



HAL
open science

LES SYSTEMES A CONCENTRATION DANS LA CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE : BILAN ET PERSPECTIVES

Bernard Laurent

► **To cite this version:**

Bernard Laurent. LES SYSTEMES A CONCENTRATION DANS LA CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE : BILAN ET PERSPECTIVES. Micro et nanotechnologies/Microélectronique. Université Paul Sabatier - Toulouse III, 1982. Français. NNT : . tel-00181394

HAL Id: tel-00181394

<https://theses.hal.science/tel-00181394>

Submitted on 23 Oct 2007

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

présentée

DEVANT L'UNIVERSITE PAUL SABATIER DE TOULOUSE (Sciences)

pour l'obtention

du Diplôme de DOCTEUR INGENIEUR

Spécialité : Electronique, Electrotechnique, Automatique

par

Bernard LAURENT

Ingénieur E.C.P.

LES SYSTEMES A CONCENTRATION DANS LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE BILAN ET PERSPECTIVES

Soutenue le 10 décembre 1982, devant la Commission d'examen :

MM. J.-L. ABATUT

Président

B. EQUER

D. ESTEVE

G. GRATELOUP

F. LEGRAND

W. PALZ

Examineurs

Nos remerciements vont également à Monsieur MARTINEZ et à Monsieur SIMONNE pour nous avoir accueilli respectivement dans sa division et dans son équipe, au sein du Laboratoire.

Nous tenons à exprimer notre vive reconnaissance à Monsieur G. VIALARET pour son aide quotidienne et combien précieuse tout au long de ces deux années. Ce travail n'aurait pu également être effectué sans l'apport technique et scientifique de Monsieur GANIBAL qui a permis d'assurer la bonne marche des expériences SOPHOCLE. Nous n'oublierons pas la contribution de Monsieur J.P. BERRY, ainsi que les nombreuses discussions que nous avons eues avec lui.

L'expérience SOPHOCLE, par son caractère international, a nécessité en outre l'aide et le dévouement de nombreuses personnes aux divers coins du monde. Qu'elles en soient ici vivement remerciées, car ce travail dépendait de leur bonne volonté.

Au plan informatique, nous sommes redevables à Monsieur DEVY de son entière disponibilité et de l'aide efficace qu'il nous a apportée dans l'utilisation de l'ordinateur "SEL".

Nous voulons également associer à ce travail Monsieur PHAM VAN VUI pour son expérience dans le domaine des simulations théoriques et sa disponibilité à notre égard.

Nous exprimons nos vifs remerciements à Messieurs F. THEREZ, J.P. FORTEA, O. SOUMAORO pour les discussions amicales et fructueuses que nous avons eues ensemble.

L'ensemble du personnel du L.A.A.S., par son accueil et son esprit d'équipe, a contribué au bon déroulement de ces deux années de thèse. Qu'il en soit ici remercié. En particulier, nous tenons à féliciter vivement Madame N. ROUSSEL et Messieurs LAPEYRE - MESTRE et CATHALA pour la bonne humeur qu'ils ont mis dans le travail de secrétariat ou de documentation que nous leur avons demandé.

Le travail que nous présentons a été effectué au Laboratoire d'Automatique et d'Analyse des Systèmes du C.N.R.S. Nous tenons à remercier Monsieur D. ESTEVE, Directeur du Laboratoire, pour nous avoir accueilli dans son Etablissement et nous avoir permis d'y effectuer nos recherches. Directeur de nos activités, il nous a apporté son expérience et accordé soutien et confiance tout au long de ces deux années : aussi, désirons-nous lui témoigner tout particulièrement notre reconnaissance.

Nous remercions infiniment Monsieur J.L. ABATUT, Professeur à l'Université Paul Sabatier, pour l'aide qu'il nous a apportée et pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant la Présidence du jury.

Monsieur G. GRATELOUP, Professeur à l'I.N.S.A., a suivi de près le programme SOPHOCLE, dans le domaine international en particulier. Nous lui adressons nos vifs remerciements d'avoir accepté d'assister à notre jury de thèse.

Nous tenons à témoigner notre profonde gratitude à Monsieur W. PALZ, Directeur Général pour la Science, la Recherche et le Développement à la Communauté Economique Européenne, de nous avoir fait l'honneur de participer à notre jury malgré les nombreuses activités qui sont les siennes.

Monsieur EQUER, Maître de Recherche au C.N.R.S. et chargé de la conversion photovoltaïque au PIRSEM, a bien voulu s'intéresser à notre travail et nous le remercions infiniment d'avoir accepté de participer à notre commission d'examen.

Tous nos remerciements vont à Monsieur LEGRAND, Chef de Service à la S.N.I.A.S.-Mureaux, pour la collaboration industrie-recherche qui se traduit par sa présence précieuse dans notre jury.

Nous ne saurions oublier Messieurs CLAVERIE et DUPAS, respectivement Directeur et Chargé de Mission du PIRSEM, sans lesquels le programme SOPHOCLE n'aurait pu se développer et qui nous ont permis d'assurer le suivi de cette expérience.

D'autre part, nous adressons un salut amical à tous les occupants d'hier et d'aujourd'hui de la pièce 157,

Enfin, nous ne saurions terminer sans remercier chaleureusement ceux qui ont assuré la réalisation matérielle de ce mémoire, à savoir :

- * Mademoiselle H. CAMARASA SUNE pour sa dactylographie de qualité ;*
- * Monsieur LANCELLE pour sa diligence à reproduire les figures ;*
- * Messieurs ZITTEL, DAURAT et LORTAL pour leur serviabilité, notamment lors de l'impression de ce document.*

P_c : puissance reçue par une cellule
 P_I : puissance incidente
 P_L : pertes lignes
 P_m : puissance reçue par un module
 P_M : puissance maximale
 P_N : puissance nominale
 P_{pan} : puissance à la sortie du panneau
 q : charge électrique
 Q : débit de la pompe
 Q/m^2 : quantité d'énergie électrique produite en moyenne par jour et par m^2 en un lieu
 r : coefficient de corrélation
 r_v : rayon de l'espace pour la vapeur
 R : résistance
 R_c : résistance thermique rapportée à une cellule
 R_m : résistance thermique rapportée à un module
 R_{opt} : taux optimum de concentration
 R_{ref} : résistance thermique du refroidisseur
 R_{th} : résistance thermique
 R_T : résistance thermique totale de l'ensemble cellule-colle-refroidisseur
 S : surface
 S_λ : incidence spectrale
 S_L : surface d'une lentille
 S_m : surface d'un module
 S_R : irradiane spectrale
 SS : durée effective d'insolation pour la journée
 STO : état du stockage
 t : temps
 T : température absolue
 T_{amb} : température ambiante
 T_{cell} : température de la cellule
 T_{MOD} : température intérieure au module
 T_{ref} : température du refroidisseur sous la cellule ($=T_{rad}$)
 $T.L.$: temps légal
 $T.S.M.$: temps solaire moyen
 u : volume massique
 U : énergie nécessaire à l'utilisation
 $U_T = kT/q$
 V : tension
 V_F : facteur de tension
 V_{NO} : tension nominale
 V_{OC} : tension de circuit ouvert
 V_P : tension de sortie panneau
 V_U : tension d'utilisation (entrée moteur)
 V_v : vitesse du vent
 w : teneur en eau
 w_d : ensoleillement direct
 w_{el} : puissance électrique délivrée
 w_g : ensoleillement global
 w_{gh} : ensoleillement global horizontal
 w_g OR : énergie reçue par une surface plane orientée 2 axes
 w_g PFI : énergie reçue par une surface plane inclinée fixe

LISTE DES PRINCIPAUX SYMBOLES

a	:	albédo
AH	:	angle horaire
C	:	concentration
C ₁	:	constante de temps de montée en puissance
C ₂	:	constante de temps de descente
C _c	:	coût des cellules
C _{eff}	:	concentration effective
C _i	:	coût du terrain
C _o	:	coût de l'héliostat
C _s	:	capacité de stockage
CTOT	:	coût total du système
CF	:	facteur de courbe
C(F/WI)	:	coût du conditionnement de puissance F/Watt installé
d	:	durée
DEF	:	valeur du déficit
e	:	épaisseur
E _A	:	énergie produite en une année
ET	:	écart-type
EXC	:	valeur de l'excédent
f	:	fréquence
g	:	accélération de la pesanteur
G	:	énergie journalière reçue par une surface horizontale
h	:	hauteur du soleil
h _{ALU}	:	coefficient d'échange avec l'extérieur
h _{MOD}	:	coefficient d'échange avec l'intérieur
Δh	:	hauteur manométrique
I	:	intensité
I _{cc}	:	courant de court-circuit
I _{NO}	:	intensité nominale
I _o	:	courant de saturation
I _p	:	intensité panneau
I _r	:	irradiation
I _{sc}	:	courant de court-circuit
I _u	:	intensité d'utilisation (entrée moteur)
J _o	:	courant de saturation
J _{sc}	:	courant de court-circuit
K _c	:	conductance thermique effective
K _{pyra}	:	coefficient de conversion du pyranomètre
K _{pyrh}	:	coefficient de conversion du pyréliomètre
l _{eff}	:	longueur efficace
L	:	chaleur latente
l _f	:	taux de remplissage
m	:	débit massique
M	:	masse
N _{bac}	:	nombre de bacs sur l'héliostat
p	:	perte de charge ou pression
P	:	pression de la pompe

α	:	taux de diminution de rendement avec la température
δ	:	déclinaison
ϵ_R	:	humidité relative
η	:	rendement
$\eta(T)$:	rendement pour le spectre de référence S_R à la température de la cellule au temps t
η_0	:	rendement du concentrateur
η_{th}	:	rendement théorique
η_T	:	rendement total du système
$\eta_{\lambda}(T)$:	rendement spectral d'un système en fonction de la température
θ	:	angle
k	:	conductivité thermique
ν	:	viscosité
ρ	:	résistivité
ρ_v	:	masse volumique de la vapeur
σ	:	écart-type
γ	:	tension de surface

°0°

SIGLES

7:7

AM ₁	:	AIR - MASS 1 (1 kW/m ²)
C.E.E.	:	Communauté Economique Européenne
C.N.E.S.	:	Centre National d'Etudes Spatiales
COM.E.S.	:	Commissariat à l'Energie Solaire
D.C.E.I.	:	Développement Constructions Electriques Industrielles
D.O.E.	:	Département of Energy (U.S.A.)
E.N.S.I.L.	:	Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieur de LIBREVILLE
E.R.D.A.	:	Energy Research Development Agency (U.S.A.)
I.E.E.E.	:	Electronics, Electrotechnics Engineer Institut
L.A.A.S.	:	Laboratoire d'Automatique et d'Analyse des Systèmes
N.O.C.T.	:	Nominal Operating Cell Temperature
N.T.E.	:	Nominal Thermal Environment
P.I.R.D.E.S.	:	Programme Interdisciplinaire de Recherche et Développement de l'Energie Solaire
P.I.R.S.E.M.	:	Programme Interdisciplinaire de Recherche sur Les Sciences de l'Energie et des Matières Premières
R.T.C.	:	Radiotechnique Compelec
S.E.L.	:	Systems Engineering Laboratories
S.N.I.A.S.	:	Société Nationale des Industries Aéronautiques et Spatiales
S.O.C.	:	Standard Operating Conditions
SO.PHO.C.L.E.	:	Solaire Photovoltaïque à Concentration Limitée d'énergie
SO.T.E.R.E.M.	:	Société Toulousaine d'Etudes et de Réalisations Electroniques et Mécaniques

<u>CHAPITRE III</u> : ASPECTS TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES LIÉS À L'AVENIR DE LA CONCENTRATION	119
III.1. COMPARAISON WATT-PLAN/WATT-CONCENTRE	122
III.1.1. Définition des conditions standard de calcul du rendement	122
III.1.2. Energies reçues par un capteur plan horizontal, fixe incliné et orienté deux axes	126
III.1.3. Coûts respectifs du watt-installé	130
III.2. DEVELOPPEMENT DE LA CONCENTRATION	137
III.2.1. Moyens de développement	137
III.2.2. Obstacles au développement	150
III.3. BILAN DES AVANTAGES/INCONVENIENTS DE LA CONCENTRATION	153
CONCLUSION GÉNÉRALE	157
ANNEXES :	161
ANNEXE I	163
<i>Méthode d'implantation du site du L.A.A.S.</i>	
ANNEXE II	166
<i>Etude américaine de la répartition des coûts pour diverses réalisations photovoltaïques (prototypes)</i>	
ANNEXE III	168
<i>Principe d'un calorifère</i>	
BIBLIOGRAPHIE	173

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION

<u>CHAPITRE I</u> : LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES À CONCENTRATION DANS LE MONDE LE PROGRAMME FRANÇAIS "SOPHOCLE"	7
I.1. PLACE DE LA CONCENTRATION DANS LE DOMAINE PHOTOVOLTAÏQUE	10
I.1.1. Motivations de la concentration	10
I.1.2. Solutions possibles pour concentrer le rayonnement solaire	17
I.1.3. Systèmes réalisés à l'état de prototypes	19
I.2. LE PROGRAMME "SOPHOCLE"	20
I.2.1. Description de la filière française choisie	20
I.2.2. Le programme international "SOPHOCLE"	23
<u>CHAPITRE II</u> : ETUDE EXPÉRIMENTALE DU GÉNÉRATEUR "SOPHOCLE"	37
II.1. CARACTERISTIQUES DU GÉNÉRATEUR EN FONCTIONNEMENT	40
II.1.1. Etude du comportement à travers les mesures	41
II.1.2. Éléments conceptuels du SOPHOCLE	73
II.2. ANALYSE CRITIQUE DU COMPORTEMENT DU GÉNÉRATEUR "SOPHOCLE"	99
II.2.1. Inventaire des défauts apparus	99
II.2.2. Améliorations réalisées ou proposées	105

INTRODUCTION

première partie est consacrée au programme "SOPHOCLE" proprement dit, qui a pour but actuellement de tester des générateurs prototypes pour analyser leur fiabilité après avoir montré leur faisabilité, ceci dans un environnement universitaire propice aux échanges scientifiques.

Cette étude expérimentale sur des sites soumis à des climats variés est l'objet du chapitre II qui analyse les mesures effectuées et les résultats principaux, tant sur des prototypes de faible puissance que sur des générateurs de puissance supérieure à 500 W.

Le traitement des données ainsi recueillies a ouvert différentes voies de modélisation concernant le comportement du générateur. Il est en premier lieu une source de renseignements sur l'ensoleillement des sites. D'autre part, pour évaluer le vieillissement du système, il est apparu nécessaire de ramener tous les rendements mesurés à des valeurs calculées pour des conditions identiques de température et d'ensoleillement. Une étude du comportement en fonction de ces deux paramètres a donc été entreprise.

Enfin, ce traitement a permis de vérifier expérimentalement des calculs théoriques initiaux, en particulier au niveau du refroidissement et de définir des critères de dimensionnement pour le stockage.

La deuxième partie de ce chapitre II est consacrée à l'analyse des défauts apparus sur les différents sites. Ces pannes ont retardé le programme de mesures, mais ont permis une évolution constante du produit, indispensable à un développement industriel ultérieur. Nous soulignons ici les principales améliorations déjà réalisées ou proposées pour un proche avenir.

Le chapitre III dresse un bilan technique et économique du système "SOPHOCLE". Un tel bilan revient à comparer la watt-plan et le watt-concentré. Cette comparaison nécessite de connaître les énergies reçues par les deux systèmes. C'est pourquoi, nous avons évalué l'énergie reçue par des capteurs plans horizontaux, inclinés fixes et orientés deux axes à partir des données mesurées qui sont l'ensoleillement global horizontal et l'ensoleillement direct.

La production d'énergie électrique par conversion photovoltaïque est un phénomène récent. Suggérée par LANGE en 1930 -plus de cinquante ans après la découverte de l'effet photovoltaïque sur un semi-conducteur par Adams et Day et près de 100 ans après Becquerel- elle a été utilisée pour la première fois en 1955 pour des applications terrestres (signalisation, télécommunications) avant de subir un développement important dans le domaine spatial pour des raisons de poids essentiellement.

Ce n'est qu'à partir de 1975, du fait de la crise de l'énergie, que le nombre de photopiles vendues pour les applications au sol a dépassé celui des cellules spatiales, qui se maintenaient à une production de 100 kw/an de 1960 à 1975.

L'obstacle principal à l'extension de ce marché terrestre est le coût du watt-installé photovoltaïque, imputable en grande partie au prix du matériau (jusqu'en 1981, seul le Silicium est commercialisé). Afin de limiter ce coût, le P.I.R.D.E.S. (aujourd'hui P.I.R.S.E.M.) a lancé en 1977 un programme qui vise la mise au point et le développement d'un prototype de générateur photovoltaïque utilisant le principe de la concentration optique pour réduire la surface des photopiles d'un facteur égal au taux de concentration.

L'adoption d'une concentration optique entraîne des modifications importantes sur le plan de l'architecture d'un générateur solaire, notamment l'utilisation :

- d'un concentrateur ;
- d'un suivi du soleil, donc d'un héliostat ;
- d'un refroidissement des cellules.

Après avoir mentionné les différents systèmes photovoltaïques à concentration existant dans le monde, afin de dégager les options principales prises dans les trois domaines précités, nous allons décrire la version française appelée "SOPHOCLE" (Solaire PHotovoltaïque à Concentration Limitée d'Energie), conçue par le L.A.A.S. et développée dans le cadre d'un groupement industriel comprenant la SOTEREM, la S.N.I.A.S. et ELF. La fin de cette

D'autre part, si concurrence il y a, nous montrons la nécessité d'instaurer une norme d'évaluation comparable pour les deux systèmes.

Par l'analyse du coût, des perspectives scientifiques pour les années à venir et des obstacles au développement industriel, nous précisons les avantages et inconvénients de chaque filière, en rappelant toutefois que ces conclusions ne sont fondées que sur une seule expérience : "SOPHOCLE".

CHAPITRE 1

LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES À CONCENTRATION DANS LE MONDE

LE PROGRAMME FRANÇAIS "SOPHOCLE"

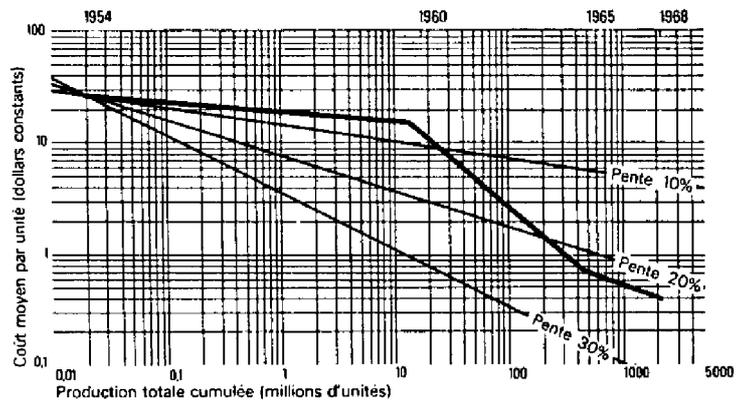
I.1. PLACE DE LA CONCENTRATION DANS LE DOMAINE PHOTOVOLTAÏQUE

Diverses raisons, tant économiques, scientifiques que techniques ont provoqué la mise en place d'un programme "concentration" au sein de la conversion photovoltaïque ; l'analyse de ces critères de décision "à priori" est un premier élément pour évaluer l'intérêt de la concentration.

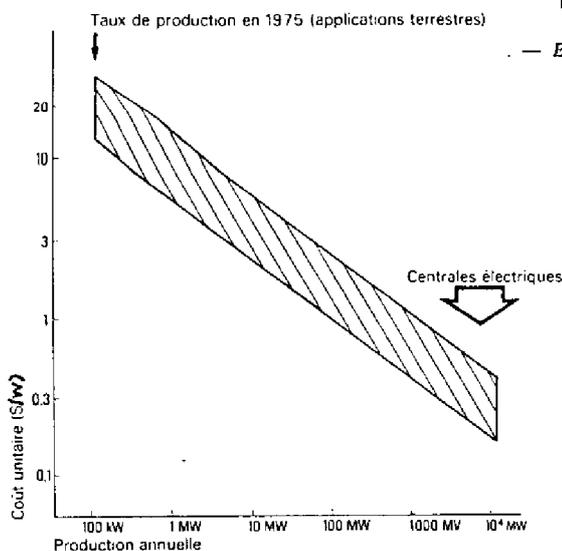
I.1.1. Motivations de la concentration

a) Economiques

Les programmes scientifiques lancés depuis 1975 sont fondés sur des calculs économiques dus notamment au DOE. Les prévisions de croissance de production s'accompagnent de réduction du coût dont l'importance peut être déterminée par des "courbes d'apprentissage", telles que celles des transistors entre 1950 et 1970.



— Exemple d'économie d'échelle : la courbe d'apprentissage des transistors au silicium.



Plage à l'intérieur de laquelle devrait être située la courbe d'apprentissage projetée pour les systèmes photovoltaïques.

De nombreux pays se sont intéressés à la concentration photovoltaïque depuis 1975 pour des raisons que nous allons développer dans ce début de chapitre.

Les moyens de concentrer le rayonnement solaire sur des photopiles de faibles dimensions sont divers et nous montrerons en particulier l'influence du taux de concentration sur le choix du type de concentrateur et de refroidissement.

Les différentes filières analysées ont fait l'objet d'expérimentations scientifiques, dont quelques exemples permettront de dégager les tendances actuelles, notamment pour le système concentrateur proprement dit.

Sur le plan français, nous rappellerons les éléments du Cahier des Charges du P.I.R.D.E.S. qui ont présidé au choix des options prises pour définir le générateur SOPHOCLE en Janvier 1977. Une brève description du système conçu au L.A.A.S. permettra de mieux comprendre le bilan technique et scientifique qui sera l'objet des chapitres suivants.

Le prototype construit en 1979 ayant démontré la faisabilité du système[23], le P.I.R.D.E.S. a établi un programme international permettant de tester sa fiabilité. Les étapes de ce programme seront données, ainsi que les moyens mis en place sur les sites choisis pour évaluer le comportement du générateur.

La répartition même des coûts pour la fabrication d'une cellule au Si fait apparaître trois axes de recherche d'amélioration des coûts :

- mise au point d'un Silicium de qualité solaire et non pas électronique ;
- réduction de l'épaisseur et suppression du découpage (méthode du ruban);
- production automatisée.

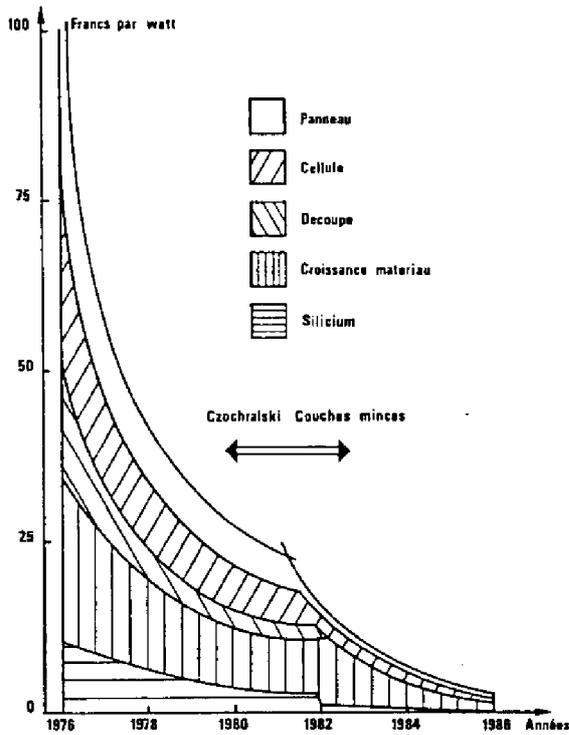
Les chiffres attendus pour 1986 en \$ 1980/Wc sont les suivants : [3]

	1979-1980	1985-1986 probable	1986 objectifs DOE
Silicium - charge	1 à 1,1	0,25 à 0,60	0,07
Fabrication produits plats	1,8 à 2,1	0,25 à 0,40	0,16
Fabrication cellules	2 à 2,4	0,50 à 0,65	0,22
Fabrication modules	1,7 à 4,5	0,50 à 0,95	0,25
Frais généraux et marge	3,5 à 4,7	0,75 à 1,40	?
Total (\$/W _c)	10 à 15	2,25 à 4,0	0,70

Les courbes du DOE sont très optimistes sur les quantités produites. Actuellement, l'industrie n'a pas résolu les problèmes posés par les étapes précitées. Le retard ainsi provoqué dans la décroissance du prix des cellules a fait qu'un autre moyen de diminuer les coûts à court terme a été envisagé : diminuer la surface de cellule utilisée par l'adoption d'une concentration.

Le gain en Silicium est bien sûr compensé par une complication du dispositif. Les courbes suivantes montrent la limite de rentabilité d'un système à concentration pour obtenir un prix du watt de l'ordre de 7,00 F [14].

L'analogie entre les transistors et les cellules photovoltaïques est certaine, ne serait-ce que par l'utilisation du Silicium. Mais, les cellules sont grosses consommatrices de Silicium et le coût est directement lié au processus de purification du Si (contrairement aux transistors). Les courbes d'évolution des prix estimée par L'ERDA nécessitent des changements radicaux de techniques de fabrication des cellules.

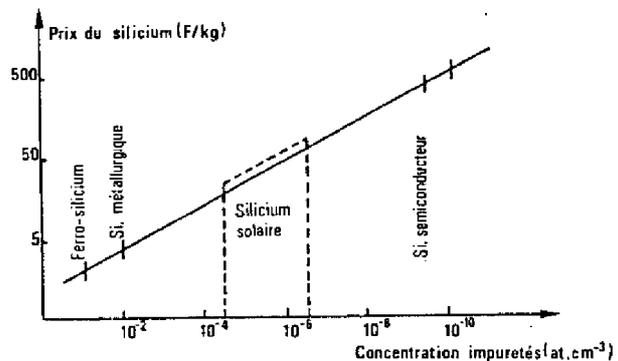


Produit	Opération	Prix (F/w)	Prix relatif total
Sable			
Si métallurgique	SiO ₂ + C	0,2 . 10 ⁻³	1
Chlorosilane SiHCl ₃	Réaction avec HCl	20 . 10 ⁻³	10
SiHCl ₃	Purification	0,4	200
Polycristal Si	Pyrolyse, H ₂	3,5	1.800
Monocristal Si	Tirage C.Z.	10	5.500
Tranches Si	Découpe	25	13.750

*Evolution du prix du silicium pour photopiles, estimation 1978
L'évolution prévisible est indiquée figure ci-contre
Les coefficients multiplicatifs varient peu*

Estimation ERDA de l'évolution du prix du watt-crête de l'électricité photovoltaïque

Ces courbes et tableaux extraits de [5] montrent l'importance respective des diverses étapes dans le coût actuel et futur des cellules au Silicium.



*Evolution du prix du silicium en fonction de sa pureté
(D'après J.J. BRISSOT, Acta Electronica, 20, 1, 1977)*

En effet, le rendement η croît avec la concentration tant que le facteur de courbe CF ne se dégrade pas :

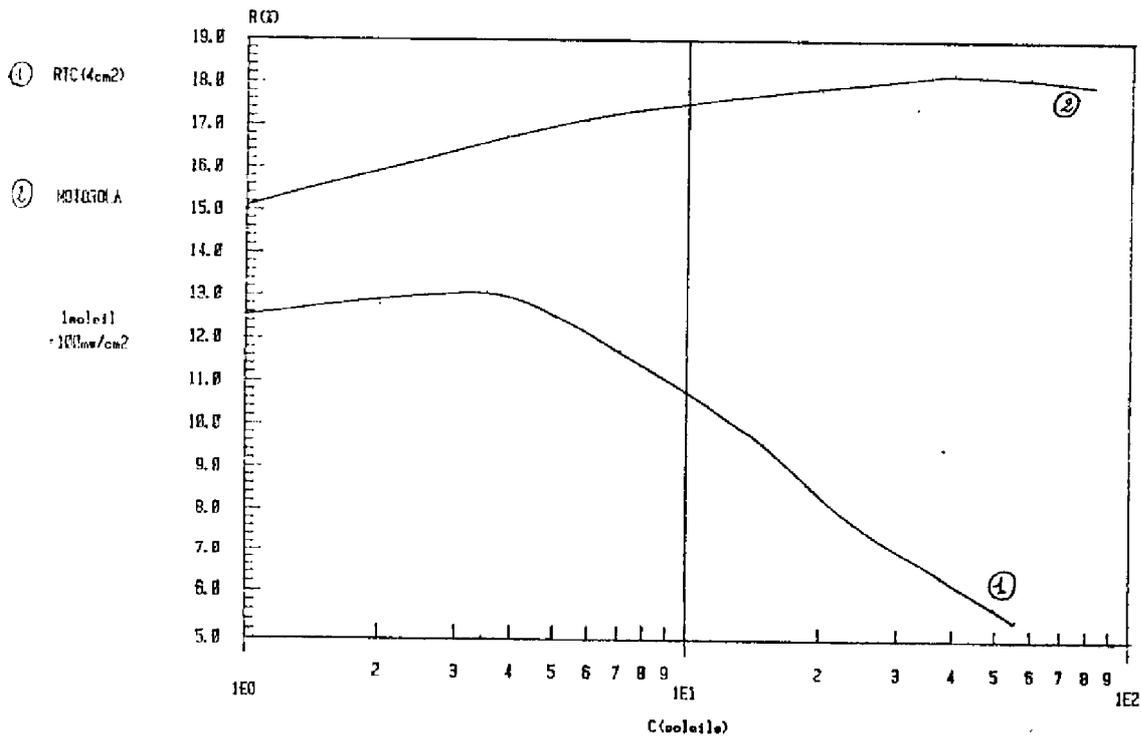
$$\eta = CF \frac{V_{oc} \cdot I_{cc}}{S \cdot P_I} \quad \text{avec} \quad \begin{aligned} I_{cc}(C) &= C \times I_{cc}(1) \\ V_{oc}(C) &= (\frac{nkT}{q}) \text{Log} (I_{cc}/I_o + 1) \end{aligned}$$

D'où :

$$\eta(C) = \eta(1) \left(1 + \frac{nkT}{qV_{oc}(1)} \text{Log} C \right) \quad (1)$$

En fait, cette augmentation logarithmique est limitée par un effet de résistance-série qui diminue le facteur CF au-dessus d'un certain taux, comme le montre la caractéristique réelle des cellules ci-dessous [6]. Le rendement passe donc par un maximum quand C augmente.

VARIATION DU RENDEMENT EXPERIMENTAL
EN FONCTION DE LA CONCENTRATION



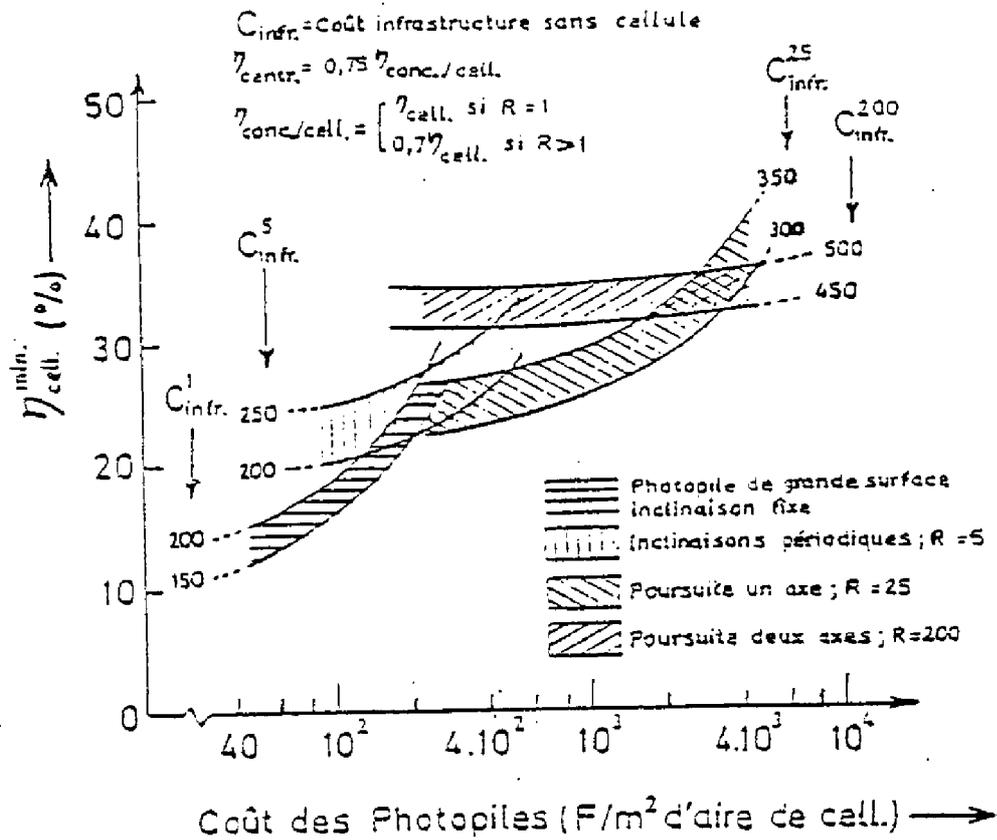
* par l'utilisation de matériaux sophistiqués

Le faible coût relatif de la cellule dans le coût total permet l'utilisation de matériaux chers, mais de rendement supérieur.

CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE SOLAIRE

Rendement Minimum Des Photopiles

(coûts EN F. de 1976)



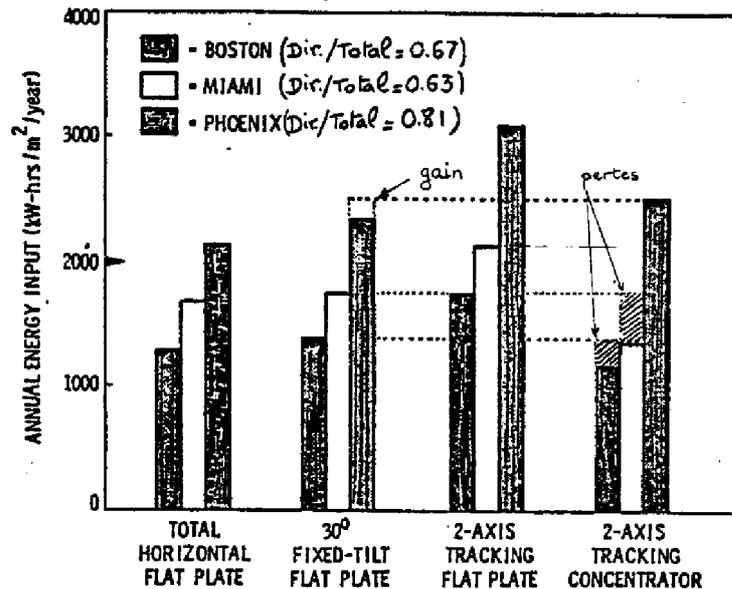
Les valeurs minimales ($\eta \geq 30\%$ pour $C = 200$, $\eta \geq 22\%$ pour $C = 25$), irréalisables dans le contexte du watt-plan, sont envisageables avec la concentration qui est source d'amélioration du rendement.

b) Scientifiques

L'utilisation d'une concentration permet d'augmenter les performances :

* pour un même matériau (Silicium par exemple).

Energie annuelle en fonction du site et de l'orientation

c) Techniques

Des conditions purement techniques ont permis l'éclosion de prototypes photovoltaïques à concentration.

Ainsi, par exemple, les études sur la concentration thermodynamique (centrale à tour) ont abouti à la création d'héliostats parfaitement adaptables au photovoltaïque.

Ce contexte technique a été favorable dans le cas de SOPHOCLE vis-à-vis de THEMIS.

Compte-tenu du type d'utilisation, on peut également être amené à fournir à la fois de l'électricité et de la chaleur. Or, cette solution mixte n'est possible que par l'utilisation de la concentration, où un refroidissement actif améliore le fonctionnement de la cellule en abaissant sa température, tout en pouvant générer des calories à l'utilisateur (dans les pays industrialisés essentiellement).

Enfin, l'utilisation de technologies éprouvées (mécanique, optique, électronique) permet a priori une industrialisation plus rapide que le watt-plan qui nécessite des connaissances de pointe pour l'amélioration des cellules à faible coût. De plus, l'énergie introduite par les techniques est inférieure à l'énergie nécessaire aux cellules qu'elles économisent.

CONCENTRATION	faible 0 - 10		moyenne 10 - 100				haute 100 - 1000		
	CARACTERISTIQUES								
OPTIQUE	PRISME	miroir cylindrique Russek	miroir parabolique composé (CPC)	lentille de Fresnel Linéaire	miroir cylindro-parabolique	AXICON	miroir sphérique	lentille de Fresnel circulaire	miroir parabolique
PROPRIETES GEOMETRIQUES	REFLEXIONS SUCCESSIVES	1 axe focal Petites bandes réfléchissantes	2 arcs différents de paraboles Pas d'image du soleil	1 axe focal	1 axe focal	tronc de cône Absorbeur conique	stigmatique approché dans les conditions de Gauss (faible ouverture et faible champ)	1 foyer ponctuel	1 foyer ponctuel
SUIVI	non	1 axe	1 axe	1 axe	1 axe	2 axes	2 axes - Réflecteur fixe ou mobile	2 axes	2 axes
EXEMPLE D'UTILISATION THERMODYNAMIQUE					BERTIN		PERICLES (réflecteur fixe absorbeur avec tracking = SRIA)		THEK
AVANTAGES	fluorescence Convertisseur de fréquence		"concentration idéale" $C_{2d} = \frac{1}{\sin \theta}$	Belle tâche		éclairage uniforme	SRIA Orientation plus facile	surface réduite - foyers distribués	
pour le photovoltaïque	rendement optique faible	tâche imparfaite	surface de miroir plus importante		effet cosinus Déplacement de l'image		SRIA : effet cosinus Foyer centralisé	aberrations	tâche imparfaite Foyer centralisé

TABLEAU I

PAYS	NUM DE LA SOCIETE DU PRODUIT	TYPE DE CONCENTRATEUR	C	SUIVI	REFROI-DISSEMENT	PROD. COMBINEE DE CHALEUR	PUISSANCE ELECTRIQUE UNITAIRE	η ELECT. (prototype)	η THERM. (prototype)	INSTALLATION DE GRANDE PUISSANCE	PUISSANCE ELECTRIQUE	CARACTERISTIQUES
U. S. A.	Acurex	cylindro-parabolique	35	1	actif	oui	500 W	10 %	60 %	Hawaï (Hôpital)	35 kw	eau chaude à 65°
	BDM	cylindro-parabolique		1	actif	oui	700 W	9,7 %	65 %	Arizona (Albuquerque) - New Mexico	50 kw	
	E-Systems	Fresnel Linéaire incurve	25	1,5 réglé	actif	oui	225 W	12,7 %	55 %	Dallas (Aéroport)	25 kw	140 kw _{th}
	Martin Marietta	Fresnel Ponctuel	70	2	actif passif	oui non	2kw 70 W 2kw	11,5 % 14 % 10,6 %	42 %	Arabie Saoudite Phoenix	350 kw 200 kw	
	Motorola	Fresnel Ponctuel			passif		80 W	12 %		Arizona (Aéroport)	225 kw	
	Sandia	cylindro-parabolique Fresnel Ponctuel	40	1	actif passif	non	80 W	10 % 13,3 %				
	Varian	Fresnel Ponctuel	400	2	actif	non	96 W 40 W	16 % 19 %	-			
R. F. A.	AEG + Zeppelin	paraboloïde		2	actif	oui	450 W	7 %				
	M. Goetzberger	prisme (fluorescence)	2,9 1,4	-	-	-		3,2 %	-			$\eta_{opt} = 13,9 %$ (3 colorants)
ESPAGNE	Univ. Madrid	Fresnel Ponctuel	54	2	passif	non	10 W 1kw	10 %	-	Madrid	1 kw	5 %
JAPON	Mitsubishi	Fresnel Ponctuel	125	2	passif	non	500 W	14,2 %	-	Japon	1 kw	$\eta_{cell} = 21 %$ (GaAs/GaAs)
FRANCE	Estherel	paraboloïde	100	2	actif	oui	1kw					5kw _{th} eau à 65°
	Sophocle	Fresnel Ponctuel	56	2	passif	non	12 W	10 %	-	Mali Athènes, Ryad, Toulouse	2 kw 500 W	7 % 9 %

TABLEAU II

N.B. Les rendements affichés dans ce tableau sont issus de publications ne précisant pas la température et l'ensoleillement. Ils sont, en général, surévalués par rapport aux conditions standard (voir chapitre III.1.1).

I.1.2. Solutions possibles pour concentrer l'énergie solaire

Nous allons classer les types de concentrateurs suivant leur taux de concentration, critère prédominant pour le mode de guidage et le refroidissement (TABLEAU I).

En ce qui concerne le photovoltaïque proprement dit, le tableau ci-dessous précise le type de suivi et de refroidissement en fonction du taux de concentration : [7]

Gamme de Concentration	1 à 3	3 à 15	15 à 50	50 à 200	200 à 1000
Orientation TYPE MONTURE	Fixe ou 1 axe Fixe ou Equatoriale	1 axe Equatoriale	2 axes Altazimut ou Universelle	2 axes Altazimut ou Universelle	2 axes Altazimut ou Universelle
Cellules Solaires MATERIAU ELABORATION DIMENSION	Si conventionnelle ~ 10 cm ²	Si conventionnelle ~ 10 cm ²	Si spéciale ~1 cm ²	Si sophistiquée ~ 1 cm ²	GaAs sophistiquée ~0.1 cm ²
Refroidissement TYPE UTILISATION	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection forcée Domestique	Convection forcée Thermodyn.
Concentration		cylindrique	axiale	axiale	axiale
Rayonnement capté	Diffus Direct Direct + Diffus	Direct Direct + Diffus	Direct	Direct	Direct
Zones Géographiques d'implantation préférentielle	Toutes	Tempérées Equatoriales Tropicales	Zone à ensoleillement diffus réduit Equatoriales Tropicales	Equatoriales Tropicales	Tropicales

De ces possibilités de concentrer l'énergie solaire ressortent trois types de concentrateurs ayant suffisamment de qualités d'image, ainsi qu'un taux suffisant de concentration pour faire l'objet d'expérimentation photovoltaïque :

- le paraboloïde ;
- le cylindro-parabolique ;
- la lentille de Fresnel (linéaire ou circulaire).

(L'axicon semble avoir été oublié malgré ses qualités indéniables au niveau de la tâche)

I.2. LE PROGRAMME "SOPHOCLE"

I.2.1. Description de la filière française choisie

En 1976, le P.I.R.D.E.S. (aujourd'hui P.I.R.S.E.M.) décide de lancer un programme de recherche et développement sur un système photovoltaïque à concentration. Ce système répond à un besoin de générateur autonome d'électricité de puissance inférieure à 5 kw.

Cette gamme de puissance est particulièrement propice au photovoltaïque, alors que la conversion thermodynamique n'est utilisable avec un rendement satisfaisant que pour des puissances supérieures au MW (effet d'échelle et principe de Carnot).

Le coût des cellules photovoltaïques en 1976 est tel (20 \$ /Watt) que la concentration s'impose comme moyen à court terme de réduire le coût global du watt-crête.

Les cellules disponibles à cette époque pour la concentration sont fabriquées soit par RTC, soit par SOLAREX et leurs dimensions sont imposées (carrées 2 x 2 cm² au Silicium).

Le Cahier des Charges imposait que ce générateur soit utilisable quel que soit le lieu. Thermiquement, cela correspond à définir une contrainte d'écart de température $\Delta T = T_{\text{Cell}} - T_{\text{amb}}$ inférieure à 25°C (car $T_{\text{max amb}} \simeq 55^{\circ}\text{C}$ et $T_{\text{max Cell Si}} = 80^{\circ}\text{C}$) et à n'utiliser que la convection naturelle.

Une étude du refroidissement a alors permis de montrer que :

- pour diminuer au maximum la masse de refroidisseur, il faut séparer au maximum les cellules
⇒ choix de la lentille de Fresnel circulaire ;
- le taux de concentration maximum possible pour un refroidissement passif (plaque) pour l'écart de 25°C précité est $C = 50$.

I.1.3. Systèmes réalisés à l'état de prototypes

Le TABLEAU II montre qu'effectivement de nombreux prototypes ont été construits en utilisant l'une de ces trois techniques de concentration.

A la lecture de ce tableau, il ressort que :

- la lentille de Fresnel à foyer ponctuel est le système le plus utilisé ;
- les rendements obtenus sont supérieurs aux systèmes par réflexion.

