1 \right) \quad (III.8)$$

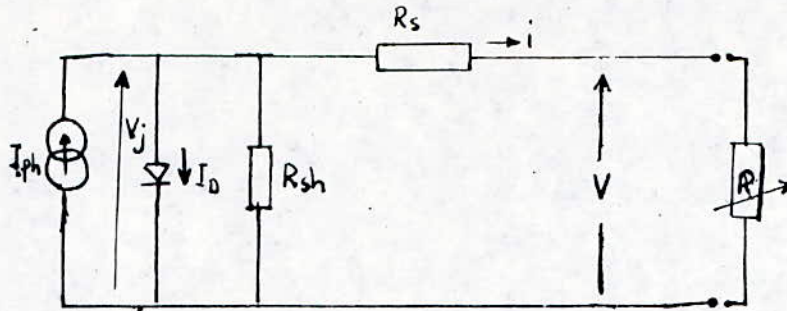


Fig. 25. schéma équivalent d'une cellule solaire.

En première approximation, puisque R_{sh} a une valeur très grande, $V_{co}/R_{sh} \ll I_{cc}$, on aura alors :

$$V_{co} = \frac{nKT}{e} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (\text{III.9})$$

L'équation (III.8) permet de déterminer le courant de saturation I_s si on suppose connaître I_{cc} , V_{co} et $\frac{nKT}{e}$

$$I_s = I_{cc} \left(\exp \frac{e V_{co}}{nKT} - 1 \right)^{-1} \quad (\text{III.10})$$

En négligeant le courant traversant R_{sh} (V/R_{sh}) devant I_{ph} l'expression (III.5) devient :

$$I = I_{cc} - I_D(V_j) \quad (\text{III.11})$$

Cette expression peut s'écrire :

$$I = \alpha \phi S - S \left(\exp \beta (V + \delta I) - 1 \right) \quad (\text{III.12})$$

- où
- α est un coefficient traduisant la création du photo-courant.
 - β et δ sont des coefficients définissant le courant d'obscurité $I_D(V_j)$, c'est-à-dire $I_D(V + \delta I)$ ou représente la résistance série R_s

Les coefficients α , β et δ correspondent aux valeurs numériques suivantes :

$$- \alpha(T) = 2,5 \times 10^{-4} T + 0,224 \quad (\text{III.13})$$

$$- \beta(T) = \exp(7,42 \times 10^{-2} T) - 28,28 \quad (\text{III.14})$$

$$- \delta(T) = 1,64 \times 10^{-3} \exp(0,01 T) \quad (\text{III.15})$$

Les unités étant les suivantes : courant en Ampère , tension en volt, surface en m², flux lumineux en W m⁻², résistance en Ohm, et la température en degrés Kelvin.

3.2. - Simulation de la caractéristique d'une cellule solaire

Le programme simulant la caractéristique courant-tension $I=F(V)$ d'une cellule solaire carrée de surface $S_0 = 90,25 \text{ cm}^2$ est donné par le listing (4)

Ce programme permet d'étudier l'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $I = F(V)$ d'une photopile dans les conditions suivantes :

- $I_{cc} = 2,7 \text{ A}$
- $T = 25^\circ \text{ C}$
- $E = 1 \text{ KW/m}^2$

Cette étude se fait en utilisant l'équation suivante :

$$V = \frac{KT}{q} \left[\ln \frac{I_{cc} - I}{I_s} + 1 \right] - R_s I \quad (\text{III. 16})$$

La figure 26 montre l'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $I = F(V)$ d'une photopile.

Dire que R_s représente les pertes par effet joules et l'augmentation de la valeur de R_s entraîne une chute de puissance pour le même éclaircissement, on constate une diminution de la courbure de la caractéristique $I = F(V)$, quand la résistance série augmente.