Suite aux expériences américaines notamment, les défauts et qualités respectifs sont :

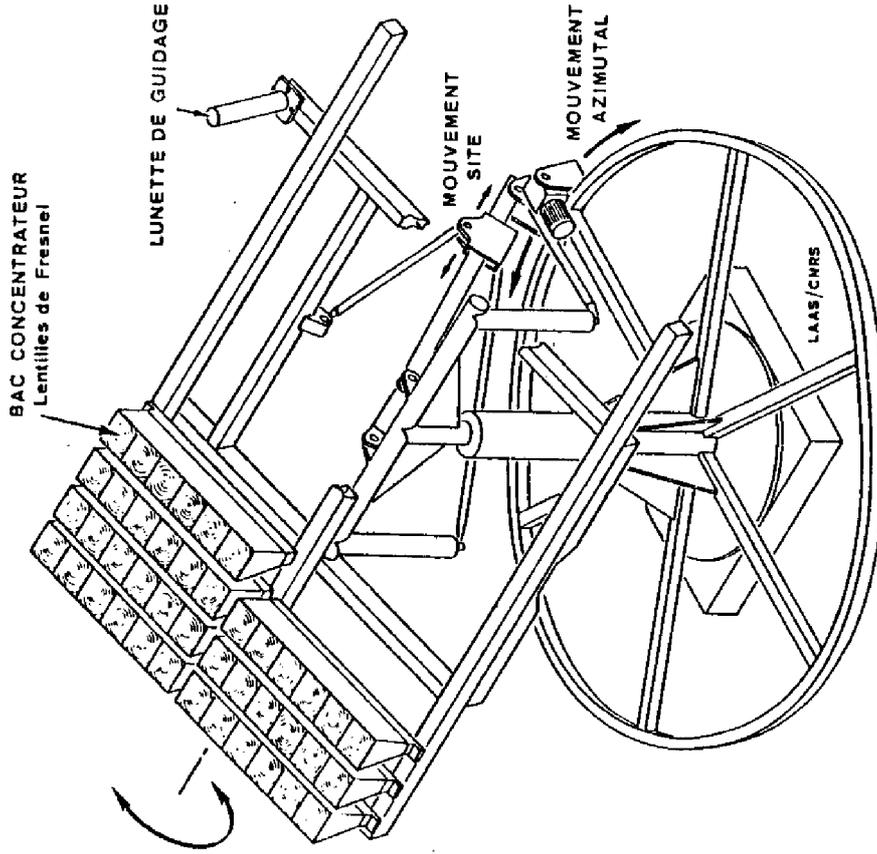
Propriétés Système par	DEFAUTS	QUALITES
REFLEXION (miroirs)	<ul style="list-style-type: none"> * Image de l'absorbeur sur le réflecteur * Arrière de l'absorbeur soumis à flux solaire refroidissement plus difficile (paraboloïde) * Qualité du miroir coûteuse (paraboloïde) * Image non homogène 	<ul style="list-style-type: none"> * Suivi nécessitant moins de précision (1 axe peut suffire)
REFRACTION (lentilles de Fresnel)	<ul style="list-style-type: none"> * Suivi très précis nécessaire * Abrasion possible de la lentille en métachrylate * Allongement des connexions inter-cellules 	<ul style="list-style-type: none"> * Rendement optique de 10 à 20 % supérieur * Belle image * Image ponctuelle et cellules distribuées ⇒ refroidissement facile * Poids (concentrateur)

Ces conclusions expliquent la mise à l'écart progressive aux Etats-Unis des études sur les systèmes à miroirs.

Le programme français "SOPHOCLE" que nous allons décrire maintenant utilise fort judicieusement le principe de la lentille de Fresnel.

Caractéristiques des différents éléments du SOPHOCLE "500"

Eléments du SOPHOCLE	Pourcentage du coût matière	Caractéristiques
Monture 2 axes altazimut + Panneaux en structure treillis supportant les bacs échantillons	30 %	400 kg
Asservissement de poursuite du soleil par senseur ou recopie numérique (électronique de guidage)	4 %	
Modules comportant les profilés en aluminium pour le refroidissement des cellules (convection naturelle)	44 %	Dimension unitaire: 1 x 0,17 x 0,2 (m) Poids: 3,2 kg
→ Joints d'étanchéité	6 %	
Lentilles de Fresnel plastiques (6 par bac)	6 %	S = 0,15x0,15 m ² Rendement énergétique: 80 % Rapport de concentration énergétique: 42
Cellules carrées au Silicium	10 %	S = 4 cm ² Rendement de conversion: 12-13 % à 25°C 10-11 % à 65°C



CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DU GENERATEUR SOPHOCLE 500

Récemment[2], le taux optimum de concentration R_{opt} a été calculé en fonction du coût des cellules C_c , de la conductance thermique sous la cellule K_c .

$$R_{opt} = \frac{-C_c + \left[C_c^2 + (K_c C_c / \beta_r \eta_o I_R) (C_o + C_i / L_f) \right]^{1/2}}{C_o + C_i / L_f}$$

en supposant que :

$$C_{TOT} = \frac{(C_c + C_o R + C_i R / L_f) L_{i,n}}{\eta_c \eta_o I_R R}$$

avec C_c = Coût des cellules = 1400 \$/m²

$L_{i,n}$ = Taux d'intérêt pour n années

C_o = Coût de l'héliostat = 150 \$/m²

C_i = Coût du terrain = 1 \$/m²

L_f = Taux de remplissage = 0,6

β_r = Taux de diminution de rendement avec la température = 0,006

I_R = AM1 = 1 kw/m²

$C_{Sophocle_{geom}} = 56$ $C_{eff} = \eta_o C_{Sophocle_{geom}} = 45$

η_o = Rendement du concentrateur = 0,8

$R_{th_{Soph}} = 0,022^\circ C/W/m^2$

$K_c = 2,05 kw/m^2^\circ C$ = conductance thermique effective $(= \frac{\eta_o \cdot C_{sophocle}}{R_{th\ sophocle}})$

On obtient : $R_{opt} = 54$

Ce qui est très proche des 56 de concentration utilisée pour SOPHOCLE.

En ce qui concerne le guidage, l'asservissement en boucle fermée s'impose pour répondre au critère d'universalité du système.

Nous venons de voir les conséquences directes du Cahier des Charges sur la définition du système. Le tableau suivant précise les caractéristiques et le dimensionnement du générateur "SOPHOCLE", ainsi que la part respective des différents composants dans le coût matière total.

Les sites choisis se répartissent ainsi :

CLIMAT PUISSANCE (W)	CLIMAT						
	Méditerranéen	Tropical	Equatorial	Mousson	Sub-Sahélien	Tempéré	Désertique
100	ALGER	MERIDA RIO DE JANEIRO DAKAR	LIBREVILLE	NEW-DELHI PENANG (Malaisie)			
500	ATHENES			BANGKOK		TOULOUSE	RYAD
2000					KOLOKANI (Mali)		

Un facteur important de choix a été le support scientifique existant sur place. Un milieu universitaire a été impérativement choisi afin de répondre à une autre vocation de ces expérimentations : le transfert de connaissances. Ce générateur a été en effet un support de recherches sur les différents sites, ainsi qu'un moyen de démonstration de techniques nouvelles. Les personnes directement intéressées par le suivi de l'opération ont effectué un stage de formation au L.A.A.S.

Les moyens financiers et humains étant en place, nous allons décrire les moyens d'évaluation du comportement de SOPHOCLE.

2.2. Moyens d'évaluation

Pour connaître le comportement d'un système, il faut :

- des prototypes de puissance variable ;
- une centrale de mesures
- un système de traitement de l'information.

2.2.1. Générateurs prototypes

La carte ci-jointe permet de situer les différents générateurs expérimentés.

Dans un premier temps, seuls des générateurs munis de 10 bacs (100 W-crête environ) ont été installés sans utilisation en aval.

I.2.2. Le programme international "SOPHOCLE"

Après avoir caractérisé le prototype "SOPHOCLE", nous allons montrer dans quel programme scientifique de développement il s'inscrit.

2.1. Etapes

Le programme SOPHOCLE a débuté en 1977 avec la conception et la réalisation d'un prototype de 1 kw par le L.A.A.S. à Toulouse.

Après avoir ainsi démontré la faisabilité du système, le P.I.R.D.E.S. a entamé une campagne internationale d'essais in situ de prototypes de faible puissance.

La nécessité d'expérimenter en vraie grandeur a provoqué, ensuite, l'installation d'unités de 500 W, ainsi que d'un prototype industriel de 2 kw.

Le développement de ce programme, financé à ses débuts par le P.I.R.D.E.S. uniquement, a imposé la participation accrue de divers organismes (qui ont, en particulier, supporté financièrement l'installation des prototypes), à savoir : le COMES, la C.E.E., le Ministère des Affaires Etrangères.

A ces fonds publics s'ajoutent les aides des pays concernés, très souvent pour le matériel de mesures.

D'autre part, un groupement industriel s'est créé autour de la SOTEREM, avec la SNIAS et ELF, groupement qui a construit les générateurs et financé, en particulier, l'expérience de 2 kw au Mali.

Le but de cette expérimentation est de caractériser le comportement du système SOPHOCLE au cours du temps et en fonction du climat.

Pour connaître les problèmes que pose l'élévation de la tension de sortie V_p , des générateurs de 500 W ont été montés à Bangkok, Ryad et Athènes (l'augmentation de la puissance implique une augmentation de V_p pour ne pas perdre trop d'énergie par effet Joule).

Enfin, pour tester les grandes tailles et pour analyser le couple production-utilisation, deux autres SOPHOCLES ont été installés ; l'un de 2 kw au Mali (Kolokani), l'autre de 500 W sur le site du L.A.A.S. à Toulouse.

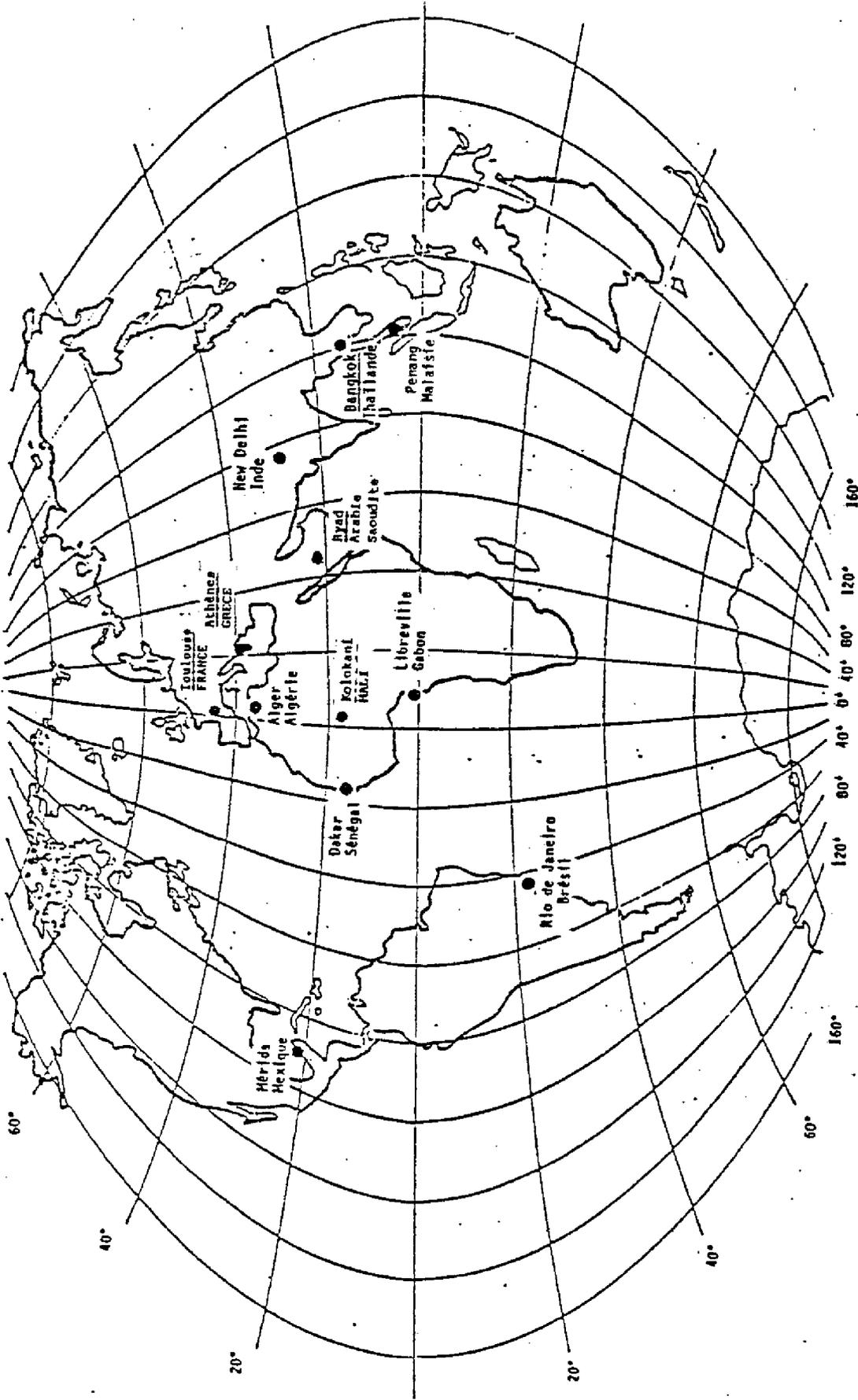
Le tableau décrit les différents sites et leurs mises en service.

Date : 1/10/82

LIEU	PUISSANCE SOPHOCLE	DATE D'EXPEDITION	DATE DE MISE EN SERVICE	DATE D'IMPLANTATION CENTRALE DE MESURES	NOMBRE DE CASSETTES	ACTUELLEMENT EN SERVICE
ALGER	100 W	MARS 1980	DECEMBRE 1980	DECEMBRE 1980	12	OUI
BANGKOK	500 W	100 W NOVEMBRE 1979 500 W AVRIL 1981	NOVEMBRE 1980	FEVRIER 1982	3	OUI
DAKAR	100 W	FEVRIER 1980	JANVIER 1981	JANVIER 1981	9	OUI
LIBREVILLE	100 W	JUILLET 1980	DECEMBRE 1980	DECEMBRE 1980	24	OUI
MERIDA	100 W	JUILLET 1980	JANVIER 1981	JANVIER 1981	7	OUI
NEW DELHI	100 W	OCTOBRE 1979	AVRIL 1980	AVRIL 1980	2	NON
RIO DE JANEIRO	100 W	DECEMBRE 1980	JANVIER 1981	OCTOBRE 1981	2	OUI
RYAD	500 W	JANVIER 1981	FEVRIER 1981	PAS DE CENTRALE	-	OUI
ATHENES	500 W	MAI 1981	JUILLET 1981	PAS DE CENTRALE	-	OUI
KOLOKANI	2000 W	JANVIER 1981	MARS 1981	PAS DE CENTRALE	-	OUI
PENANG	100 W	FEVRIER 1982	AVRIL 1982	AVRIL 1982	-	OUI
TOULOUSE	500 W	JUIN 1982	JUIN 1982	AOUT 1982	20	OUI

TABLEAU III: Mises en service des différents sites

On note, sur ce tableau, la présence de centrales de mesures. Nous allons décrire la centrale associée aux sites SOPHOCLE 100.



Sites d'expérimentations SOPHOCLE 100/500/2000

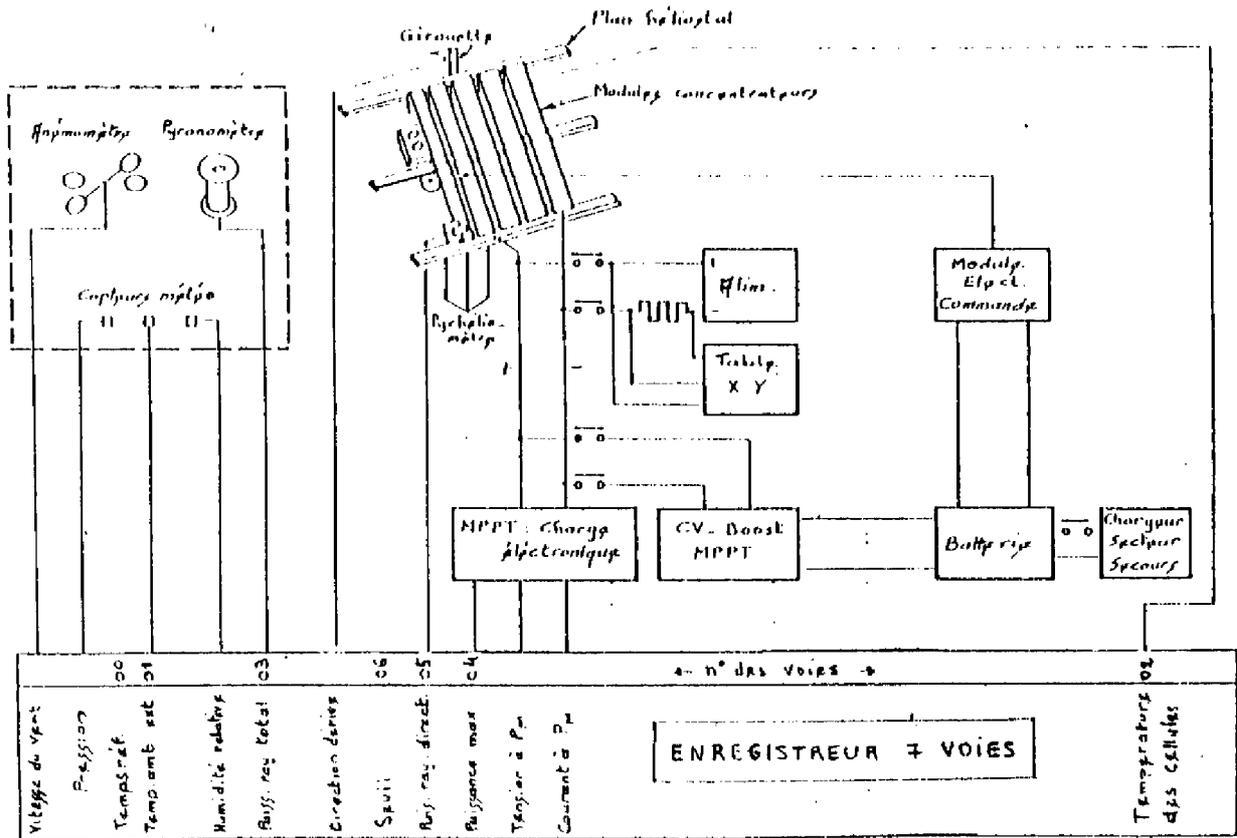


FIGURE 1.1: Schéma de l'enregistreur utilisé sur les sites SOPHOCLE 100 et du dispositif permettant de tracer la caractéristique I(V)

2.2.3. Moyens de traitement des cassettes au L.A.A.S.

Ce système de mesures avait été utilisé à Grenoble et Odeillo, associé à un traitement par ruban. Nous avons supprimé cette étape peu pratique et nous nous sommes adaptés aux moyens informatiques du L.A.A.S.

Le contenu des cassettes envoyées par les différents sites est stocké sur bande par l'intermédiaire d'un décodeur ALEP et d'un Mitra 125. Ces données brutes sur bande sont mises en fichiers à l'ordinateur "SEL" ("Systems Engineering Laboratories") par l'intermédiaire du programme "SETUPM9" (voir [9]), puis elles sont décodées pour obtenir des tableaux journaliers.

2.2.2. Centrale de mesures

Chaque site est muni d'une centrale de mesures ED 7620 D.C.E.I. (ex-ALEP) autonome . Cet enregistreur six voies est associé à une imprimante LM 7612 qui permet à l'utilisateur de vérifier le bon fonctionnement du système.

La figure 1.1 visualise les différents paramètres enregistrés, à savoir :

- Le temps (voie 00) : la période d'incrémentation choisie est de 12 mn ;
- la température ambiante (T amb)(voie 01) ;
- la température du refroidisseur, c'est-à-dire à moins de 5°C près, la température de la cellule (T cell)(voie 02) ;
- l'ensoleillement global horizontal (W_{GH}) mesuré par un pyranomètre fixe (voie 03) ;
- la puissance électrique délivrée (W_{el})(voie 04) ;
- l'ensoleillement direct (W_d) mesuré par un pyréliomètre embarqué sur le générateur (voie 05) ;
- le taux de dépassement d'un certain seuil fixé à 350 W/m^2 pour l'ensoleillement direct. Cette valeur permet de caractériser le type de ciel (clair, nuageux, couvert, etc...)(voie 06).

Les voies 03 à 06 sont des voies intégrées. Elles mesurent donc, en fait, des énergies que l'on rapporte à des puissances en divisant par la durée du cycle fixée uniformément à 12 minutes (réglable de 1mn à 32 h).

Cet enregistreur utilise des convertisseurs tension-fréquence en entrée, suivis de compteurs intégrateurs dont le contenu est, à chaque période d'échantillonnage, transféré sur la cassette qui reçoit, en outre, les signaux de synchronisation et de base de temps.

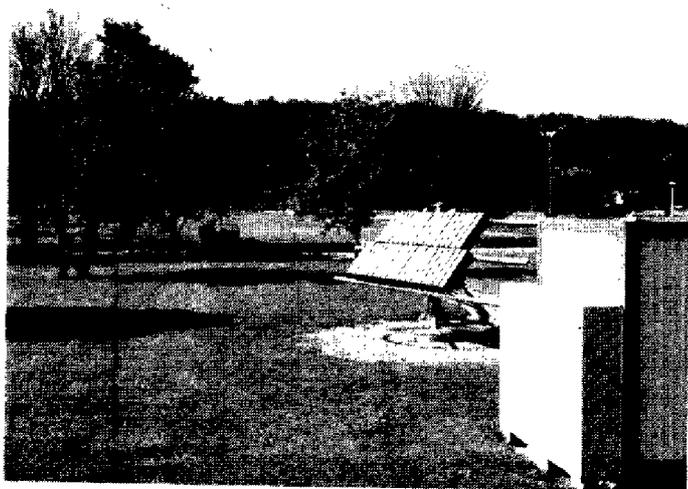


PHOTO 2 : Site "SOPHOCLE" du L.A.A.S
(Toulouse)

PHOTO 3 : SOPHOCLE "500" du LAAS

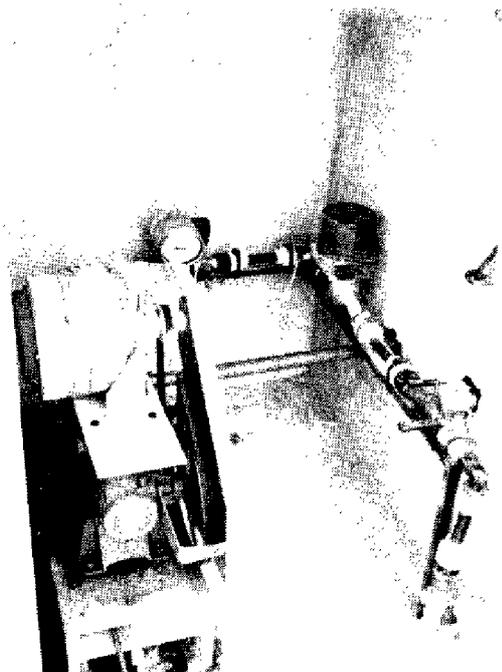
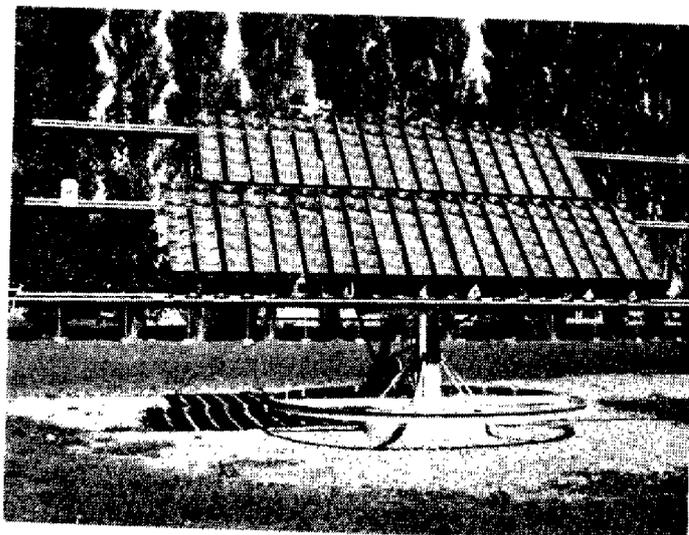


PHOTO 4 : Dispositif de
pompage L.A.A.S.

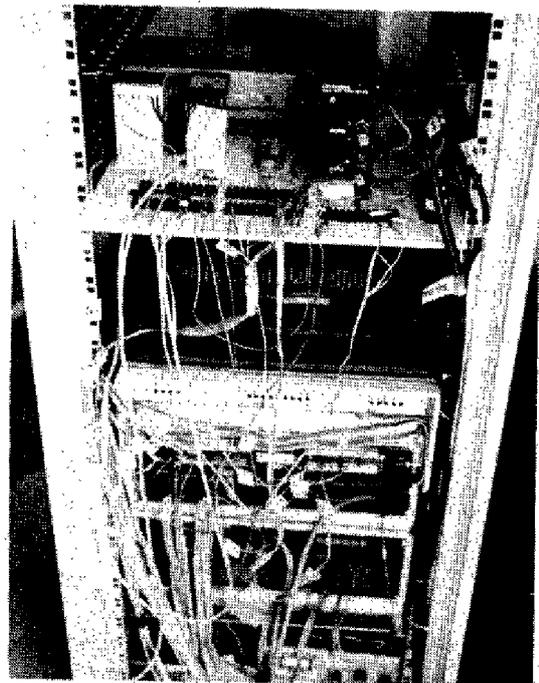
PHOTO 5 : Calculateur X1 et son imprimante



PHOTO 7 : Branchements à l'arrière du rack ci-dessus.
On distingue en haut à gauche, les électroniques de traitement des signaux de pression et de débit.

PHOTO 6 : Rack regroupant de haut en bas :

- MPPT Alimentation des sondes
- Enregistreur Schlumberger SOLARTRON
- Cartes de multiplexage et mesures(X1)
- Electronique de guidage
- Alimentation-Contrôleur des batteries de guidage



Le plan en annexe 1 décrit le site où l'on distingue en particulier :

- le puits associé au support du groupe moto-pompe et à un bassin de déversement ;
- l'héliostat supportant deux travées de 14 bacs et des bacs spéciaux munis de sorties aux bornes des cellules ;
- la salle de mesures qui comporte :
 - * l'électronique de guidage et le convertisseur MPPT ;
 - * l'enregistreur 30 voies "Schlumberger" SOLARTRON (sur cassettes) ;
 - * le calculateur X1 utilisant le microprocesseur 6800 pour l'étude des caractéristiques I(V) et son imprimante.

Le schéma de la figure 1.2 décrit l'installation concernant le "Schlumberger" et précise les paramètres enregistrés.

Ces mesures permanentes concernent en particulier deux domaines non abordés dans l'expérience SOPHOCLE 100, à savoir :

- l'atmosphère à l'intérieur d'un bac (température, humidité). Plusieurs types de bacs (ouverts, fermés, avec ou sans vessie, etc...) ont été testés ;
- l'évaluation des rendements des divers composants de la chaîne générateur + convertisseur + ligne + moteur + pompe.

D'un autre côté, le calculateur X1 permet, grâce à ses connecteurs d'entrée parallèle sur le bus Motorola 6800, de connecter une carte de conversion analogique-digital, digital-analogique, ainsi qu'une carte de multiplexage.

Cet ensemble permet une automatisation du tracé de caractéristiques I(V) d'une cellule quelconque des 12 bacs spéciaux (figure 1.3).

Le stockage de ces informations sur disque Floppy 5" permettra un traitement global des informations et donnera, en particulier, l'évolution des caractéristiques dans le temps, l'influence de la mise en série sur le rendement d'un module, ainsi que les conditions optimales de fonctionnement.

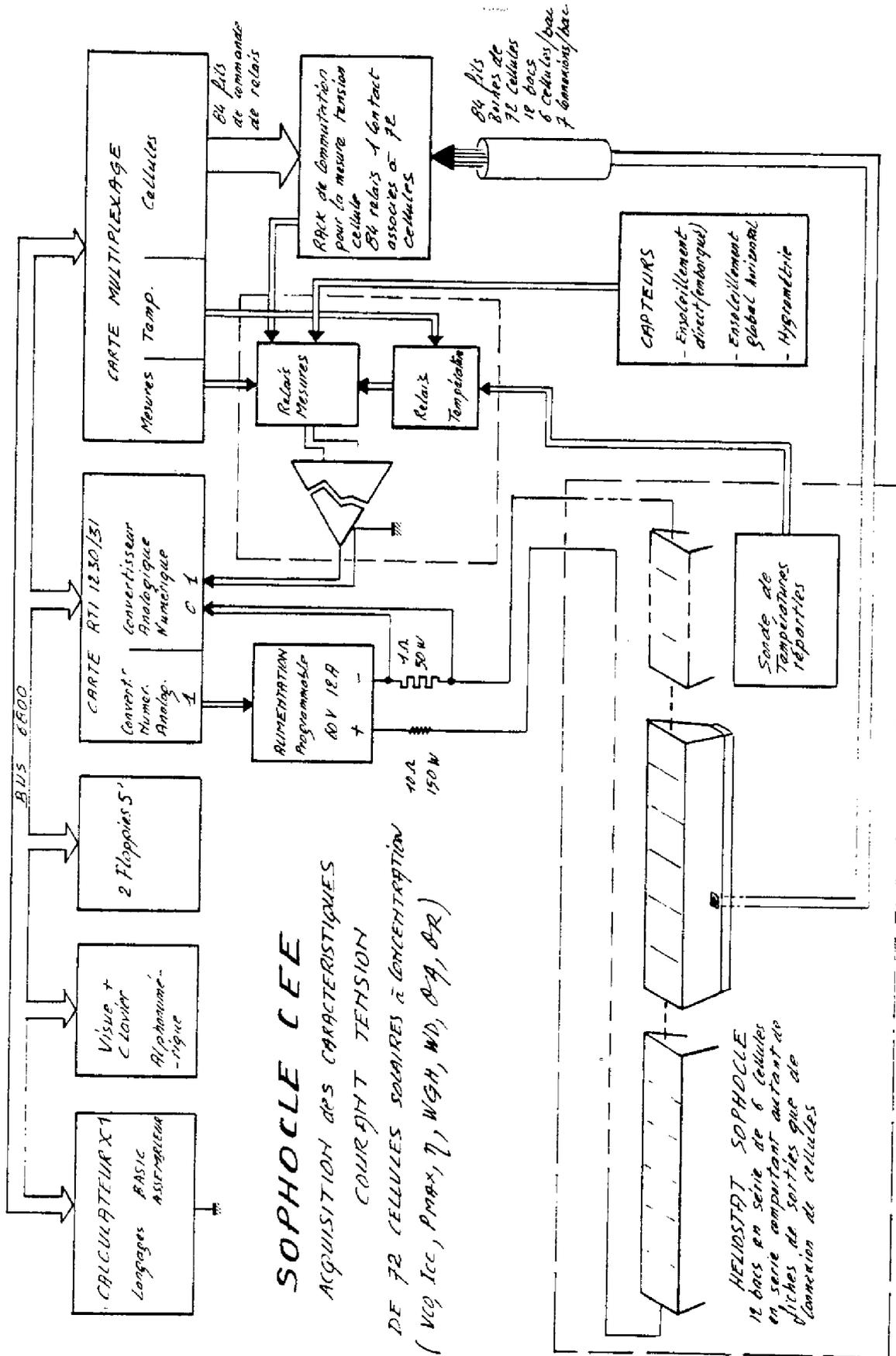


FIGURE 1.3.

SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE 500W
CENTRALE DE MESURES

MLI 1464

JAN. 84.

LOADS

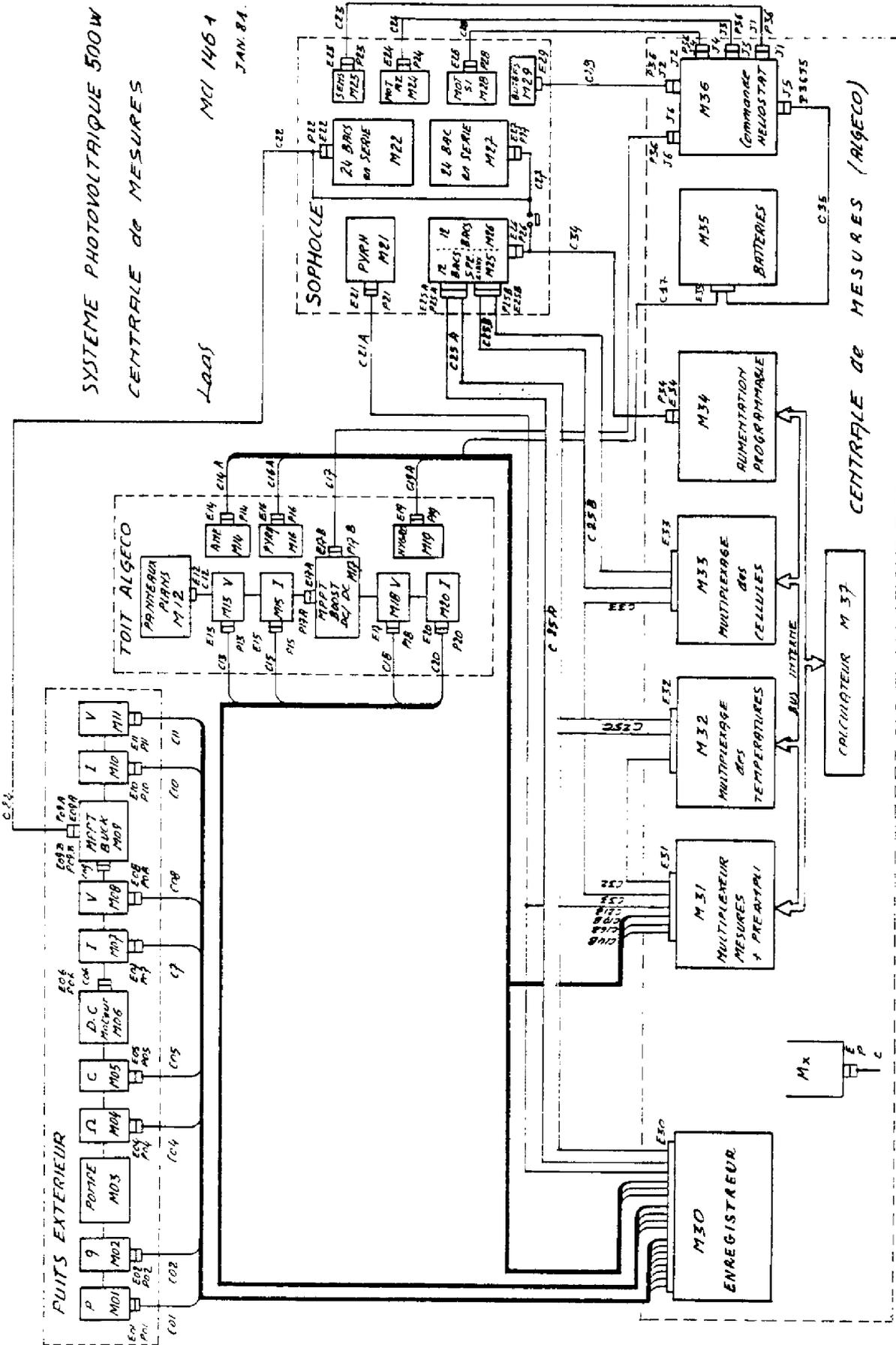


FIGURE 1.2.

M = Module
E = Embase chassis
P = Prise connect
C = Cable

Le rapport du contrat C.E.E. [12] décrit, de façon approfondie, les divers éléments constitutifs de cette installation complète de mesures, ainsi que les moyens de traitement des cassettes de l'enregistreur SOLARTRON (un lecteur FACIT, ordinateur "SEL" du L.A.A.S.).

CONCLUSION

Dans cette première partie, nous avons montré la nécessité d'étudier en France un générateur photovoltaïque à concentration par lentilles de Fresnel, compte-tenu du contexte scientifique international.

Cette nécessité, fondée sur des impératifs de coût des cellules et sur les performances comparées des divers types de concentrateur, s'est traduite par un programme du P.I.R.D.E.S. dont l'originalité par rapport aux programmes américains réside essentiellement dans la phase des tests en climats variés qui a suivi l'élaboration du prototype.

Nous venons de décrire brièvement le générateur, ainsi que les moyens mis en place pour analyser son comportement, aussi bien sur la dizaine de sites universitaires répartis dans le monde, que sur le site du L.A.A.S. où une analyse approfondie des caractéristiques de fonctionnement est possible.

La deuxième partie est maintenant consacrée aux résultats expérimentaux issus de cette double campagne d'essais.

CHAPITRE II

ETUDE EXPÉRIMENTALE DU GÉNÉRATEUR "SOPHOCLE"

II.1. CARACTERISTIQUES DU GENERATEUR EN FONCTIONNEMENT

II.1.1. Etude du comportement à travers les mesures

Les systèmes de mesures n'étant pas identiques pour les SOPHOCLE "100" et "500", de même que leurs buts, nous allons distinguer les résultats apportés par ces deux expérimentations.

II.1.1.1. SOPHOCLE "100"

Nous avons vu au chapitre précédent que les SOPHOCLE "100" sont munis d'une centrale de mesures DCEI permettant d'enregistrer sur cassettes divers paramètres (temps, températures, ensoleillement global horizontal et ensoleillement direct, puissance délivrée). Le transfert sur fichier "SEL" et le décodage de ces données ont permis d'obtenir un certain nombre de journées pour chaque site, comme le montre le tableau (I).

Une conclusion s'impose à la lecture de ce tableau : tous les sites n'ont pas répondu à notre attente, pour des raisons diverses : retard, non-installation de la centrale de mesures, pannes de cette centrale ou du générateur, manque de temps des personnes en place, difficultés de communication, etc...

Seuls LIBREVILLE et ALGER permettent, aujourd'hui, un traitement statistique satisfaisant. C'est pourquoi tous les résultats présentés ci-dessous sont issus de ces deux sites uniquement.

Des mesures enregistrées et traitées grâce aux moyens décrits au chapitre I, nous pouvons déduire :

a) une meilleure connaissance des caractéristiques d'ensoleillement des sites :

Les sites à vocation solaire dans le monde ont souvent la particularité de ne pas posséder de données sûres d'ensoleillement, notamment sur l'ensoleillement direct. Petit à petit, ce défaut sera pallié et l'installation SOPHOCLE a l'ambition d'y contribuer par une mini-banque de données où l'on peut retrouver, sous forme de tableaux (II, III) ou de courbes (2.1), les caractéristiques des journées répertoriées ci-dessus.

L'étude expérimentale du générateur SOPHOCLE est fondée sur un ensemble d'informations issues, les unes de cassettes enregistrées grâce à des centrales de mesures, les autres de fiches de vieillissement ou de contacts directs, épistolaires ou téléphoniques.

Les premières ont permis un stockage de données sur fichiers "SEL". Pour les SOPHOCLE "100", le système permet de recueillir des caractéristiques d'ensoleillement pour les différents sites (Banque de données) et des renseignements sur le comportement dans le temps du générateur sous forme de courbes et de tableaux statistiques. Pour le SOPHOCLE "500", la Centrale de mesures, plus performante, donne des indications supplémentaires relatives à l'humidité, aux caractéristiques I-V des cellules ou des modules et à la cascade de rendements entre le générateur et l'utilisation (pompage).

Ces données sont à la base d'une modélisation du générateur sur différents points. Nous présentons ici la confirmation expérimentale des valeurs théoriques de la résistance thermique, ainsi que l'influence de tous les paramètres sur la température de la cellule ; ce qui permettra un dimensionnement optimisé du refroidisseur en vue d'une réduction du poids des radiateurs.

Une étude statistique utilisant la méthode de Monte-Carlo analyse les variations de l'énergie produite entre deux cycles ("constante de temps") et surtout définit des critères de dimensionnement du stockage.

Pour comparer les mesures entre elles et permettre d'analyser le vieillissement, nous avons modélisé l'influence de la température et de l'ensoleillement sur le rendement du générateur. Le rôle du nettoyage peut ainsi être précisé également.

Les secondes sources de données ont été le support de l'analyse globale des défauts apparus lors des deux dernières années. Aux résultats des sites précités, s'ajoutent les conclusions de l'étude industrielle d'un générateur de 2 kw, installé au Mali pour alimenter un hôpital.

Le bilan du comportement du SOPHOCLE a ainsi servi de base aux améliorations déjà réalisées ou proposées, pour pallier les défauts apparus lors de cette expérimentation et permettre la naissance d'un produit fini industriel.

TABLEAU DE MESURES SOLAIRES FAITES A LIBREVILLE PAR SOPHOCLE

NOMBRE DE BACS=10

DATE:27/8/1981

HEURE H.MN	TAMB C	TCELL C	WGH W/M2	WEL W	WD W/M2	SEUIL % VRAI	RENDT %
6.20	22.6	21.9	17.5	.2	.8	.1	.0
6.32	22.8	22.4	55.9	.2	.8	.1	.0
6.44	22.7	22.5	79.5	.2	2.3	.1	.0
6.57	23.4	23.4	156.3	.2	.8	.1	.0
7.08	23.9	24.2	215.7	.2	.8	.1	.0
7.20	23.4	23.6	171.2	.2	1.6	.1	.0
7.32	24.2	26.4	262.9	.2	2.3	.1	.0
7.46	24.2	25.4	214.0	.9	11.7	.1	.0
7.55	24.0	24.7	221.8	.5	3.1	.1	.0
8.08	24.4	24.8	197.4	.5	3.1	.1	.0
8.21	24.9	28.9	471.6	52.5	385.0	55.7	10.1
8.32	25.7	31.7	533.6	72.3	527.6	100.0	10.2
8.45	26.4	32.3	554.6	67.8	508.9	88.2	9.9
8.57	26.1	32.6	634.9	70.6	532.3	91.8	9.8
9.08	25.9	31.3	545.9	57.8	432.5	67.8	9.9
9.20	26.4	29.6	525.8	45.3	360.8	53.0	9.3
9.32	26.0	29.9	657.6	62.0	502.6	76.4	9.1
9.44	27.6	33.4	637.6	60.0	466.0	72.5	9.5
9.56	27.6	33.9	756.3	77.5	624.2	97.8	9.2
10.09	28.4	34.9	774.7	78.7	632.0	99.1	9.2
10.20	28.7	36.3	753.7	73.0	592.3	91.8	9.1
10.32	29.6	36.9	804.4	78.9	646.0	99.1	9.0
10.44	28.7	36.3	822.7	79.4	646.8	99.1	9.1
10.56	30.4	37.4	837.6	78.6	646.0	99.1	9.0
11.09	29.9	37.9	863.8	79.8	661.6	99.1	8.9
11.21	29.2	37.6	867.2	79.4	653.8	99.1	9.0
11.39	30.8	37.4	865.5	79.2	664.7	99.1	8.8
11.51	30.4	36.4	867.2	78.1	662.4	99.1	8.7
12.01	30.1	34.4	861.1	78.1	662.4	99.1	8.7
12.11	28.1	33.3	855.0	78.7	659.3	99.1	8.8
12.21	30.6	36.2	852.4	78.9	664.7	99.1	8.8
12.33	30.1	34.6	839.3	78.6	660.1	99.1	8.8
12.45	29.5	35.1	825.3	78.7	660.1	99.0	8.8
12.57	28.8	34.1	808.7	78.6	655.4	99.1	8.9
13.09	28.7	33.1	792.1	79.5	648.4	99.1	9.1
13.21	29.1	34.1	767.7	78.7	640.6	99.1	9.1
13.31	29.1	34.5	745.9	77.7	638.2	99.1	9.0
13.44	28.9	33.9	726.6	78.1	637.5	99.1	9.1
13.56	27.6	32.5	695.2	76.9	625.8	99.1	9.1
14.08	29.0	33.5	667.2	76.6	611.0	99.1	9.3
14.20	27.7	31.7	635.8	76.9	606.3	99.1	9.4
14.34	27.6	31.8	603.5	76.2	594.6	99.1	9.5
14.44	27.4	31.1	572.1	75.5	588.4	99.1	9.5
14.56	28.4	32.3	538.0	74.1	579.0	99.1	9.5
15.08	27.8	32.4	497.8	73.1	567.3	99.1	9.5
15.19	27.4	31.9	459.4	72.7	560.3	99.1	9.6
15.32	27.4	31.6	416.6	70.6	536.2	100.0	9.8
15.45	27.2	31.9	372.9	68.6	508.9	100.0	10.0
15.58	27.1	31.8	327.5	66.6	491.7	100.0	10.0
16.08	26.3	30.5	288.2	65.3	475.4	86.3	10.2
16.21	26.1	29.9	245.4	62.2	441.9	.1	10.4
16.32	26.4	30.2	199.1	47.2	339.8	.1	10.3
16.45	25.8	28.9	156.3	3.8	10.9	.1	.0
16.57	25.6	27.2	116.2	.2	.8	.1	.0
17.09	24.9	26.4	80.3	.2	.8	.1	.0
17.21	24.6	25.5	41.9	.2	.8	.1	.0
17.32	24.4	23.9	10.5	.2	.8	.1	.0

TABLEAU II

L'application sur une durée plus longue de ce traitement permettra une modélisation de l'ensoleillement. En particulier, une relation d'Angstrom du type : $\frac{G}{G_{\max}} = a \frac{SS}{SS_{\max}} + b$

avec : G : énergie journalière reçue par une surface horizontale
 G_{\max} : énergie maximale (par ciel clair)
 SS : durée effective d'insolation pour la journée considérée
 SS_{\max} : durée maximale d'insolation

pourra être déterminée, sachant que G_{\max} est calculable par des formules diverses suivant la latitude [22] et que SS_{\max} est déterminée en tout lieu par :

$$SS_{\max} = AH_{\text{coucher}} - AH_{\text{lever}}$$

$$\text{Sin } h = \text{Sin } \psi \text{ Sin } \delta + \text{Cos } \psi \text{ Cos } \delta \text{ Cos } AH = 0 \text{ pour le lever ou le coucher du soleil}$$

avec : AH : angle horaire
 ψ : latitude
 δ : déclinaison h = hauteur du soleil

Ce qui donne : $SS_{\max} = \text{ArcCos}(-\text{tg } \psi \cdot \text{tg } \delta)$

Un tel modèle étant peu fiable pour l'ensoleillement direct, seul paramètre intéressant la concentration, nous n'avons pas déterminé les coefficients a et b , d'autant que la précision serait trop faible, compte-tenu du nombre d'années de mesures à notre disposition.

Celles-ci permettent de déduire des moyennes mensuelles :

SITES	DATE	ENERGIE JOURNALIERE MOYENNE		MOYENNE DES SEUILS ≠ 0	RAPPORT <u>DIRECT</u> GLOBAL
		directe	globale		
LIBREVILLE	Déc. 1980	1784 Wh/jour m ²	4813 Wh/jour m ²	35 %	37 %
	Mars 1981	1681 Wh/jour m ²	4693 Wh/jour m ²	35 %	36 %
	Juillet 1981	1496 Wh/jour m ²	3593 Wh/jour m ²	35 %	42 %
	Juin 1982	777 Wh/jour m ²	2870 Wh/jour m ²	50 %	27 %
ALGER	Juillet 1981	4670 Wh/jour m ²	4815 Wh/jour m ²	92 %	97 %
	Octobre 1981	3847 Wh/jour m ²	2592 Wh/jour m ²	80 %	148 %
	Mars 1982	2665 Wh/jour m ²	2775 Wh/jour m ²	45 %	96 %

↑
Caractère nuageux
du ciel

A la lecture du tableau mensuel, deux conclusions se dégagent :

1. LIBREVILLE, situé en zone équatoriale, possède un ciel constamment voilé qui introduit une grande part de rayonnement diffus. Pour un rayonnement global moyen sensiblement égal à celui d'ALGER, le rayonnement diffus représente environ 60 % de son énergie.
2. ALGER semble un site particulièrement favorable à la concentration car, grâce à l'effet cosinus que supprime le suivi du soleil, l'héliostat reçoit plus d'énergie directe que ne reçoit un système plan horizontal.

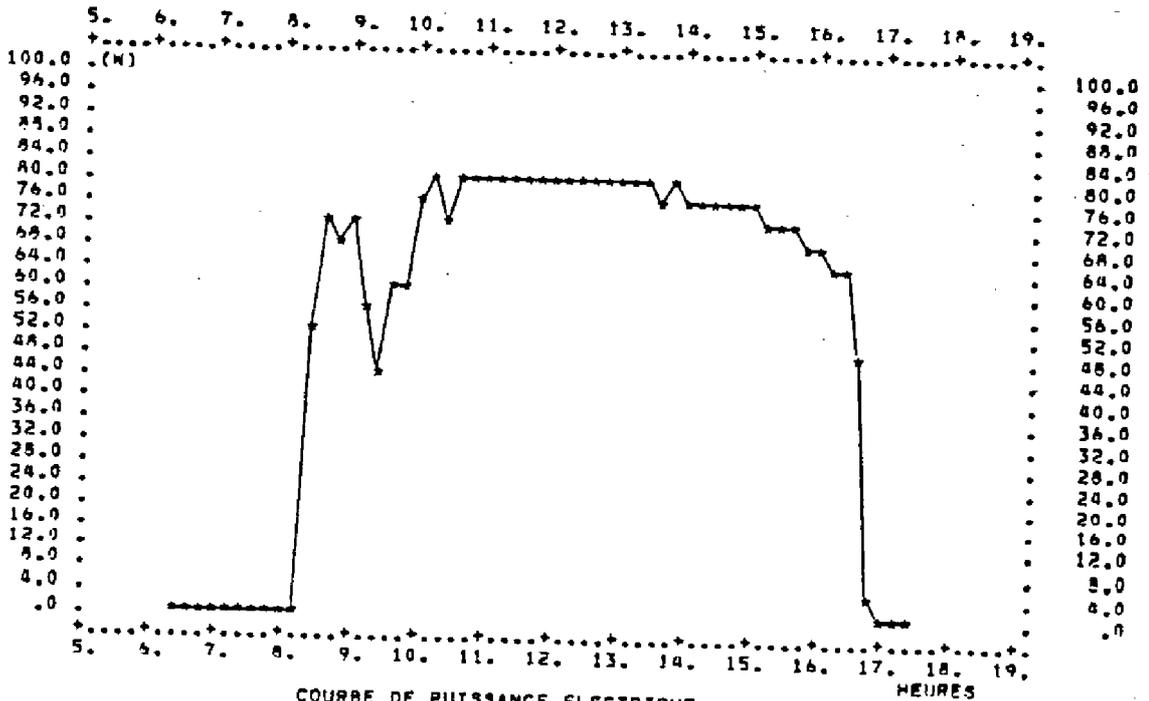
Ces remarques seront confirmées par l'analyse de la production mensuelle des générateurs.

COURBES D'ENSOULETTEMENT

**GLOBAL +*DIRECT

LIEU-DES-MESURES:LIBREVILLE

DATE:27/8/1981



COURBE DE PUISSANCE ELECTRIQUE

LIEU-DES-MESURES:LIBREVILLE

DATE:27/8/1981

COURBE 2.1.

b) une évaluation du comportement du générateur sous diverses conditions :

1. Comportement électrique

Les mesures d'ensoleillement direct et de puissance électrique, intégrées sur 12 minutes, permettent de calculer un rendement moyen sur cette période ; ce rendement sera qualifié d'"instantané" par opposition aux moyennes journalières ou mensuelles.

$$\eta = \frac{W_{el}}{0,135 \times N_{bac} \times W_d}$$

0,135 = surface des six lentilles de Fresnel (m²)

Remarque : La courbe (2.1.) décrivant l'énergie électrique fournie est parfaitement parallèle à celle de l'ensoleillement direct. Le coefficient de corrélation est, dans tous les cas, supérieur à 0,99. Pour une concentration de 45 en effet, le diffus réfracté par la lentille n'est reçu par la cellule que dans une proportion de 1/45ème.

Ce parallélisme, cependant, ne permet pas de déduire un bon suivi du générateur SOPHOCLE, car le pyréliomètre est fixé sur celui-ci. Le fait que W_d et W_{gh} varient dans le même sens vérifie, à posteriori, le bon fonctionnement du guidage. Cependant, il faut admettre que l'énergie directe reçue et mesurée par SOPHOCLE est une énergie par défaut.

 ENERGIES POUR 16 JOURS DU MOIS DE JUILLET
 MOYENNE MENSUELLE ET ECART-TYPE POUR LE SITE DE ALGER

ENERGIE GLOBALE RECUE PAR JOUR(UNITE= WH/M2/JOUR)

*	3439.4	2860.0	4337.6	5431.0	*
*					*
*	5354.0	5153.8	4284.8	5518.4	*
*					*
*	5447.4	5362.0	4971.0	4823.8	*
*					*
*	4364.6	5209.0	5275.4	5206.4	*
*					*
*	.0	.0	.0	.0	*
*					*

LA MOYENNE MENSUELLE EST DE 4814.9 WH/M2/JOUR

L'ECART-TYPE EST DE 747.9 WH/M2/JOUR

SOIT UN COEFFICIENT DE VARIATION (RAPPORT ECART-TYPE/MOYENNE)
 EGAL A 15.5 %

 ENERGIES POUR 13 JOURS DU MOIS DE JUILLET
 MOYENNE MENSUELLE ET ECART-TYPE POUR LE SITE DE ALGER

ENERGIE DIRECTE RECUE PAR JOUR(UNITE= WH/M2/JOUR)

*	1011.8	477.6	3301.7	6881.0	*
*					*
*	6410.0	5631.8	3853.2	6893.4	*
*					*
*	7053.4	7106.8	4995.1	4079.6	*
*					*
*	3004.9	.0	.0	.0	*
*					*
*	.0	.0	.0	.0	*
*					*

LA MOYENNE MENSUELLE EST DE 4669.3 WH/M2/JOUR

L'ECART-TYPE EST DE 2186.1 WH/M2/JOUR

SOIT UN COEFFICIENT DE VARIATION (RAPPORT ECART-TYPE/MOYENNE)
 EGAL A 46.8 %

 ENERGIES POUR 13 JOURS DU MOIS DE JUILLET
 MOYENNE MENSUELLE ET ECART-TYPE POUR LE SITE DE ALGER

ENERGIE ELECTRIQUE RECUE PAR JOUR(UNITE= WH/JOUR)

*	95.8	50.9	322.6	631.5	*
*					*
*	589.8	514.7	353.0	631.3	*
*					*
*	640.3	641.6	444.7	368.0	*
*					*
*	270.3	.0	.0	.0	*
*					*
*	.0	.0	.0	.0	*
*					*

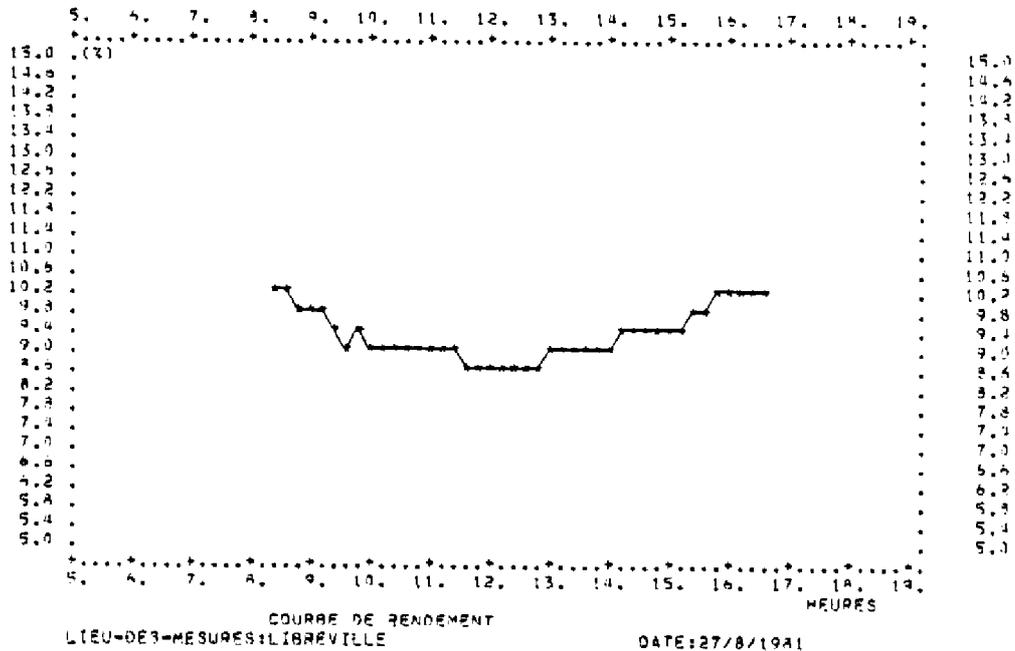
LA MOYENNE MENSUELLE EST DE 427.3 WH/JOUR

L'ECART-TYPE EST DE 197.1 WH/JOUR

SOIT UN COEFFICIENT DE VARIATION (RAPPORT ECART-TYPE/MOYENNE)
 EGAL A 46.1 %

TABLEAU III

L'évolution du rendement η au cours d'une journée type à LIBREVILLE est la suivante :



COURBE 2.2

- un minimum de rendement aux alentours du midi solaire ;
- des valeurs maximales le matin et le soir ;
- un écart maximal de l'ordre de 1,5 % ;
- une moyenne journalière de l'ordre de 9,3 %.

Cette moyenne est fonction du site et de la date. Nous avons regroupé pour chaque site les valeurs ainsi obtenues, ainsi que pour ALGER et LIBREVILLE les rendements moyens mensuels obtenus en divisant l'énergie électrique fournie sur une période d'un mois par l'énergie incidente directe reçue au cours de la même période (Cf. TABLEAU III et IV).

Les valeurs inscrites sur ce tableau (non décroissantes au cours du temps) montrent que cette caractérisation n'est pas suffisante. Il est donc nécessaire de dégager l'influence d'autres paramètres.

Le tableau (V) dresse un parallèle entre ALGER et LIBREVILLE pour les énergies mensuelles reçues et produites :

SITE	DATES	ENERGIE DIRECTE reçue	ENERGIE ELECTRIQUE produite	η moyen (nombre de bacs)
LIBREVILLE	DECEMBRE 80	1580 Wh/m ² /jour	185,5 Wh/jour	8,70 % (10 bacs)
	MARS 81	1681 Wh/m ² /jour	217 Wh/jour	9,5 % (10 bacs)
	JUILLET 81	1496 Wh/m ² /jour	183 Wh/jour	9,1 % (10 bacs)
	moyenne	1586 Wh/m ² /jour	195 Wh/jour	9,1 %
ALGER	JUILLET 81	4670 Wh/jour/m ²	427 Wh/jour	8,5 % (8 bacs)
	OCTOBRE 81	3847 Wh/jour/m ²	319 Wh/jour	7,7 % (8 bacs)
	MARS 82	2665 Wh/jour/m ²	127 Wh/jour	7,1 % (5 bacs)
	moyenne (rapportée à 10 bacs)	3725 Wh/jour/m ²	396 Wh/jour	7,8 %

TABLEAU V

Nous avons ainsi la confirmation que le potentiel algérien est plus important que le gabonais (production moyenne plus élevée).

Par contre, paradoxalement, le rendement moyen du générateur est supérieur à LIBREVILLE. Un paramètre important semble donc être le niveau d'ensoleillement (voir chapitre II.1.2.4.).

LIEU	NOMBRE de CASSETTES	RENDEMENT						REMARQUES
		DATE	Octobre 81	9 Novembre 81	Mars 82	9 Octobre 81	7,7 %	
ALGER	12	Juillet 81	28/09/81	9 Novembre 81	Mars 82	7,1 %	Sortie MPPT Nbac=8 Oct81 Nbac=5 dep82 Moyennes sur environ 15 j par mois	
		8,5 %	8,6 %	8,3 %	7,1 %			
LIBREVILLE	24	Decembre 80	Mars 81	Décembre 81	Juin 82	8 %	Sortie MPPT Nbac=10 Moyennes sur environ 15 j par mois	
		8,70 %	9,5 %	8 %	8 %			
TOULOUSE	-	Août 78	Juillet 79	Octobre 81	Septembre 82	9 %	Nouveau SOPHOCLE LAAS depuis Juin82 Mesures nou- velles	
		8,3 %	9 %	8,7 %	9 %			

LIEU	NOMBRE DE CASSETTES	DATE	
		DATE	%
NEW-DELHI	2	Sept.80	8 %
		8 %	
PENANG	Tableaux traités à PENANG	Juin 82	9 %
		9 %	
RIO DE JANEIRO	2	Mai 82	7,7%

LIEU	NOMBRE DE CASSETTES	DATE	
		DATE	%
MERIDA	7	Fév. 81	8,5 %
		8,5 %	
DAKAR	9	-	-
		-	-

LIEU	NOMBRE DE CASSETTES	DATE	
		DATE	%
BANGKOK	3	Avril 82	7 %
		7 %	
ATHENES	-	Juil. 81	8,2 %
		8,2 %	

TABLEAU IV

Evolution du rendement brut mesuré sur les différents sites

II.1.1.2. SOPHOCLE "500"

Deux systèmes de mesures assurent la caractérisation du générateur sur le site du L.A.A.S., chacun étant lié à un support de l'information.

1) Fichiers stockés au calculateur "SEL" contenant les données issues des cassettes de l'enregistreur "Schlumberger"

Les tableaux de données du type VI et VII permettent d'obtenir diverses statistiques et courbes (2.4,5,7) dont on déduit, indépendamment des résultats du SOPHOCLE "100" :

a) L'évolution journalière de la température intérieure au module :

Comme le montre la courbe (2.4), elle est plus élevée que celle mesurée sur le refroidisseur au niveau de la cellule. Ceci s'explique par l'effet de serre analogue au capteur plan à air. L'écart maximal avec l'ambiante dépend de la vitesse du vent, mais ne dépasse pas 20°C.

b) L'évolution sur 24 heures de l'humidité à l'intérieur d'un module :

Un humidimètre, vissable sur un fond de bac (photo8) donne les variations d'humidité relative, qui sont en fait le reflet des variations de la température interne, dont la mesure simultanée permet de vérifier l'étanchéité du bac.

2) Comportement thermique

Les tableaux journaliers permettent également de connaître l'écart de température entre le refroidisseur (sous la cellule) et l'ambiante, et ses variations au cours de la journée. (FIGURE 2.3)

L'analyse de toutes les journées montre que cet écart ne dépasse pas 15°C, ce qui, compte-tenu de l'écart refroidisseur-cellule (voir CHAPITRE II.1.2.1.), satisfait la contrainte imposée à SOPHOCLE dans le Cahier des Charges ($\Delta T < 25^\circ\text{C}$).

On constate, de plus, que :

- * le radiateur est légèrement plus froid que l'ambiante au cours des nuits claires, avec une inertie d'une heure environ après le lever du soleil. Ceci est dû aux échanges radiatifs avec le ciel, facilités par la peinture noire ;
- * l'écart de température maximal est, en général, obtenu entre 11 h et 13 h TU et correspond, bien sûr, à une énergie incidente directe maximale :

$$T_{\text{ref}} - T_{\text{amb}} = R_{\text{ref}} \times W_d$$

Cependant, le fait que l'énergie W_d soit intégrée sur 12 minutes et non la température, provoque parfois des écarts sur cette loi qui sera donc déterminée statistiquement (voir CHAPITRE II.1.2.1.) ;

- * une comparaison des courbes de rendement et de température du refroidisseur montre que la température est un deuxième paramètre influant négativement sur le rendement (voir CHAPITRE II.1.2.4.).

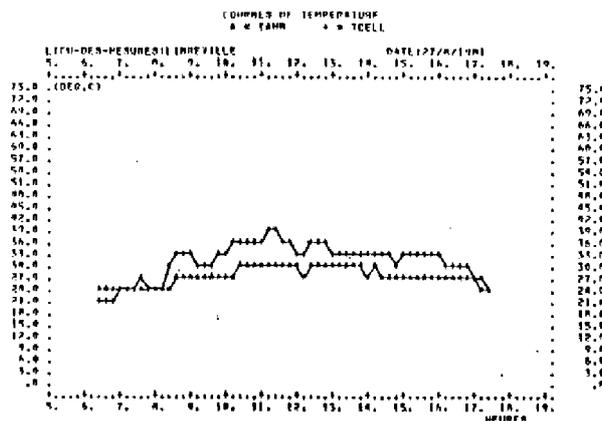


FIGURE 2.3.

 *
 * TABLEAU DE MESURES *
 * SOPHOCLE L.A.A.S. *
 * SCHLUMBERGER *
 *

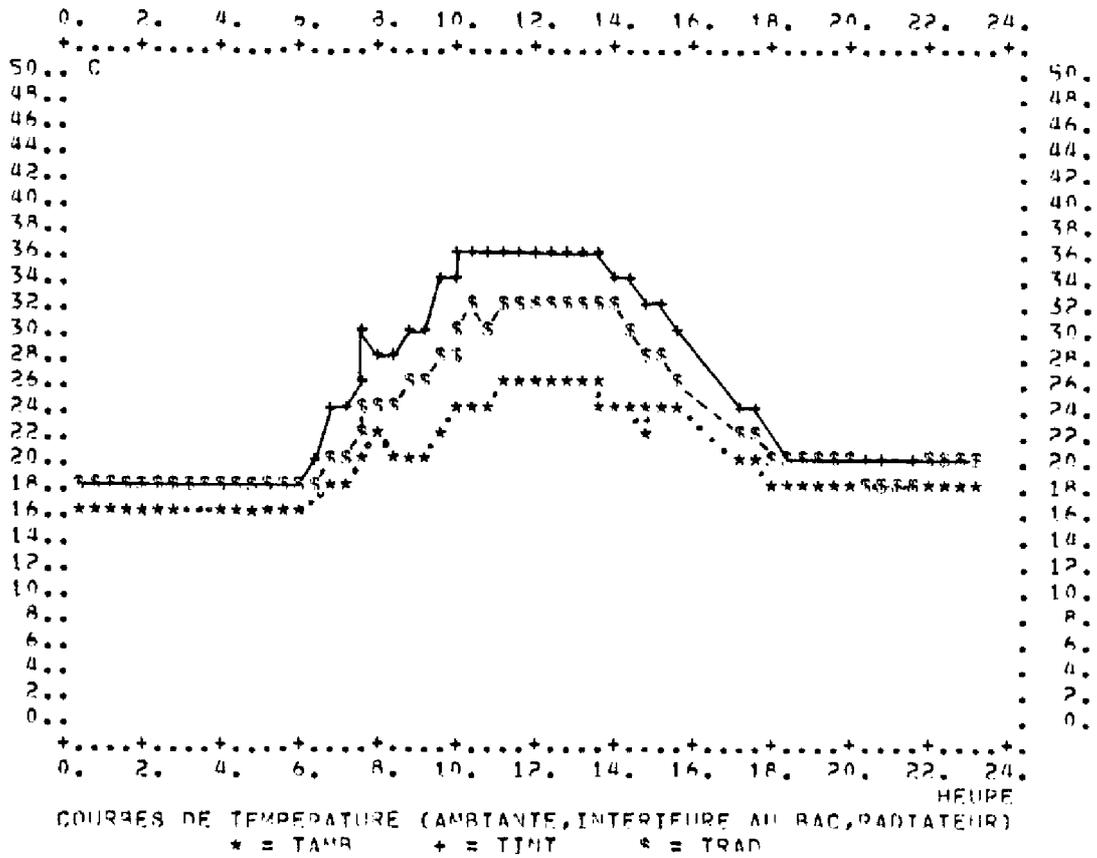
MESURES PHYSIQUES

TRAVEE : EST ET OUEST 28 BACS
 ASSOCIATION DES TRAVEES: PARALLELE
 NUMERO DE LA DERNIERE VOIE = 20
 VOIES INHIBEES = 14 ET 15

262 IEME JOUR DE L'ANNEE

HEURE HEURE H.MN	VOIE 0 HUMID %	VOIE 1 VENT M/S	VOIE 2 TRAO C	VOIE 3 TINT C	VOIE 4 TRAO C	VOIE 5 TAMB C	VOIE 6 TRAO C	VOIE 7 WGM EP W/M2	VOIE 8 WGH SI W/M2	VOIE 9 WD EP. W/M2
5H 4	49.	2.1	17.0	18.2	17.9	17.0	18.4	0.	0.	0.
5H10	49.	1.3	17.0	18.1	17.9	16.9	18.3	0.	0.	0.
5H16	49.	.0	16.9	18.0	17.9	16.9	18.2	0.	0.	0.
5H22	49.	.7	16.9	18.0	17.8	16.9	18.3	0.	0.	0.
5H28	49.	.4	16.8	17.9	17.9	16.8	18.3	0.	0.	0.
5H34	49.	2.1	16.8	17.9	17.8	16.8	18.2	9.	0.	0.
5H40	49.	1.0	16.9	18.0	17.8	16.7	18.2	0.	0.	0.
5H46	49.	.5	16.8	18.0	17.8	16.8	18.2	0.	10.	0.
5H52	49.	1.2	16.7	17.9	17.7	16.8	18.2	9.	0.	0.
5H58	49.	1.9	17.0	18.1	17.9	16.8	18.2	9.	10.	0.
6H 4	49.	.5	16.9	18.1	17.9	16.9	18.4	9.	10.	0.
6H10	49.	.0	17.0	18.2	18.0	17.0	18.4	9.	10.	0.
6H16	48.	.5	17.2	18.5	19.1	17.0	18.4	18.	30.	12.
6H22	48.	3.7	17.2	18.7	18.2	17.1	19.7	45.	30.	0.
6H28	47.	1.0	17.5	19.3	18.4	17.3	19.8	55.	40.	0.
6H34	44.	.0	18.0	20.6	18.7	17.4	19.2	73.	60.	12.
6H40	42.	2.6	19.0	21.9	19.4	18.0	19.6	91.	70.	12.
6H46	40.	1.2	19.4	22.8	19.7	18.2	20.0	109.	90.	0.
6H52	39.	1.9	19.6	23.3	19.9	18.4	20.3	118.	90.	12.
6H58	37.	.5	20.0	23.9	20.5	18.5	20.7	127.	100.	12.
7H 4	36.	.7	20.3	24.3	20.5	18.8	20.9	127.	90.	12.
7H10	37.	3.7	20.2	23.5	20.5	18.6	20.7	118.	90.	12.
7H16	36.	.0	20.4	24.0	20.6	19.1	20.8	145.	120.	12.
7H22	35.	4.0	20.7	24.9	20.8	19.2	21.2	173.	130.	12.
7H28	34.	1.7	21.1	26.0	21.2	19.6	21.5	218.	160.	12.
7H34	31.	.9	22.0	27.8	22.1	20.3	22.3	264.	210.	12.
7H40	29.	3.3	23.4	29.3	23.0	21.1	23.2	309.	250.	24.
7H46	26.	2.0	24.4	28.7	24.0	21.6	24.2	345.	280.	206.
7H52	25.	2.2	24.7	29.1	24.1	21.4	24.4	391.	320.	242.
7H58	26.	3.2	24.0	29.1	23.4	21.1	23.4	309.	260.	12.
8H 4	26.	2.4	24.6	28.9	24.0	21.9	24.1	291.	250.	24.
8H10	25.	1.4	24.4	28.7	24.1	21.0	24.3	364.	300.	272.
8H16	25.	1.8	24.0	28.8	23.7	21.0	23.7	273.	230.	24.
8H22	24.	2.2	22.8	28.0	23.2	19.5	23.5	418.	340.	351.
8H28	23.	2.3	24.6	29.4	24.9	20.5	25.2	400.	320.	315.
8H34	22.	5.0	25.1	30.2	25.2	19.7	25.5	400.	330.	327.
8H40	21.	.7	25.2	30.3	25.3	20.4	25.4	418.	350.	327.
8H46	21.	4.2	25.7	30.5	25.6	20.5	25.6	373.	300.	290.
8H52	22.	1.5	24.4	29.1	24.5	20.2	24.5	400.	320.	315.
8H58	22.	5.6	25.0	29.8	25.2	20.5	25.3	409.	340.	315.
9H 4	21.	4.3	25.2	30.2	25.4	20.8	25.2	418.	340.	315.
9H10	22.	3.9	24.9	29.8	24.8	21.1	24.8	355.	290.	218.
9H16	22.	4.1	24.7	29.6	25.1	20.6	25.2	491.	400.	363.
9H22	20.	4.1	25.7	31.2	26.3	20.8	26.6	536.	450.	424.
9H28	20.	2.6	27.2	32.1	27.1	21.2	27.1	500.	410.	351.
9H34	19.	5.2	27.4	33.1	27.4	21.6	27.1	545.	470.	375.
9H40	20.	.4	29.1	34.1	28.2	24.5	27.9	400.	330.	12.
9H46	19.	2.9	28.4	34.2	28.2	23.1	28.1	591.	490.	412.
9H52	20.	.8	28.9	34.6	27.9	24.5	27.5	391.	400.	182.
9H58	17.	1.9	28.8	34.9	28.9	23.1	28.9	627.	520.	533.
10H 4	17.	1.6	30.5	35.8	30.4	24.1	30.4	636.	530.	496.
10H10	16.	4.5	30.0	35.5	30.0	24.0	30.1	654.	530.	520.
10H16	17.	2.3	31.7	36.1	30.5	26.2	30.0	300.	230.	12.

TABLEAU VI



COURBE 2.4

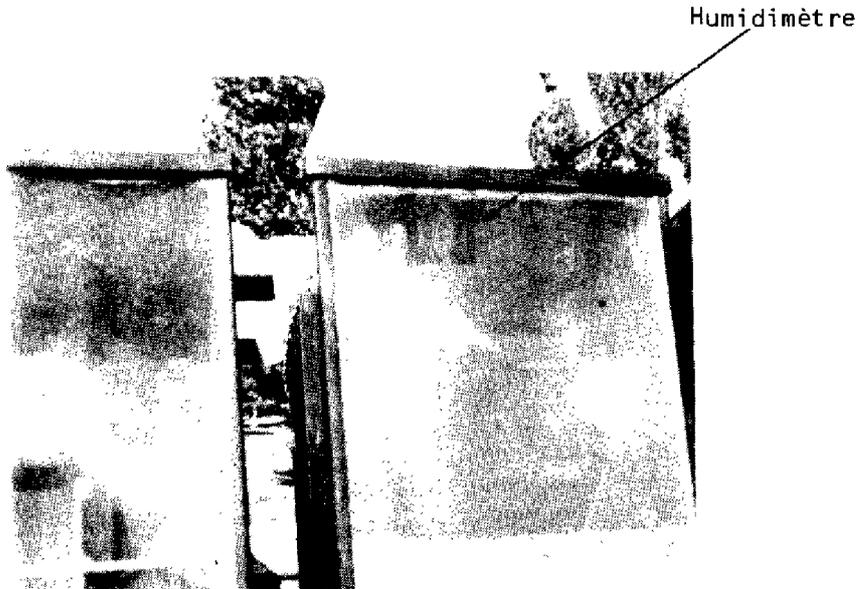


PHOTO 8: Humidimètre adapté sur un module

Nous allons le montrer sur un exemple de mesures faites sur un bac à bouchon ouvert sans silicagel avant et après un gros orage :

- 19 Septembre 1982 (Avant) FIGURE 2.5

$T_{\text{nuit}_{\text{INT}}} = 18^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{R}} = 48 \%$ teneur en eau $W_{\text{N}} = 6\text{g/kg air sec}$

$T_{\text{jour}_{\text{INT}}} = 36^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{R}} = 16 \%$ teneur en eau $W_{\text{J}} = 6\text{g/kg air sec}$
(lecture du diagramme de l'air humide)

- 26 Septembre 1982 (juste avant et après orage qui a eu lieu à 4 h) FIGURE 2.6

$T_{3\text{h}_{\text{INT}}} = 13^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{R}} = 55 \%$ teneur en eau $W_3 = 6\text{g/kg air sec}$

$T_{8\text{h}_{\text{INT}}} = 10^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{R}} = 80 \%$ teneur en eau $W_8 = 7\text{g/kg air sec}$

$T_{\text{jour}_{\text{INT}}} = 30^{\circ}\text{C}$ $E_{\text{R}} = 30 \%$ teneur en eau $W_{\text{J}} = 8\text{g/kg air sec}$

La mesure de 8h sous-évalue sans doute l'humidité (mesure moins précise aux alentours de 100 %), car il y a présence de condensation à l'intérieur des bacs (gouttes d'eau). L'air doit donc y être saturé, ce qui est confirmé par le fait qu'un air qui contient 8g/kg air sec à 30°C est nécessairement saturé à 10°C. 2g/kg air sec d'eau ont pénétré dans le bac.

Nous avons ainsi détecté l'apparition de fuites par la mesure simultanée de la température et de l'humidité.

 *
 * TABLEAU OF MESURES *
 * SOPHOCLE L.A.A.S. *
 * SCHLUMBERGER *
 *

MESURES ELECTRIQUES

TRAVEE : EST ET OUEST 28 BACS

ASSOCIATION DES TRAVEES: PARALLELE

NUMERO DE LA DERNIERE VOIE = 20

VOIES INHIBEES = 14 ET 15

262 IEME JOUR DE L'ANNEE

HEURE	VOIE 9	VOIE10	VOIE11	VOIE12	VOIE13	VOIE14	VOIE15	VOIE16	VOIE17	VOIE18	VOIE19	VOIE20
HEURE	WD EP	WD SI	VP	IP	WP	VTRACK	ITRACK	VUTIL.	IUTIL.	VIT.MOT	P REFOU	DEBIT
H.MN	W/M2	W/M2	V	A	W	V	A	V	A	TR/MN	BAR	M3/H
54 4	0.	0.	.1	.05	0.	.0	.00	.0	.20	0.	.05	.00
5410	0.	0.	.1	.05	0.	.0	.00	.0	.20	0.	.05	.00
5416	0.	0.	.1	.05	0.	.0	.00	.0	.20	0.	.05	.00
5422	0.	10.	.3	.05	0.	.0	.00	.1	.20	0.	.05	.00
5428	0.	0.	.5	.05	1.	.0	.00	.1	.25	0.	.05	.00
5434	0.	0.	.9	.06	0.	.0	.00	.1	.30	0.	.05	.00
5440	0.	0.	1.5	.06	2.	.0	.00	.2	.35	0.	.05	.00
5446	0.	0.	1.6	.06	3.	.0	.00	.2	.35	0.	.05	.00
5452	0.	0.	1.7	.05	3.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
5458	0.	0.	2.0	.04	3.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
54 4	0.	0.	2.0	.03	3.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
5410	12.	17.	3.3	.01	0.	.0	.00	.2	.35	0.	.05	.00
5416	0.	0.	4.3	.01	7.	.0	.00	.3	.50	0.	.05	.00
5422	0.	0.	3.7	.00	8.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
5428	0.	0.	7.5	.02	0.	.0	.00	.5	.70	0.	.05	.00
5434	12.	17.	0.9	.02	21.	.0	.00	.5	.75	0.	.05	.00
5440	12.	17.	0.0	.01	15.	.0	.00	.5	.65	0.	.05	.00
5446	0.	0.	0.1	.00	5.	.0	.00	.5	.65	0.	.05	.00
5452	12.	28.	0.2	.00	48.	.0	.00	.5	.65	0.	.05	.00
5458	12.	28.	0.2	.00	65.	.0	.00	.3	.50	0.	.05	.00
74 4	12.	17.	0.1	.00	21.	.0	.00	.4	.55	0.	.05	.00
7410	12.	17.	0.1	.00	2.	.0	.00	.4	.55	0.	.05	.00
7416	12.	28.	0.2	.01	45.	.0	.00	.2	.45	0.	.05	.00
7422	12.	28.	0.2	.01	74.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
7428	12.	28.	0.4	.02	106.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
7434	12.	28.	0.4	.03	109.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
7440	24.	28.	0.4	.03	110.	.0	.00	.2	.40	0.	.05	.00
7446	206.	172.	11.9	1.53	137.	.0	.00	2.4	2.10	0.	.05	.00
7452	242.	205.	19.4	1.45	10.	.0	.00	9.6	2.25	62.	.43	.21
7458	12.	28.	40.5	.12	0.	.0	.00	1.3	1.45	0.	.05	.00
94 4	24.	30.	9.4	.05	110.	.0	.00	.2	.35	0.	.05	.00
9410	278.	228.	43.7	1.64	66.	.0	.00	20.6	3.05	164.	1.64	.49
9416	24.	61.	47.9	.19	0.	.0	.00	1.6	1.59	1.	.05	.00
9422	351.	317.	43.1	2.81	132.	.0	.00	24.9	4.45	202.	2.93	.61
9428	315.	204.	43.0	2.41	100.	.0	.00	24.0	4.35	178.	2.41	.53
9434	327.	294.	42.9	2.45	99.	.0	.00	24.8	4.30	181.	2.40	.54
9440	327.	305.	41.7	2.41	104.	.0	.00	24.9	4.25	195.	2.52	.52
9446	290.	272.	45.5	2.01	90.	.0	.00	24.0	4.10	168.	2.26	.50
9452	315.	294.	41.8	2.61	117.	.0	.00	23.0	4.20	181.	2.40	.57
9458	315.	306.	42.4	2.63	116.	.0	.00	25.8	4.40	188.	2.50	.56
94 4	315.	294.	44.3	2.42	102.	.0	.00	23.5	4.10	190.	2.40	.57
9410	218.	206.	44.8	1.65	60.	.0	.00	21.1	3.60	150.	1.68	.48
9416	343.	330.	42.8	3.07	171.	.0	.00	27.0	4.70	203.	3.03	.61
9422	424.	406.	42.4	3.60	235.	.0	.00	28.7	4.75	213.	3.57	.64
9428	351.	320.	43.4	2.85	155.	.0	.00	26.4	4.25	205.	3.04	.61
9434	375.	350.	42.4	3.30	195.	.0	.00	28.2	4.45	215.	3.25	.64
9440	12.	28.	41.1	.14	0.	.0	.00	1.0	1.10	0.	.05	.00
9446	412.	383.	42.2	3.63	227.	.0	.00	20.3	4.75	213.	3.54	.65
9452	182.	224.	42.3	2.32	182.	.0	.00	20.5	4.05	223.	3.32	.47
9458	533.	404.	42.9	4.33	270.	.0	.00	30.0	5.25	243.	3.00	.73
104 4	406.	450.	42.3	4.08	245.	.0	.00	30.1	4.95	224.	3.80	.63
10410	520.	472.	41.0	4.10	302.	.0	.00	30.8	5.05	245.	4.41	.74
10416	12.	17.	33.3	.13	2.	.0	.00	.7	.85	0.	.05	.00

TABLEAU VII

c) L'étalonnage de capteurs d'ensoleillement "L.A.A.S." au Silicium :

Deux capteurs fabriqués au L.A.A.S. utilisant la propriété de la linéarité courant de court-circuit/flux lumineux reçu par une cellule au silicium ont été installés sur le site :

- un pyréliomètre sur l'héliostat ;
- un pyranomètre, sur un support fixe (horizontal, puis incliné), sur l'héliostat ensuite.

L'enregistrement de leurs informations a pour but :

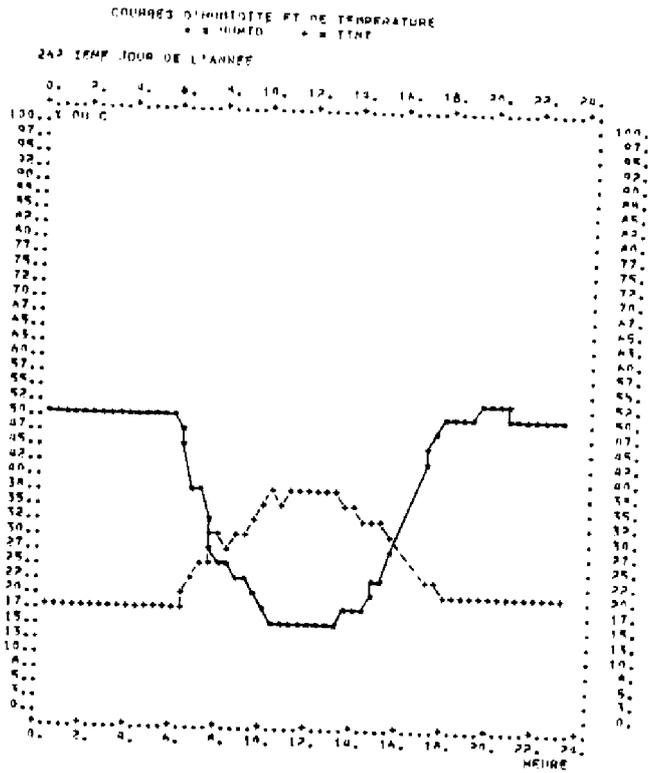
- * de vérifier le bon fonctionnement de ces capteurs ;
- * de connaître leur coefficient de conversion K_{pyra} et K_{pyrh} grâce à des capteurs étalons EPPLEY ;
- * de mesurer le rayonnement global sur une surface inclinée fixe ou orientée.

Cette expérimentation a pour but de connaître, d'une part le gisement solaire à Toulouse pour le watt-plan et le watt-concentré, et aussi de vérifier expérimentalement la validité du programme de calcul permettant de connaître, en tout lieu et à toute heure, l'énergie globale que reçoit un capteur plan incliné fixe ou orienté à partir de données d'ensoleillement global horizontal et direct (voir III.1.2.).

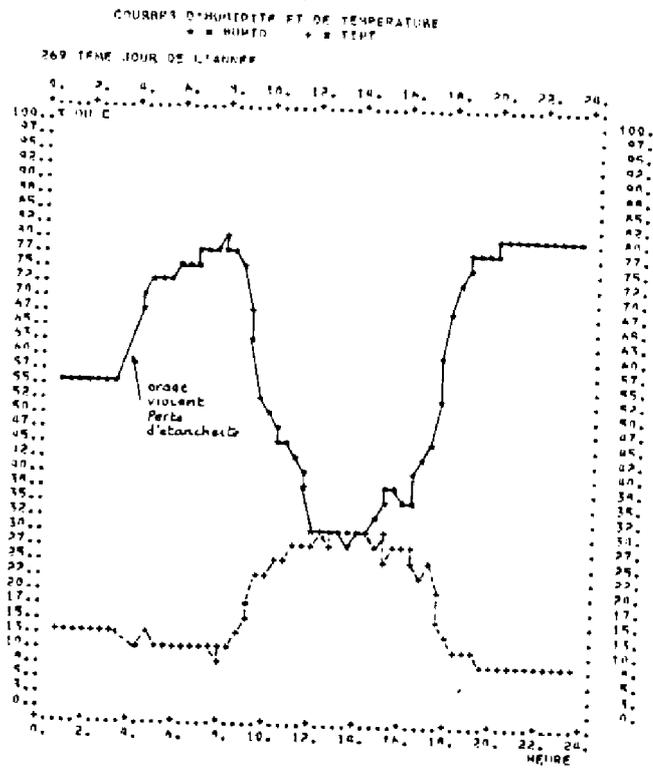
En adoptant un coefficient à priori de $10 \mu V/W/m^2$, nous avons calculé la droite de régression liant la mesure au Si et la mesure à l'EPPLEY.

$$\begin{array}{ll} \text{On obtient : } W_{d_{Si}} &= - 10 + 0,89 W_{d_{EP}} & \text{Coefficient de corrélation : } r = 0,99 \\ \text{(en } W/m^2) & & \\ & W_{gh_{Si}} &= - 12 + 0,85 W_{gh_{EP}} & r = 0,999 \end{array}$$

Ces lois ne sont valables que pour $W_d > 150 W/m^2$ et $W_{gh} > 150 W/m^2$.
On constate un offset qui empêche d'utiliser une valeur de K_{Si} .



COURBE 2.5



COURBE 2.6

d) Les variations respectives de l'intensité et de la tension à la sortie du panneau

Les courbes de la figure 2.7., obtenues avec un MPPT, montrent que la tension varie peu avec l'ensoleillement, tandis que le courant lui est proportionnel.