En effet, pour une valeur de R_s nulle nous pouvons approcher la caractéristique $I = F(V)$ par un rectangle (listing 5) (Fig. 27) ce qui constitue un cas idéal (pas de perte). Dans la réalité R_s existe et l'augmentation de sa valeur peut entraîner une diminution de la puissance utile délivrée par la photopile.

```

1 REM *****
2 REM *** INFLUENCE DE LA RESISTANCE SERIE SUR LA CARACTERISTIQUE I(V) ***
3 REM *****
10 SCREEN 3
20 KEY OFF
26 'OLINE(550,220)-(545,225):LINE(550,220)-(545,255)
30 CLS
60 FX=250/.4
70 FY=150/170
72 X2=250
74 Y2=240
76 FOR I=0 TO 190 STEP 2
80 V1=.025*(LOG(46395.1*(190-I)+1))-.0005*I
82 V2=.025*(LOG(46395.1*(190-I)+1))
90 V3=.025*(LOG(46395.1*(190-I)+1))-.001*I
92 Z2=V2*FX+X2:Y1=-I*FY+Y2
110 Z3=V3*FX+X2
115 Z1=V1*FX+X2
120 IF I=0 THEN 150
134 LINE(Z2,Y1)-(Z2,Y12)
135 LINE(Z1,Y1)-(Z1,Y12)
140 LINE(Z3,Y1)-(Z3,Y12)
150 Z4=Z4
154 Z2=Z2
160 Z3=Z3:Y12=Y1
165 Z1=Z1
170 NEXT
250 LINE(130,240)-(560,240)
260 LINE(560,240)-(555,235):LINE(560,240)-(555,245)
270 LINE(130,240)-(130,20)
280 LINE(130,20)-(125,25):LINE(130,20)-(135,25)
290 LOCATE 5,13:PRINT"190"
300 LOCATE 2,18:PRINT"I (mA) "
320 LOCATE 15,72:PRINT"V(v) "
330 LOCATE 17,62:PRINT".399"
340 LOCATE 10,44:PRINT"RS=.001"
350 LOCATE 8,70:PRINT"RS=.0005"
360 LOCATE 5,66:PRINT"RS=0"
370 FOR J=450 TO 540 STEP 10
380 LINE(J,120)-(J+5,120)
385 LINE(450,120)-(455,125):LINE(450,120)-(455,115)
390 NEXT
400 LOCATE 20,13:PRINT"FIG.26 INFLUENCE DE RS SUR LA CARACTERISTIQUE I(V) A T=25
0"