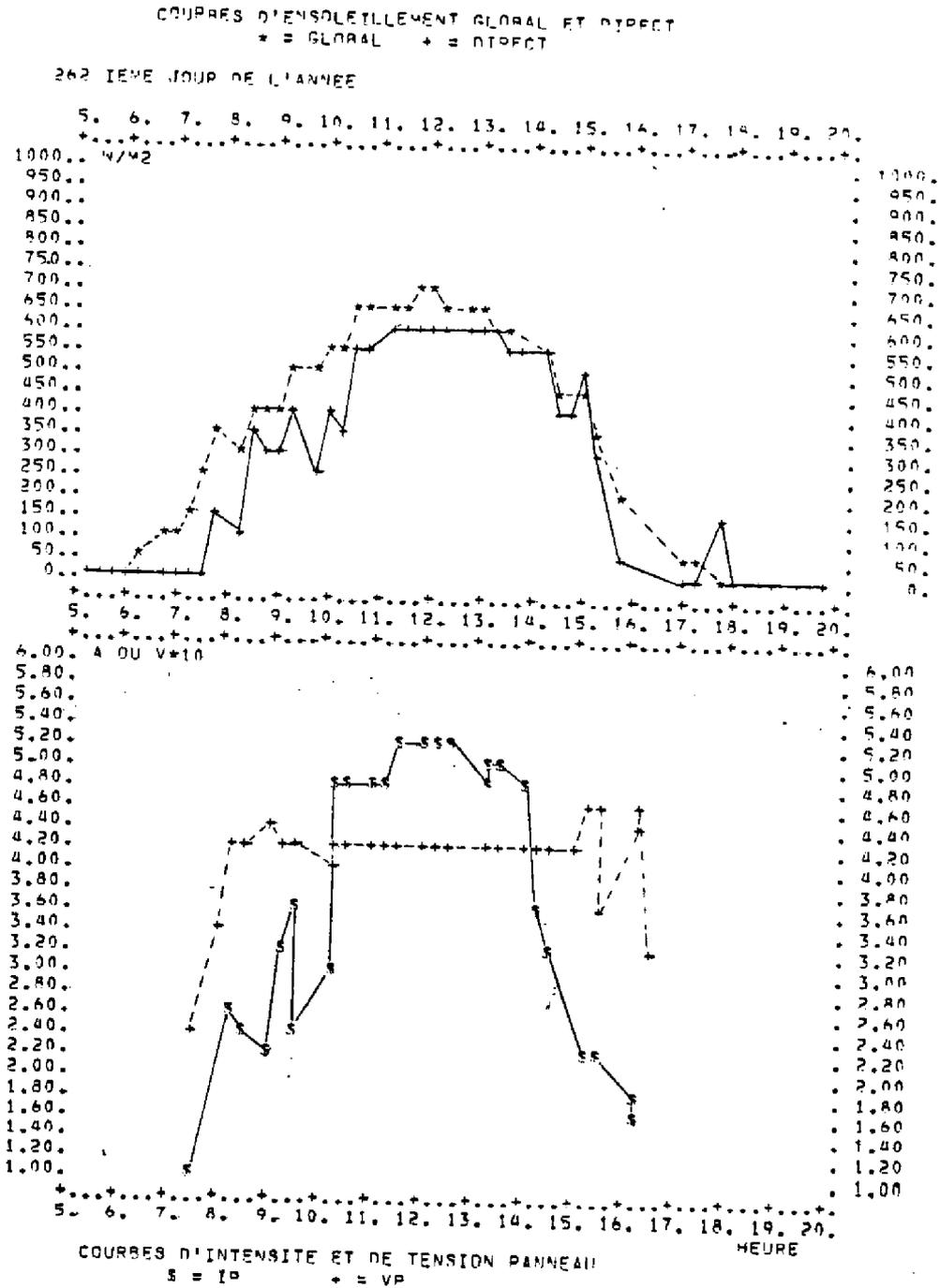


FIGURE 2.7

Aux valeurs mesurées, nous appliquerons donc les lois :

$$W_d = \frac{100 W_{dmes} + 10}{0,89}$$
$$W_{gh} = \frac{100 W_{ghmes} + 12}{0,85}$$

W_{dmes} en mV par Si

W_{ghmes} en mV par Si

Deux sources d'erreur limitent la précision de ces valeurs :

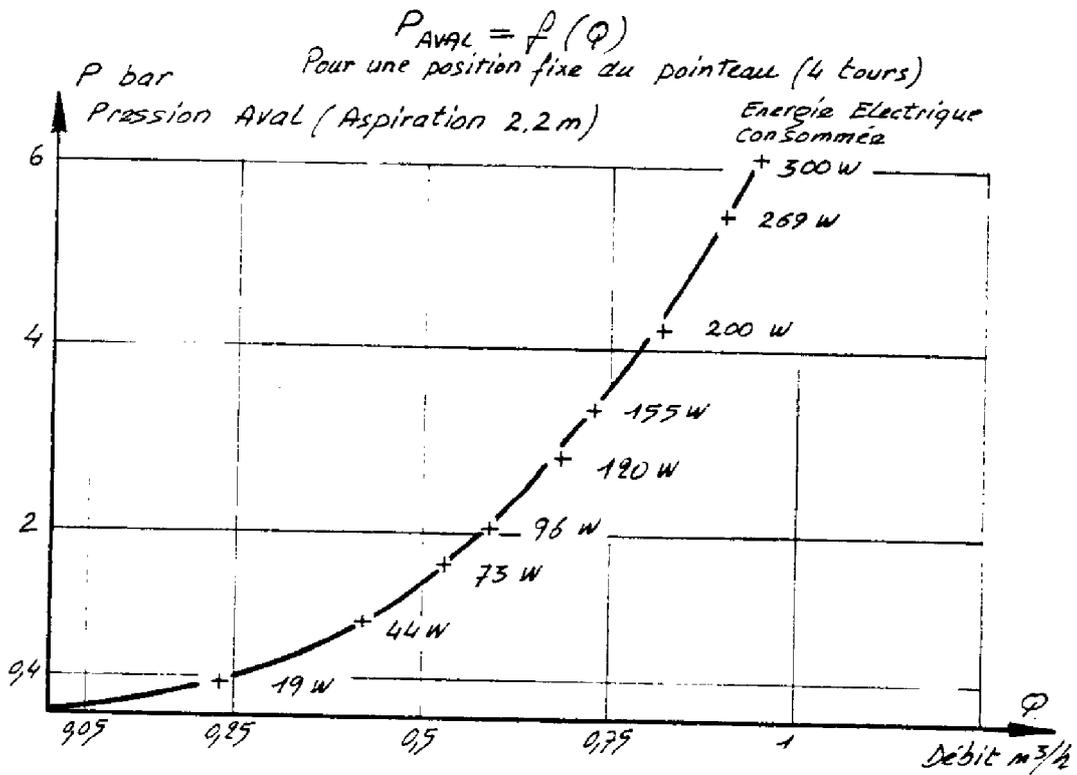
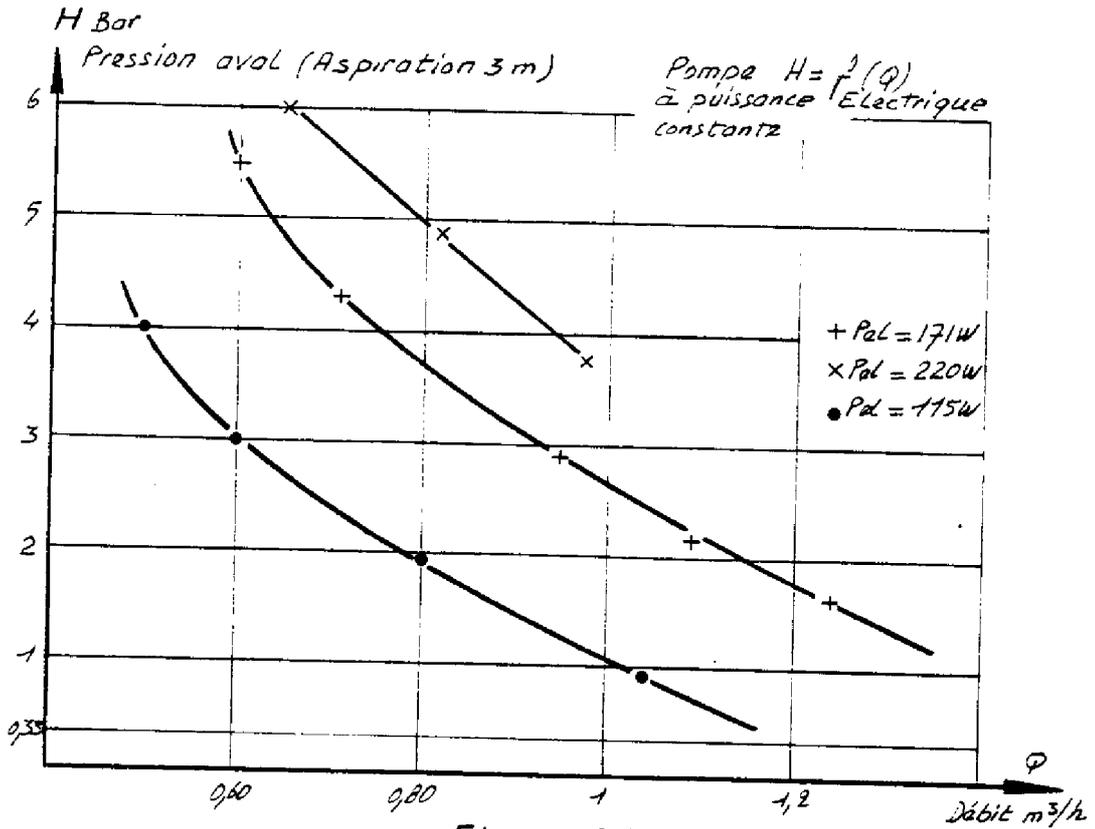
- les variations de température :

On sait que $\frac{1}{I_{cc}} \frac{\Delta I_{cc}}{\Delta T} \approx 4 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, soit une erreur 0.1% pour 20°C d'écart entre deux mesures.(négligeable)

- et surtout, les différences de temps d'intégration entre les capteurs EPPLEY et Si.

Le pyranomètre EPPLEY a une constante de temps de 5 s, alors que le signal du pyranomètre Si est quasiment instantané.

Cette erreur est difficilement appréciable, mais elle ne fait que s'ajouter à l'erreur de principe qui consiste à utiliser un enregistreur à voies non intégrées pour caractériser un générateur solaire.



e) Les caractéristiques de fonctionnement du groupe moto-pompe :

Nous avons vu que la pompe peut débiter sur un circuit dont les caractéristiques sont variables (réglage par vanne-pointeau + jet d'eau éventuel).

Ceci permet, pour une même puissance d'entrée, de modifier à volonté le rapport débit/pression (FIGURE 2.8).

Pour une position fixe du pointeau, nous obtenons la courbe $P = f(Q)$ (FIGURE 2.9) ; la perte charge simulée par le pointeau est du type $p = KQ^2$. En amont, il faut ajouter un Δh de 2,5 m environ (profondeur de la surface de l'eau).

Cette courbe se traduit par une caractéristique $I(V)$ du moteur, qui représente la charge électrique du générateur (FIGURE 2.10).

Si nous connectons directement cette charge au panneau, on obtient des points de fonctionnement variables en fonction de l'ensoleillement.

P_{f1} : position adaptée $P_{f1} = P_{\max 1}$

P_{f2} : position désadaptée $P_{f2} < P_{\max 2}$

Afin de tirer le meilleur parti du panneau, un convertisseur a été installé ; sur le site du L.A.A.S., c'est un abaisseur de tension comme l'explique le paragraphe suivant.

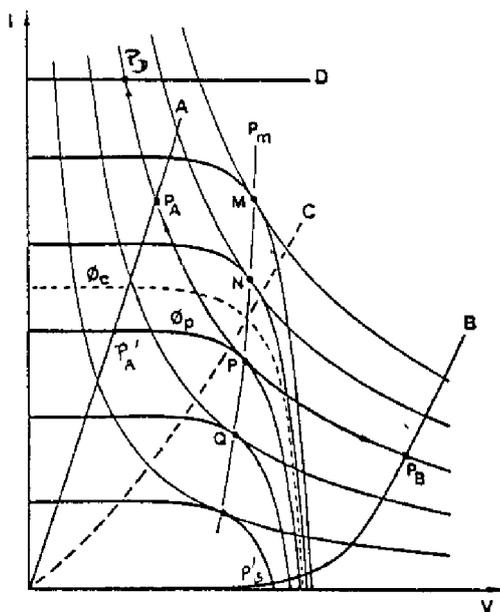
g) Mise en évidence du rôle du MPPT :

Entre le panneau et le groupe moto-pompe est installé un convertisseur-abaisseur de tension (BUCK) qui permet de suivre le point de puissance maximale P_m en adaptant la charge au panneau, quel que soit l'ensoleillement [18].

Le point de fonctionnement se trouve alors à l'intersection de la courbe charge et d'une hyperbole équilatère à puissance constante VI correspondant au point de puissance maximale P .

Le schéma ci-dessous donne un exemple pour différents types de charge :

- A résistive ;
- B centrifuge (et C) ;
- D pompage dans un réservoir par pompe volumétrique.



Principe d'un convertisseur DC/DC [35]

$P \rightarrow P_A$: abaisseur de tension

$P \rightarrow P_B$: éleveur de tension

Les points de fonctionnement se situent en P_A ou P_B , au lieu de P'_A ou P'_B . La pompe fonctionne (P_D), alors que, sans convertisseur, elle ne pourrait pas fonctionner avec un tel seuil.

Ce fonctionnement a pu être mis en évidence en court-circuitant le convertisseur et en mesurant la chute de puissance utile qui en découle.

Le chapitre suivant précise le rendement d'un tel convertisseur.

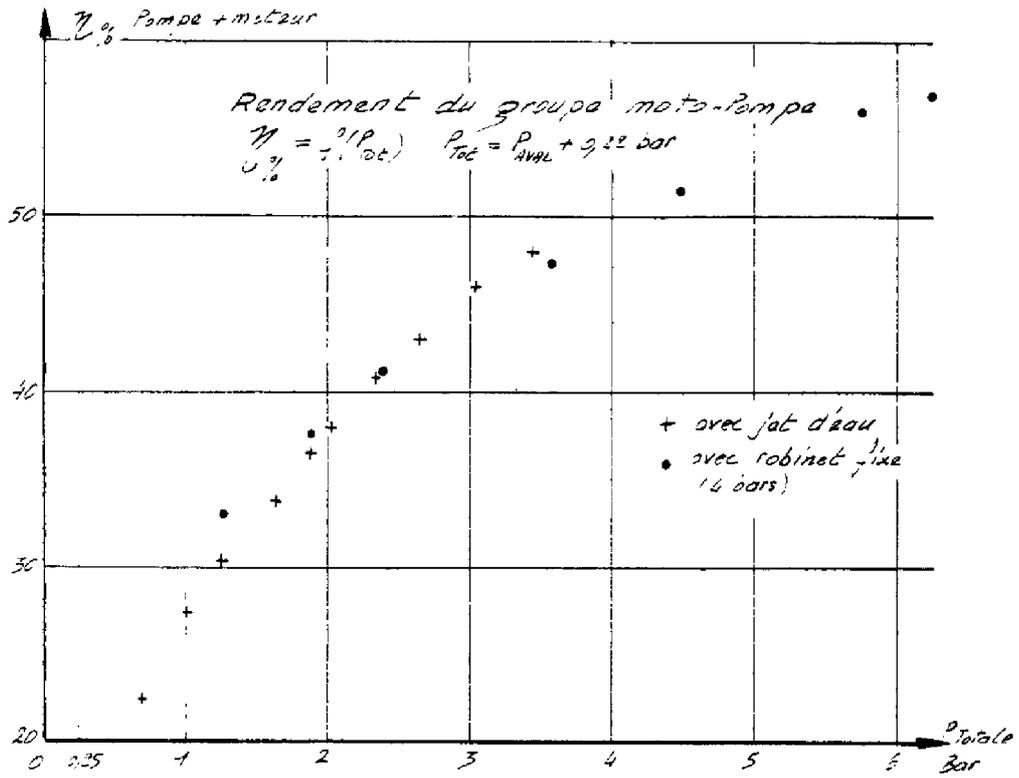


FIGURE 2.13

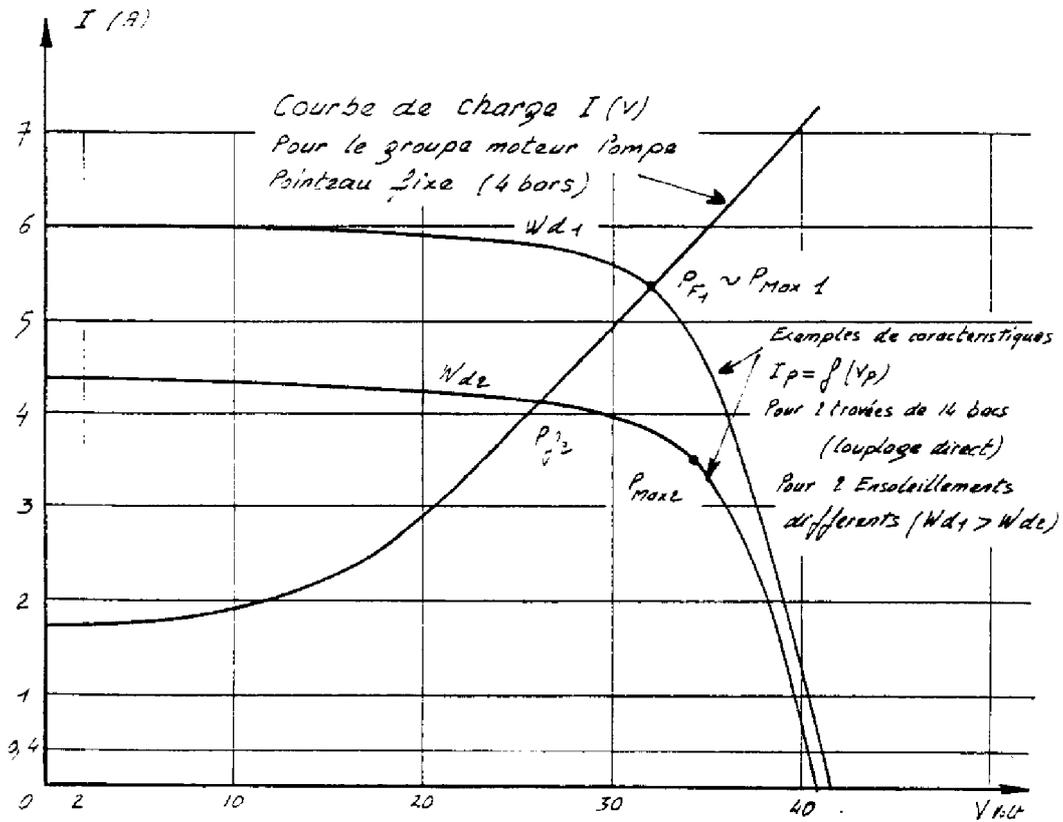


FIGURE 2.10

COURBES DE RENDEMENTS (Panneau, convertisseur, ligne, motopompe)
* = R PAN S = R CONV + = R LIGNE † = R MOTOPOMPE

262 IEME JOUR DE L'ANNEE

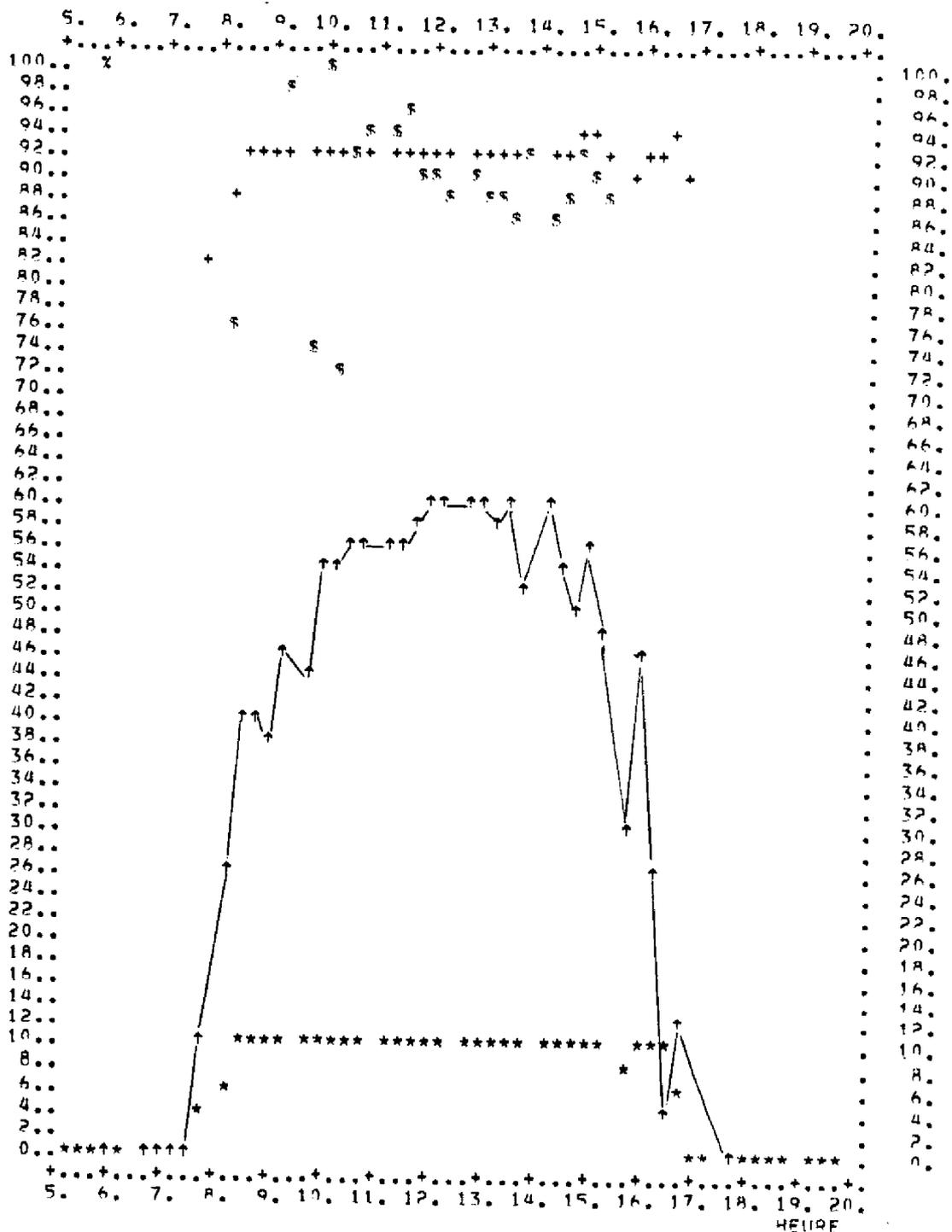


FIGURE 2.12

f) Le rendement des différents éléments de la chaîne de production :

Les mesures effectuées permettent de rendre compte de la part respective des différents éléments dans les pertes. La FIGURE 2.12 montre leur variation au cours d'une journée, qui se traduisent en moyenne pour un ensoleillement de 750 W/m^2 par :

AMONT			AVAL	
SOLEIL			EAU	
Soleil → Sortie panneau	Sortie → Sortie Panneau Con- vertisseur	Sortie → Entrée Conver- tisseur	Entrée → Sortie Moteur Pompe	Soleil → Eau
$\eta_p = \frac{V_p I_p}{S \times W_d}$	$\eta_{\text{Conv}} = \frac{V_u I_u + P_L}{V_p I_p}$	$\eta_{\text{Ligne}} = \frac{V_u I_u}{V_u I_u + P_L}$	$\eta_{\text{MP}} = \frac{Qgh}{V_u I_u}$	$\eta_T = \frac{Qgh}{S \times W_d}$
$\eta_p \approx 10 \%$	$\eta_{\text{Conv}} \approx 90 \%$	$\eta_{\text{Ligne}} \approx 92 \%$	$\eta_{\text{MP}} \approx 60 \%$	$\eta_T \approx 5 \%$

avec $P_L = \text{Pertes lignes} = RIu^2$ $R = \rho \frac{l}{S} = \rho_{\text{cu}} \frac{2 \times 60}{5 \times 10^{-6}} = 0,48$

Remarques : * La ligne est longue (2 x 60 m), car il a fallu éloigner le générateur du puits pour éviter l'ombre des arbres (voir annexe I) ;

* Le rendement du groupe moto-pompe se répartit en trois

facteurs : $\eta_{\text{moteur}} \approx 95 \%$
 $\eta_{\text{pompe}} \approx 85 \%$ $\eta_{\text{MP}} \approx 60 \%$
 $\eta_{\text{courroie}} \approx 75 \%$

* Le rendement de la pompe varie avec la pression d'utilisation (FIGURE 2.13). C'est un rendement optimal que nous indiquons ici;

* Les variations respectives au cours de la journée de

$P_{\text{pan}} = V_p I_p$ et $P_u = V_u I_u$ sont décrites sur la FIGURE 2.12 bis.

Les sources d'amélioration sont :

- amélioration du rendement du convertisseur par l'augmentation de

$$\Delta V = V_p - V_u \quad (\eta_{\text{Conv}} \simeq 95 \%) ;$$

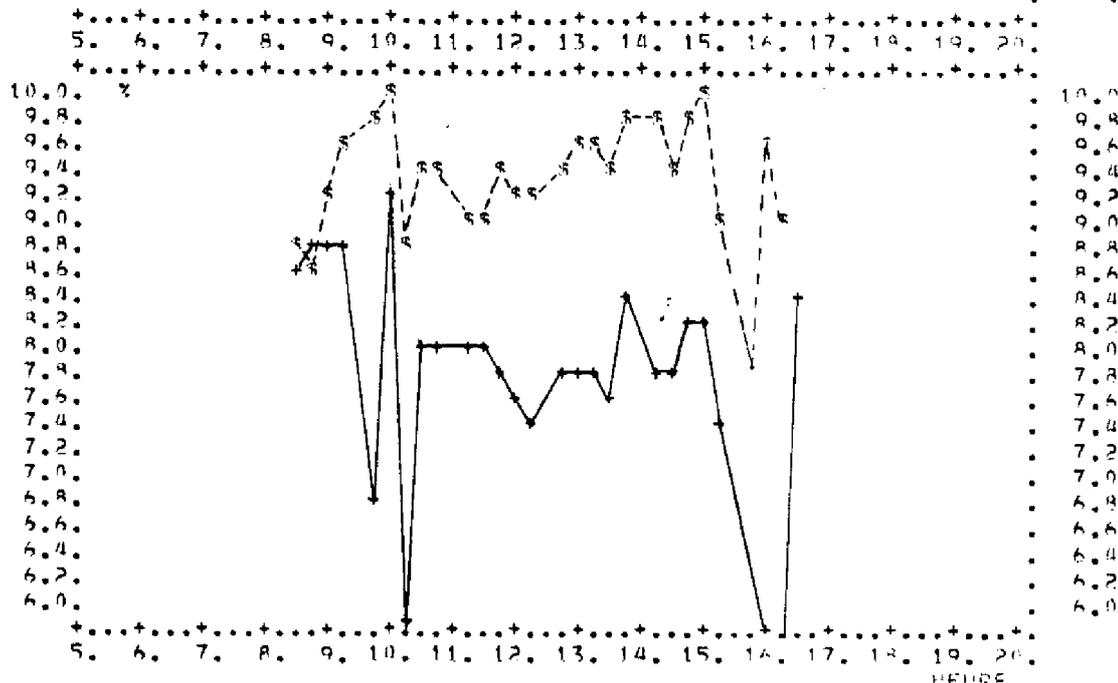
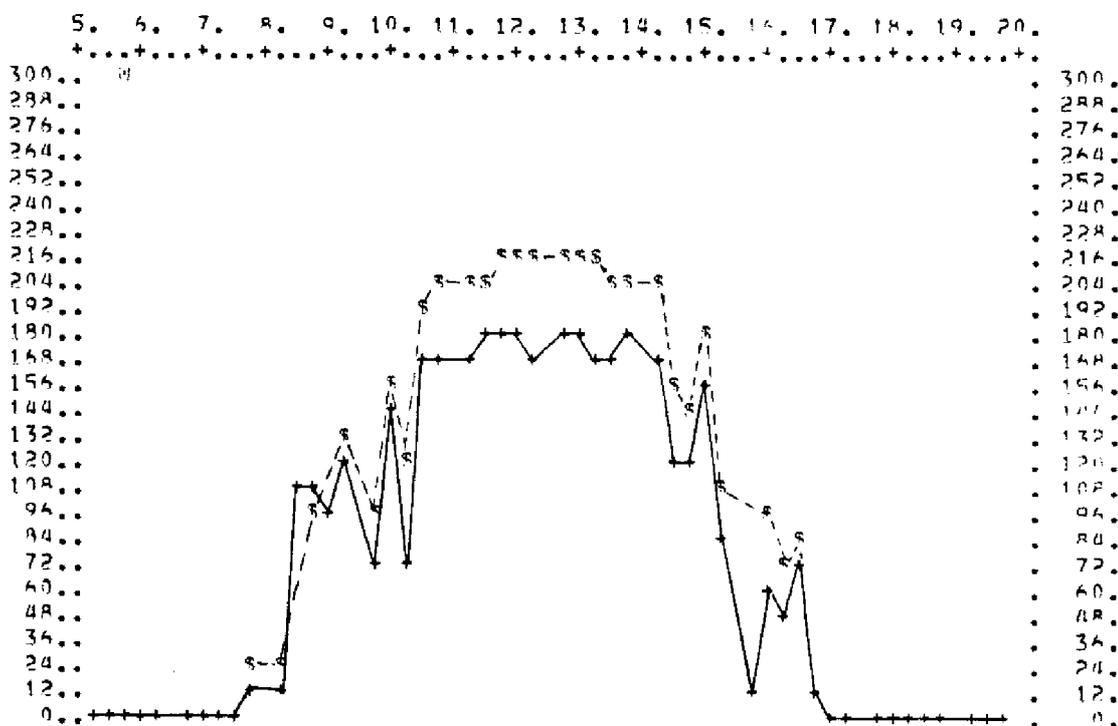
- diminution de la longueur de la ligne ($\eta_{\text{Ligne}} \simeq 99 \%$) ;

- amélioration de la transmission par courroie ($\eta_{\text{Cour}} \simeq 85 \%$).

Le rendement global atteindrait alors : $\eta_T \simeq 6,5 \%$, ordre de grandeur généralement admis pour un système de pompage alimenté par un panneau de rendement 10 %.[5]

COURBES DE PUISSANCES (Panneau et Utilisation)
S = P PAN += P UTIL

262 IEME JOUR DE L'ANNEE



COURBES DE RENDEMENTS (Panneau et Utilisation)
S = R PAN += R UTIL

FIGURE 2.12 bis

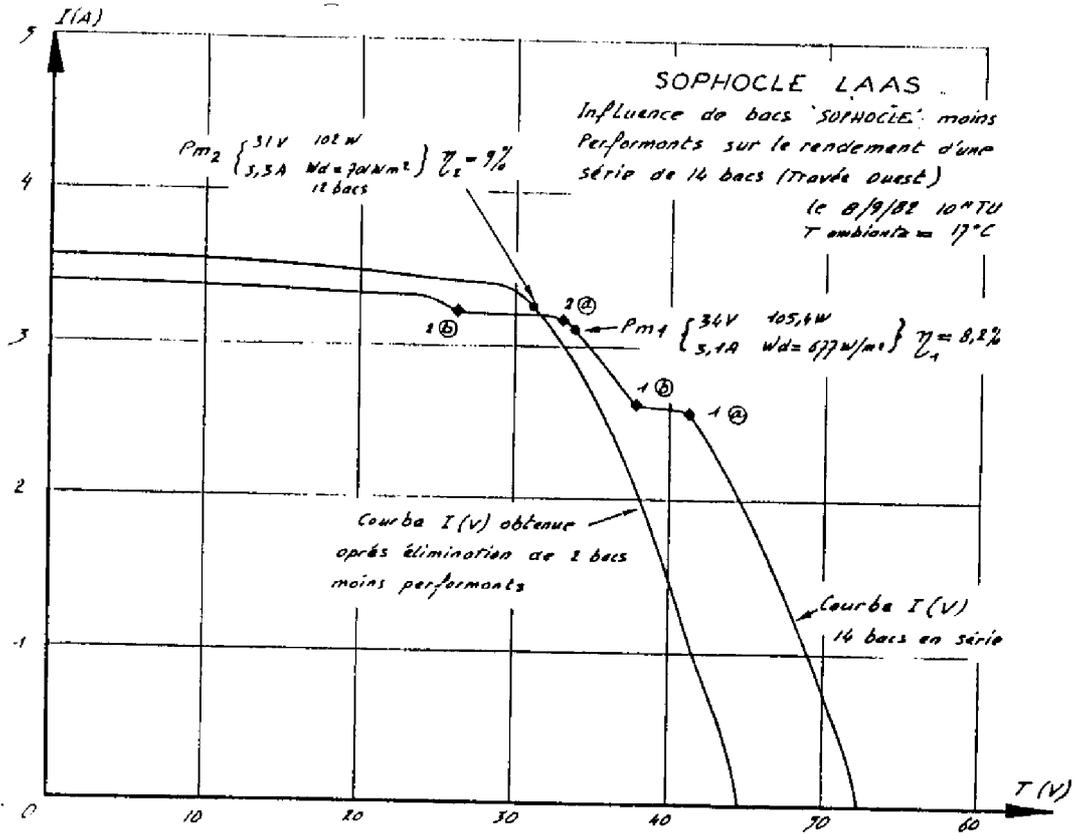


FIGURE 2.14

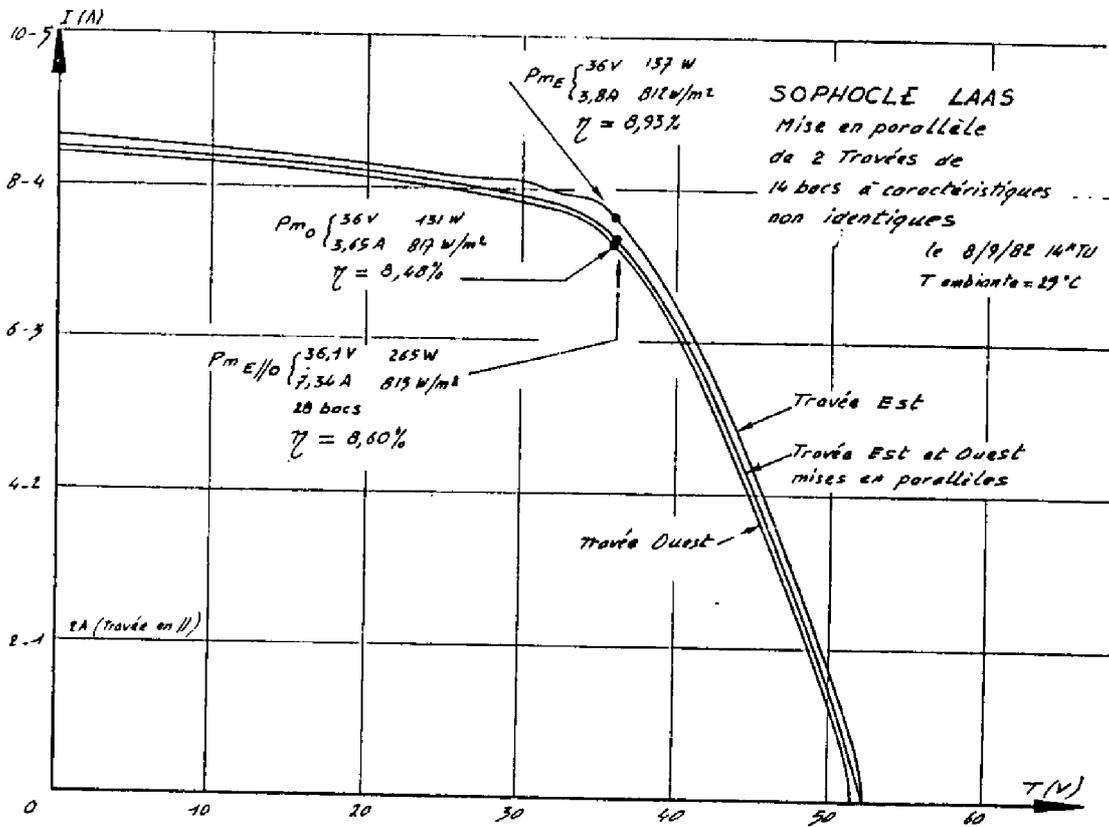


FIGURE 2.15

2) Caractéristiques I(V) des cellules, modules et travées

Le calculateur X1 permet de connaître les paramètres fondamentaux des modules et de chaque cellule à l'intérieur de ces modules. Associés à des tracés manuels de caractéristiques I(V) pour les travées de 14 bacs, nous avons un outil précis d'étude de vieillissement. Ne disposant que depuis peu de temps de ces moyens de caractérisation, nous ne pouvons tirer que deux résultats intéressants de ces tracés :

- a) Mise en évidence de l'effet d'un bac moins performant sur la caractéristique globale de 14 bacs en série :

La FIGURE (2.14) fait apparaître clairement deux zones de discontinuité ; en 1 (a), une cassure montre qu'un bac a atteint son courant de court-circuit et impose ce courant maximal à l'ensemble de la chaîne.

Mais la diode de protection placée en parallèle devient conductrice.

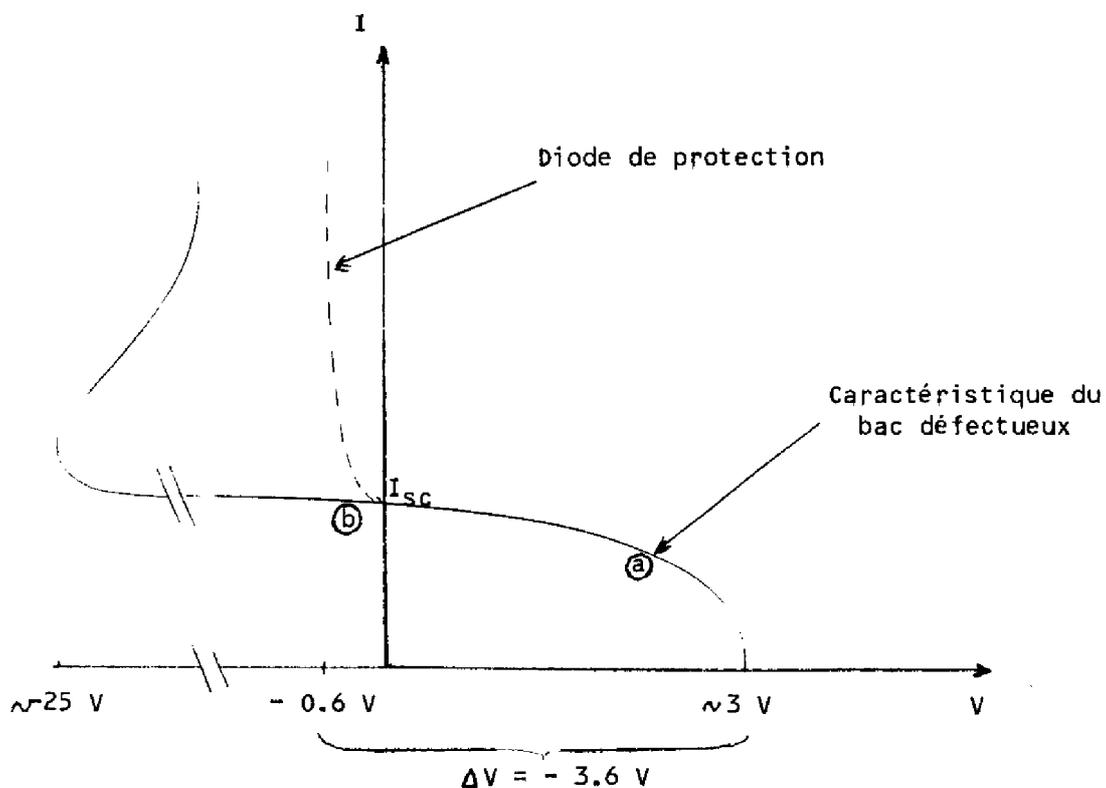


TABLEAU VIII

DATE	03/09	MESURES SUR CELLULES (BEAU TEMPS)			
BAC N° 1	WGH= 695 W/m ²	TAMB= 27°C	TRAD= 40°C		
CELL	VCO (V)	ICC (A)	PMAX (W)	REND (%)	WD (W/m ²)
0	.648	3.8	1.63	10	727
1	.646	3.9	1.72	10.5	725
3	.639	3.8	1.59	9.8	722
4	.637	3.8	1.36	8.4	717
5	.638	3.7	1.68	10.3	722
BAC N° 2	WGH= 676	TAMB= 26	TRAD= 39		
CELL	VCO	ICC	PMAX	REND	WD
6	.633	3.4	1.65	10.3	719
7	.632	3.8	1.52	9.5	712
8	.637	3.6	1.56	9.8	709
9	.641	3.7	1.53	9.6	711
10	.644	3.8	1.55	9.7	711
11	.629	3.8	1.21	7.6	709
BAC N° 3	WGH= 675	TAMB= 24	TRAD= 37		
CELL	VCO	ICC	PMAX	REND	WD
12	.655	3.8	1.78	11.1	714
13	.65	4	1.75	10.9	713
14	.649	4	1.77	11	717
15	.649	4	1.47	9.1	717
16	.649	3.9	1.64	10.2	715
17	.642	3.7	1.61	10	716
DATE	28/10				
BAC N° 1	WGH= 389	TAMB= 20	TRAD= 27		
CELL	VCO	ICC	PMAX	REND	WD
0	.665	2.9	1.38	10.5	585
1	.664	2.8	1.4	11.2	555
3	.659	2.7	1.28	10.6	537
4	.658	2.7	1.17	9.9	523
5	.66	2.6	1.3	11.2	518
BAC N° 2	WGH= 375	TAMB= 20	TRAD= 26		
CELL	VCO	ICC	PMAX	REND	WD
6	.655	2.7	1.23	10	546
7	.655	2.8	1.32	10.6	551
8	.657	2.6	1.29	10.7	537
9	.66	2.8	1.31	10.9	536
10	.661	2.8	1.3	10.4	554
11	.65	2.8	1.04	8.2	566
BAC N° 3	WGH= 383	TAMB= 21	TRAD= 26		
CELL	VCO	ICC	PMAX	REND	WD
12	.668	3	1.5	11.5	578
13	.665	3.1	1.49	11.7	566
14	.666	3.4	1.62	11.6	619
15	.666	3.4	1.43	10.1	628
16	.666	3.5	1.6	10.8	656
17	.66	3.5	1.46	9.5	623

DATE	02/11	MESURES SUR BACS (Diode en parallele sur chaque cellule)			
	WGH = 451 W/m ²	TAMB = 18°C	TRAD = 27°C		
N° BAC	VCO (V)	ICC (A)	PMAX (W)	REND (%)	WD (W/m ²)
1	3.585	3.6	7.39	7.8	723
2	4	3.6	9.15	9.7	699
3	4.049	3.9	10.19	10.8	700

Cellule(2) court-circuitée

TABLEAU VIII Bis

Ce bac ne produit alors plus d'énergie et nous constatons sur la FIGURE (2.14) une chute de tension de 3,6 V effectivement.

Grâce à la diode, un courant supérieur peut circuler et la caractéristique reprend en 1 (b) sa forme normale.

Le même phénomène se répète en 2 (a) où deux autres bacs créent une chute de ~ 7,2 V.

En éliminant les deux bacs moins performants, on obtient la deuxième caractéristique qui permet de voir le rendement évoluer de 8,2 % à 9 %.

b) Caractéristique I(V) de deux travées de rendements différents mises en parallèle :

Grâce au choix judicieux des échelles, on constate sur la FIGURE (2.15) que la courbe résultante se situe entre les deux courbes de base de chaque travée, car pour chaque valeur de tension, la mise en parallèle provoque la somme des courants de chaque travée.

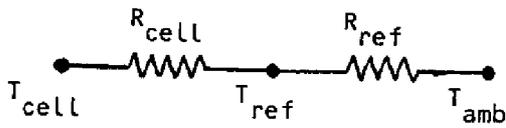
Le rendement global est de 8,60 %, alors que les travées avaient des rendements respectifs de 8,48 % et 8,93 %.

L'exemple du tableau VIII permet d'apprécier l'intérêt de ces mesures sur d'autres plans :

- disparité des cellules ;
- possibilité de montrer l'influence de la température sur la valeur de V_{Co} et de I_{cc} ;
- influence de l'ensoleillement sur le I_{cc} .

La lecture comparée des tableaux VIII et VIII bis permet d'analyser l'influence de l'hétérogénéité des cellules sur le rendement d'un bac.

Le rendement optimal est obtenu avec des diodes en parallèle sur chaque cellule (Cf. rendements des bacs en a)) et le rendement global est à peu près égal à la moyenne des cellules qui le constituent. Sans les diodes, le rendement est proche du rendement de la plus faible des cellules.



$$T_{cell} - T_{amb} = (T_{cell} - T_{ref}) + (T_{ref} - T_{amb})$$

$$R_T \times W_d = R_{cell} \times W_d + R_{ref} \times W_d$$

$$D'où : R_T = R_{cell} + R_{ref}$$

* Les enregistrements nous permettent de déduire les valeurs expérimentales de R_{ref} . Ainsi, une moyenne journalière des mesures $\frac{T_{ref} - T_{amb}}{W_d}$ (TABLEAU IX) et une comparaison de toutes ces moyennes journalières permettent de conclure que la résistance thermique du refroidisseur est égale à :

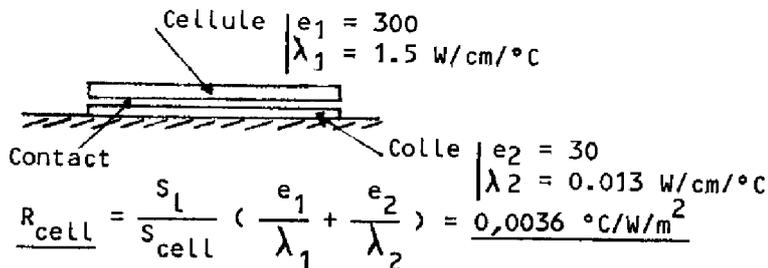
$$R_{ref} = 0,017 \text{ } ^\circ\text{C/W/m}^2$$

(3)

* La résistance thermique de l'interface cellule/refroidisseur R_{cell} ne peut être mesurée par la même méthode, car la température de la cellule n'est pas connue sur les sites.

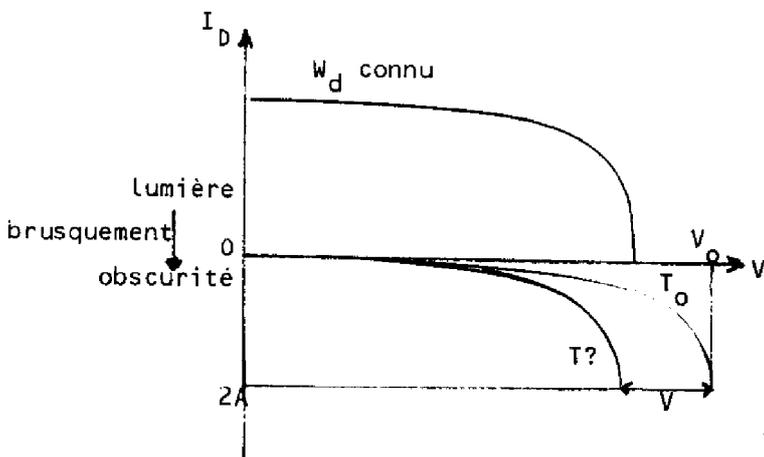
Deux approches sont possibles :

- Calcul théorique à partir des données sur la colle et la cellule :



- Estimation de l'écart $T_{cell} - T_{amb}$ par la méthode électrique :

La tension délivrée par une cellule pour un courant donné direct permet de connaître sa température.



Soit une caractéristique directe étalon (pour une température T_0 connue; par exemple : $T_0 = T_{amb}$).

Le décalage obtenu avec cette courbe, en mettant une cellule brusquement à l'obscurité, permet de connaître sa température de jonction.

II.1.2. Eléments conceptuels du SOPHOCLE

A la lumière des résultats des mesures précédentes, nous avons modélisé différents éléments du générateur.

Il ne s'agit pas de concevoir à nouveau sur des modèles théoriques telle ou telle partie de SOPHOCLE, mais d'asseoir sur des principes statistiques leurs caractéristiques à partir des données de mesures.

II.1.2.1. Résistance thermique

La résistance thermique R_c rapportée à une cellule est définie par :

(1) $T_{cell} - T_{amb} = R_c \times P_c$ avec P_c : puissance reçue par une cellule

Si on considère le module tout entier, on a :

$T_{cell} - T_{amb} = R_m \times P_m$

Comme $P_m = 6 P_c$ (6 lentilles), on a : $R_m = \frac{R_c}{6}$.

Afin d'harmoniser les résultats et permettre des comparaisons entre systèmes différents, nous utiliserons :

(2) $T_{cell} - T_{amb} = R_T \times W_d$ avec W_d : ensoleillement direct (W/m^2)
reçu par les lentilles

R_c et R_m se déduisent directement de R_T par :

$R_c = \frac{R_T}{S_l}$ $R_m = \frac{R_T}{S_m}$ avec S_l = surface d'une lentille = $0,0225 \text{ m}^2$
 S_m = surface d'un module = $6 \times S_l$

La résistance thermique globale R_T peut se décomposer en deux résistances distinctes que l'analogie électrique définit "en série".

$$\frac{\Delta V}{\Delta T} \approx - 2 \text{ mV}/^\circ\text{C} \text{ (voir chapitre II.1.2.4.)}$$

$$\Delta T = T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}} = - \frac{\Delta V(\text{mV})}{2}$$

Ce qui donne $R_T = \frac{\Delta T}{W_d}$, mais avec une précision peu satisfaisante, car la mise à l'obscurité s'accompagne d'un refroidissement rapide.

Cette méthode a permis d'évaluer la résistance thermique totale R_T de l'ensemble (cellule + colle + refroidisseur) à $1,26^\circ\text{C}/\text{W}$ [15] pour un refroidisseur moins performant que l'actuel ($R_{\text{ref}} = 1,07^\circ\text{C}/\text{W}$):

Soit une résistance propre à la colle et à la cellule de $0,19^\circ\text{C}/\text{W}$
ou : $R_{\text{cell}} = 0,0042^\circ\text{C}/\text{W}/\text{m}^2$.

Ces deux méthodes donnent donc à peu près le même résultat, d'autant plus que nous avons négligé, pour la première, la résistance de contact.

Compte-tenu des imprécisions de mesure, nous retiendrons par excès :

$$R_{\text{cell}} \approx 0,005^\circ\text{C}/\text{W}/\text{m}^2$$

La résistance thermique globale du générateur SOPHOCLE est donc :

$$R_T = R_{\text{cell}} + R_{\text{ref}} \approx 0,022^\circ\text{C}/\text{W}/\text{m}^2$$

- Remarque :
- (1) Cette valeur de R_T signifie que pour $800 \text{ W}/\text{m}^2$, l'écart $T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}}$ est de l'ordre de 18°C ($= R_T \times W_d$), l'écart $T_{\text{ref}} - T_{\text{amb}}$ étant de l'ordre de 13°C .
 - (2) La valeur de R_{ref} est confirmée par le programme ELLPACK appliqué aux dimensions du refroidisseur SOPHOCLE [28]. Ce programme permet d'obtenir la répartition de température pour un refroidisseur quelconque dont les dimensions géométriques ont été précisées. Pour celui de SOPHOCLE, les paramètres suivants ont été utilisés :
 Coefficient d'échange : - avec l'extérieur $h_{\text{ALU}} = 12 \text{ W}/\text{m}^2/^\circ\text{C}$
 - avec l'intérieur $h_{\text{MOD}} = 5 \text{ W}/\text{m}^2/^\circ\text{C}$
 Températures : - ambiante $T = 25^\circ\text{C}$
 - intérieure au module : $T_{\text{MOD}} = 35^\circ\text{C}$
 Rendement de la lentille : $\eta = 0,77$

TREF-TAMB POUR 60 CYCLES

-1.900	-1.000	-1.800	-1.600	-1.700
-1.500	-1.400	-1.100	1.300	3.000
3.700	4.000	2.000	1.000	.600
-1.200	.300	.800	1.500	3.100
3.800	4.400	5.700	3.800	3.600
5.200	3.600	5.400	5.700	4.500
4.700	5.400	7.000	7.300	7.700
8.300	8.000	9.300	9.200	8.900
8.700	8.400	7.700	7.200	7.800
7.900	7.700	7.900	7.300	7.100
6.400	6.300	6.000	5.600	4.200
3.800	4.300	4.200	3.300	.000

WD POUR 60 CYCLES

.000	.000	.000	.000	.000
.000	.000	.000	.000	.000
.000	111.800	55.100	.000	.000
.000	.000	.000	8.600	73.700
154.600	236.200	323.700	128.300	59.900
177.000	145.400	392.800	257.200	172.400
89.500	122.400	222.400	345.400	409.900
499.300	552.000	559.900	555.900	563.800
545.400	505.900	554.600	553.300	542.100
538.200	528.900	517.100	508.600	496.100
483.600	474.300	440.800	405.900	320.400
281.600	327.000	299.300	255.900	.000

RESISTANCE THERMIQUE POUR 34 CYCLES OU WD >150 W/M2

.025	.019	.018	.029	.014
.022	.026	.031	.021	.019
.017	.014	.017	.017	.016
.016	.017	.014	.013	.014
.015	.015	.015	.014	.014
.013	.013	.014	.014	.013
.013	.013	.014	.013	

MAXIMUM DE L'ECART (TREF-TAMB)= 9.3 C

MINIMUM DE CET ECART= 3.3 C

MAXIMUM DE LA RESISTANCE THERMIQUE= .031 C/W/M2

MINIMUM DE CETTE RESISTANCE= .013 C/W/M2

MOYENNE JOURNALIERE DE (TREF-TAMB)= 6.5 C

MOYENNE JOURNALIERE DE LA RESISTANCE THERMIQUE= .017 C/W/M2

MOYDT/MOYWD= .016 C/W/M2

TABLEAU IX

Tableau de données SOPHOCLE 100 permettant de déduire résistance thermique moyenne

Pour un ensoleillement W_d égal à 840 W/m^2 , on obtient :

$$T_{\text{MAX ref}} = 40,2^\circ\text{C}, \quad \text{soit : } \Delta T_{\text{ELL}} = 15,2^\circ\text{C}$$

La formule (3) donne pour 840 W/m^2 : $\Delta T = 14,3^\circ\text{C}$; soit un écart faible de $0,9^\circ\text{C}$.

(3) Cette valeur moyenne de R_T ne met pas en évidence le rôle du vent, car sa mesure n'a pas été prise sur les sites SOPHOCLE 100. Les mesures faites au L.A.A.S. ont permis d'apprécier l'influence du vent, tout en confirmant l'ordre de grandeur trouvé ci-dessus (FIGURE 2.15 bis).

Des données sur plusieurs jours nous font apprécier les valeurs corrélées de $R_{\text{ref}} = \frac{T_{\text{ref}} - T_{\text{amb}}}{W_d}$ et de la vitesse du vent ($< 8 \text{ m/s}$). Une droite de régression nous donne :

$$R_{\text{Ref}} = R_{\text{ref}_{V=0}} - \alpha \times (\text{vitesse du vent})$$

$$\text{avec : } R_{\text{ref}_{V=0}} = 0,018^\circ\text{C/W/m}^2$$

$$\alpha = 0,0007^\circ\text{C/W/m}^2/\text{m/s}$$

La valeur de $R_{\text{ref}_{V=0}}$ est confirmée expérimentalement par la moyenne sur une journée sans vent.

On constate que la moyenne trouvée précédemment correspond à vitesse moyenne de moins de 2 m/s .

On adoptera donc la formule :

$$R_T = 0,023 - 0,0007x V_v$$

avec V_v : vitesse du vent en m/s

R_T : résistance thermique globale

II.1.2.2. Constante de temps

Nous appelons "constante de temps", le coefficient caractérisant la variation de puissance du module par unité de temps (minute). La courbe de distribution des valeurs obtenues sur chaque cycle de 12 minutes (en montée C_1 ou en descente C_2) permet de dégager une loi probabiliste qui simule la production du générateur.

En fait, les valeurs les plus probables de C_1 et C_2 sont évidemment dépendantes de la période de mesures (12 mn).

Ainsi, sur la figure (2.16), on trouve :

$$\frac{C_{1f}}{f_{\max}} = 0,006 \text{ W/mn}$$

Soit pour 10 bacs et 12 minutes : $C_{1f_{\max_T}} = 0,7 \text{ W/12 mn}$

Les données étant des valeurs entières de Watt, ce résultat montre que les variations les plus fréquentes sont faibles d'un cycle à l'autre. L'intégration sur 12 minutes est donc une bonne représentation du fonctionnement en continu de SOPHOCLE 100. (Si $C_{1f_{\max_T}} \gg 1$, il aurait fallu diminuer la période d'échantillonnage, car les variations seraient trop brutales en 12 mn).

II.1.2.3. Stockage

Malgré le caractère partiel des données, nous avons essayé de trouver des critères de dimensionnement du stockage associé au générateur.

Deux critères, de nature différente, ont été envisagés :

(1) Choix de la capacité de stockage en fonction de la fréquence d'apparition d'une puissance supérieure à un seuil :

Sur la base des mesures sur 40 jours de 1981 à LIBREVILLE (générateur avec 10 bacs), nous déterminons le nombre de fois f et leur durée d pendant lesquelles la puissance produite est supérieure à un certain niveau de production. Pour des seuils variables, on obtient ainsi l'histogramme de la figure(2.17).

Les courbes de niveau de la figure (2.18) permettent de déterminer graphiquement la puissance P_M pour laquelle le produit $P \times d \times f$ est maximal (en M). P_M représente le niveau de puissance que le générateur a dépassé f_M fois pendant une durée d_M , délivrant ainsi consécutivement une énergie $E \geq P_M \cdot d_M$ à chaque fois.

Cet histogramme permet de se rendre compte à quel pourcentage de ces possibilités fonctionne le générateur pour un site donné. C'est un critère très utile pour dimensionner un générateur en fonction des besoins. On s'aperçoit, en particulier, que le générateur dépasse rarement 80 % de sa puissance maximale et reste, le plus fréquemment, aux alentours de 40 %.

En ce qui concerne le stockage, le choix d'une capacité $C_s = E_M = P_M \times d_m$ donne la certitude de pouvoir répondre au stockage de l'énergie la plus importante sans excès de dimension. Cela suppose qu'entre deux passages de durée d_M , l'énergie stockée a été consommée.

On se rend compte que ce critère n'est qu'indicatif, car il ne dépend pas de la demande de l'utilisateur.

C'est pourquoi, un deuxième critère a été défini.

(2) Equilibre entre offre et demande suivant une loi de probabilité donnée :

* approche théorique

Nous simulons la puissance délivrée, par exemple sous la forme d'une variable Gaussienne de valeur moyenne P_p et d'écart-type ET_p , et de même pour l'utilisation (P_u et ET_u). Ces lois peuvent être modifiées en fonction du site et de l'utilisation.

Algorithme : à l'instant t état de charge $STO = \alpha$
 $0 \leq \alpha \leq C_s$ C_s : capacité de stockage
 paramètre à optimiser

à l'instant $t + \Delta t$: $\Delta P = P_p(t) \cdot \Delta t$ $\Delta U = P_u(t) \cdot \Delta t$

Soit : $DIFF = \Delta P - \Delta U$

Si $DIFF \gg 0$ (excès d'énergie) $STO = \alpha + DIFF$
 Si $STO > C_s$
 $EXC = EXC + STO - C_s$
 $STO = C_s$
 Si $DIFF \ll 0$ (excès d'utilisation) $STO = \alpha + DIFF$
 Si $STO < 0$,
 $DEF = DEF - STO$
 $STO = 0$

En partant d'un état initial de charge α_0 et en déterminant une répartition aléatoire de P et U suivant la loi admise, nous pouvons déduire :

- l'état α_N de la batterie au bout de $N \Delta t$;
- la valeur du déficit DEF ;
- la valeur de l'excédent EXC.

On déterminera, en fonction du paramètre α_0 , la valeur minimale de C_s qui satisfasse le critère : $DEF = 0$

$EXC = 0$

(Pour $C_s = \infty$ et α_0 suffisamment grand, $DEF = EXC = 0$).

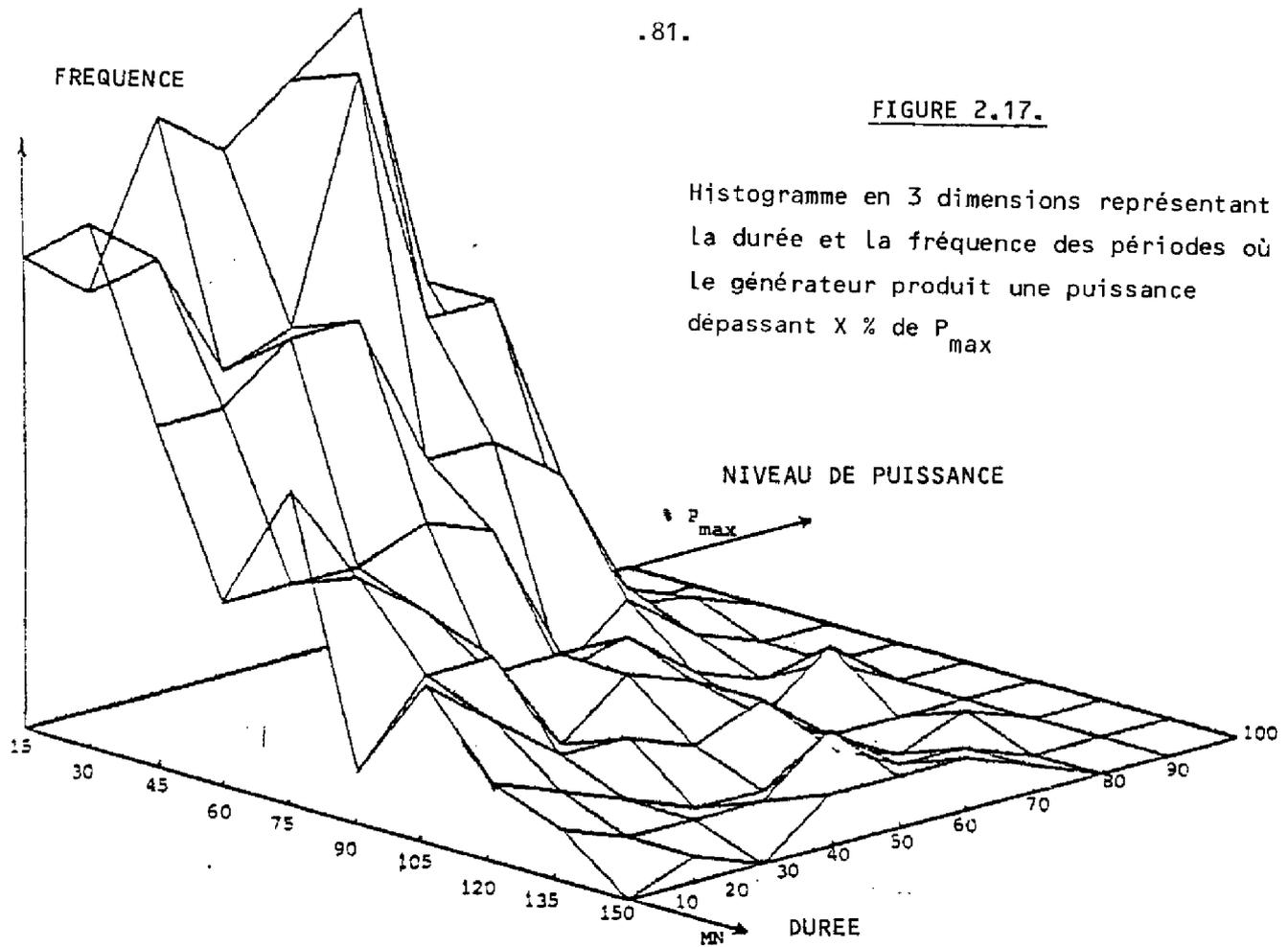


FIGURE 2.17.

Histogramme en 3 dimensions représentant la durée et la fréquence des périodes où le générateur produit une puissance dépassant X % de P_{max}

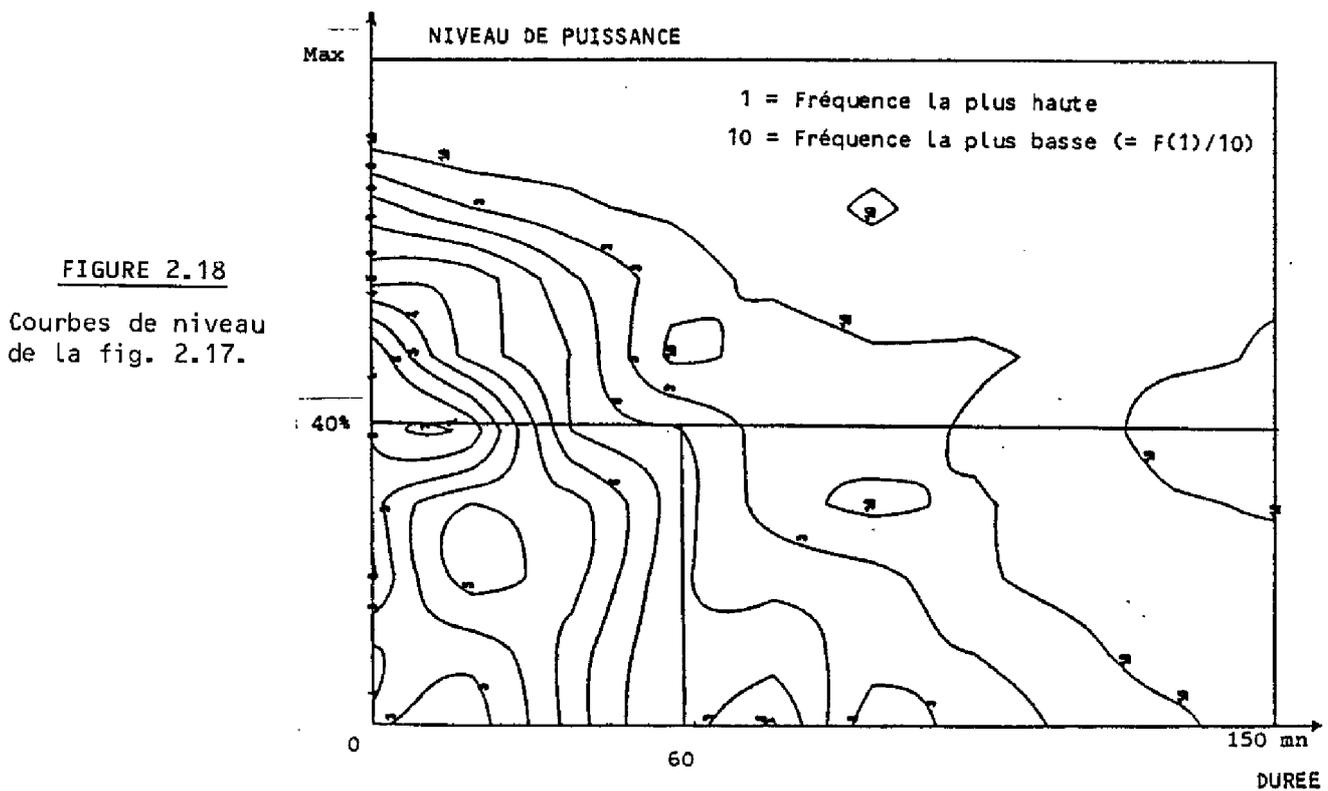


FIGURE 2.18

Courbes de niveau de la fig. 2.17.

Remarque : * on peut décaler à volonté les courbes de production et d'utilisation.

Si la production est antérieure : $\alpha'_0 = 0$

Si la production est postérieure : $\alpha'_0 = C_s$

* la même méthode peut être utilisée sur de plus longues périodes, en tenant compte des probabilités à 1,2,3 jours de séquences de beau ou de mauvais temps ([20],[21]).

Dans ce cas-là, α'_0 sera déterminé par ces probabilités.

* application :

Nous avons évalué le déficit et l'excédent définis ci-dessous, en fonction de la capacité de stockage, la demande et l'écart-type de cette demande sur une durée de deux semaines à ALGER et LIBREVILLE.

Nous présentons ici le cas de 14 jours d'Octobre à ALGER. Les données réelles concernent la production électrique journalière (moyenne et écart-type) de 8 bacs (puissance maximale : 96 W).

Nous avons supposé que la demande équilibre l'offre en moyenne sur ces 14 jours et évalué l'importance de l'écart-type (moyenne journalière de l'offre (ou de la demande) sur 14 jours : 319 wh/jour).

Nous voyons sur les figures 2.18 bis et ter que, quel que soit l'écart-type, le déficit et l'excès se stabilisent au-dessus d'une capacité de stockage de 80 Wh (pour une demande égale à 45 % de l'offre en moyenne, cette valeur devient 60 Wh, mais l'excès d'énergie est égal à 1500 Wh, alors que pour le cas représenté ici, l'excès et le déficit se stabilisent autour de 300 Wh tous les deux).

Cette capacité de stockage correspond à (40 % puissance maximale) x 2 heures. En tenant compte de la demande, nous obtenons donc un doublement de la valeur indiquée par le premier critère.

Nous pouvons donc conclure que le dimensionnement du stockage compatible avec ces deux critères serait inférieur à l'énergie produite en 1 heure par la puissance installée.

Pour tenir compte du fait qu'une batterie se charge idéalement grâce à une puissance égale à $C/10$, la capacité des batteries d'un site pourra être prise égale à 10 fois ce critère ; ce qui correspond au stockage installé à Kolokani (Mali).

Elle permettra ainsi d'assurer une utilisation pour un jour complet sans soleil.

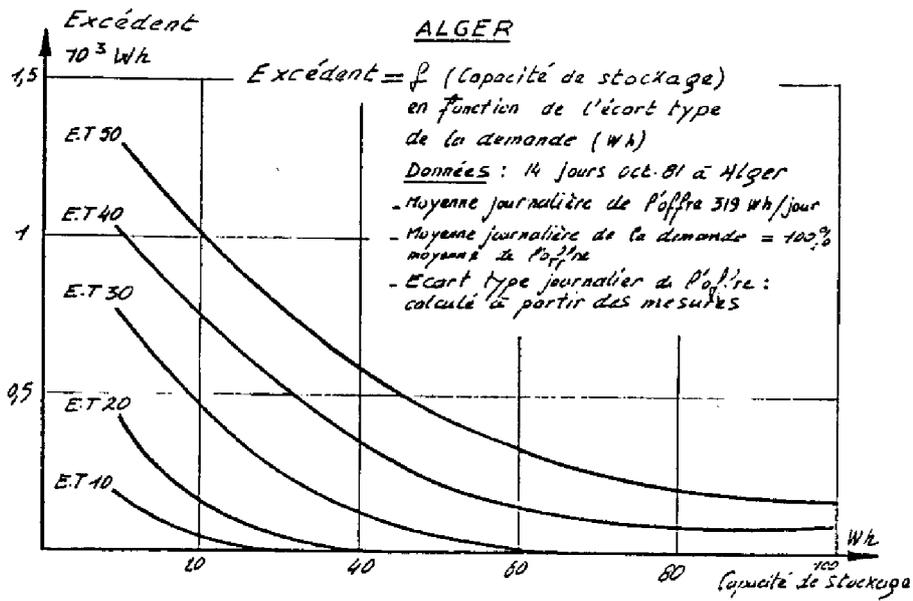


FIGURE 2.18 bis

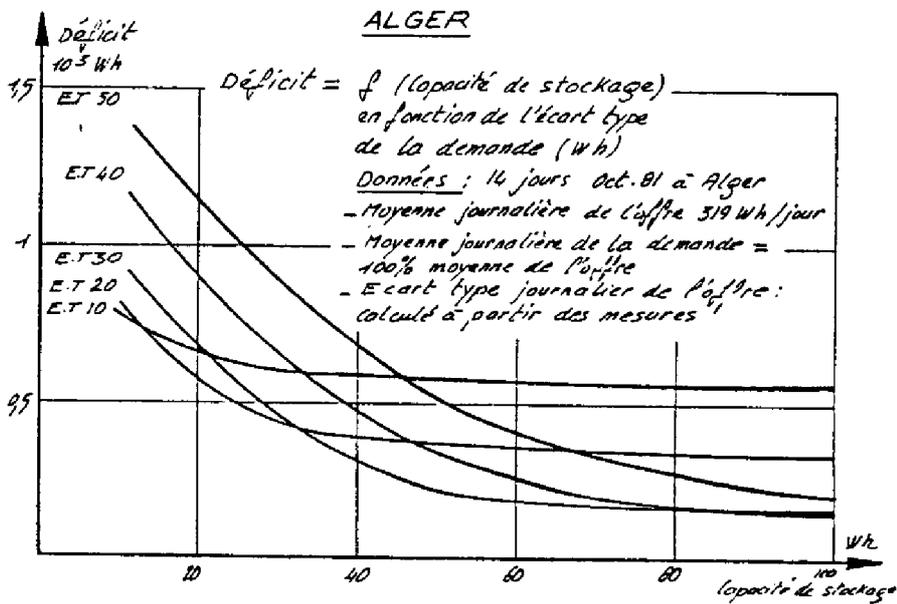


FIGURE 2.18 ter

La tension de circuit ouvert s'exprime en fonction de J_{sc} ([15]et[6]) et pour un ensoleillement supérieur à 100 W/m^2 , on a :

$$V_{oc} = n U_T \text{ Log } (1 + J_{sc}/J_0) \simeq n U_T \text{ Log } J_{sc}/J_0$$

$$\text{Donc : } V_{oc} = n U_T \text{ Log } k_1 W_d / J_0 = k_2 \text{ Log } W_d + k_3 \quad (2)$$

Comme $P_s = S \times W_d$, on déduit de (1) et (2) :

$$\eta = \frac{k_1 CF (k_2 \text{ Log } W_d + k_3)}{S}$$

Le rendement devrait donc croître comme le logarithme de l'ensoleillement (Cf. Chapitre I), mais, en fait, le facteur de courbe ne reste pas constant. Ce facteur CF prend en compte la résistance-série qui est le fruit de trois phénomènes :

- la résistance des connexions extérieures ;
- la résistance des contacts (minime pour les cellules au Si) ;
- la résistance de la couche semi-conductrice que la grille permet de diminuer.

Au-dessus d'une certaine densité d'énergie, ce facteur diminue.

Les cellules utilisées sur SOPHOCLE ont été conçues par RTC pour être optimales à une concentration de l'ordre de 25 soleils AM_1 .

Autrement dit, le maximum du rendement est obtenu pour cette valeur de densité d'énergie égale à $2,5 \text{ W/cm}^2$.

En-dessous de cette valeur, le rendement croît de façon logarithmique ; au-dessus, il décroît, car CF décroît fortement. Nous supposerons la décroissance linéaire pour le rendement.

La valeur de la densité d'énergie correspond pour SOPHOCLE ($C = 43$) à une valeur d'ensoleillement égale à $W_s = \frac{2,5 \times 10^4}{43} = 580 \text{ W/m}^2$.

II.1.2.4. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le rendement

Nous avons vu, au chapitre II.1.1., que le rendement mesuré $\eta = \frac{W_{el}}{S \times W_d}$ ne permet pas de caractériser parfaitement, à lui seul, le fonctionnement du générateur. En particulier, il ne donne pas l'évolution des performances, car il ne tient pas compte des variations d'autres paramètres (température, ensoleillement) qui influencent, nous le voyons sur la figure 2.19 en particulier, la valeur de ce rendement.

C'est pourquoi, nous avons analysé l'influence de ces deux paramètres T et W_d , d'une part de façon théorique, d'autre part sur la base des mesures.

A) Rappel théorique

Le rendement d'une cellule s'écrit :

$$(0) \quad \eta = \frac{V_{oc} \cdot J_{sc} \cdot CF}{P_s} \quad \text{avec } V_{oc} : \text{tension de circuit ouvert}$$

$$J_{sc} : \text{courant de court-circuit}$$

$$CF : \text{facteur de courbe}$$

$$P_s : \text{puissance solaire reçue par la cellule}$$

(1) Influence de l'ensoleillement :

Un accroissement de la densité de photons sur une cellule provoque une augmentation proportionnelle du courant photogénéré : $J_{sc} = k_1 \cdot W_d$ (1)

Cette proportionnalité a pu être vérifiée sur les mesures de courant de court-circuit avec le calculateur X1.

W_d (w/m ²)	J_{sc} (A)
350	1.6
546	2.7
585	2.9
683	3.5
727	3.8

Mesures faites sur une cellule

En supposant $V_{mp} \approx V_{oc}$ et en négligeant 1 devant $\frac{V_{mp}}{nkT}$, on obtient :

$$CF = \left(1 - \frac{nkT}{qV_{oc}} \text{Log} \frac{V_{oc}}{nkT}\right) \left(1 - \frac{nkT}{qV_{oc}}\right) = ab$$

$$\frac{\delta CF}{CF} = \frac{b\delta a + a\delta b}{CF} \approx - \frac{nkT}{qV_{oc}} \left(\frac{\delta T}{T} - \frac{\delta V_{oc}}{V_{oc}}\right) \text{Log} \frac{q V_{oc}}{nkT}$$

$$\text{D'où : } \frac{1}{\eta} \frac{\delta \eta}{\delta T} \approx \frac{1}{T} \left[\frac{(V_{oc} - E/q)}{V_{oc}} \left(1 + \underbrace{\frac{nkT}{qV_{oc}} \text{Log} \frac{qV_{oc}}{nkT}}_{\epsilon} - \frac{nkT}{qV_{oc}} \text{Log} \frac{qV_{oc}}{nkT}\right) + \underbrace{\frac{1}{J_{sc}} \frac{\delta J_{sc}}{\delta T}}_{\text{négligeable}} \right]$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Pour } T = 300^{\circ}\text{K} \quad \frac{nkT}{qV_{oc}} \approx 4 \times 10^{-2} \\ n = 1 \\ V_{oc} = 0,6 \text{ V} \quad \text{Log} \frac{qV_{oc}}{nkT} = 3,22 \end{array} \right\} \Rightarrow \epsilon \approx 0,013 \text{ négligeable}$$

$$\boxed{\frac{1}{\eta} \frac{\delta \eta}{\delta T} \approx - \frac{1}{T} \frac{(1 - VF)}{VF}}$$

avec $V_F = \frac{V_{oc}}{E_g/q}$ = facteur de tension

Pour les cellules au Silicium actuelles : $E_g/q = 1,12 \text{ V}$ $V_F = 0,54$
 $V_{oc} = 0,6 \text{ V}$

$$\text{D'où : } \boxed{\frac{1}{\eta} \frac{\delta \eta}{\delta T} \approx - \frac{0,87}{T}}$$

Exemple : Quand T passe de 27° a 28°C, une cellule de rendement 13 % accuse une perte :

$$\delta \eta \approx - \frac{0,87}{300} \times 13 = - 0,038 \% \quad \text{Soit : } \underline{\underline{\frac{\delta \eta}{\delta T} \approx - 0,04 \%/^{\circ}\text{C}}}$$

Cette approche théorique suppose que de nombreux termes restent constants. M. SUAU a obtenu analytiquement [15], en tenant compte des variations des mobilités, de E_g et des densités d'état, des résultats proches de $- 0,07 \%/^{\circ}\text{C}$ à 300°K.

Remarque : Nous venons de montrer que:

$$\frac{\delta V_{oc}}{V_{oc} \delta T} \approx - \frac{1}{T} \frac{(1 - VF)}{VF}$$

soit $\frac{\delta V_{oc}}{\delta T} \approx - \frac{0,87}{T} \times V_{oc} \approx - 2 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$

Ce résultat a été confirmé expérimentalement par les mesures de V_{oc} pour une cellule donnée à des températures différentes (ensoleillement constant).

(2) Influence de la température :

$$(0) \quad \frac{1}{\eta} \frac{\delta \eta}{\delta T} = \frac{1}{V_{oc}} \frac{\delta V_{oc}}{\delta T} + \frac{1}{J_{sc}} \frac{\delta J_{sc}}{\delta T} + \frac{1}{CF} \frac{\delta CF}{\delta T}$$

a) $\frac{1}{J_{sc}} \frac{\delta J_{sc}}{\delta T}$

Peu d'expériences ont été faites qui permettent d'expliquer, de façon certaine, les variations du courant de court-circuit avec la température. M. SUAU [15] a précisé les variations de la largeur de bande interdite : $E_g = 1,205 - 2,8 \times 10^{-4} T$ (eV). Cette réduction tend à augmenter le nombre de photons actifs, donc le courant de court-circuit. A cela, il faut ajouter l'augmentation du coefficient d'absorption et de l'indice de réfraction, deux paramètres qui tendent eux aussi à augmenter I_{cc} .

Le taux retenu classiquement est : $\frac{1}{J_{sc}} \frac{\delta J_{sc}}{\delta T} = 4 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

b) $\frac{1}{V_{oc}} \frac{\delta V_{oc}}{\delta T}$

$$V_{oc} = n \frac{kT}{q} \text{Log} \left(1 + \frac{J_{sc}}{J_o} \right)$$

$$V_{oc} = V_{oc} \frac{\delta T}{T} + \frac{nkT}{q} \left(\frac{\delta J_{sc}}{J_{sc}} - \frac{\delta J_o}{J_o} \right)$$

Le courant de saturation J_o , issu des effets de diffusion thermique et de recombinaison, augmente beaucoup plus que J_{sc} avec la température.

$$J_o = J_{o_0} \exp^{-E_g/nkT} \quad \frac{\delta J_o}{J_o} = \frac{E_g}{nkT} \frac{\delta T}{T} \approx 0.15 \gg \frac{\delta J_{sc}}{J_{sc}} \quad (\delta T = 1^\circ\text{C})$$

On peut donc négliger $\frac{\delta J_{sc}}{J_{sc}}$ et écrire :

$$\frac{1}{V_{oc}} \frac{\delta V_{oc}}{\delta T} = \frac{1}{T} \frac{V_{oc} - E_g/q}{V_{oc}}$$

c) $\frac{1}{CF} \frac{\delta CF}{\delta T}$

$$CF = 1 - \frac{\text{Log} \left(1 + \frac{q V_{mp}}{nkT} \right)}{\text{Log} \left(1 + \frac{J_{sc}}{J_o} \right)} \quad \left(1 - \frac{nkT}{q V_{mp}} \right) \quad [15]$$

avec V_{mp} = tension au point de puissance maximale

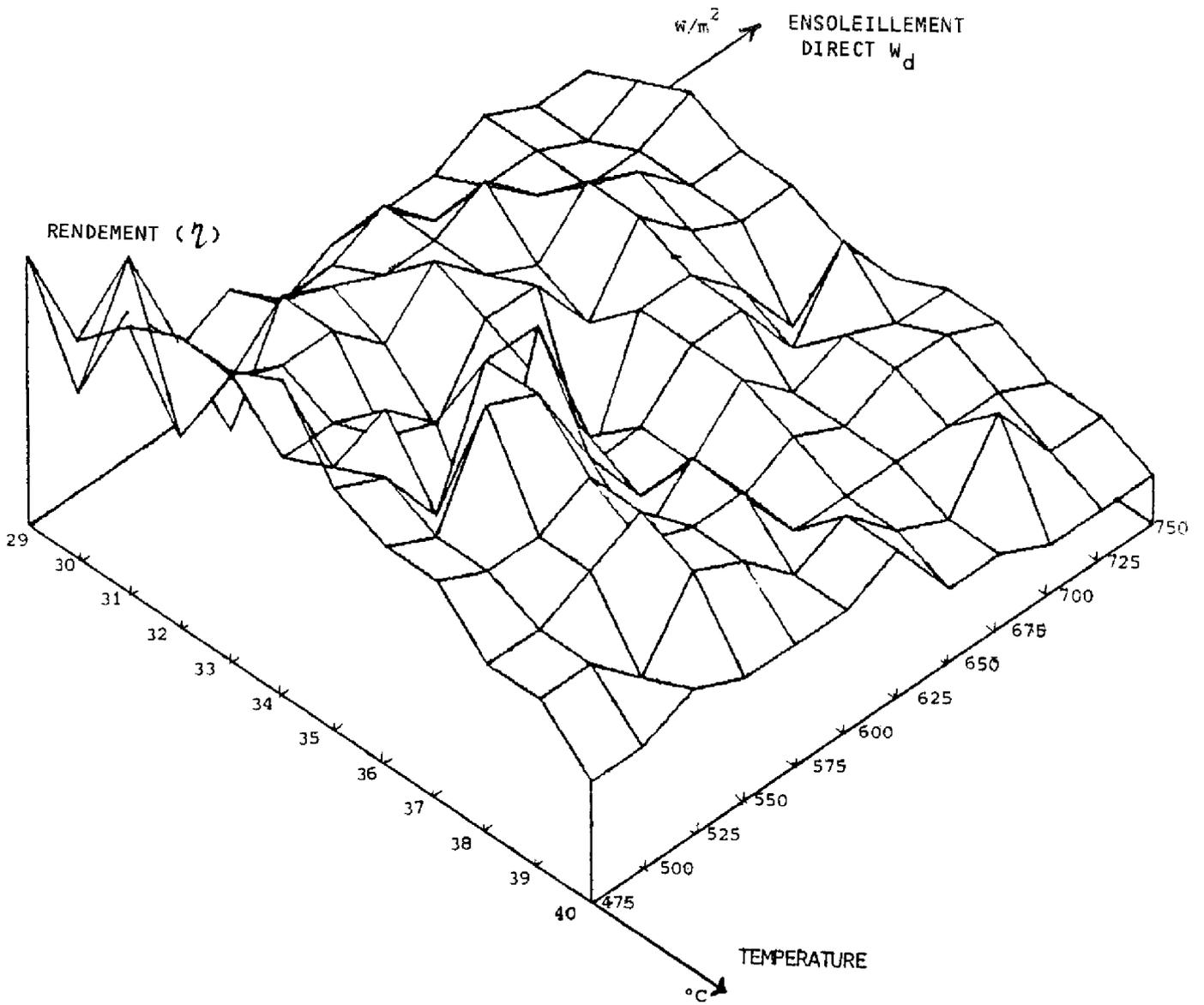


FIGURE 2.19. : Rendement expérimental à ALGER en fonction de T et W_d

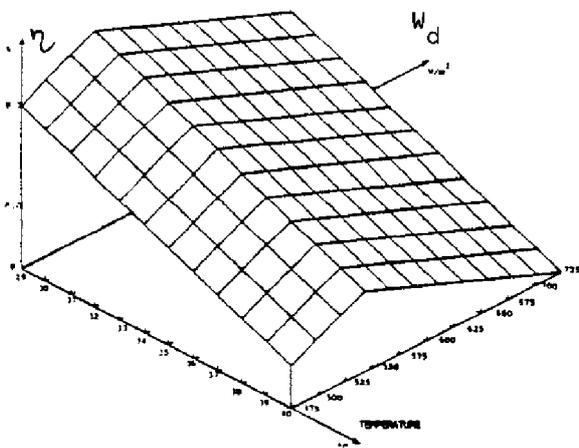


FIGURE 2.20. : Simulation des variations de rendement en fonction de T et W_d

B) Détermination expérimentale de la loi $\eta = \eta(T, W_d)$

Les données expérimentales montrent que le rendement subit des variations importantes en fonction de la température et de l'ensoleillement. Nous allons déterminer, statistiquement pour éviter les mesures absurdes, les valeurs des coefficients entrant dans les expressions suivantes, dont la forme est justifiée en A).

$$\left\{ \begin{array}{l} (1) \eta(T)_{W_d = \text{cte}} = \eta(T_0) - \alpha(T - T_0) \\ (2) \eta(W_d)_{T = \text{cte}} = \eta(W_{dS}) - \beta(W_d - W_{dS}) + \gamma \text{Log}(W_d/W_{dS}) \end{array} \right.$$

avec : $\beta = 0$ si $W_d \leq W_{dS}$

$\gamma = 0$ si $W_d \geq W_{dS}$

T est la température du refroidisseur mesurée et non la température ambiante, car la température de la jonction serait également fonction de la vitesse du vent qui modifie le refroidissement.

W_{dS} est la valeur de l'ensoleillement qui permet d'obtenir le meilleur rendement pour T fixée. Statistiquement, on trouve : $W_{dS} \approx 550 \text{ W/m}^2$ avec un écart-type égal à 43. Cette valeur est compatible avec le seuil théorique évalué en A) à 580 W/m^2 .

En utilisant une régression linéaire (moindres carrés), nous avons obtenu les coefficients expérimentaux suivants :

COEFFICIENT	VALEURS EXPERIMENTALES	COEFFICIENT DE CORRELATION r
α	0,06 %/°C	0,96
β	0,00225 %/W/m ²	0,95
γ	1,4 %	

On remarque que α se situe dans l'ordre de grandeur théorique précisé en A).

i) Influence du nettoyage

Grâce aux fiches de vieillissement qui accompagnent les cassettes, nous connaissons la plupart des dates de nettoyage des lentilles de Fresnel. Ce nettoyage nécessite un demi seau d'eau environ pour une dizaine de bacs. Sa fréquence est variable et dépend du site et de la période de l'année. En moyenne, il a été effectué toutes les trois semaines avec deux exceptions :

- les trois premiers mois pendant lesquels l'utilisateur nettoyait avec un chiffon humide la veille ou le jour de l'enregistrement ;
- les trois mois d'été (Juillet, Août, Septembre) pendant lesquels les utilisateurs sont absents et qui ont été mis à profit pour établir l'influence d'un manque de nettoyage sur une longue période.

Voici les résultats obtenus à ALGER et LIBREVILLE :

	ALGER		ALGER		LIBREVILLE	
	JUILLET 1981		OCTOBRE 1981		JUILLET 1981	
	Date	η (33,800)	Date	η (33,800)	Date	η (33,800)
Nettoyage	10/7	8,65 %	30/9	8,49 %	08/7	8,95 %
	11/7	8,52 %	01/10	8,34 %	11/7	8,83 %
	15/7	8,27 %	04/10	8,14 %	24/7	8,71 %
	19/7	8,20 %	19/10	8,00 %	28/7	8,40 %
	24/7	7,92 %	26/10	7,72 %	⋮	
	⋮				après une grosse pluie	
	29/9	7,68 %			27/8	8,87 %

Ces moyennes journalières ont été obtenues associées à des écarts-types variant de 0,07 % à 0,50 % pour un nombre de mesures au moins égal à 30 (5 mesures par heure).

L'intervalle de confiance de ces moyennes avec un coefficient de sécurité de 99 % est égal à : $M \pm 2,75 \delta m$

$$\text{avec } \delta m = \text{erreur standard} = \frac{\sigma}{\sqrt{n-1}} \approx \frac{0,50}{\sqrt{29}} \approx 0,25 \%$$

En réunissant (1) et (2), on obtient :

$W_d \leq 550 \text{ W/m}^2$ $\eta_{\%}(T, W_d) = \eta_{\%}(T_0, 550) - 0,06 (T - T_0) + 1,4 \times \text{Log} (W_d/550)$
$W_d \geq 550 \text{ W/m}^2$ $\eta_{\%}(T, W_d) = \eta_{\%}(T_0, 550) - 0,06 (T - T_0) - 0,00225 (W_d - 550)$

La valeur de $\eta(T_0, 550)$ dépend du site et du vieillissement de SOPHOCLE.

Ces formules sont la base de la simulation en trois dimensions de la figure 2.20.