```

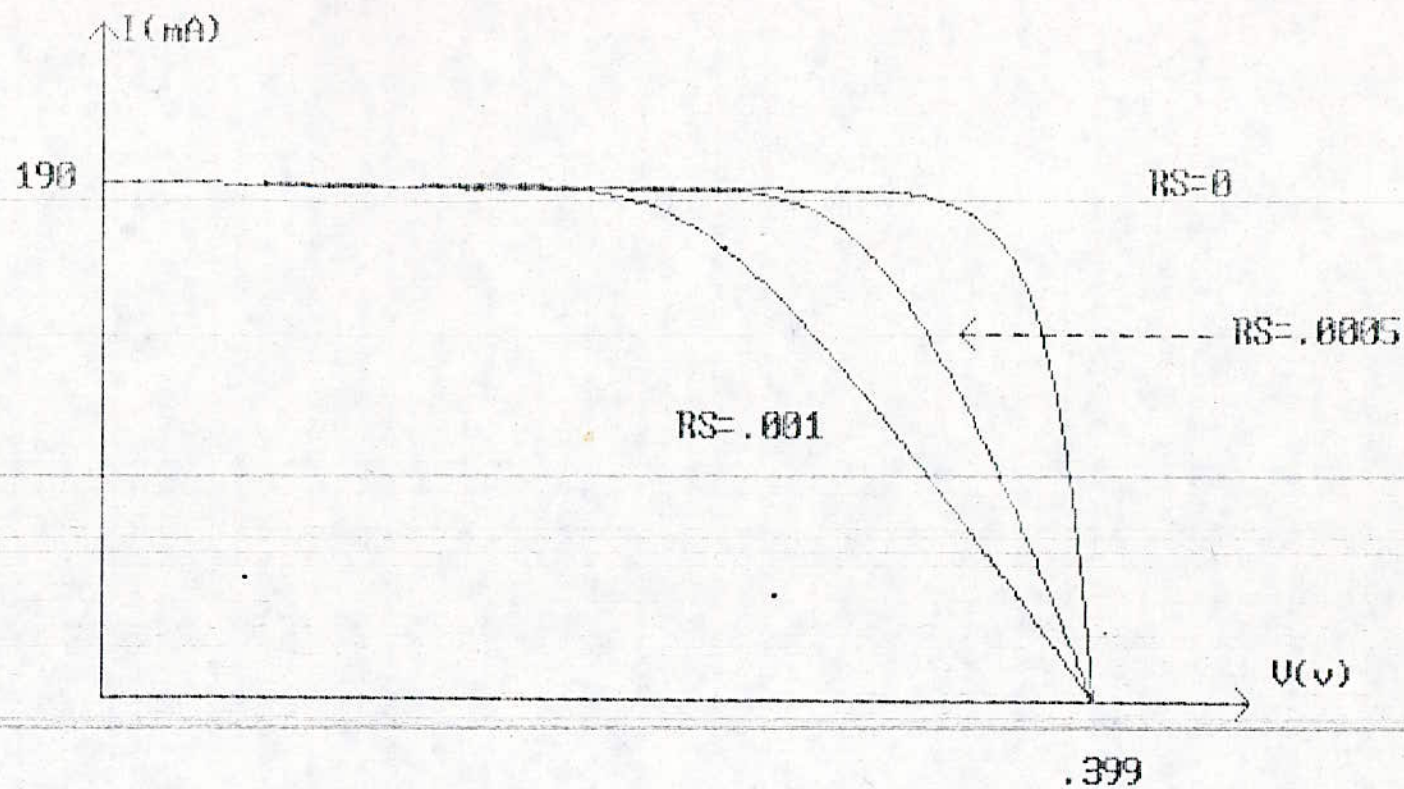



FIG. 26 INFLUENCE DE R_S SUR LA CARACTERISTIQUE $I(U)$ A $T=25^\circ$

```

10 REM*****
20 REM***** CARACTERISTIQUE I=F(V) D'UNE CELLULE A T=28° *****
30 REM*****
40 KEY OFF
50 SCREEN 3
60 CLS
70 XO=100
80 YO=250
90 FX=200/.4
100 FY=180/240
110 FOR V=0 TO .793 STEP .001
120 I=240-(6.87E-12)*(EXP (39.3*V)-1):IF V=0 THEN 140
130 LINE (V*FX+XO,-I*FY+YO)-(A*FX+XO,YO-B*FY)
140 A=V:B=I
150 NEXT
160 LINE(100,10)-(100,248)
170 LINE(100,248)-(590,248)
180 LINE(100,10)-(95,15):LINE(100,10)-(105,15)
190 LINE(590,248)-(585,243):LINE(590,248)-(585,253)
200 LOCATE 2,16:PRINT"I(mA)"
210 LOCATE 15,70:PRINT"V(v)"
220 LOCATE 9,39:PRINT"RS=0"
230 LOCATE 5,9:PRINT"240"
240 LOCATE 17,63:PRINT"0.4"
250 LOCATE 20,22:PRINT"FIG.27 I=F(V) D'UNE CELLULE SOLAIRE A T=28°"