Cette formule permet de comparer les mesures faites dans des conditions différentes. Pour cela, on se rapporte à une température et un ensoleillement direct donnés. Le chapitre III.1.1. explique que nous rapportons toutes les valeurs aux conditions nominales définies par la S.O.C. (Standard Operating Conditions), à savoir :

$$\left\{ \begin{array}{l} T_0 = 33^\circ\text{C} \text{ (valeur de la NOCT pour SOPHOCLE)} \\ W_{d0} = 800 \text{ W/m}^2 \end{array} \right.$$

Applications :

La possibilité de ramener les rendements mesurés aux conditions standards par les formules :

$$W \leq 550 \text{ W/m}^2$$

$$\eta(33^\circ\text{C}, 800 \text{ W/m}^2) = \eta(T, W_d) + 0,06 (T - 33^\circ\text{C}) - 0,56\% - 1,4 \text{ Log} (W_d/550)$$

$$W \geq 550 \text{ W/m}^2$$

$$\eta(33^\circ\text{C}, 800 \text{ W/m}^2) = \eta(T, W_d) + 0,06 (T - 33^\circ\text{C}) + 0,00225 (W_d - 800)$$

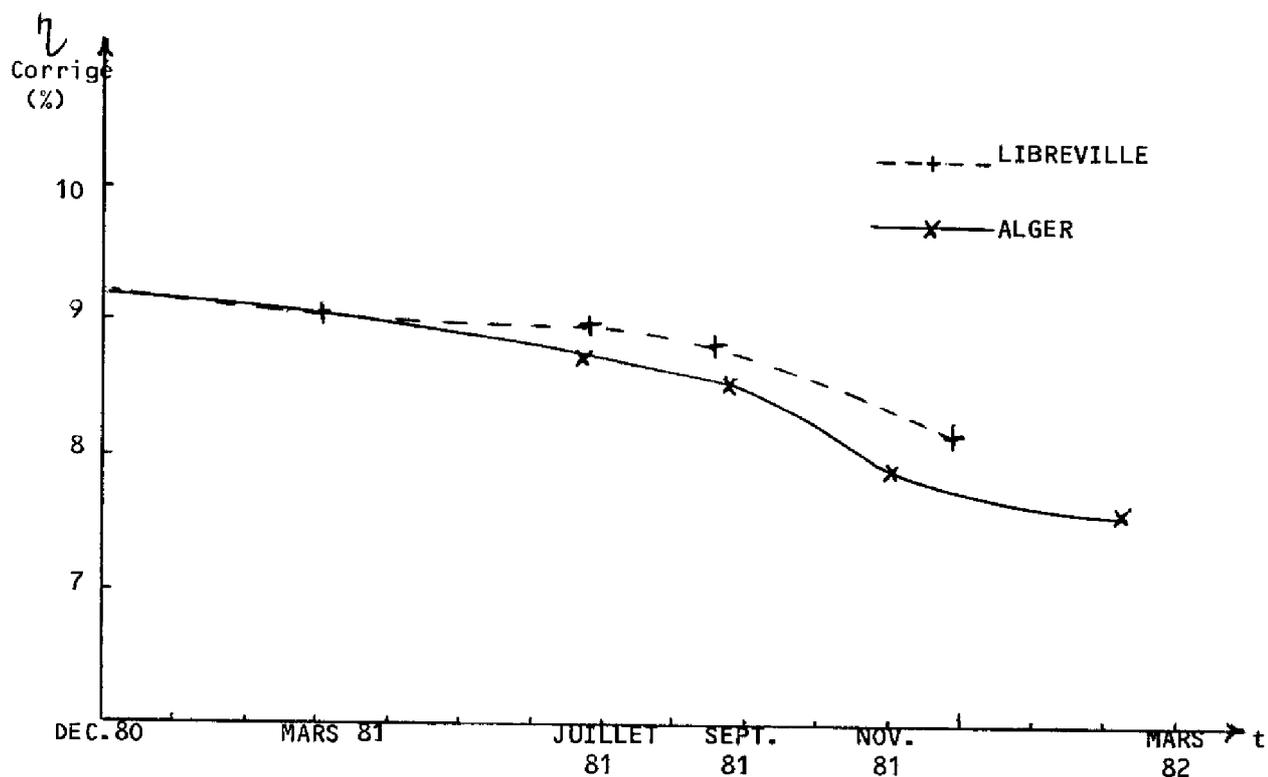
nous permet de caractériser :

- l'influence du nettoyage sur le rendement global du système par l'analyse à court terme des rendements standards (1 à 3 mois) ;
- le vieillissement du système (évolution sur une année).

ii) Vieillessement du système

Pour étudier le vieillissement du système, nous avons calculé la moyenne journalière des rendements rapportés à 33°C et 800 W/m^2 pour les journées qui suivent un nettoyage, afin de supprimer l'effet de la poussière. Malheureusement, les dates de nettoyage sont parfois inconnues ou non suivies de journées ensoleillées. De plus, le nombre de bacs utilisés a varié au cours de l'expérience.

Nous avons pu, cependant, dresser les deux tableaux X et XI concernant LIBREVILLE et ALGER qui permettent de tracer la courbe suivante $\eta = f(t)$:



Le vieillissement du système ainsi mis en relief serait de l'ordre de $0,5 \text{ \%/an}$. Il représente le double de celui mesuré sur Martin Marietta [27]. Cependant, cette extrapolation demande confirmation sur une période plus longue.

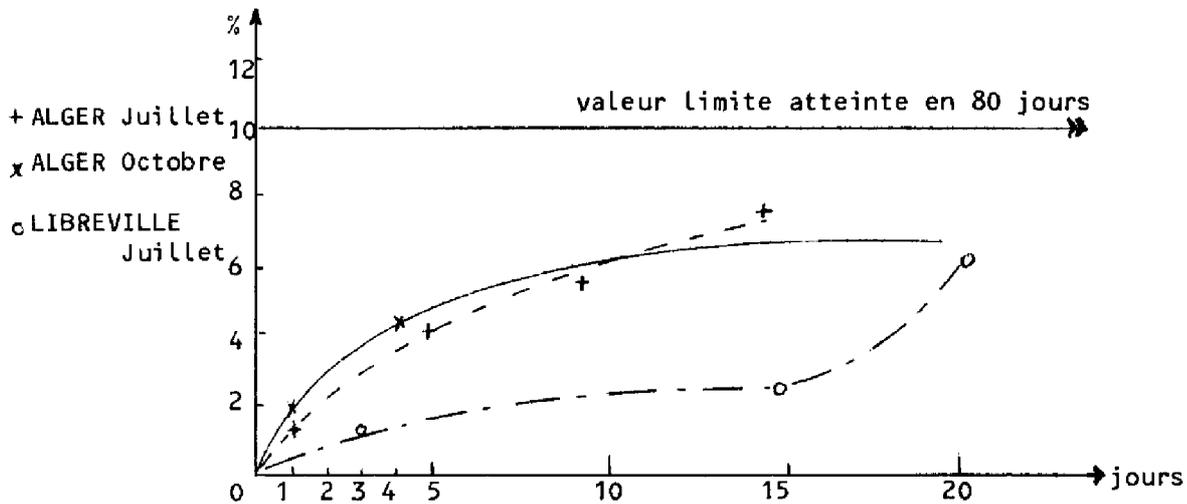
Si le vieillissement se confirme, il est incompatible avec une durée de fonctionnement de 10 ans, garantie nécessaire pour l'utilisateur.

La perte de rendement due uniquement à la poussière peut être évaluée à partir du tableau d'ALGER après 80 jours de fonctionnement :

29/9	Avant nettoyage	$\eta = 7,68 \%$	\Rightarrow Perte = 0,8 % \pm 0,5 %
30/9	Après nettoyage	$\eta = 8,49 \%$ ($\pm 0,25 \%$)	

Cette valeur peut être considérée comme une limite supérieure, compte-tenu de l'absence de nettoyage pendant 80 jours.

L'évolution des pertes cumulées sur une durée de trois semaines est la suivante (en pourcentage relatif au rendement initial) :



Ces courbes n'ont qu'une valeur indicative, car leur allure dépend du temps qu'il a fait durant la période concernée (vent de sable, pluie, etc...). Elles sont cependant compatibles avec les résultats obtenus au L.A.A.S.[7] où l'on observe une perte de 5 % environ au bout de 15 jours.

En conclusion, nous pouvons dire que si l'on suppose un nettoyage bimestriel, il faudra tenir compte d'une perte de rendement moyenne sur les deux mois de l'ordre de 5 %. Autrement dit, la lentille de Fresnel voit son rendement optique passer de 80 % à 75 % à cause de la poussière. Il est à remarquer que l'on a intérêt à espacer au maximum les nettoyages, car la probabilité de voir une pluie laver les lentilles augmente, alors que le taux de pertes tend à se stabiliser.

EVOLUTION DU RENDEMENT RAPPORTE A 330 ET 800W/M2 A ALGER
ENTRE JUILLET 1981 ET AVRIL 1982

LIEU-DES-MESURES:ALGER

DATE=10/7/1981

MOY. DES RENDEMENTS CORRIGES = 8.65 %
VARIANCE RENDT CORRIGE = .005
ECART-TYPE RENDT CORRIGE = .07 %
COEFF. DE VARIATION = .80 %

LIEU-DES-MESURES:ALGER

DATE=30/09/1981

MOY. DES RENDEMENTS CORRIGES = 8.49 %
VARIANCE RENDT CORRIGE = .058
ECART-TYPE RENDT CORRIGE = .24 %
COEFF. DE VARIATION = 2.85 %

LIEU-DES-MESURES:ALGER

DATE=5/11/1981

MOY. DES RENDEMENTS CORRIGES = 7.89 %
VARIANCE RENDT CORRIGE = .111
ECART-TYPE RENDT CORRIGE = .33 %
COEFF. DE VARIATION = 4.23 %

LIEU-DES-MESURES:ALGER

DATE=11/3/1982

MOY. DES RENDT CORRIGE = 7.71 %
VARIANCE RENDT CORRIGE = .095
ECART-TYPE RENDT CORRIGE = .31 %
COEFF. DE VARIATION = 3.99 %

TABLEAU X

Plusieurs hypothèses expliqueraient ce vieillissement :

- opacité des lentilles :
aucun indice n'a pû actuellement être apporté dans ce sens.
- dégradation des performances de la cellule elle-même :
le système à concentration ne serait alors pas en cause et le vieillissement serait dû à une baisse homogène des rendements de toutes les cellules.
- dégradation des performances d'une cellule ou d'un bac :

L'ensemble du système, comme nous l'avons vu, subit une perte de rendement de l'ordre de X % (figure 2.14) avec $X = 100 \times \frac{N_{\text{bac def.}}}{N_{\text{tot bac}}} \times \frac{6}{5}$

↑ (3,6V)
3V

Cette hypothèse semble la plus probable, car nous avons observé des chutes brutales de rendement (ALGER, Mars 1982) qui nous ont permis d'avertir l'utilisateur de cette éventualité. Le rendement s'est rétabli après enlèvement du bac défectueux (défaut, en général dû à l'étanchéité et au défaut d'isolement ; voir chapitre II.2).

Remarque : La validité du modèle est confirmée par la faiblesse de l'écart-type après correction des rendements. L'exemple ci-dessous du 10 Juillet 1981 à ALGER montre que la correction des rendements fait passer l'écart-type de 0,83 % à 0,07 % (comparaison avec le tableau X). L'écart sur la moyenne (9.12 % - 8.65 %) s'explique par les moyennes de la température et de l'ensoleillement pour cette journée.

MOYENNE ET ECART-TYPE DES RENDEMENTS BRUTS MESURES
A ALGER LE 10 JUILLET 1981

LIEU-DES-MESURES:ALGER

DATE=10/7/1981

MOY. DES RENDEMENTS	=	9.12 %
VARIANCE RENDEMENT	=	.683
ECART-TYPE RENDEMENT	=	.83 %
COEFF. DE VARIATION	=	9.07 %

* MOYENNES JOURNALIERES *

* TEMPERATURE	* TEMPERATURE	* ENSOLEILLEMENT	* ENSOLEILLEMENT	* ENERGIE
* AMBIANTE	* DE CELLULE	* GLOBAL HORIZ.	* DIRECT	* ELECT.
*	*	*	*	*
* 24.1 C	* 27.5 C	* 404. W/M2	* 312. W/M2	* 30.4 W
*	*	*	*	*

En ce qui concerne le niveau des rendements obtenus, ils sont conformes aux résultats théoriques, compte-tenu des rendements des cellules et des lentilles.

En effet, le système est équipé :

- de cellules RTC de rendement 13 %
($T_{\text{cell}} = 25^{\circ}\text{C}$, $w_d = 800 \text{ W/m}^2$)
- de lentilles de Fresnel de rendement 77 %.

Rapporté à la NOCT (température de cellule = $37,6^{\circ}\text{C}$ qui correspond à $T_{\text{refroidisseur}} = 33^{\circ}\text{C}$), le rendement théorique devient :

$$\eta_{\text{th}} = \eta_{\text{lent}} \times \eta_{\text{Cell}}(25,800) - (0,06 \times 13)$$
$$= 0,77 \times 13 \% - 0,78 \% = 9,23 \%$$

$\eta_{\text{th}} \approx 9,23 \%$ (33,800)
--

Les mesures faites au L.A.A.S. permettent de connaître le rendement d'un système pratiquement neuf.

Ainsi, la moyenne des rendements corrigés est égale à 8.89% (écart-type 0,30 %) pour le 262^{ème} jour pour deux travées en parallèle. La différence s'explique par le caractère non homogène des deux travées (voir chapitre II.1.1.2.) qui abaisse le rendement de l'ordre de 0,3 %.

DESCRIPTION DES PANNES SURVENUES EN 1981/1982 - TABLEAU XII -

SITE	DATE	TYPE DE PANNE	CAUSE	RÉPARATION OU MISSION
ALGER	1980	Corrosion sur 2 bacs (5 et 7)	Défaut d'étanchéité au cours de leur stockage	Mission Viaret (remise en route) Envoyé pour expertise au L.A.A.S. Reçus le 30 Octobre 1981. Transmis à la SOTEREM le 9 Novembre.
	Déc. 1980	Panne d'enregistreur : son trop faible	Mauvais câblage en usine	Au cours de la mission de C. Ganibal en Juin 1981.
	Juin 1981	Cellules cassées sur 1 bac câble site corrodé	Surtension ?	1 bac enlevé (7 bacs actuellement)
	Déc. 1981 Fév. 1982	Convertisseur ± 15 V H.S. Bacs 10 et 26 H.S	Défaut d'étanchéité	Envoi 5 bacs en fonctionnement
LIBREVILLE	18 Avril 81	Mauvais suivi d0 à la Lunette grand angle (pompage) 1 bac humide 1 bac avec 1 cellule cassée Détachement de la lentille de protection du pyréliomètre	Phototransistors non appairés	Séché et gardé en rechange Mis de côté (10 bacs sur l'héliostat)
	Déc. 1981 Mai 1982	2 bacs avec condensation 1 bac avec cellule cassée		Mission Viaret (Evaluation) 7 bacs en fonctionnement
GRECE (500 W)	Juil. 1981		$T_{amb} > 40^{\circ}C$	Mission Ganibal (Mise en route)
	Sept. 1981	Alimentation interne ± 15 V de l'électronique de guidage H.S MPPT hors service Montée en site difficile	Transistor de puissance Mosfet H.S (tension de mode commun) Couple insuffisant	Mission de J.C. Berry Novembre 1981 (Remise en état) Contreponds
NEW-DELHI	1980 Fév. 1981	Tous les bacs hors service	Défaut d'étanchéité	Mission Robert (Evaluation)

II.2. ANALYSE CRITIQUE DU COMPORTEMENT DE SOPHOCLE

Au cours des deux années d'expérimentation, les différents générateurs ont subi des pannes qui ont, certes, altéré le cours de la campagne de mesures, mais ont mis en relief les points sensibles de ces prototypes (Tableau XII).

L'inventaire des défauts apparus a permis de proposer et de réaliser, dans certains cas, des améliorations du prototype, afin de le rendre industrialisable.

II.2.1. Inventaire des défauts apparus

D'importance inégale, les défauts se répartissent en deux groupes :

- défauts de jeunesse de l'appareil ;
- défauts liés à l'utilisation d'une concentration.

a) défauts de jeunesse

Ils ont provoqué des arrêts d'expérience plus ou moins longs, mais ne modifient que très légèrement la conception de l'ensemble. Nous citerons principalement :

- les fonds en plastique des bacs concentrateurs qui n'assurent guère la rigidité de l'ensemble et qui, soumis au flux lumineux concentré, subissent des déformations ; le vrillage des bacs, associé aux manques de précision dûs à la fabrication, a pu décaler les tâches et entraîner la disparité des rendements de cellules ;
- les cosses Faston ;
la présence d'un courant continu entre deux métaux différents en milieu humide (marin ou pollué) provoque l'apparition de champignons et de rouille ;
- le moteur site :
des générateurs 500 W ont fait apparaître une défaillance du moteur site en position verticale, pour laquelle le couple est insuffisant pour assurer la montée, car le centre de gravité de l'ensemble du panneau se trouve en avant de l'axe de rotation dans cette position ;
- les composants électroniques :
les variations de température, au cours du transport, ont provoqué des pannes dès la mise en route. Un tri des composants systématique doit être effectué, accompagné d'un "déverminage" (test de température). D'autre part, une insuffisance de notice ou la maladresse a provoqué des courts-circuits préjudiciables.

Une protection contre ces destructions, inutile au niveau laboratoire, s'impose pour une utilisation publique ; une nouvelle définition des composants, avec un coefficient de sécurité plus grand pour les mises sous tension notamment, permettrait sans doute d'éviter un tri systématique coûteux pour l'industriel ;

- attache et réglage des modules :

Les attaches actuelles ont le double défaut de ne pas être pratiques pour les grandes surfaces (réglage par la face avant avec une distance inter-bac faible) et de ne pas assurer l'isolement électrique du bac vis-à-vis de la structure. Une solution simple et fiable est maintenant proposée et installée sur les SOPHOCLE 500 ;

- diodes de protection :

elles sont efficaces, mais leur installation à l'extérieur les rend fragiles au choc et impose une grande qualité de composant (coût élevé : 15 F/pièce) ;

- sorties électriques du bac :

L'ensemble "cosse FASTON-rivet POP isolé" ne permet pas toujours un bon contact électrique entre les cellules et le circuit extérieur.

b) défauts liés à l'utilisation d'une concentration

Ils ont imposé des arrêts complets et des remises en cause partielles de la conception du module concentrateur.

- étanchéité des bacs :

De nombreux sites (New-Delhi et Bangkok, en premier lieu) ont vu l'apparition d'eau à l'intérieur des bacs, entraînant leurs mises hors service. Ce phénomène, accéléré et amplifié par le climat rude de moussons, est cependant apparu sur une petite échelle sur presque tous les sites.

Initialement, les modules étaient conçus complètement étanches, deux bouchons contenant chacun 2 cm³ de Silicagel assurant leur fermeture. Dans ces conditions, l'atmosphère située à l'intérieur d'un bac subit les variations de pression suivantes :

$$\frac{\Delta p}{p} = \frac{\Delta T}{T}$$

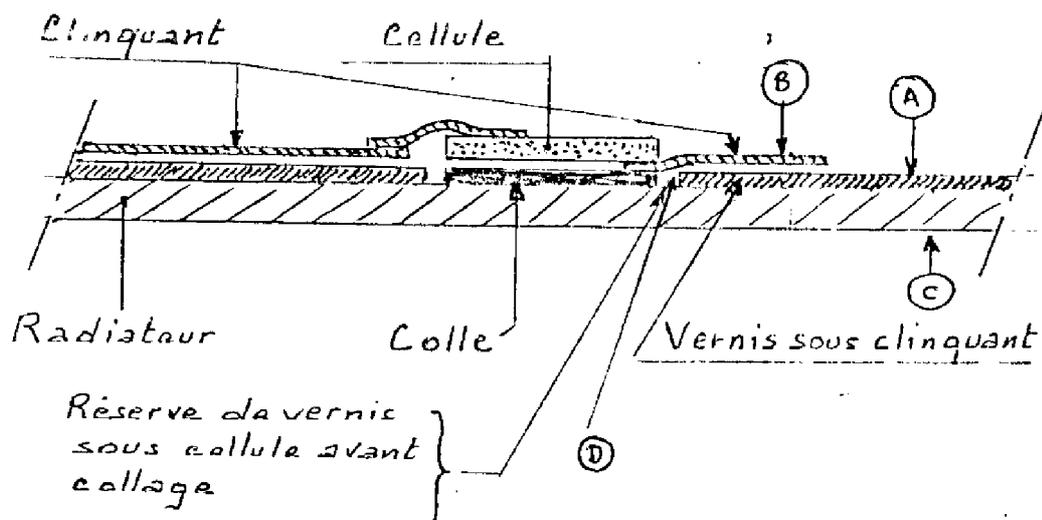
Soit, pour un $\Delta T = T_{\text{jour}} - T_{\text{nuit}} = 20^{\circ}\text{C}$

une valeur $\Delta p = P_{\text{atm}} \times \frac{20}{300} \approx 65 \text{ mbar}$

En fait, ceci n'est vrai que pour une atmosphère parfaitement sèche qui reste sous forme de gaz supposé ici parfait.

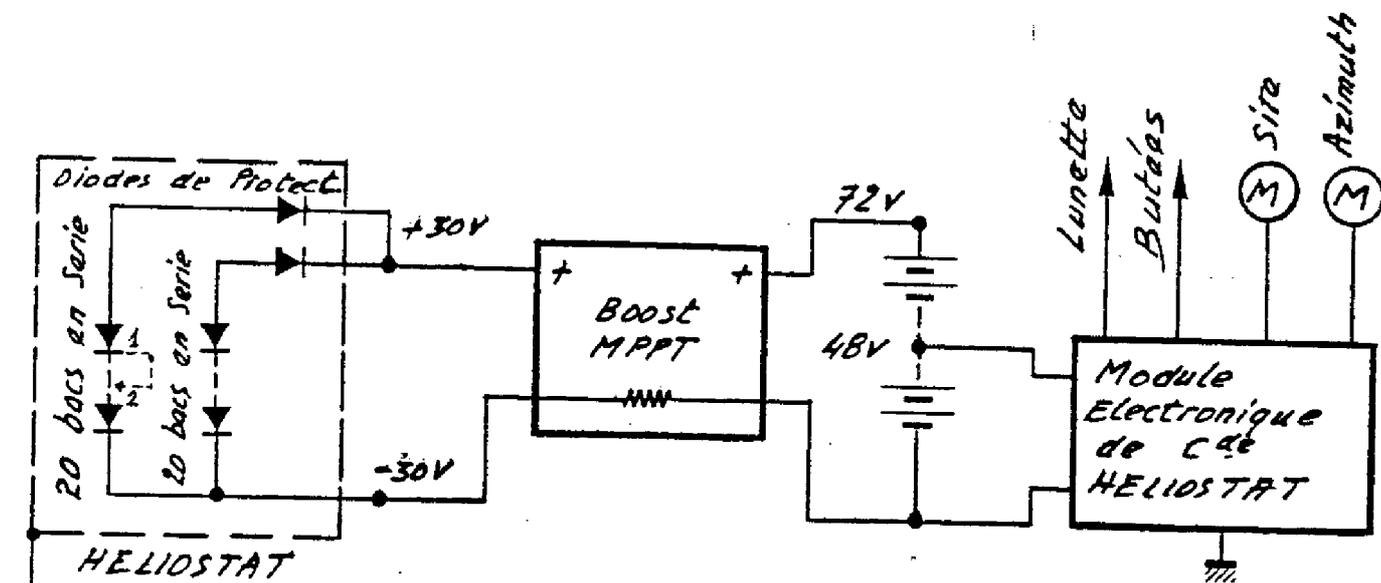
Si l'humidité relative est $\epsilon_R = 60 \%$ pour $T_{\text{jour}} = 30^{\circ}\text{C}$ (soit $W = 16 \text{ g/kg air sec}$),

MERIDA	Janv. 1981 Mars 1981	Pyranomètre et pyrhéliomètre en panne (modèle mexicain) Engrenage de réducteur site cassé Transistor de puissance du moteur site H.S Imprimante (papier n'avance pas)	Défaut de fabrication (distance entre axes trop faible) Résistance mal soudée	Mission Ganibal (Remise en route) Modifié (atténuateur) Modifié sur place + joint en liège O.K.
BANGKOK	Nov. 1980 Fév. 1981 Mars 1981 Avril 1981 Juin 1981 Mars 1982 Mai 1982	3 bacs H.S (eau + cellules cassées) 24 nouveaux bacs (33 au total) 14 bacs ont pris l'eau 8 autres avec condensation Charge active MPPT	orages violents (Surcharge → Composants HS) Défaut de calibration I x V	Mission Ganibal (Mise en route) Mission Robert (Evaluation) Séchage Mission Berry
RIO DE JANEIRO	Juin 1981 Mai 1982	Enregistreur : * temporisateur (de 7 en 7 s au lieu de 12 en 12 mn) * axe du réducteur de l'imprimante Points d'oxydation (ressort et fixation du câble, fixations des bacs, etc...) 1 bac avec de l'eau Soudure clinquant-cellule H.S Composants électroniques H.S	carte 7620 H.S (feu ?) Cosse Faston qui tourne Court-circuit	Mission Berry (Mise en route) Mission Ganibal (Remise en route)
DAKAR	Janv. 1981 Juin 1981 Mai 1982	Module de commande H.S Enregistreur Imprimante Oxydation (connexions, attaches) Sécurités (butées) bloquées par poussière 2 bacs H.S	Résistance de la base des commandes de driver cassée → destruction des transistors de puissance Aliment. 8V des amplis anal. 1 compteur sortie générant le temps Synchronisme du rouleau 2 poulies d'engrenage H.S Enrouleur de papier modifié Étanchéité	Mission Berry (Mise en route) Amené au L.A.A.S. pour réparation Amené au L.A.A.S. pour réparation Amenée au L.A.A.S. pour réparation Mission Ganibal - Remise en route centrale de mesures Reste 6 bacs en fonctionnement



Il est donc nécessaire d'assurer un meilleur isolement de la cellule vis-à-vis du radiateur ; de plus, pour des tensions inférieures, des fuites de courant vers la structure abaissent le rendement global de l'installation.

En effet, si une fuite se produit en 1, le courant circule dans la structure (bacs non isolés de l'héliostat) jusqu'en 2 où le potentiel est négatif.



A la sortie, on mesure ainsi un potentiel fortement négatif (-30V en Grèce), préjudiciable au fonctionnement de l'électronique de commande située en aval.

Si la sortie "-" de l'héliostat est reliée à la masse, toutes les cellules situées en aval de celle qui fuit seront pratiquement en court-circuit.

Dans tous les cas, un isolement parfait des cellules s'impose.

la température de rosée de cet air est de 22°C. Autrement dit, pour $T_{\text{nuite}} < 22^\circ\text{C}$, il y a condensation de l'eau. Par exemple, pour $T_{\text{nuite}} = 15^\circ\text{C}$, l'air saturé ne contient plus que 10 g/kg air sec d'eau sous forme vapeur, ce qui implique que 6 g/kg d'air sec d'eau se sont condensés).

Le volume de Silicagel introduit dans chaque bac (2 à 4 cm³) est insuffisant pour assurer une humidité initiale nulle dans toutes les conditions atmosphériques au moment de la fermeture. Pour $\epsilon_R = 100\%$ à 50°C, il faudrait 6,4 cm³ (cas limite défavorable). Cependant, le problème principal provient de l'action simultanée des deux phénomènes précités :

- * abaissement de pression ;
- * condensation.

Ces variations de pression ne sont pas supportables par les lentilles de Fresnel (à partir de 15 mbar, des craquements sont perceptibles) et celles-ci se disjointent en provoquant des entrées d'eau.

La conclusion des expériences est qu'un bac initialement étanche ne l'est plus au bout de quelques cycles jour-nuit ou soleil-pluie, du fait des variations de pression.

Sur le plan corrosion, cela se traduit par l'apparition de micro-organismes qui oxydent, en particulier, les bornes de sortie et provoquent des décollements de cellules.

- isolement de la cellule :

L'élévation de la puissance a provoqué une augmentation de la tension de sortie panneau (80 V), pour limiter l'effet Joule (pertes dans les câbles).

Or, les mesures d'isolement des bacs montrent que :

- * à sec, la résistance d'isolement à 80 V est de l'ordre de $4 \times 10^3 \text{ M}\Omega$ pour le radiateur (oxydation anodique) ;
Le claquage a lieu à 500 V [24];

- * en présence d'humidité, l'isolement chute en deux secondes et le claquage se produit à 80 V, notamment au bord de la cellule et sous le radiateur (C) et (D).

- les asservissements en "boucle fermée" qui utilisent un senseur optique d'axe confondu avec la normale de l'héliostat et dont les signaux électriques amplifiés servent à alimenter les systèmes d'entraînement de l'héliostat.

La solution "boucle ouverte" reste actuellement plus onéreuse, par le fait qu'elle nécessite l'emploi d'un codeur angulaire sur chaque axe et qu'une procédure d'étalonnage liée à la non-orthogonalité et la non-verticalité des axes est indispensable.

La solution adoptée sur SOPHOCLE est la boucle fermée associée à un système en logique câblée assurant un positionnement "grossier" par temps couvert (système appelé "petit angle").

Cependant, dans le but de permettre un suivi du soleil entre les tropiques où le soleil, sur certaines périodes de l'année, change d'hémisphère, un système "grand angle" a été mis au point qui garantit un fonctionnement indépendant de la latitude. Deux senseurs secondaires permettent, en déterminant les positions relatives de l'héliostat et du soleil, de sélectionner le sens de la rotation en azimut. Un senseur quatre quadrants assurera alors la poursuite fine.

Il faut remarquer que l'ENSIL (Université de LIBREVILLE) travaille sur un système à "boucle ouverte" dans le but d'orienter un champ d'héliostats.

* moteurs :

Afin de permettre un demi-tour rapide de l'héliostat, nécessaire dans les régions intertropicales (ainsi qu'une mise en survie rapide à l'horizontale), la vitesse des moteurs a été augmentée (le couple ayant diminué, les problèmes de contrepooids sont alors apparus (Mexique)).

2) Améliorations sur les modules

* allègement du refroidisseur :

Tout en conservant le même type de refroidisseur en aluminium extrudé, nous avons étudié, de façon approfondie, l'influence des différents paramètres sur l'efficacité du refroidisseur [17] et mis en relief l'importance de l'épaisseur de la plaque sous la cellule (figures 2.21 et 2.22). Sur la base de ces résultats, une nouvelle répartition de la masse a permis de diminuer d'un tiers la masse d'aluminium avec une augmentation très faible de $\Delta T = T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}}$ ($T_{\text{amb}} = 25^{\circ}\text{C}$ et $w_d = 1000 \text{ W/m}^2$).

II.2.2. Améliorations réalisées ou proposées

Suite aux défauts rencontrés, des modifications ont été apportées sur le prototype initial. Certaines l'ont été très tôt et ont donc pu être faites par le constructeur (SOTEREM). D'autres, sont le fruit du laboratoire d'essais (le LAAS, en général), qui a démontré ainsi leur intérêt scientifique.

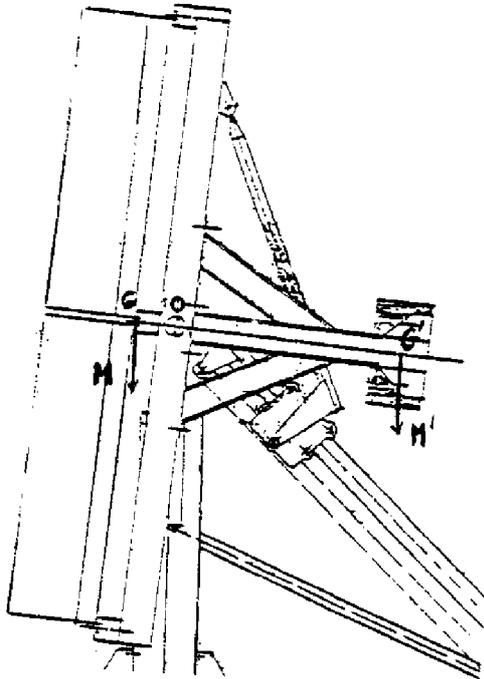
1) Améliorations sur l'héliostat

* allègement de la structure porteuse :

Motivé par le souci d'abaisser le coût matière de l'héliostat, cet allègement permet également de faciliter son installation sur les sites isolés où les moyens de levage sont limités [16]. Un calcul de structures a permis à la SOTEREM de diminuer, en particulier, la taille des rayons du cercle de guidage, les contreforts du fût (triangles évidés), ainsi que les dimensions des supports de longerons et des bielles de guidage.

* contrepoids :

Afin de faciliter le démarrage en position verticale, un contrepoids se révèle nécessaire, notamment sur les héliostats de dimensions importantes (Grèce).



Le centre de gravité G de la structure mobile vérifie pour un générateur de 500 W (40 bacs environ) :

$$M \cdot \overline{OG} = m_{\text{bac}} \cdot \overline{OG}_{\text{bac}} + m_{\text{pout}} \cdot \overline{OG}_{\text{pout}}$$

$$\text{avec : } M = m_{\text{bac}} + m_{\text{pout}} = 40 \times 3,2 + 140 = 270 \text{ kg}$$

$$\overline{OG} = (m_{\text{bac}} \times 26 + m_{\text{pout}} \times 13) / 270 = 20 \text{ cm}$$

Un contrepoids de masse $M' = 80 \text{ kg}$ situé en $\overline{OG}' = -70 \text{ cm}$ suffit pour équilibrer l'héliostat.

* Lunette de guidage :

Les asservissements destinés à positionner les héliostats sont de deux types :

- les asservissements en "boucle ouverte", dans lesquels la position angulaire du soleil est calculée et "recopiée" sur les deux axes de l'héliostat comportant des codeurs angulaires ;

Refroidisseur actuel



Masse : M_1
 $T_{MAX} = 40^\circ C$

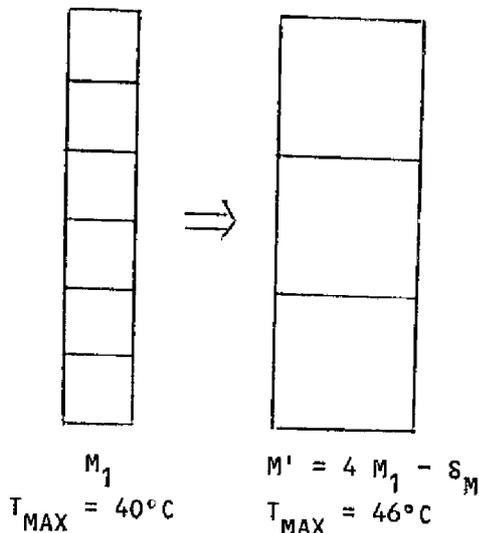
Refroidisseur allégé



Masse : $2/3 M_1$
 $T_{MAX} = 42.5^\circ C$

Il faut remarquer que la taille actuelle des lentilles de Fresnel doit être conservée, car :

- les conclusions des expériences américaines préconisent l'emploi de lentilles carrées de côté compris entre 15 et 25 cm (taille des cellules adoptée : 2 cm x 2 cm) [25];
- le refroidissement des cellules devient plus difficile pour des tailles plus élevées.



Nous avons étudié le cas d'un module double de l'actuel constitué de trois lentilles de Fresnel de côté 32 cm. En conservant une masse globale équivalente et un taux de concentration identique (cellule 4 x 4 cm), la température dépasse de 6°C la température actuelle malgré une bonne répartition des masses (épaisseur = 5 mm sous cellule)

($M' = 4 M_1 - \delta_M$ avec δ_M = augmentation de la masse des bords)

Avec des épaisseurs du type actuel, la température atteint 64°C pour le module double (+ 24°C).

L'idée d'augmenter la taille des modules pour diminuer leur nombre et faciliter leur pose et leur réglage, est donc défavorable sur le plan du refroidissement.

VARIAN PASSIF PLAQUE CARREE DE 13.8 CM

E=0.2 C=377 I=4000-4 TAMB=25 TMOU=35

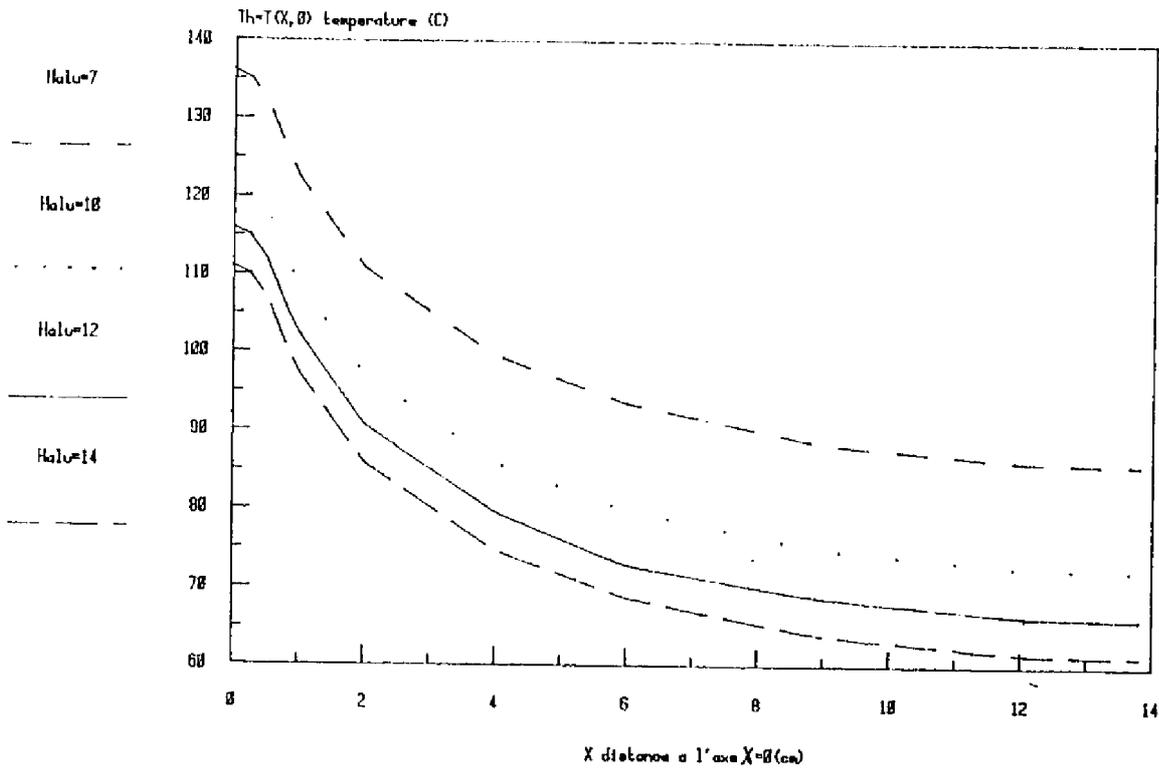


FIGURE 2.21

VARIAN PASSIF PLAQUE CARREE DE 13.8 CM

C=377 I=4000-3 TAMB=25 TMOU=35

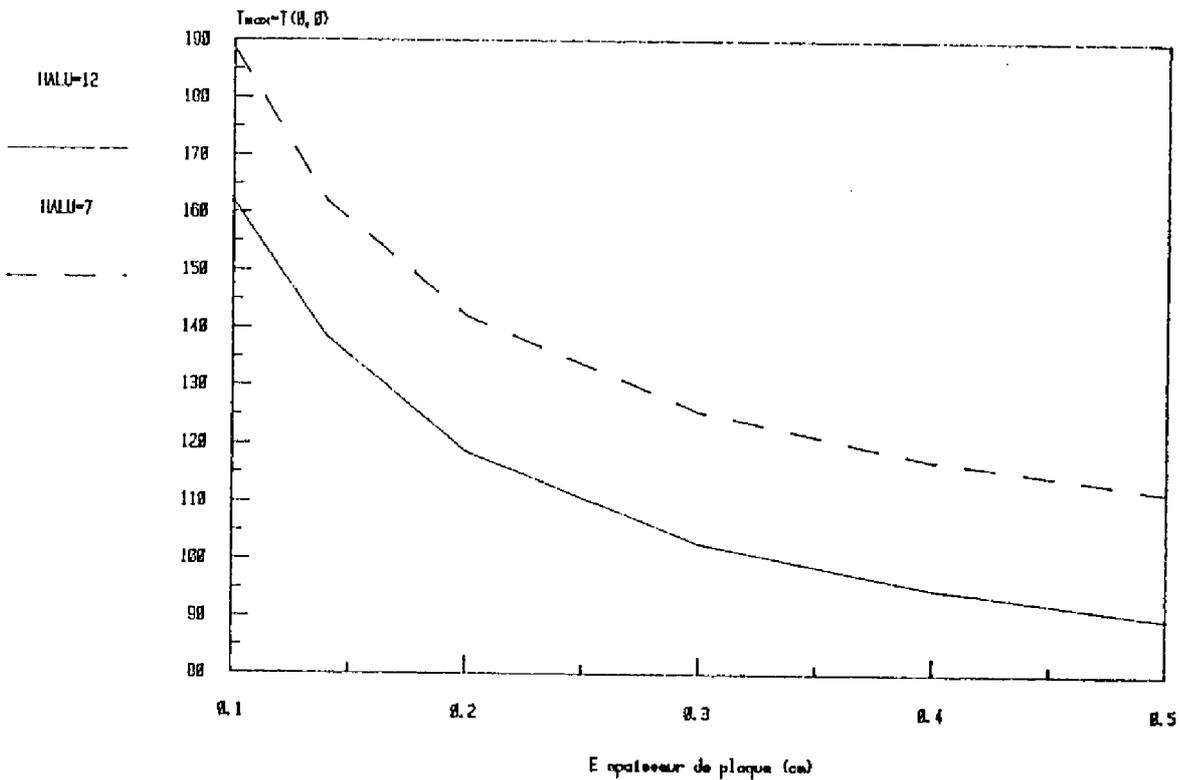
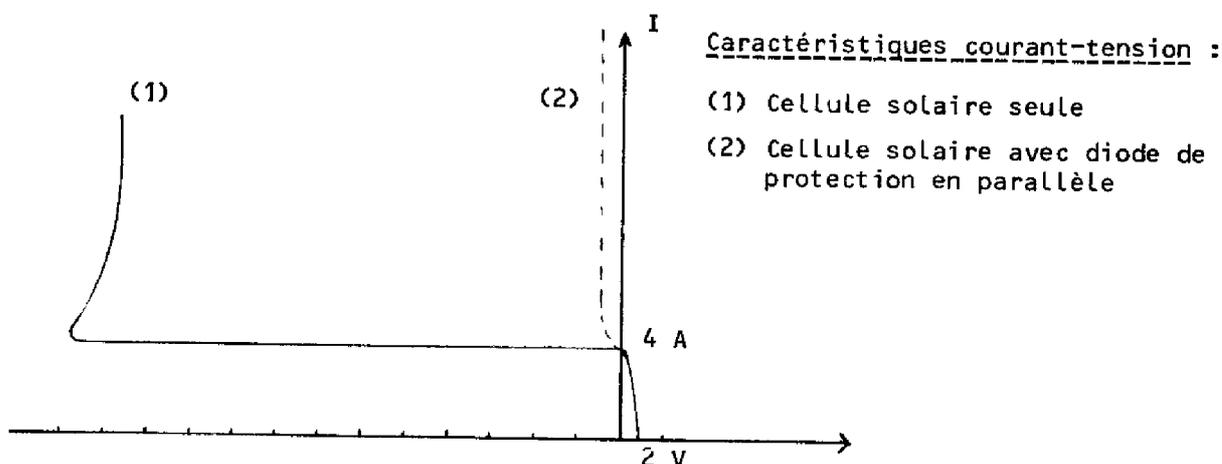


FIGURE 2.22

* diodes :

Une cellule défectueuse peut provoquer la mise en inverse du courant et l'arrêt total de la production d'énergie électrique (car elle devient réceptrice).



Pour éviter ce phénomène, des diodes ont été placées sur tous les bacs de deuxième génération (c'est-à-dire, une diode pour six cellules). Dans ce cas, le phénomène précédent ne fera qu'annuler la production du bac contenant la cellule défectueuse, le courant des autres bacs en série passant par la diode de protection devenue conductrice (voir chapitre II.1.2.).

Cependant, ces diodes ont été placées à l'extérieur des bacs entre les deux cosses Faston, ce qui impose une grande qualité de composant et un coût élevé. Une solution préférable est d'utiliser une boîte de connexions étanche, qui permette de relier à volonté en série-parallèle tous les bacs et qui contienne les diodes. Cette boîte éviterait, de plus, l'emploi des cosses Faston, sujettes à la rouille. Par contre, elle provoquerait soit un allongement des câbles de connexion, soit une augmentation du coût par la multiplication des boîtes.

* contrôle de l'atmosphère :

Nous avons vu que les variations de pression sont responsables de la création de fuites à l'interface lentilles - flancs ou fonds en général.

Trois propositions sont faites pour pallier ce défaut :

(1) Créer une surpression interne de l'ordre de 2 à 3 mbar par soufflage d'air (voie active) :

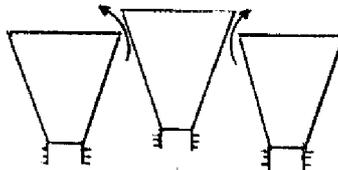
Le schéma ci-contre montre le principe de l'installation. Nous l'avons testé sur deux bacs en soufflage permanent parallèle.

En raison des difficultés à obtenir un clapet taré à 3 mbar qui fonctionne dans toutes les orientations, nous avons utilisé un trou assurant une perte de charge de 3 mbar pour le débit d'air obtenu avec un aspirateur fonction-

* attache des bacs :

Nous avons testé sur le site du L.A.A.S. un nouveau type d'attache (voir photo 9) qui est à la fois :

- simple ;
- pratique : a) une seule vis pour fixer l'attache au longeron et située vers l'arrière (accès facile à l'utilisateur ; possibilité de retirer un bac ou de le régler sans échelle) ;
b) le réglage de la hauteur permet de décaler les bacs entre eux pour assurer une meilleure circulation de l'air et un meilleur coefficient de remplissage ;



- c) le réglage de la tâche ne nécessite qu'une vis ;

- isolant, car constitué de PVC. Une bande isolante parcourant le longeron assure l'isolement.

D'autre part, cette attache simplifie la géométrie des longerons qui peuvent être des tubes fermés de section carrée

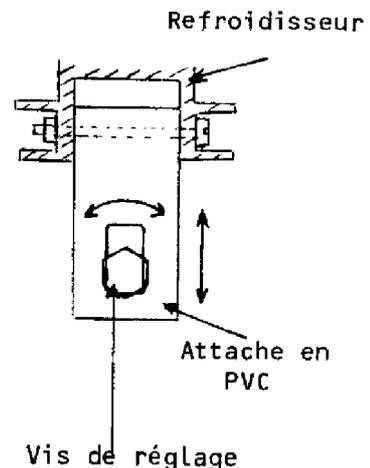
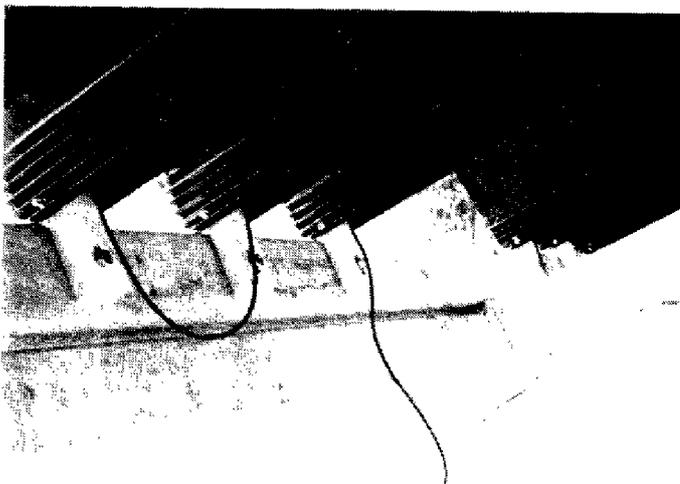


PHOTO 9

Nouveau système d'attache des bacs
expérimenté au LAAS

nant en inverse et muni d'un variateur de puissance (l'enveloppe interne servant de filtre à poussière).

La puissance consommée équivalente à 100 bacs, mesurée en augmentant les trous d'un rapport surfacique 50, atteint 100 W. A cette puissance, il faudrait ajouter celle consommée par un absorbeur d'eau pour l'air entrant. On voit que cet ordre de grandeur impose l'utilisation d'un clapet qui permette une mise en marche périodique en assurant la fermeture du bac dès que la pression relative descend en-dessous de 2 mbars.

Deux dangers ont été mis en évidence :

a) un bac ouvert (grosse fuite)

Les deux bacs sont couplés. Aucune pression n'est assurée dans les deux bacs.

b) un bac fermé (clapet bloqué)

La pression monte dans les deux bacs.

En fait, les effets de ces contraintes sont moins importants quand un bac sur 100 seulement est ouvert ou fermé.

Estimation de la puissance consommée

Avec deux trous de 1 mm^2 , le débit nécessaire pour assurer une perte de charge de 3 mbars est pour un bac :

$$Q = 2.5 \times 5 \times \sqrt{\Delta P_{\text{mmH}_2\text{O}}} \simeq 2.8 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$$

Soit un renouvellement total de l'air d'un bac (20 litres) en :

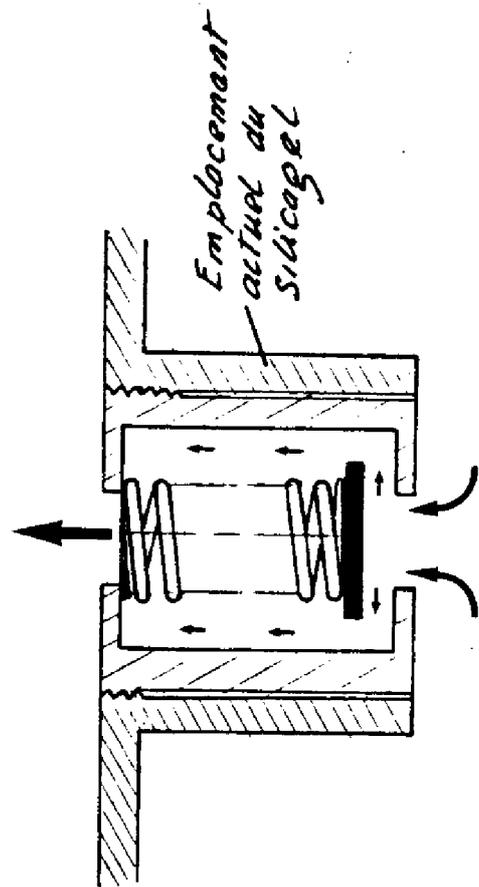
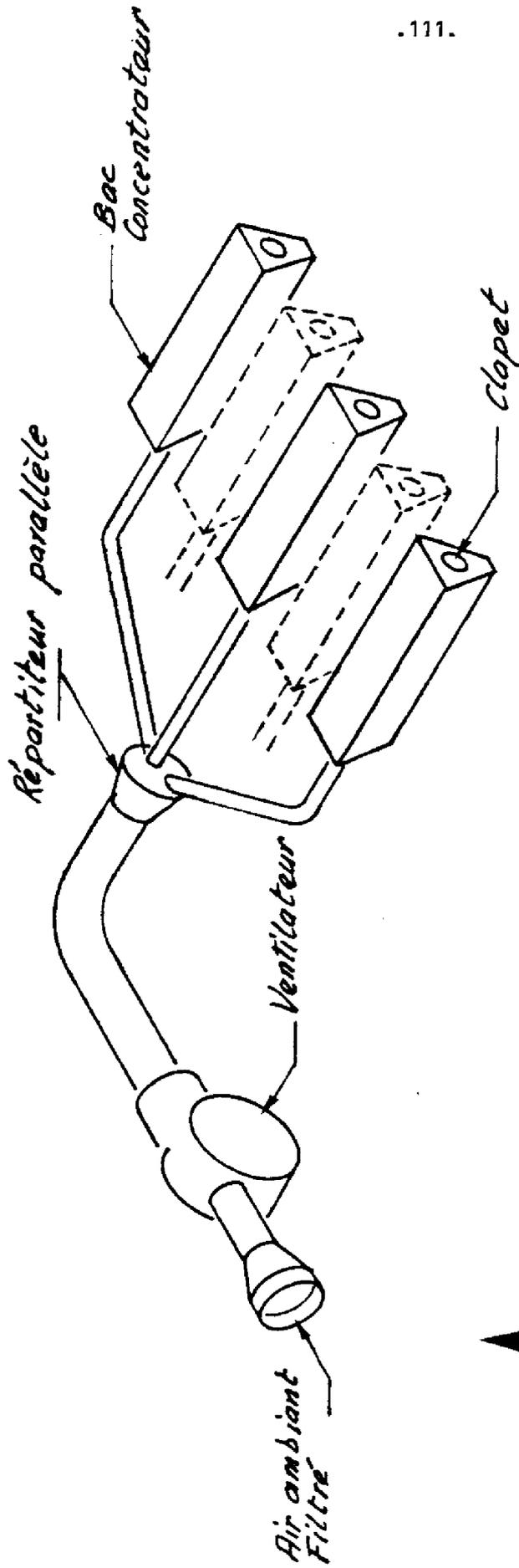
$$t = \frac{20 \times 10^{-3}}{Q} = 700 \text{ s}$$

Nous considérons qu'un soufflage périodique durant la nuit est nécessaire pour ne pas laisser en contact trop longtemps l'intérieur du bac avec de l'air humide (le bac est en contact avec l'extérieur par l'entrée d'air du ventilateur ; le filtre peut servir à assurer la pression interne).

Le matin, période de condensation, un renouvellement complet de l'air asséché et encore froid est nécessaire, comme le montre la courbe de variation de l'humidité à l'intérieur d'un bac du L.A.A.S. (figure 2.5).

Cet air, après échauffement au cours de la journée, subira une diminution très nette de son humidité. Comme l'entrée d'air du ventilateur assure l'équilibre des pressions interne et externe (au ΔP du filtre près), nul besoin ne se fait sentir de souffler au cours de la journée.

En supposant donc un soufflage horaire de 5 minutes de 18 h à 6 h, plus un renouvellement d'air complet par un soufflage pendant 20 minutes le matin à l'aube (l'expérience faite au L.A.A.S. montre qu'un soufflage de



SCHEMA DE L'INSTALLATION ASSURANT
L'ETANCHEITE PAR SOUFFLAGE D'AIR

Détail du Clopet
Toré à 3 mbar

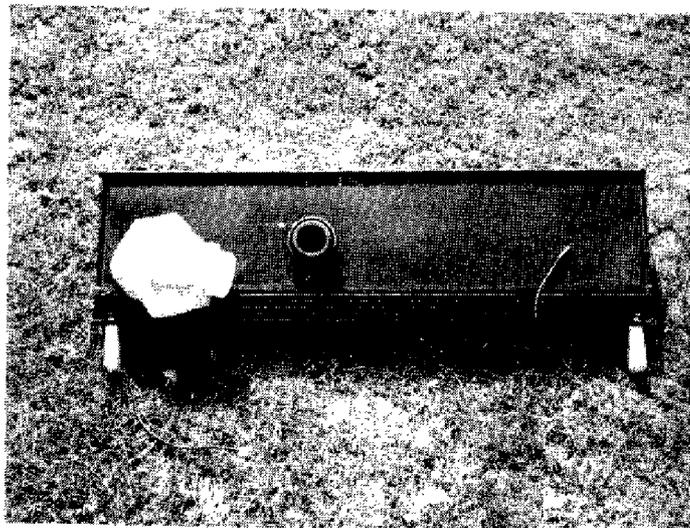


PHOTO 10

Mode d'installation d'une vessie sur un flanc de module SOPHOCLE

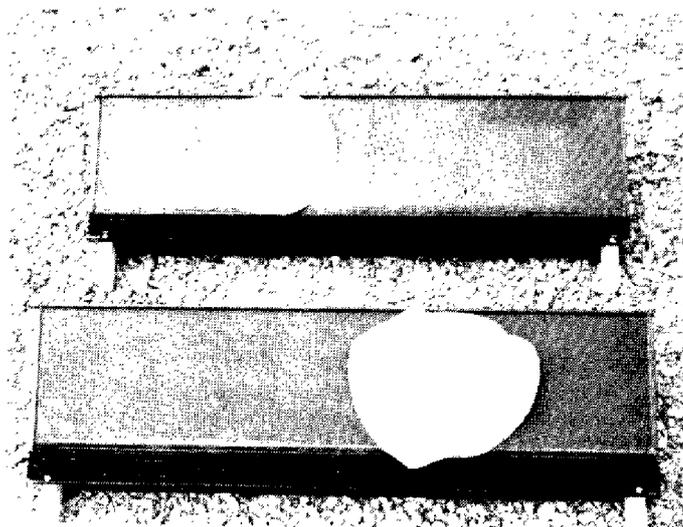


PHOTO 11

Vessies installées sur des bacs après le soufflage d'air initial

20 minutes permet de chasser la condensation interne sur les lentilles de Fresnel), la consommation journalière pour 100 bacs s'élève à 135 Wh (inférieure à la consommation du guidage).

Cependant, ce système est tributaire de la mise au point du clapet et du filtre. Il a l'inconvénient de compliquer (légèrement) l'installation existante, en introduisant un ventilateur qui peut être sujet à pannes, et de consommer l'énergie à un moment où elle n'en produit pas (nécessité d'avoir des batteries plus importantes).

C'est pourquoi d'autres propositions ont été étudiées.

(2) Assurer passivement un contrôle de la pression interne :

Deux voies ont été étudiées :

- L'une par la SNIAS, testée favorablement au Mali [30] prévoit une respiration pour un ensemble de bacs à travers une vessie tampon qui assure une pression constante à l'intérieur des bacs. Un filtre à air de voiture, en amont, assure le dépoussiérage de l'air entrant, tandis que du Silicagel l'assèche. Cet ensemble filtrant provoque une perte de charge trop importante pour assurer un débit suffisant qui compense les variations brutales de pression dues à une chute de pluie par exemple. C'est pourquoi, une vessie tampon a été installée.

Le même système sans vessie a également été testé, avec cette fois 5 kg de Silicagel au lieu de 2, pour compenser l'augmentation des transferts d'air.

Aucune entrée d'eau n'a été constatée sur l'un et l'autre depuis Janvier 1982, date de l'installation à Kolokani de ces travées-test.

- L'autre par le LAAS, utilise des vessies individuelles montées sur les flancs du bac (photos 10 et 11).

Le volume de ces vessies (2 litres) permet de compenser les variations journalières de température en gardant une pression constante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{2\text{l}}{20\text{l}} \approx \frac{30^\circ\text{K}}{300^\circ\text{K}} = \frac{\Delta T}{T} = \frac{T_{\text{jour}} - T_{\text{nuit}}}{T_{\text{jour}}}$$

Ce système maintient la présence du Silicagel dans des bouchons fermés pour assurer l'assèchement de l'air lors de l'installation. Afin d'assurer un fonctionnement efficace, il doit être monté avec la vessie sous pression à une température ambiante élevée ou sans pression à une température basse (au repos ($\Delta p = 0$), cette vessie doit occuper un volume $V/2$).

Ces deux systèmes assurent uniquement la constance de la pression interne, mais cela permet de conserver les caractéristiques initiales d'étanchéité du bac. Les résultats sont pour l'instant concluants, tant au LAAS qu'au Mali.

Deux générations se sont succédées :

- la première utilise une graisse de Silicone (E&C TC-8M), chargée d'alumine, associée à une bande adhésive de téflon fabriquée par CHR Co. Une bande de Kapton fabriquée par 3M Co remplace parfois le téflon.
(méthode analogue, donc, à celle de L'Aérospatiale au MALI)
- la seconde utilise un adhésif RTV-Silicone (E&C 4952 W) chargé d'alumine poudreuse qui colle la cellule sur un substrat métallique (refroidisseur) qui est recouvert d'une fine couche (0,15 mm) de porcelaine. (Pour protéger la cellule, une couche de 0,1 mm de DOW CORNING 1-2577 est, de plus, appliquée). Une substance chargée de cuivre a également été utilisée, notamment pour le site de Martin Marietta. La difficulté réside dans le contact entre la cellule et la céramique qui doit éviter la création de vides, susceptibles de développer des points chauds lors de l'utilisation[29].

Un moyen d'améliorer le coefficient de transfert thermique est d'ajouter une embase de cuivre qui joue le rôle de répartiteur de l'énergie entre la cellule et le film 3M. Cependant, cette embase, source d'augmentation du coût, nécessite un collage cellule-cuivre. Le collage actuel peut être utilisé, mais il faut remarquer que des cellules se sont décollées au cours des deux années d'expérimentation, ce qui montre que le contrôle de l'épaisseur n'est pas résolu parfaitement.

En conclusion, il semble qu'il soit plus facile de trouver un adhésif bon conducteur thermique associé à un isolant électrique, type céramique, qui soit un relativement bon conducteur thermique (en le chargeant d'alumine ou de cuivre), qu'un adhésif à la fois isolant électrique et conducteur thermique.

Afin de résoudre à titre expérimental ce problème, nous avons isolé les modules vis-à-vis de la structure. Cependant cette méthode impose, au point de vue sécurité, l'utilisation d'une tension maximale de 48 V. Les normes d'isolement imposent une tension d'isolement égale à $(1000 \text{ V} + 2 \times \text{tension d'utilisation})$. Industriellement, seul un isolement de la cellule vis-à-vis du refroidisseur est donc acceptable. La méthode Aérospatiale, améliorée à l'instar des U.S.A. par une graisse chargée qui facilite le contact thermique, est une solution fiable envisageable avec des cellules à hautes performances, d'autant plus que le rendement de matériau tel que l'Arséniure de Gallium varie moins avec la température.

Cependant, le système développé par la SNIAS présente un inconvénient majeur : si un des bacs fuit, l'ensemble des bacs en série avec lui sur la vessie tampon perdra ses qualités d'étanchéité.

D'autre part, les tuyauteries de branchement provoquent une complication du système.

- (3) Laisser les bacs en contact avec l'air ambiant, chaque module étant muni d'un système de filtre à poussière et à eau à Δp faible :
- C'est la voie adoptée sur les projets VARIAN, MARTIN MARIETTA, etc... aux USA. Cependant, leur zone d'activité se borne aux régions désertiques, ce qui justifie la conception rudimentaire du filtre qui assure l'équilibre des pressions, mais absorbe peu de vapeur d'eau et de gaz polluants.
- C'est, en fait, également la voie "SOPHOCLE", puisque les bouchons des bacs de deuxième génération sont troués pour assurer l'équilibre des pressions. Cependant, deux défauts doivent être palliés :
- trous trop petits n'assurant pas leur fonction ;
 - volume de Silicagel insuffisant et filtrage inexistant.
- Des contacts avec des fabricants de filtres laissent espérer la possibilité de mettre au point un filtre individuel remplaçable annuellement.

De ces trois propositions, seule la deuxième est applicable immédiatement avec ses deux versions possibles. L'une a l'avantage d'avoir été testée industriellement, mais présente un surcoût non négligeable associé à une diminution des qualités de refroidisseur préjudiciable. L'autre, testée grâce à des vessies pour glace du commerce, semble être une solution moins coûteuse dont l'efficacité à long terme doit être vérifiée (porosité et vieillissement de la membrane).

* isolement de la cellule :

Des essais à Kolokani ont été effectués avec un autre mode de collage de la cellule qui assure l'isolement de celle-ci vis-à-vis de la structure en aluminium. La colle a été remplacée par un film 3M, double face, sur lequel ont été collés la cellule et le clinquant. Ce film assure un isolement parfait de la cellule, mais les mesures de températures ont montré que la température de la cellule a monté de 20°C environ. Ce système provoque donc une perte de plus de 1 point sur le rendement, ce qui est peu satisfaisant.

Il faut remarquer que ce problème a été le problème n° 1 des systèmes photovoltaïques à concentration américains ; aux U.S.A., des sommes considérables ont été dépensées uniquement sur cette liaison cellule-refroidisseur.

- . Le passage automatique en temps couvert :
le seuil doit être réglé en fonction du site.
- . La tenue des lentilles :
A part quelques rayures, elles n'ont subi aucune opacité, ni autre dégradation apparente. Par contre, l'électricité statique facilite l'empoussiérage.
- . Le refroidisseur qui a pleinement joué son rôle en limitant la température de la cellule à $T_{\text{ambiante}} + 25^{\circ}\text{C}$.
- . Le MPPT (convertisseur-adaptateur de charge) qui joue parfaitement son rôle avec un rendement supérieur à 90 %.

Nous pouvons donc conclure que le fonctionnement global justifie la conception d'ensemble du générateur initial. Les modifications apportées grâce à cette expérimentation sont minimes, excepté en ce qui concerne le module lui-même et ses propriétés d'étanchéité et d'isolement électrique. Le rapport de M. JOBART concernant l'évolution du prototype corrigé sur ces deux points au Mali est particulièrement optimiste sur les chances de règlement pour ces deux problèmes. On peut donc dire que la fiabilité du produit pourra être garantie par l'industriel après les améliorations mentionnées dans ce chapitre. Par contre, il découle de celles-ci un abaissement du rendement qu'il sera nécessaire de compenser par une amélioration des cellules, en particulier.

D'autre part, l'expérience du Mali (prototype de 2 kW) a permis de mettre en évidence les problèmes dûs à la taille du générateur. L'abaissement du rendement à 7 %, les difficultés de réglage (panneau trop souple) et de maintenance sur un héliostat de plus de 6 m de haut, permettent de conseiller, à l'avenir, de se restreindre à des puissances inférieures à 1 kW.

Comment situer les chances de développement d'un tel produit ? Il nous faut le comparer avec les systèmes plans, notamment sur le plan du coût du watt-produit, et décrire les moyens et les limites de son développement. Ce sera l'objet du chapitre suivant.

CONCLUSION

Les diverses expérimentations (SOPHOCLE 100, SOPHOCLE 500 et SOPHOCLE 2000) ont apporté chacune leurs informations indispensables sur le fonctionnement d'un générateur à concentration.

Ces informations nous ont permis :

- d'une part de caractériser le comportement électrique et thermique du générateur, en montrant :
 - * le rôle de la disparité des cellules sur l'efficacité d'un bac (rendement global proche de la plus mauvaise) ;
 - * le rôle d'un bac mauvais sur l'ensemble du générateur (la diode permet de conserver un bon facteur CF);
 - * l'influence de la température et de l'ensoleillement direct sur le rendement du système ;
 - * la valeur de la résistance thermique ($R_{th} = 0,022^{\circ}\text{C/W/m}$) ;
 - * l'influence du vent sur cette résistance (1 m/s améliore de 3 % la résistance thermique) ;
 - d'autre part, de mieux connaître l'ensoleillement des sites d'ALGER et de LIBREVILLE, et de conclure que le bassin méditerranéen est l'endroit le plus favorable pour un développement de la concentration ;
 - enfin, de connaître les défauts du système afin de pouvoir résoudre les problèmes rencontrés.
- A ce propos, nous n'avons pas mis en valeur les points de bon fonctionnement qui touchent notamment :
- . le guidage par les lunettes petit angle ou grand angle :
le seul problème est une tendance à suivre le bord des nuages plus lumineux, ou des rayons réfléchis (murs blancs), mais il est inhérent au système ;
 - . la tenue de l'héliostat :
la conception est bonne et il n'a pas souffert de la corrosion. Un problème de dilatation au niveau du rail est apparu sur deux sites.
 - . la mise en survie. Pour les héliostats de puissance inférieure au kW, le vent de déclenchement pourrait être augmenté de 70 à 100 km/h (tenue vérifiée lors de la tempête d'Octobre 1982 à TOULOUSE), afin de profiter de l'ensoleillement particulièrement important dans la plupart des cas où $V > 15$ m/s.

CHAPITRE III

ASPECTS TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES LIÉS À L'AVENIR DE LA CONCENTRATION

III.1. COMPARAISON WATT-PLAN/WATT-CONCENTRE

III.1.1. Définition des conditions standards de calcul du rendement pour le watt-plan et le watt-concentré

Nous avons vu au chapitre II que le rendement d'une installation photovoltaïque dépend de la température d'utilisation et de l'ensoleillement direct incident.

Pour pouvoir comparer les installations entre elles, il est donc nécessaire de définir une norme qui soit compatible avec les deux types de production, watt-plan et watt-concentré.

Cette norme n'est pas nécessairement appliquée, que ce soit dans le domaine scientifique ou dans le domaine commercial, comme le prouve le tableau ci-dessous de caractéristiques actuellement utilisées pour l'évaluation des rendements.

SYSTÈMES	TEMPÉRATURE	ENSOLEILLEMENT	REMARQUES
PLAN	$T_{cell} = 28^{\circ}C$	$W_g = 1 \text{ kw/m}^2$	AM ₁
PLAN	$T_{cell} = 25^{\circ}C$	$W_g = AM_1$	Le plus fréquent : Photowatt précise : $\Delta T = T_{cell} - T_{amb} \approx 25^{\circ}C$ RTC précisant : $\Delta T = 15^{\circ}C$ (bi-verre)
		ou $W_g = AM 1.5$	
PLAN	$T_{amb} = 25^{\circ}C$	$W_g = AM 1.5$	
CONCENTRE	$T_{cell} = 28^{\circ}C$	$W_d = 800 \text{ W/m}^2$	AM 1,5 représente l'énergie maximale M reçue quand la hauteur du soleil est 40°. Cette valeur dépend de la pureté de l'atmosphère: <ul style="list-style-type: none"> . très pure $\beta = 0,02 \quad n=1.3 \quad M=876$. pure $\beta = 0,04 \quad n=1.3 \quad M=834$. polluée $\beta = 0,085 \quad n=0.66 \quad M=786$ (en W/m^2)
		OU $W_d = 1 \text{ kw/m}^2$	
CONCENTRE	$T_{amb} = 25^{\circ}C$	$W_d = 800 \text{ W/m}^2$	

Remarques : (1) En ce qui concerne le watt-concentré, on ne peut comparer facilement un système à refroidissement actif et un système passif, car le premier permet en général une production d'énergie thermique. Le choix de la température d'utilisation dépend alors du rapport énergie électrique/énergie thermique désiré.

L'étude expérimentale précédente nous a montré les caractéristiques techniques du générateur SOPHOCLE et leur évolution dans le temps.

Le bon comportement de l'héliostat et les espoirs suscités par les améliorations proposées rendent les perspectives favorables pour l'obtention d'un produit fiable.

Cependant, l'avenir de la concentration est fonction également de la concurrence et le facteur coût est prépondérant dans ce contexte.

Pour permettre le choix entre les filières watt-plan et watt-concentré, il est nécessaire de comparer le coût de l'énergie produite pour un site donné. Le coût du watt-heure est fonction :

- de l'énergie incidente disponible pour chaque filière sur le lieu considéré ;
- du coût du watt-installé pour des conditions standards.

Nous définirons, dans un premier temps, les conditions standards qui normalisent le calcul du rendement du watt-plan et du watt-concentré. Puis, nous comparerons les énergies reçues par des plans fixes horizontaux, fixes inclinés ou orientés avec l'énergie directe reçue par un concentrateur orienté deux axes. Enfin, nous terminerons cette première partie par l'analyse des composantes du coût du watt-installé, pour les deux types de production photovoltaïque.

Pour faire un choix technologique, il faut également prendre en compte les sources d'améliorations dans l'avenir, à la fois des techniques et des coûts.

La deuxième partie est ainsi consacrée au développement de la concentration, c'est-à-dire, d'une part aux moyens d'accroître les performances précitées, notamment par l'amélioration du rendement grâce à l'utilisation de cellules à haut rendement, de systèmes dichroïques ou de plus hautes concentrations, et d'autre part, aux obstacles qui limitent le développement industriel actuel.

Un bilan des avantages et des inconvénients de chaque filière sera dressé pour éclairer l'avenir de la concentration.

Justification de l'emploi de cette norme

Sachant que l'on connaît parfaitement le rendement spectral d'un système en fonction de la température $\eta_{\lambda}(T)$, l'énergie produite en une année s'écrit :

$$E_A = \int_{\text{Année}} \int_{\lambda} S_{\lambda}(t) \eta_{\lambda}(T) d\lambda dt$$

S_{λ} : irradiance spectrale

On cherche alors à déterminer :

- * un spectre de référence S_R qui permette d'approximer E_a :

$$E_a \simeq \int_{\text{Année}} S_R(t) \eta(T) dt$$

S_R : irradiance totale au temps

$\eta(T)$: rendement pour le spectre de référence S_R à $T^{\circ}\text{C}$

(température de la cellule au temps t)

Une étude américaine faite par le "Jet Propulsion Laboratory" [32] a permis de montrer que le spectre le plus proche de la réalité, tant du point de vue de la répartition spectrale que de l'énergie annuelle (rapport $\frac{E_a}{E_a}$ le plus proche de 1), est le spectre AM1. Cette étude a été faite sur 7 sites américains, mais peut être étendue à nos contrées.

- * des conditions de référence S_N, T_N telles que :

$$\int_{\text{année}} S(t) \eta(T) dt \simeq \eta(S_N, T_N) \int_{\text{année}} S(t) dt$$

La condition T_N peut être imposée à l'environnement ou à la cellule. L'étude comparée de la validité de l'approximation pour des types différents de panneaux (plan, moyenne concentration, haute concentration) montre, dans le tableau ci-dessous [32], que :

ARRAY TYPE	SITE LOCATION	TOTAL IRRAD. kWh / m ² /yr	ACTUAL ARRAY OUTPUT kWh / m ² /yr	$\eta(T_N, S_N) \int_{\text{yr}} S dt / \int_{\text{yr}} S(t) dt$			
				FIXED ENVIRONMENT		FIXED CELL TEMP.	
				T = 20 S = 80	T = 15 S = 100	T = 25 S = 100	T = 45 S = 100
AVG. FLAT PLATE	ALBUQ.	2316	248	1.00	1.00	1.10	1.00
	CAP. HAT.	1832	196	0.99	1.01	1.14	1.04
	OMAHA	1853	201	0.99	0.99	1.09	1.01
	MIAMI	1895	196	1.03	1.04	1.14	1.04
AVG. 2-AXIS CON.	ALBUQ.	2552	274	0.99	1.00	1.10	1.00
	CAP. HAT.	1512	162	0.99	1.01	1.11	1.00
	OMAHA	1638	177	0.99	0.99	1.10	0.99
	MIAMI	1372	142	1.03	1.04	1.15	1.04
HOT 2-AXIS CON.	ALBUQ.	2552	252	1.00	0.98	1.20	1.09
	CAP. HAT.	1512	152	0.97	0.97	1.18	1.08
	OMAHA	1638	166	0.97	0.95	1.17	1.06
	MIAMI	1372	134	1.01	0.99	1.22	1.10

T: CELLULAR TEMPERATURE, (°C), S: IRRADIANCE, (mW/cm²)

(2) Certains constructeurs précisent :

- la variation par degré de la tension de circuit ouvert

exemple : OCLI $\frac{\Delta V}{\Delta T} \approx - 2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$

- la variation par degré du rendement ou de la puissance

exemple : SOLARIS $\frac{1}{W_p} \frac{\Delta W_p}{\Delta T} = - 0,3 \text{ } \%/^\circ\text{C}$

(3) Ces conditions de température, appliquées le plus fréquemment à la cellule, sont favorables au constructeur, car elles permettent de surévaluer le rendement du système. Ainsi, par exemple, pour obtenir une température de 25°C à la jonction de la cellule par un vent de 1 m/s (face arrière ouverte), il est nécessaire d'avoir une ambiante au-dessous de 10°C, ce qui permet au constructeur de gagner au moins 1 % absolu sur le rendement.

Si les constructeurs utilisent des conditions variées pour des raisons commerciales, les scientifiques ont à leur disposition depuis Juillet 1980 une norme appelée S.O.C pour "Standard Operating Conditions" préparée par le D.O.E. américain [13].

Le rendement doit être calculé pour les conditions suivantes

(N.T.E. : Nominal Thermal Environment)

TEMPERATURE AMBIANTE	:	20°C
ENSOLEILLEMENT	:	800 W/m ² (direct pour la concentration ; global pour le plan)
VENT	:	1 m/s

Ces conditions permettent de définir la température de fonctionnement de la cellule (N.O.C.T. : Nominal Operating Cell Temperature) avec deux précisions :

- système en circuit ouvert ;
- face arrière ouverte (système plan).

La différence $T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}}$ étant indépendante de T_{amb} pour des ensoleillements supérieurs à 400 W/m², on mesurera la N.O.C.T. grâce à :

$\text{N.O.C.T.} : (T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}})_{\substack{W_d = 800 \text{ W/m}^2 \\ V = 1 \text{ m/s}}} + 20^\circ\text{C}$

La puissance crête de SOPHOCLE est égale à :

$$P_c = \eta (T_{ref} = 33^\circ C, W_d = 1000 \text{ W/m}^2) \times S \times W_I$$

1000 W/m^2

Soit, pour un mètre carré de capteur :

$$P_{c_u} = 8.75 \% \times 1000 = 87,5 \text{ W}_c/\text{m}^2 \text{ capt.}$$

III.1.2. Energies reçues par un capteur plan horizontal, incliné fixe et orienté

Pour comparer les systèmes photovoltaïques entre eux, il ne suffit pas de connaître leur rendement, mais il faut également connaître l'énergie effectivement reçue par ces systèmes.

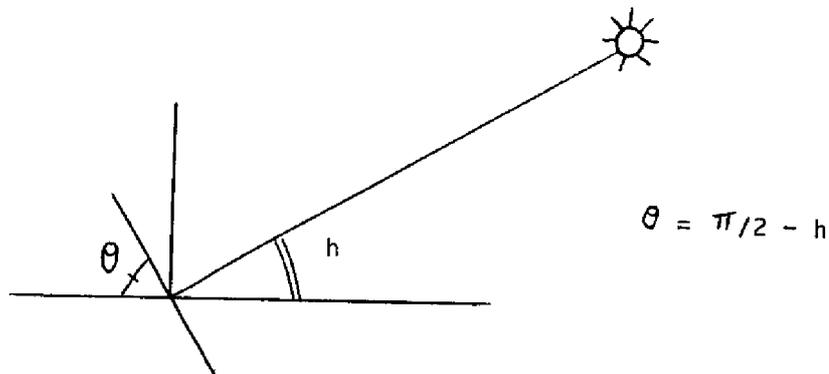
Nous avons à notre disposition des mesures d'ensoleillement comprenant :

- l'ensoleillement global horizontal W_{gh} ;
- l'ensoleillement direct embarqué W_d .

Afin de pouvoir décider du système adapté à chaque site, nous allons calculer l'ensoleillement global reçu par une surface plane inclinée fixe et orientée à partir de W_{gh} et W_d .

III.1.2.1. Calculs théoriques

A) Energie reçue par une surface plane orientée deux axes ($W_{g_{orienté}}$)



$$\theta = \pi/2 - h$$

$$W_{g_{orienté}} = W_d + \text{Diffus}_{orienté}$$

- les conditions doivent être fixées sur l'environnement ;
- la meilleure approximation (erreur maximale = 3 %) est obtenue par :

$$\left. \begin{aligned} T_{\text{amb}} &= 20^{\circ}\text{C} = T_N \\ W_d &= 800 \text{ W/m}^2 = S_N \end{aligned} \right\} \text{Conditions NTE}$$

Nous voyons, donc, que cette norme rend compte de l'environnement moyen annuel. Elle permet de comparer les systèmes plans et les systèmes à concentration en rendant les résultats indépendants du site. L'usage de la N.O.C.T. permet de s'affranchir des différences de conception du système de refroidissement.

Remarque importante : Cette norme du D.O.E. prévoit de définir la puissance nominale (ou puissance crête) d'un système comme étant :

$$P_N = P_C = V_{NO} \times I_{NO}$$

avec V_{NO} et I_{NO} respectivement tension et courant de sortie obtenus pour :

$$T_{\text{cell}} = \text{N.O.C.T.} (T_{\text{amb}} = 20^{\circ}\text{C}, W_d = 800 \text{ W/m}^2)$$

$$W_d = 1000 \text{ W/m}^2 \text{ (ou } W_g)$$

1000 W/m² est, en effet, l'énergie maximale reçue perpendiculairement par une surface plane sur la terre (AM1).

Application à SOPHOCLE

Nous avons vu au chapitre II que la résistance thermique totale de SOPHOCLE est : $R_T \simeq 0,022^{\circ}\text{C/W/m}^2$ (vent : 1 m/s).

$$\text{Donc : } T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}} = 0,022 \times 800 = 17,6^{\circ}\text{C}$$

$$\boxed{\text{N.O.C.T.}_{\text{SOPHOCLE}} = 37,6^{\circ}\text{C}}$$

La température du refroidisseur correspondant à cette N.O.C.T. est égale à :

$$T_{\text{ref}}^{\text{NOCT}} = 20^{\circ}\text{C} + R_{\text{Ref}} \times 800 \simeq 33^{\circ}\text{C}$$

$$0,017^{\circ}\text{C/W/m}^2$$

C'est pourquoi, tous les rendements du chapitre II ont été donnés aux conditions :

$$\begin{cases} T_{\text{ref}} = 33^{\circ}\text{C} \\ W_d = 800 \text{ W/m}^2 \end{cases}$$

$$\left\| \begin{array}{l} \text{Le rendement mesuré de SOPHOCLE avant vieillissement est égal à :} \\ \eta (T_{\text{ref}} = 33^{\circ}\text{C}, W_d = 800 \text{ W/m}^2) = 9,2 \% \end{array} \right.$$

(Travée de 14 bacs au LAAS)

D'autre part :

$$\text{Direct}_{\text{PFI}} = \text{Direct}_{\text{or}} \left[\text{Cosh Sin } i \text{ Cos (azimut } -\gamma) + \sin h \text{ Cos } i \right]$$

D'où :

$$W_{\text{GPFI}} = W_{\text{D}} \left[\text{Cos } h \text{ Sin } i \text{ Cos (azimuth } -\gamma) + \text{Sin } h \text{ Cos } i - (1 + \text{Cos } i) \text{sinh} \right] + (W_{\text{gh}/2}) (1 + \text{Cos } i + a (1 - \text{Cos } i))$$

Cas particulier le plus fréquent : plan orienté au Sud $\gamma = 0$

On a alors :

$$W_{\text{GPFI}} = W_{\text{d}} \left[(\text{Sin } \psi \text{ Cos } \delta \text{ Cos } \Delta \text{H} - \text{Cos } \psi \text{ Sin } \delta) \text{ Sin } i + \text{sin } h \left(\frac{\text{Cos } i - 1}{2} \right) \right] + (W_{\text{gh}/2}) (1 + \text{Cos } i + a (1 - \text{Cos } i))$$

A partir de ces formules, nous avons pu calculer, pour le site d'ALGER en particulier, les énergies journalières reçues par ces surfaces sur la base des données enregistrées W_{d} et W_{gh} (tableau III.1).

Il faut noter que :

- la valeur de l'inclinaison a été prise égale à la latitude du lieu (L).
En effet, une étude paramétrée montre que l'inclinaison optimale varie au cours de l'année d'une valeur (L + 30°) (Décembre) à une valeur (L - 30°) (Juin). L aboutit à un optimum au voisinage de l'équinoxe et correspond à un optimum annuel à quelques degrés près.
- l'albédo a été supposé égal à 0,2, valeur habituelle pour un sol de terre ou herbeux. L'orientation est choisie au Sud.
- le programme de calcul a été vérifié expérimentalement sur le site du L.A.A.S., grâce à la mesure sur l'héliostat (ou sur un plan incliné fixe) de l'énergie globale par un deuxième pyranomètre étalonné.

Nous avons réuni dans le tableau suivant les moyennes journalières pour différentes périodes de l'année à ALGER :

ENERGIE \ DATE	2ème quinzaine Juillet 1981	1ère quinzaine Octobre 1981	1ère semaine Novembre 1981
directe	5425	3840	3711
Globale horizontale	5043	2918	2205
Globale sur plan fixe incliné	4459	3733	3450
Globale sur plan orienté	6366	4477	4101

Unité : Wh/m²/jour

Le rayonnement diffus reçu par une surface orientée est la somme de deux fractions de rayonnement :

- le rayonnement diffus venu du ciel ;
- le rayonnement global horizontal réfléchi par le sol de coefficient de réflexion a (albédo).

En faisant l'hypothèse d'isotropie du rayonnement diffus, chacun intervient pour une part α' et $(1 - \alpha')$ respectivement, α' étant l'angle solide intercepté par la surface, soit :

$$\alpha' = 1 - \sin^2 \theta/2 = \frac{1 + \sin h}{2}$$

$$\text{Donc : Diffus}_{\text{orienté}} = \text{Diffus}_{\text{Hor}} \times \alpha' + a \text{ Global}_{\text{Hor}} \times (1 - \alpha')$$

$$\begin{aligned} \text{avec diffus}_{\text{Hor}} &= \text{Global}_{\text{Hor}} - \text{Direct}_{\text{Hor}} \\ &= W_{gh} - W_d \times \text{Sinh} \end{aligned}$$

$$\text{D'où : } W_g \text{ orienté} = W_{gh} \left[1 + \frac{(a-1)(1-\text{Sinh})}{2} \right] + W_d \left[1 - \frac{\text{Sinh} (1+\text{Sinh})}{2} \right]$$

La hauteur h du soleil s'exprime en fonction de l'angle horaire AH .

$$\text{Sinh} = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cos AH$$

φ : latitude

δ : déclinaison = $23,45^\circ \times \cos(30m + d-202)$

AH : angle horaire(h) = $15 [T.L - n + \Delta\psi/15 - 12 + \epsilon]$

avec T.L : temps légal

$n = T.S.M - T.L$

$\Delta\psi = 4 \text{ mn}/^\circ \text{ longitude}$

$\epsilon = \text{Correction de l'équation du temps}$

B) Energie reçue par une surface plane inclinée fixe d'un angle γ par rapport au Sud et d'un angle i par rapport à l'horizontale

$$W_{G_{PFI}} = \text{Direct}_{PFI} + \text{Diffus}_{PFI}$$

Le diffus se calcule comme en A) en prenant $\theta = \text{fixe} = i$.

Soit, avec $\beta = \frac{1 + \cos i}{2}$:

$$\text{Diffus}_{PFI} = \text{Global}_{\text{Hor}} (\alpha' + a(1 - \alpha')) - \text{Direct}_{\text{orienté}} \times \text{sinh}$$

Quant à LIBREVILLE, l'inclinaison optimale est l'horizontale, car LIBREVILLE se situe pratiquement à l'équateur. D'autre part, l'importance de diffus fait que le plan orienté deux axes reçoit moins d'énergie que le plan fixe.

Nous pouvons donc conclure que :

- le site de LIBREVILLE est propice au watt-plan ;
- le site d'ALGER est propice au watt-concentré, car il reçoit plus d'énergie qu'un plan fixe horizontal ou incliné ($\frac{W_d \text{ annuel}}{W_g \text{ PFI}} \approx 1,1$)

III.1.3. Coûts respectifs du Watt-installé

A) Nous adopterons comme définition de la "puissance installée", la puissance moyenne produite par un fonctionnement quotidien sur 6 heures. Elle est, en première approximation, égale à :

$$P_{m/m^2} = \eta_m \times W_{d_m}$$

(ou $W_{g_{glob,m}}$ incliné pour un capteur plan)

avec W_{d_m} : puissance d'ensoleillement moyenne tout au long des 2190 h de l'année

Nous prendrons $\eta_m = \eta(\text{NOCT}, 800 \text{ W/m}^2)$.

La durée de 6 heures choisies est arbitraire, mais correspond sensiblement à la réalité, car nous avons mesuré à ALGER une moyenne mensuelle maximale de l'ordre de $4800 \text{ Wh/m}^2/\text{jour}$, ce qui correspond à 6 heures d'ensoleillement à 800 W/m^2 . Elle est parfois choisie égale à 24 heures pour une centrale, afin de pouvoir comparer avec une centrale fonctionnant en continu.

Le prix du watt-installé défini ainsi s'écrit :

$$(1) \quad C(F/W_I) = \frac{\text{Coût des panneaux installés/m}^2}{\eta(\text{NOCT}, 800 \text{ W/m}^2) \times W_{d_m}} + \text{Coût du conditionnement de puissance (F/W_I)}$$

Cette définition a l'avantage, pour l'utilisateur, de donner la quantité d'énergie électrique produite en moyenne par jour et par m^2 :

$$(Q/\text{m}^2 = P_m \times 6 \text{ heures} = 6 \eta_m W_{d_m}) \text{ pour un lieu considéré.}$$

Exemple : ALGER

$$Q_{\text{SOPH}} = 6 \times 9.2 \times 620/100 = 342 \text{ Wh/m}^2/\text{jour}$$

$$W_{d_m}/W_{g_{\text{PFI}}} \approx 1,1$$

(voir chapitre III.1.2.)