```

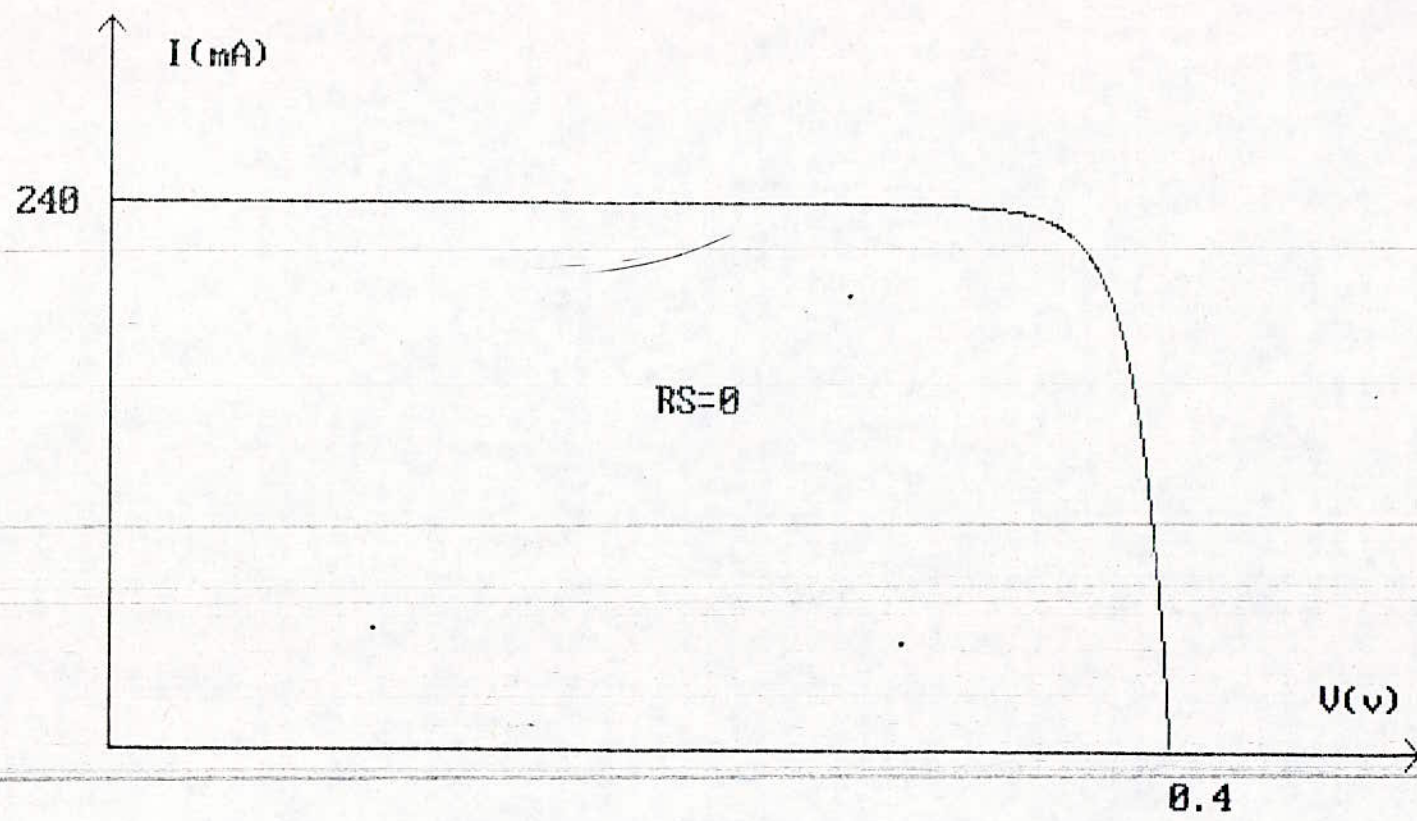



FIG. 27 $I=F(U)$ D'UNE CELLULE SOLAIRE A $T=28^\circ$

~ [H A P I T R E IV ~

APPLICATION

INTRODUCTION :

Dans ce chapitre nous allons montrer comment nous pouvons exploiter les résultats de simulation réalisée au chapitre 3, pour dimensionner les systèmes solaires à conversion photovoltaïques.

D'autre part, nous donnons deux exemples de dimensionnement d'une centrale solaire.

2. - EXPLICITATION DES RESULTATS DE SIMULATION :

L'approche des composantes du rayonnement solaire au sol, par le modèle de Perrin de Brichambaut permet de déterminer la valeur moyenne de l'irradiation solaire globale journalière. Celle-ci, intervient dans le calcul du nombre de panneaux solaires et de la capacité de stockage des batteries. ((II.6) et (II.8))

Nous pouvons déterminer la valeur moyenne de l'irradiation globale journalière en imbriquant dans notre programme (listing (1)), une boucle qui fait la somme des irradiations globales journalières pendant toute l'année.

La division de cette somme par le nombre de jours dans l'année (365) donne la valeur recherchée. Dans notre cas nous trouvons :

$$MG = 2132,19 \text{ J/ cm}^2$$

Par ailleurs, la simulation de la caractéristique $I = F(V)$ d'une cellule solaire peut être étendue au cas d'un panneau solaire, ou bien dans le cas général à un groupement de panneaux solaires. L'intérêt de cette simulation réside dans le fait qu'elle permet de déterminer la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque et par la suite son rendement de conversion à partir de l'expression suivante :

$$\eta_p = \frac{P_{\max}}{MG \cdot S}$$

- η_p est le rendement de conversion du générateur photovoltaïque
- P_{\max} est la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque
- MG est l'irradiation globale standard (1 kWh/m^2).
- S est la surface du générateur.

Nous avons simulé un panneau du type ARCO solar Modèle M53 (Listing 6)

Ce panneau est composé de 36 cellules au silicium branchées en série. La figure 28 donne la caractéristique I (V) de notre panneau dans les conditions suivantes:

- Flux lumineux 1 kWh/m^2 .

- Température $T = 25^\circ\text{C}$

- Courant de court circuit $I_{CC} = 2,7 \text{ A}$

- Tension de circuit ouvert $V_{CO} = 21 \text{ V}$

La puissance maximale délivrée dans ce cas vaut:

$$P_{\text{max}} = 41,73 \text{ W}$$

Le rendement de conversion η_P vaut alors:

$$\eta_P = 0,115$$

Listing 6.

```

1 REM *****
2 REM *** CARACTERISTIQUE DU MODULE ARCO (36 CELLULES EN SERIE) ***
3 REM *****
5 KEY OFF
10 SCREEN 3
20 CLS
30 X0=100
40 Y0=300
50 FX=300/.527
60 FY=280/3.2:PM=0:PU=0
70 FOR V=0 TO .527 STEP .001
80 I=2.7-(1.992E-09)*(EXP(39.9*V)-1)
90 P=I*V:PX=ABS(I*(V-A)):PU=PU+PX
100 IF P>PM THEN GOSUB 320
105 A=V:B=I
110 IF V=0 THEN 130
120 LINE(V*FX+X0,-I*FY+Y0)-(A*FX+X0,Y0-B*FY)
130 A=V:B=I
140 NEXT
150 LINE(100,0)-(100,300)
160 LINE(100,300)-(500,300)
170 LINE(100,0)-(95,5):LINE(100,0)-(105,5)
180 LINE(500,300)-(495,295):LINE(500,300)-(495,305)
190 LINE(X0,T)-(S,T)
200 LINE(S,Y0)-(S,T)
210 PU=PU*36
220 LOCATE 23,4:PRINT"FIG.27. CARACTERISTIQUE D'UN PANNEAU DE 36 CELLULES"
230 LOCATE 4,50:PRINT"PM=";PM*36;"WATTS"
240 LOCATE 1,8:PRINT"I(A)"
250 LOCATE 4,9:PRINT"2.7"
260 LOCATE 18,61:PRINT"V(v)"
270 LOCATE 20,50:PRINT"21"
271 LOCATE 3,8:PRINT"2.56"
272 LOCATE 20,43:PRINT"16.3"
310 END
320 E=I:F=V:PM=P
330 S=F*FX+X0:T=Y0-E*FY:RETURN

```

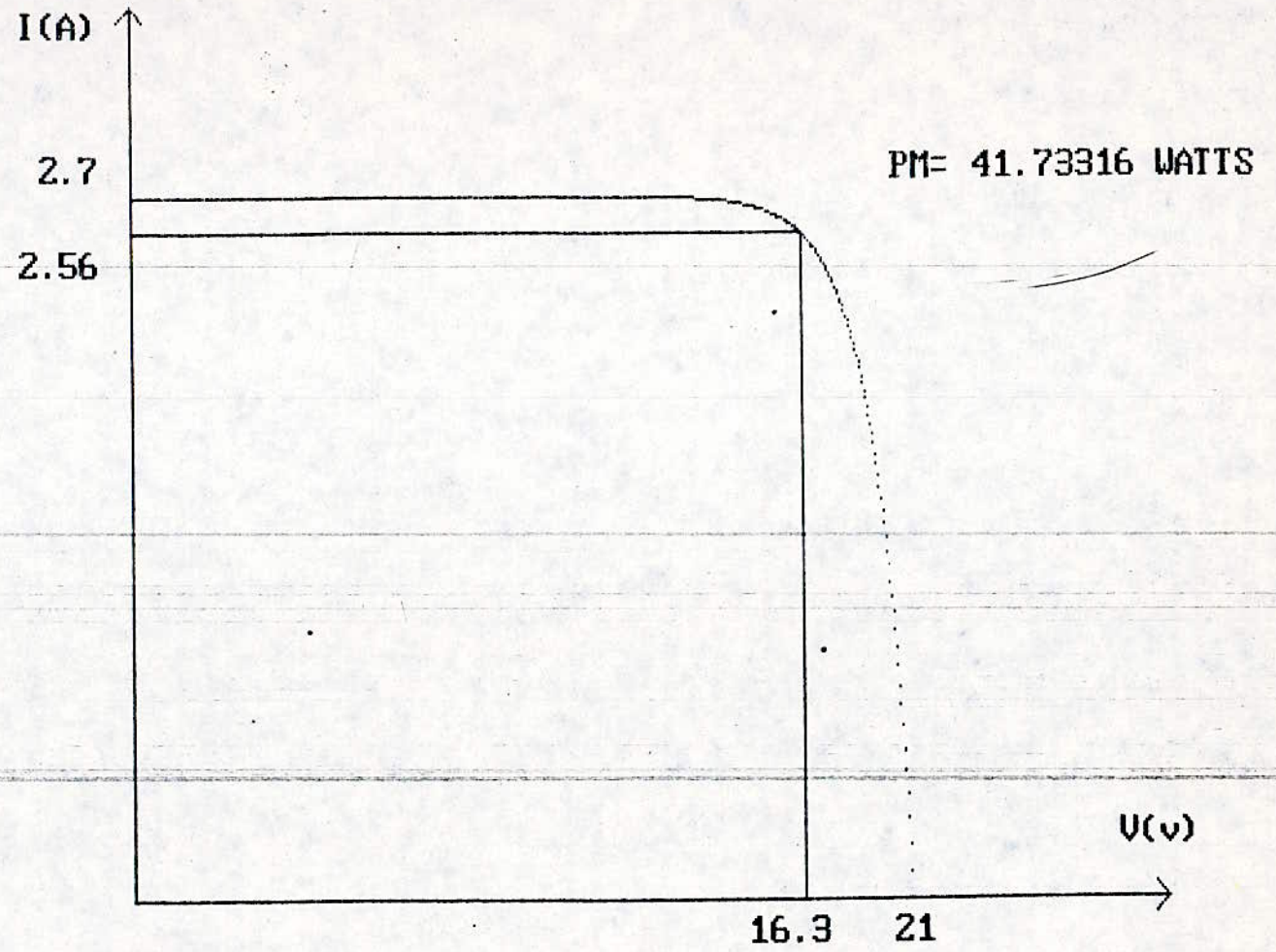


FIG. 27. CARACTERISTIQUE D'UN PANNEAU DE 36 CELLULES

3- Exemples de dimensionnement :

3-1 Premier exemple :

Nous avons mis au point un programme (Listing 7) du dimensionnement des installations solaires à conversion photovoltaïque, travaillant à poste fixe et utilisant un stockage électrique. Ce programme utilise les relations (II.6) et (II.8)

Nous avons utilisé ce programme pour dimensionner une Centrale Solaire ayant les caractéristiques suivantes :

- La consommation de la charge : Ech = 3000 WH
- L'irradiation moyenne journalière : MG = 5922,75 WH
- La surface du module : So = 0,36 m²
- Le rendement des étages intermédiaires (panneaux-charge) : $\eta_a = 0,90$
- La tension nominale de la batterie : Uo = 12 V
- Le rendement du module : 0,115

Le programme nous donnera alors :

Le nombre de panneaux : N = 14

et la capacité de stockage des batteries : C = 250 Ah

3.2. - Deuxième exemple :

Nous disposons d'un exemple de dimensionnement effectué par

PHOTOWATT INTERNATIONAL

Ce dimensionnement concerne une installation photovoltaïque implantée à BECHAR pour répondre à une consommation journalière évaluée à 2,3 KWH. Ceci correspond à une consommation constante de 95,8 W pendant 24 Heures. Nous donnons ci-après les résultats obtenus.

PHOTOWATT INTERNATIONAL S.A.

Pays : ALGERIE

Site : BECHAR

Cons. Journalière : 2300 WH

Latitude : 31, 4 deg. N

Longitude : 2,1 deg. O

Altitude : 800 m

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Ensol. Horiz J/cm ² /jour	1337,6	1672	2090	2424,4	2675,2	2675,2	2675,2	2508	2131,8	1755,6	1379,4	1170,4
Températ. deg C 24h/24	9	12	16	20	24	30	34	33	28	21	15	10

Moyenne mensuelle de l'ensoleillement horizontal : 1818, 3 J/cm²/jour

Consommation journalière : 2300. 0 WH

95,8 W (24h/24)

P = Cte

Tension d'utilisation : 46 V

Configuration du générateur :

Panneaux : - Puissance crête installée : 800 W

- Modules : type BPX 47402 Tension nominale : 12 V

Puissance crête 40 W

- Groupement : 5 branche (s) de 4 module (s) en série = 20 modules

Batterie d'accumulateurs : type EF 2250 Tension Nominale : 2 V

Capacité C/100 à 25 deg. : 387, 5 Ah (nominale)

à 9 deg. : 338, 5 Ah

Groupement : 1 branche (s) de 23 accu. série = 23 accumulateurs

Capacité totale Nominale : 387, 5 Ah (sous 46 V)

MLLLLLIST

```
1 REM *****
2 REM ****  EXEMPLE DE DIMENSIONNEMENT D'UNE CENTRALE ELECTRO-SOLAIRE  ****
3 REM *****
4 CLS
5 KEY OFF
6 SCREEN 3
7 INPUT "La consommation de la charge : Ech =",ECH
15 INPUT "L'irradiation moyenne journalière : Em =",EM
20 INPUT "Le rendement du module : Rp =",RP
25 INPUT "La surface du module : S0 =",S0
30 INPUT "Le rendement des étages intermédiaires (panneaux-charge) : RB =",RB
35 INPUT "La tension nominale de la batterie : U0 =",U0
40 N=ECH/(RP*RB*EM*S0)
45 C=(RB*RP*EM*N*S0)/U0
50 PRINT"Le nombre de panneaux : N =",N
55 PRINT"La capacité de la batterie : C =",C;"Ah"
OK
```

RUN

```
La consommation de la charge : Ech =3000
L'irradiation moyenne journalière : Em =5922.75
Le rendement du module : Rp =.115
La surface du module : S0 =.36
Le rendement des étages intermédiaires (panneaux-charge) : RB =.90
La tension nominale de la batterie : U0 =12
Le nombre de panneaux : N = 13.59424
La capacité de la batterie : C = 250 Ah
Ok
```

CONCLUSION

.....

CONCLUSION :

Ce travail nous a permis d'examiner les problèmes posés par le dimensionnement d'une Centrale Solaire à conversion photovoltaïque.

Nous avons montré qu'en l'absence des données d'ensoleillement nous pouvons modéliser le rayonnement solaire, et extraire la valeur moyenne de l'irradiation globale journalière, nécessaire au calcul de la taille du générateur photovoltaïque.

Les programmes que nous avons mis au point peuvent constituer le noyau d'un logiciel qui permet de dimensionner une installation solaire à conversion photovoltaïque.

Il serait intéressant de comparer les résultats obtenus par simulation, à ceux donnés par l'expérience en améliorant les modèles théoriques.

B I B L I O G R A P H I E

---:---:---:---:---:---:---:---:---:---

- (1) - Rapport de stage sur les systèmes photovoltaïques
Stage effectué à l'Université Catholique de LOUVAIN (Kul)
- (2) - Photowatt Solarforce (1985)
- (3) - Les photopiles solaires. A. LAUGIER et J.A. ROGER
Technique de documentation (PARIS 1981)
- (4) - Projet de fin d'étude " Etude Expérimentale du dimensionnement d'une centrale solaire à conversion photovoltaïque de petite puissance dans le cas d'une application à l'éclairage".
Etudié par A. MAANI
- (5) - Projet de fin d'étude " Téléviseur alimenté par énergie solaire "
Etudié par Ouraghi Mohamed et Abida Bachir.
- (6) - Aide Mémoire "Electrotechnique Appliquée" DUNOD 1979
- (7) - Bulletin statique 1984 - Société National d'Electricité et du Gaz.
Direction planification - Octobre 1985
- (8) - Projet de fin d'étude "Modélisation des composantes du rayonnement solaire" Etudié par MEHLENNI et ESCID
- (9) - Thèse de Magister " Approche analytique des caractéristiques de fonctionnement d'un système photovoltaïque de pompage d'eau " Etudié par B. REKI (C.E.N.)