ALGER

DATE = 5/11

HEURE H.MN	SITE D	ANGLE HORAIRE D	GLOBAL HORIZ. W/M2	DIRECT W/M2	PLAN ORIENTE W/M2	PLAN FIXE INCL.
7.49	9.0	-65.2	13.6	1.3	9.0	12.6
8.00	10.0	-62.5	30.4	1.3	10.2	27.7
8.11	12.4	-59.7	53.6	.7	33.3	42.4
8.20	14.9	-56.5	78.8	.7	40.0	70.7
8.36	16.9	-53.5	105.6	.7	46.7	95.2
8.48	18.4	-50.5	126.4	116.2	102.3	150.1
9.01	20.8	-47.2	149.6	502.6	487.5	305.0
9.15	22.6	-44.2	174.4	534.2	515.8	341.5
9.24	24.2	-41.5	192.8	540.1	520.2	363.5
9.37	25.9	-38.2	224.0	520.0	550.0	411.4
9.48	27.3	-35.5	235.2	553.3	530.5	416.0
10.00	28.8	-32.5	254.4	541.8	549.8	440.0
10.11	30.0	-29.7	276.4	583.6	573.2	474.6
10.24	31.4	-26.5	305.6	612.4	605.7	517.0
10.35	32.5	-23.7	320.4	622.4	612.1	535.6
10.48	33.6	-20.5	326.0	609.2	602.2	500.4
10.59	34.4	-17.7	325.6	585.5	581.3	531.2
11.12	35.3	-14.5	345.4	609.2	600.0	542.1
11.25	36.0	-11.2	365.6	633.6	628.5	591.6
11.37	36.4	-8.2	380.8	655.9	648.0	616.1
11.47	36.7	-5.7	385.6	655.0	650.6	621.4
12.00	36.5	7.5	392.0	656.6	657.5	626.8
12.11	36.1	10.2	402.4	669.7	675.7	640.3
12.24	35.5	13.5	397.6	660.5	671.6	630.0
12.36	34.8	16.5	399.2	665.2	681.1	631.2
12.47	34.0	19.3	404.0	675.7	694.2	636.0
13.00	32.9	22.5	408.8	689.9	700.0	637.4
13.13	31.7	25.6	404.0	690.1	720.6	634.2
13.20	30.6	28.5	388.8	656.6	697.8	603.9
13.36	29.3	31.5	374.4	620.3	675.0	574.0
13.49	27.7	34.7	372.4	610.1	604.6	572.5
14.00	26.3	37.5	361.6	650.7	703.5	562.1
14.13	24.6	40.6	344.8	672.4	727.1	550.1
14.23	23.2	43.2	338.4	657.0	713.4	532.2
14.37	21.1	46.7	324.8	654.6	715.1	511.2
14.48	19.4	40.5	304.6	635.5	697.7	480.7
15.00	17.6	52.5	280.0	614.1	682.4	440.8
15.14	15.3	56.0	259.2	574.3	605.8	404.9
15.26	13.3	59.0	234.4	507.2	579.7	357.2
15.37	11.4	61.7	210.4	446.7	510.8	313.1
15.49	9.3	60.7	184.0	215.1	278.5	184.4
16.01	7.2	67.7	128.0	167.8	228.0	157.3
16.13	5.0	70.4	90.4	54.6	101.2	94.3
16.24	3.0	73.5	74.4	96.1	134.7	92.2
16.35	1.0	76.3	59.2	20.3	50.2	58.4
16.48	-1.5	79.5	40.8	.7	20.6	36.8
17.01	-4.0	82.7	21.6	1.3	11.4	10.7
17.13	-6.3	85.8	15.2	.7	7.5	13.8
17.24	-8.4	88.5	11.2	.7	5.5	10.2

L'ENERGIE DIRECTE RECUE PAR SOPHOCLE
POUR CETTE JOURNEE, EST EGALE A 4320.7 WH/M2

L'ENERGIE GLOBALE RECUE SUR UN PLAN HORIZONTAL
POUR CETTE JOURNEE, EST EGALE A 2374.6 WH/M2

L'ENERGIE GLOBALE RECUE SUR UN PLAN FIXE INCLINE
POUR CETTE JOURNEE, EST EGALE A 3742.5 WH/M2

L'ENERGIE GLOBALE RECUE SUR UN PLAN ORIENTE
POUR CETTE JOURNEE, EST EGALE A 4852.4 WH/M2

ENERGIES RECUES PAR DIFFERENTES SURFACES PLANES HORIZONTALE,
INCLINEE FIXE ET ORIENTEE

TABLEAU III.1.

Coûts Directs	INSTALLATION	CONDITIONNEMENT DE PUISSANCE	DIVERS
	<ul style="list-style-type: none"> - Préparation du site - Structures, fondations - Installation des modules - Câblages - Protections 	<ul style="list-style-type: none"> - Régulateurs et convertisseurs - Système de contrôle - Sécurités - Instrumentation 	<ul style="list-style-type: none"> - Local - Communication - Maintenance
Coûts Indirects	<ul style="list-style-type: none"> - Dessin préliminaire - Management - Amortissement 		

* Une étude américaine menée par Sandia [36] sur 9 sites photovoltaïques de différents types, détaille les coûts respectifs dans tous ces domaines [Annexe II]. On remarquera que, mis à part les systèmes paraboliques, le prix du watt-crête pour le générateur proprement dit (Table III) est le plus faible pour la lentille de Fresnel circulaire (H) : 9,2 \$/W_c. Mais, le coût global est légèrement supérieur à 2 des 3 systèmes plans (20,7 \$/W_c).

Les secteurs principaux entraînant des coûts supérieurs sont :

- structures et fondations (qui comprend le refroidisseur) ;
- câblage ;
- dessin préliminaire.

Remarque : Les prix décroissent avec la puissance installée, quel que soit le type de générateur.

* A titre de comparaison, voici les coûts actuels du prototype SOPHOCLE (prix de vente incluant les coûts d'étude de l'industriel, sa marge bénéficiaire, etc...) (Devis Septembre 1982 - SOTEREM) :

HELIOSTAT : 12 m ²	COUT (FRANCS 1982)
+ électronique de guidage	
+ anémomètre	
	Tot = 41160 F/12 m ²
MODULES HORS COUT CELLULES :	1140 F/Module
(6 modules/m ² , compte-tenu du coefficient de remplissage)	

* A rendement égal (η (NOCT, 800 W/m²)), un système à concentration produira donc 10 % d'énergie en plus. Le coût du watt-installé serait donc 10 % inférieur pour un coût au m² identique.

* En prenant comme hypothèse, un générateur SOPHOCLE monté avec des cellules Silicium de rendement 18 % (actuellement réalisé par OCLI) et des lentilles de 85 %, le rendement système passerait à :

$$\eta_{\text{hyp}} = \eta_{\text{act}}(\text{NOCT}, 800) \times \frac{18}{13} \times \frac{85}{77} \approx 14 \%$$

Pour avoir un coût identique du watt-installé à ALGER, le coût par mètre carré du système SOPHOCLE peut être 1,7 fois plus grand ($\frac{14}{9,2} \times 1,1$) que celui d'un système plan de rendement η (NOCT, 800) = 9,2 %.

B) Les données actuellement disponibles concernant le coût du watt-crête en général :

$$(2) \quad C(F/W_c) = \frac{\text{Coût des panneaux installés/m}^2}{\eta(\text{NOCT}, 1000 \text{ W/m}^2) \times 1000 \text{ W/m}^2} + \text{Coût du conditionnement de puissance (F/W}_c)$$

Cette définition a l'avantage de rendre ce coût indépendant du lieu d'installation, mais ne permet pas un choix entre les deux systèmes si les coûts ne sont pas foncièrement différents. D'autre part, le rendement introduit dans cette relation est souvent surestimé et pris à des conditions optimales (voir chapitre III.1.).

A défaut d'informations sur les répartitions exactes des coûts et des rendements dans la formule (2), nous présenterons tout de même des Coûts/W crête avec les restrictions citées ci-dessus.

C) Coût actuel des prototypes

Le coût d'un prototype intègre de nombreux éléments, en dehors du coût des modules proprement dits :

TABLEAU III.3. COUTS MATIÈRES DES MATÉRIELS ET ÉQUIPEMENTS

FILIERE (CONCENTRATION) (base de calcul = SOPHOCLE 1 kW _c)	FHT82/W _c	FHT82/W _c	FILIERE WAIT-PLAN (base de calcul Panneau BPX 47 A)
Orienteur (base : 10 m ² /1kW) Matière support altazimut : 870 kg à 3 F/kg Matière longerons (3 x 6 m) : 136 kg à 3 F/kg	3	0,3	Structures fixes support (25 m profilés T 30 x 30 x 3 fer galvanisé à 3 F/kg pour 24 panneaux BPX 47 A, soit 0,25 kW à 25°C)
Aluminium (base:1 bac 12 W) Tôle carénage bacs : 1,5 kg à 13,5 F/kg Profilés refroidisseurs : 2,1 kg à 17 F/kg	4,7	0,5	Aluminium cerclage module 0,33 kg/11 W à 17 F/kg
Lentilles de Fresnel face avant 6 lentilles x 0,09 kg/L x 11 F/kg/12 W	0,6	4	Verre de protection 1,6 kg/11 W à 27 F/kg
Étanchéité joint FRL 100 gr/bac à 25 F/kg/12 W	0,2	0,5 1	Joint néoprène : 0,2 kg/11 W à 25 F/kg Silicone enrobage : 0,4 kg/11 W à 25 F/kg
Electronique guidage	1	0,2	Métallisation (Solution actuelle : Argent remplacé par Sn, Pb, Ni)
Silicium hors technologie 5 cell. x 4 cm ² x 0,4 F/cm ² /12 W	1	31,5	Silicium hors technologie (après découpe) 34 cellules/11 W ; Ø 57 ; 0,4 F/cm ²
TOTAL	10,5	38	

TABLEAU III.3.

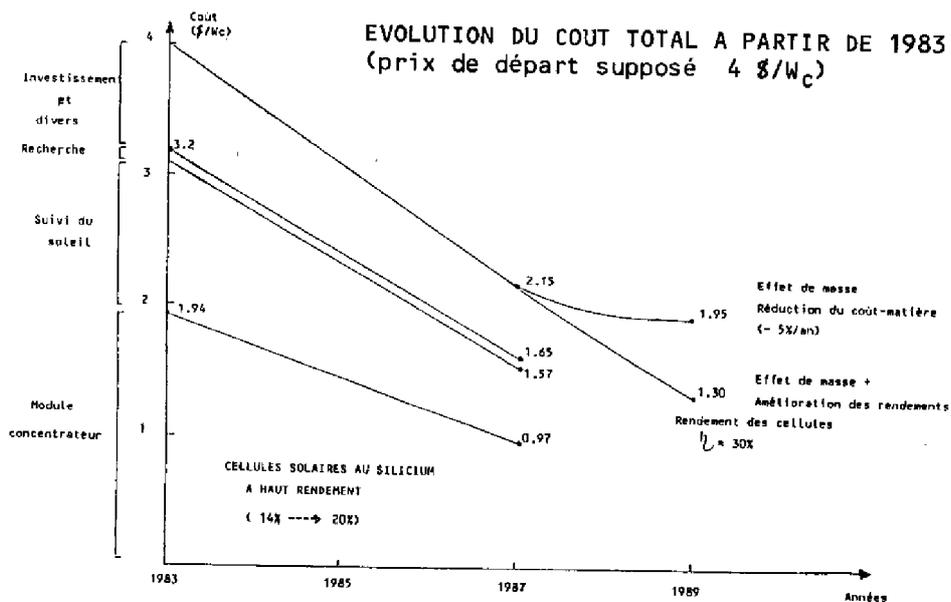


FIGURE 3.1.

Les cellules à concentration sont peu disponibles sur le marché en 1982.

Le coût des cellules de l'année 1981 est de 20 F/Cellule (RTC 2 x 2 cm²) :

COUT CELLULES (6 Cellules/Modules)	:	25 F/Cellule
		<hr/>
TOTAL GENERATEUR		134.000 F/12 m ²
CONVERTISSEUR (BUCK 500 W ELCA x 2) DC/DC	:	3.000 F/BUCK
		<hr/>
TOTAL GENERATEUR + DC/DC		140.000 F/12 m ²
		Soit : 11.700 F/m ²

D'après III.1.2., la puissance-crête actuelle de SOPHOCLE est de 88 W/m² de lentilles. Soit, avec un coefficient de remplissage égal à $\rho = \frac{6 \times 0,135}{1} = 0,81$,
 $P_{cVrai} \simeq 72 W_c/m^2$ (12 W_c/module)

Le prix du watt-crête est donc : $P = \frac{162 F/W_c}{F82 /W_c}$

Ce chiffre, valable, rappelons-nous, pour un prototype car moins de 5 kW ont été produits, peut être comparé au coût actuel du watt-plan qui varie de 70F/W_c à 130 F/W_c pour le module seul, les structures porteuses dépendant du site et le convertisseur n'étant pas compris. On constate donc, que malgré l'avance industrielle du watt-plan (production française de l'ordre de 1 MW/an), les prix ne dépassent pas le rapport de 1 à 2, sans compter l'influence du rendement crête et de l'ensoleillement citée précédemment.

D) Perspectives de coût

Pour s'affranchir de l'effet d'échelle, un premier élément consiste à étudier le coût-matière (TABLEAU III.3).

On constate que le coût matière du watt-concentré est près de 4 fois plus faible que celui du watt-plan ; ceci s'explique par l'importance du coût des cellules (≈ 80 %) (dû à l'utilisation du Silicium monocristallin) dans les panneaux plans ; ce dernier a tendance à baisser, mais moins vite que les prévisions du DOE ne l'escomptaient.

L'utilisation d'autres matériaux semi-conducteurs (Si amorphe, Si polycrist., Cu₂S - CdS, etc...) permettra un abaissement plus significatif.

La figure 3.1. présente un tel scénario concernant les divers éléments entrant dans le coût total qui permet d'arriver, en 1990, à un coût inférieur à 2 \$ / W_c compatible avec l'état des technologies en 1990 qui a été décrit par P. MAYCOCK au Congrès de San Diego (I.E.E.E. Septembre 1982 [40]).

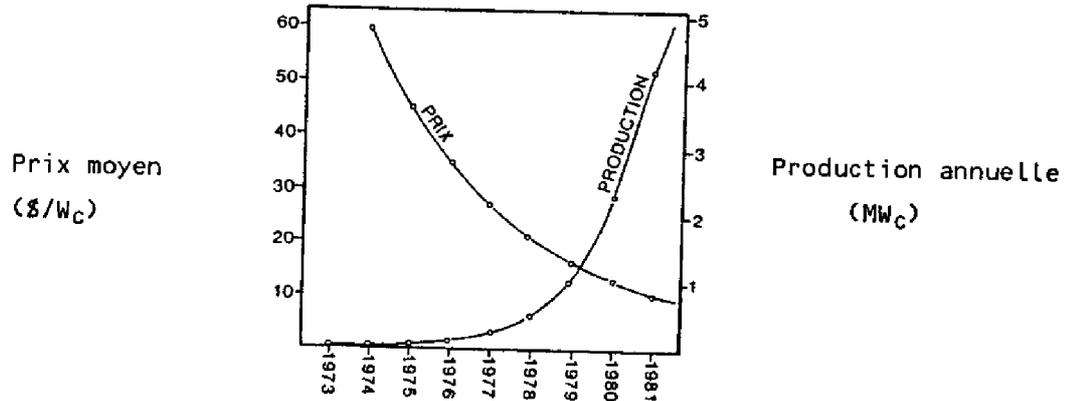
Etat des technologies en 1990

	% Cellule	Prix module \$ W _c	Part du marché	Remarques
monocristallin	16 %	3	≤ 30 %	Cz avancé
semi-cristallin	14 %	2	≤ 25 %	couplé avec Si "solaire"
concentration	20 %	2	≤ 20 %	
Si amorphe	10 %	1,5	≤ 20 %	sous réserve de problèmes de stabilité résolus
Ruban	15 %	2	≤ 15 %	
Autres			≤ 5 %	

Ce tableau montre que le photovoltaïque à concentration restera compétitif en dehors de la période de transition actuelle. La part du marché sera plus faible que le watt-plan, du fait des contraintes d'ensoleillement direct précitées.

Malgré cet avantage sur le coût matière, le watt-concentré reste cher aujourd'hui, car sa production est marginale.

L'analyse de la production américaine de modules photovoltaïques plans montre l'importance de la production sur le prix [27] :



Evolution des prix et de la production des panneaux photovoltaïques plans aux U.S.A. [27]

Afin de rendre les chiffres compatibles avec les coûts du watt-plan actuels, nous avons supposé une production annuelle de 1 MW/an pour évaluer les coûts totaux :

SECTEUR	Coûts attendus pour une production de 1 MW/an (F 82/W _c)			
	INVESTISSEMENT	PERSONNEL	APPROVISIONNEMENT	TOTAL
Bâtiment	1.54	0.42	1.54	3.50
Gestion	0.14	0.91	0.14	1.19
Recherche	0.28	0.14	0.14	0.56
Assemblage :				
- héliostat	0.42	1.12	4.00	5.54
- module	2.31	7.49	6.50	16.30
Divers	0.28	0.49	2.31	3.08
TOTAL	4.97	10.57	14.63	30.17

Ce coût est inférieur de moitié environ aux prix de vente les plus bas du marché photovoltaïque plan. Egal à un peu plus de 4 \$ 82, ce coût subira des évolutions dues à l'effet de masse et à l'amélioration des rendements.

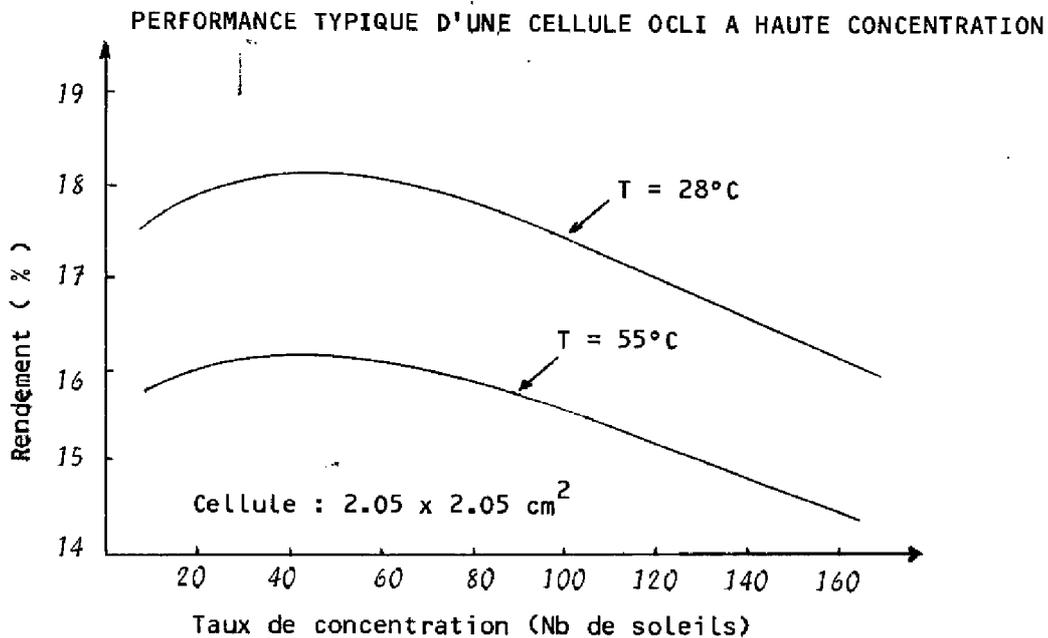


FIGURE 3.2.

* D'autres matériaux permettront d'augmenter le rendement. L'utilisation d'Arséniure de Gallium ou de GaAlAs rend probables des rendements cellule supérieurs à 20 %. Aux U.S.A., des cellules $Ga_{1-x}Al_xAs$ ont fourni en Laboratoire des rendements variant de 20 à 24 % pour des niveaux de concentration allant de 100 x à 400 x [37].

A.2. Systèmes de cellules :

Un autre moyen d'augmenter le rendement consiste à adapter le spectre incident aux conditions optimales de conversion.

La figure 3.3. montre l'origine des pertes pour différents matériaux. On constate que l'excès d'énergie des photons de longueur d'onde inférieure à λ_{gap} et le manque d'énergie des autres sont responsables des pertes principales.

III.2. DEVELOPPEMENT DE LA CONCENTRATION

A travers l'expérience "SOPHOCLE", nous allons préciser les moyens et les obstacles qui conditionnent le développement futur de la concentration.

III.2.1. Moyens de développement

Le prototype actuel n'est qu'une étape dans la recherche d'une solution finale de conversion économique de l'énergie solaire. Nous avons vu, au chapitre précédent, qu'un facteur important d'abaissement du coût du système est l'augmentation du rendement de l'installation.

Nous allons envisager, successivement, des moyens qui ne modifient pas la structure actuelle et d'autres qui remettent en question certains choix initiaux :

A) Amélioration du rendement sans modification de la conception

Mises à part les lentilles de Fresnel, dont le rendement dépassera difficilement 85 %, l'amélioration ne peut se faire qu'en utilisant des convertisseurs photons-électrons plus performants.

A.1. Cellules à haut rendement :

* Les cellules utilisées actuellement sur SOPHOCLE sont des cellules Si de rendement nominal 13 % ($T_{Cell} = 25^{\circ}C$, AM1). En 1982, nous disposons déjà de cellules Si plus performantes.

(OCLI : rendement optimum pour $C = 50 = 18,4 \% \text{ à } 28^{\circ}C - \text{figure 3.2. } \rightarrow$)

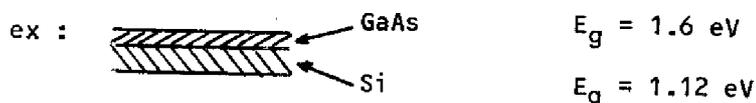
La mise en oeuvre de ces cellules ne demande aucune modification du système qui ne fonctionnera que mieux, car il y aura moins d'énergie à dissiper. Avec des lentilles SWEDLOW annonçant 85 %, le rendement système

$$\text{sera : } \eta_{\text{syst}}^{\text{pos.aujourd'hui}} = \eta_{\text{syst}}^{\text{actuel}} \times \frac{85}{77} \times \frac{18,4}{13} \approx 14 \%$$

(NOCT,1000)

Afin de diminuer ces pertes, deux systèmes ont été envisagés :

- empilement de cellules



Les photons non absorbés par le GaAs le sont en partie par le Silicium. Les rendements théoriques possibles atteignent 35 %. Aucune adaptation de SOPHOCLE n'est nécessaire, mais ce débouché ne se concrétisera qu'à long terme.

- miroir dichroïque

La séparation du flux incident en deux spectres adaptés à deux cellules différentes est un autre moyen d'atteindre un rendement supérieur à 30 %. Afin de prouver sa faisabilité, le L.A.A.S. a appliqué ce principe sur un concentrateur, type SOPHOCLE (Figure 3.3.) avec deux cellules (Si : 1 cm^2 , GaAs : $1,23 \text{ cm}^2$) et un miroir ORIEL passe-haut, dont la réponse spectrale est donnée sur la figure (3.4.).

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant [6]:

TYPE DE CELLULE	CONCENTRATION GEOMETRIQUE	CONCENTRATION ENERGETIQUE (Soleils)	PUISSANCE DELIVREE AVEC TOUT LE SPECTRE SUR UNE CELLULE	PUISSANCE DELIVREE AVEC MIROIR ORIEL PASSE-haut
Si	225	144	0,95 W	0,59 W
AsGa	184	127	1,52 W	1,09 W
(1 soleil = 54 mW/cm^2)			TOTAL Système	1,68 W (> 1,52)
			Rendement	14 %

Remarque : - M. SOUMAORO [6] montre que ce système n'est pas optimisé, tant pour ce qui concerne la longueur de coupure du miroir et l'angle de son inclinaison ;

- les cellules ne sont pas adaptées à ces taux élevés de concentration et ont des rendements relativement faibles. Varian a obtenu un rendement système de 22 % avec deux cellules Si et GaAlAs [37].

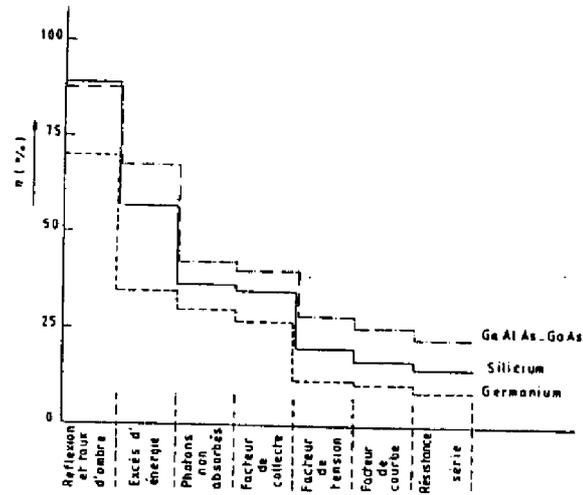


FIGURE 3.3. [10]

Parts respectives des différentes pertes pour divers types de cellules

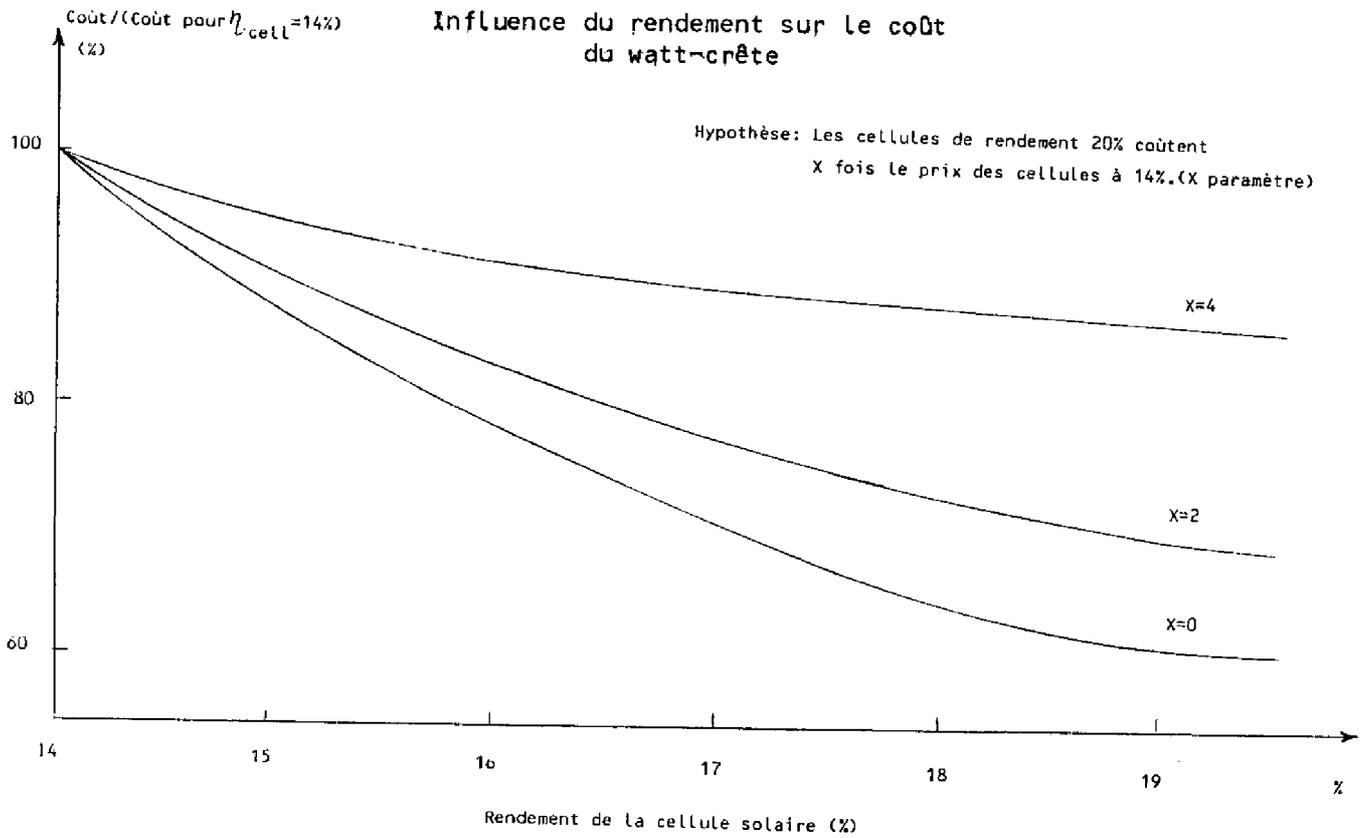


FIGURE 3.6.

Nous pouvons donc dire que sans modification fondamentale du dispositif, des rendements systèmes de l'ordre de 14 % sont accessibles aujourd'hui.

La courbe 3.6. montre l'influence de ces hausses de rendement sur le coût du Watt-crête avec différentes hypothèses de surcoût dû à ces modifications

B) Améliorations avec remise en cause de la conception initiale

Un autre moyen d'augmenter le rendement consiste à abaisser la température de la cellule en améliorant le refroidissement de la cellule.

L'éventualité d'utiliser des concentrations plus élevées (car les cellules peuvent être plus performantes) incite à trouver d'autres systèmes de refroidissement.

Afin de conserver le caractère universel d'utilisation du générateur SOPHOCLE, il nous faut conserver un système de refroidissement indépendant des possibilités en eau du lieu d'utilisation. C'est pourquoi, l'hypothèse d'un refroidissement semi-passif utilisant le principe du caloduc a été envisagé [38].

B.1. Principe du refroidissement semi-passif envisagé pour SOPHOCLE :

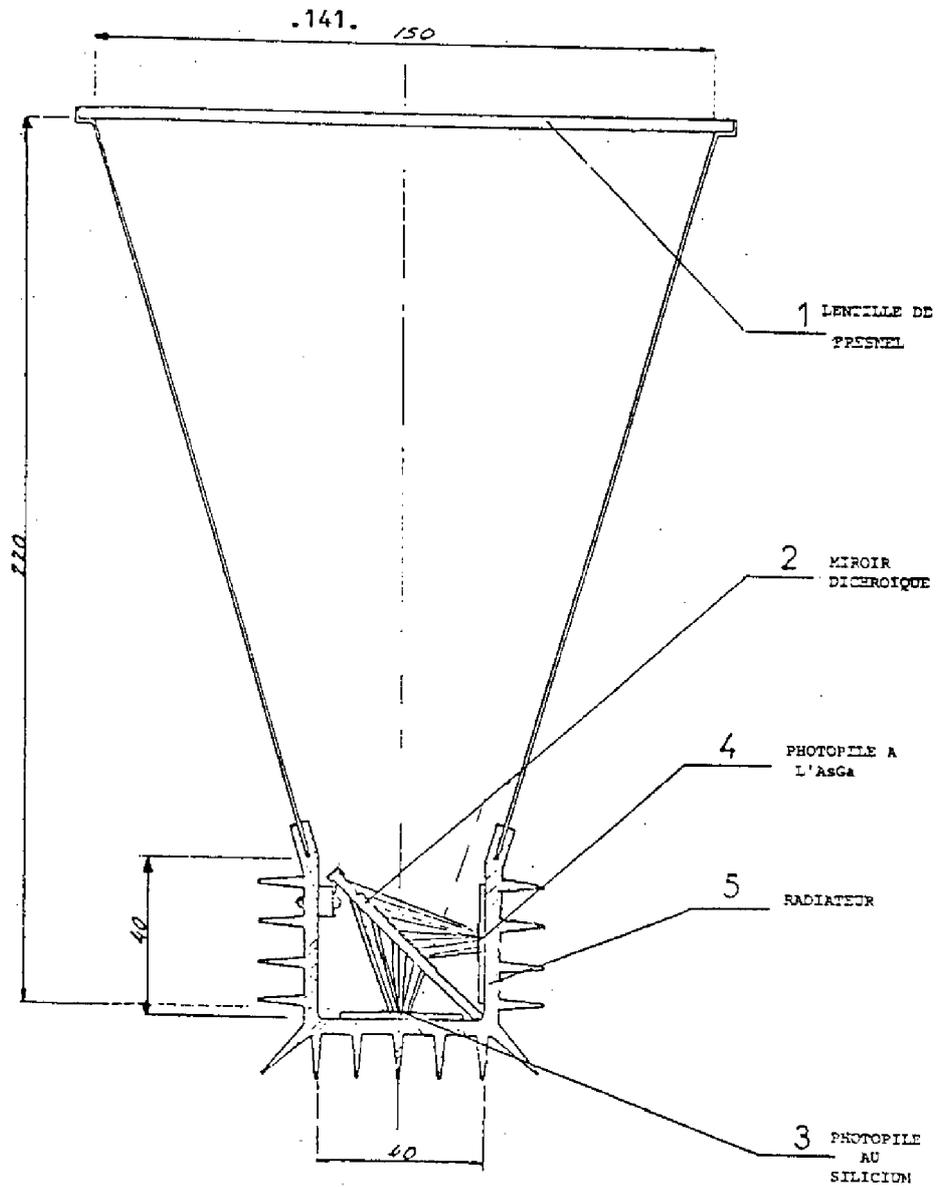
En appliquant le programme ELLPACK [28] au cas de VARIAN ($C = 377$), nous avons montré (figures 2.21 et 2.22) que :

- la température sous la cellule du refroidisseur atteint 120°C pour une épaisseur de 0.5 cm de métal constante (plaque carrée de 13.8 cm de côté). L'allure de la courbe 2.22 montre qu'il est difficile, même en augmentant l'épaisseur, de diminuer grandement cette température ($h_{\text{ALU}} = 7 \text{ W/m}^2\text{C}$) ;
- la température des bords de la plaque est beaucoup plus faible. La masse doit donc être répartie sous la cellule en priorité : malgré cela, cependant, la température reste élevée, car la conduction n'est pas suffisante pour uniformiser la température.

Il faut donc chercher à transférer au maximum le flux de chaleur loin de la cellule et assurer une homogénéité de température qui facilite l'évacuation des calories par convection.

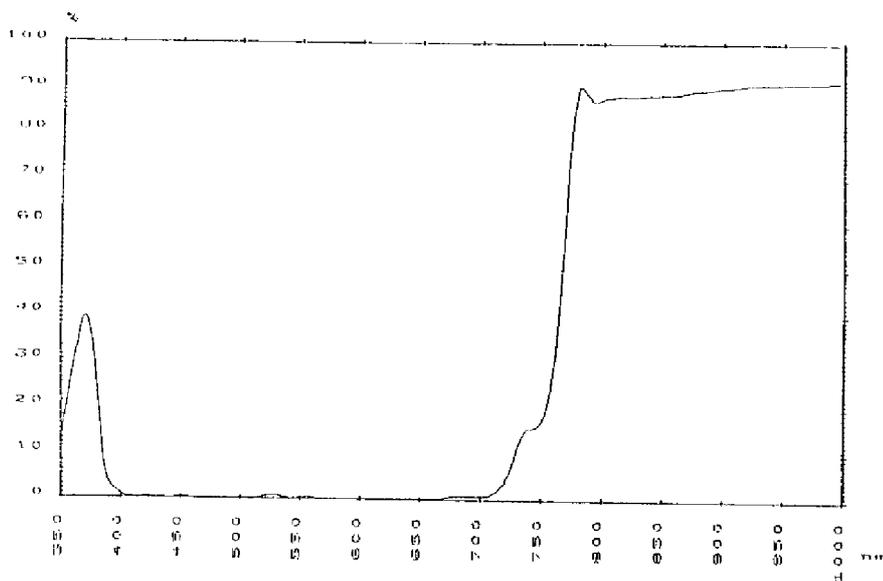
Dans ce contexte, le changement de phase s'impose, car les flux transférés sont importants pour des écarts de température minimes.

FIGURE 3.4.



SO,PHO.C.L.E. BICOLORE

C géométrique # 250



TRANSMISSION DU 'ORIEL' (S743) A INCIDENCE NULLE

FIGURE 3.5.

Réponse spectrale
du miroir dichroïque

Ces configurations permettent de conserver la forme longitudinale des modules tout en assurant son refroidissement, quelle que soit la position du module. Dans le cas du thermosyphon, une inclinaison de la cellule impose une dissymétrie du module pour l'évacuation des bulles quand l'héliostat est horizontal (la disposition actuelle facilite l'écoulement de l'air).

Analysons de plus près le gain apporté par un tel système par changement de phase.

Avec ce système :

$$\forall (x,y) \quad T(x,y) \simeq \text{Cte} = T_{\text{moy}}$$

$$P = h S [T_{\text{moy}} - T_{\text{amb}}] \quad \text{avec } T_{\text{max}} \simeq T_{\text{moy}}$$

Pour un système passif, $(T_{\text{Max}} - T_{\text{moy}})$ est différent de zéro et augmente fortement avec la concentration.

Exemple : C = 50
(SOPHOCLE)

$$\left. \begin{array}{l} T_{\text{max}} = 42^{\circ}\text{C} \\ T_{\text{moy}} = 37^{\circ}\text{C} \end{array} \right\} T = 5^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{amb}} = 25^{\circ}\text{C}$$

C = 377
(VARIAN)

$$\left. \begin{array}{l} T_{\text{max}} = 116^{\circ}\text{C} \\ T_{\text{moy}} = 80^{\circ}\text{C} \end{array} \right\} T = 36^{\circ}\text{C}$$

- * Pour une même surface incidente de lentille, la quantité d'énergie à dissiper n'augmente pas avec la concentration et la température moyenne d'une même surface d'échange est donc constante ($h = \text{Cte}$). L'utilisation de la chaleur latente a donc permis de ramener la température de cellule à la température moyenne du radiateur, ce qui n'est nécessaire que pour les hautes concentrations.
- * D'autre part, les échanges par conduction étant négligeables, la plaque servant à l'échange peut être très fine ; ainsi, pour une même surface d'échange, la masse peut être diminuée d'un facteur 3 ou 4 par rapport à un radiateur passif. C'est donc un facteur d'abaissement du coût, même pour SOPHOCLE.

Application à SOPHOCLE

La surface d'échange nécessaire par cellule est égale à :

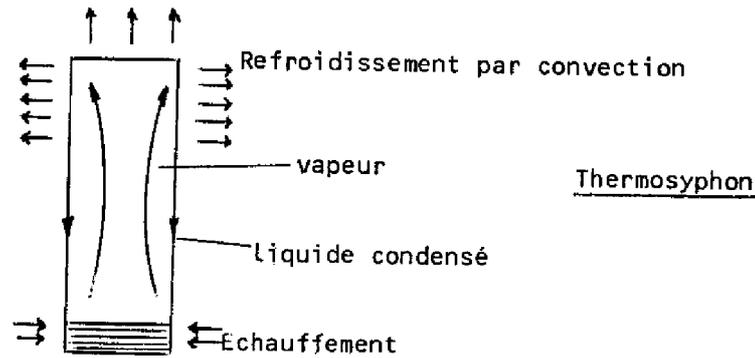
$$S_{\text{éch}} = \frac{P}{h \Delta T_m}$$

$$\text{avec : } P_{\text{cell}} = 16 \text{ W}$$

$$h \simeq 12 \text{ W/m}^2/^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T_m \simeq 17^{\circ}\text{C} \text{ (valeur actuelle de } T_{\text{Max}})$$

$$\text{Soit : } S_{\text{éch}} = 0,078 \text{ m}^2$$



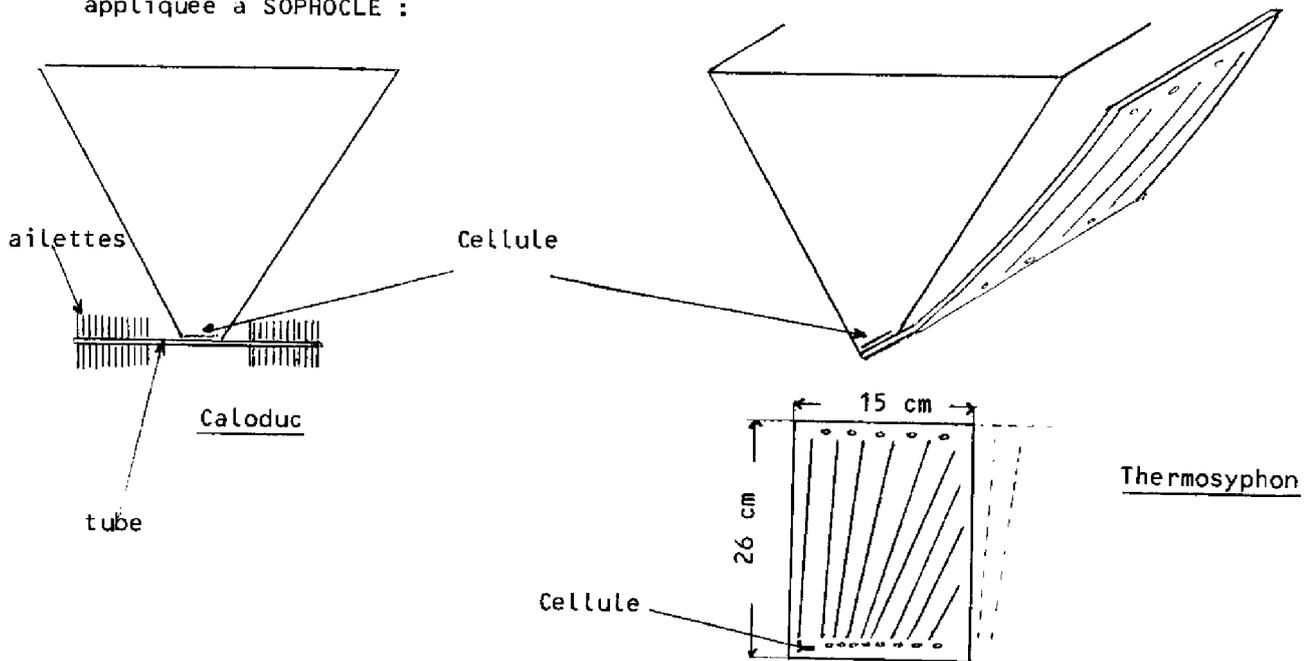
Compte-tenu des positions variables du concentrateur, il est nécessaire de s'affranchir des contraintes de pesanteur pour le retour des condensats, donc d'utiliser, soit un caloduc qui assure par capillarité le retour du liquide vers la source chaude, soit une géométrie qui maintienne constamment le condenseur au-dessus de l'évaporateur, sans piégeage des bulles sous la cellule.

Le caloduc ou le thermosyphon ne font que transférer les calories qui devront être évacuées par convection par un radiateur de surface d'échange S qui vérifie :

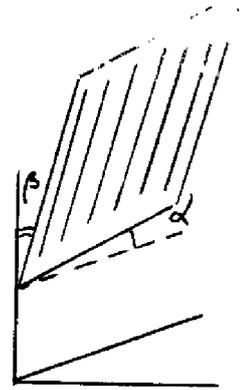
$$P = \int_S h \Delta T(x,y) dx dy$$

$$\text{avec : } \Delta T(x,y) = T_{\text{plaque}}(x,y) - T_{\text{ambiante}}$$

Par rapport à un radiateur classique, le caloduc permet de rendre homogène la température du radiateur, donc de lui assurer une efficacité optimale, s'il draine bien l'ensemble du radiateur. Deux dessins se dégagent de cette idée appliquée à SOPHOCLE :



- I : plaque vide
 II : plaque avec 55 cm³ de fréon ($V_{INT} = 110 \text{ cm}^3$)
 III : plaque avec 30 cm³ de fréon
 IV : plaque avec de l'eau (convection liquide uniquement)
 (110 g d'eau)



Remarque : Afin d'éviter la présence de gaz incondensables, nous faisons fonctionner le système pendant 1 minute avec le bouchon ouvert (vapeur de fréon s'échappe ; air plus léger)

CONCLUSION

- (1) La convection naturelle dans le liquide permet d'abaisser l'écart $\Delta T_{MAX} = T_{MAX} - T_{AMB}$ de 114°C à 70°C ;
- (2) L'utilisation du fréon ramène cet écart à moins de 50°C ;
- (3) Les valeurs de T_{MAX} et T_{MIN} ne suffisent pas à caractériser le système. Les isothermes montrent parfaitement que sur une zone de 15 cm de large, toute la plaque est à une température supérieure à 54°C quand $T_{MAX} = 62^\circ\text{C}$. L'homogénéité de la température est donc bien vérifiée sur cette zone. La distance entre cellule pour SOPHOCLE correspond justement à cette valeur de 15 cm ;
- (4) Le fait d'incliner la plaque rend plus étroite cette zone, sans pour autant modifier sa température dans l'absolu. La température maximale augmente de 10°C pour une inclinaison de 60° qui ne sera pas dépassée avec le dessin adopté ;
- (5) L'effet de l'angle α n'est pas négligeable. Le dessin des conduits sur la plaque doit en tenir compte, car il permet de gagner sur ΔT_{MAX} et sur l'homogénéité de la répartition.
L'angle α varie avec l'inclinaison du panneau, mais il faut rendre prioritaire les positions entre 10 H TU et 14 H TU pour lesquelles les flux sont plus importants ;
- (6) Un volume minimal de fréon est nécessaire pour assurer la présence de celui-ci sous la cellule, quelle que soit la position.
Ce volume minimal est de 30 cm³ pour cette plaque et les angles adoptés. On constate que l'on a intérêt à se rapprocher de ce volume minimal pour abaisser ΔT_{MAX} .

REPARTITION DES TEMPERATURES POUR UNE PLAQUE INCLINEE A 60°/VERTICALE EN ARRIERE
($\alpha = 0^\circ$) (Fréon TF)

$T_{amb} = 15^\circ C$

$P = 29 W$

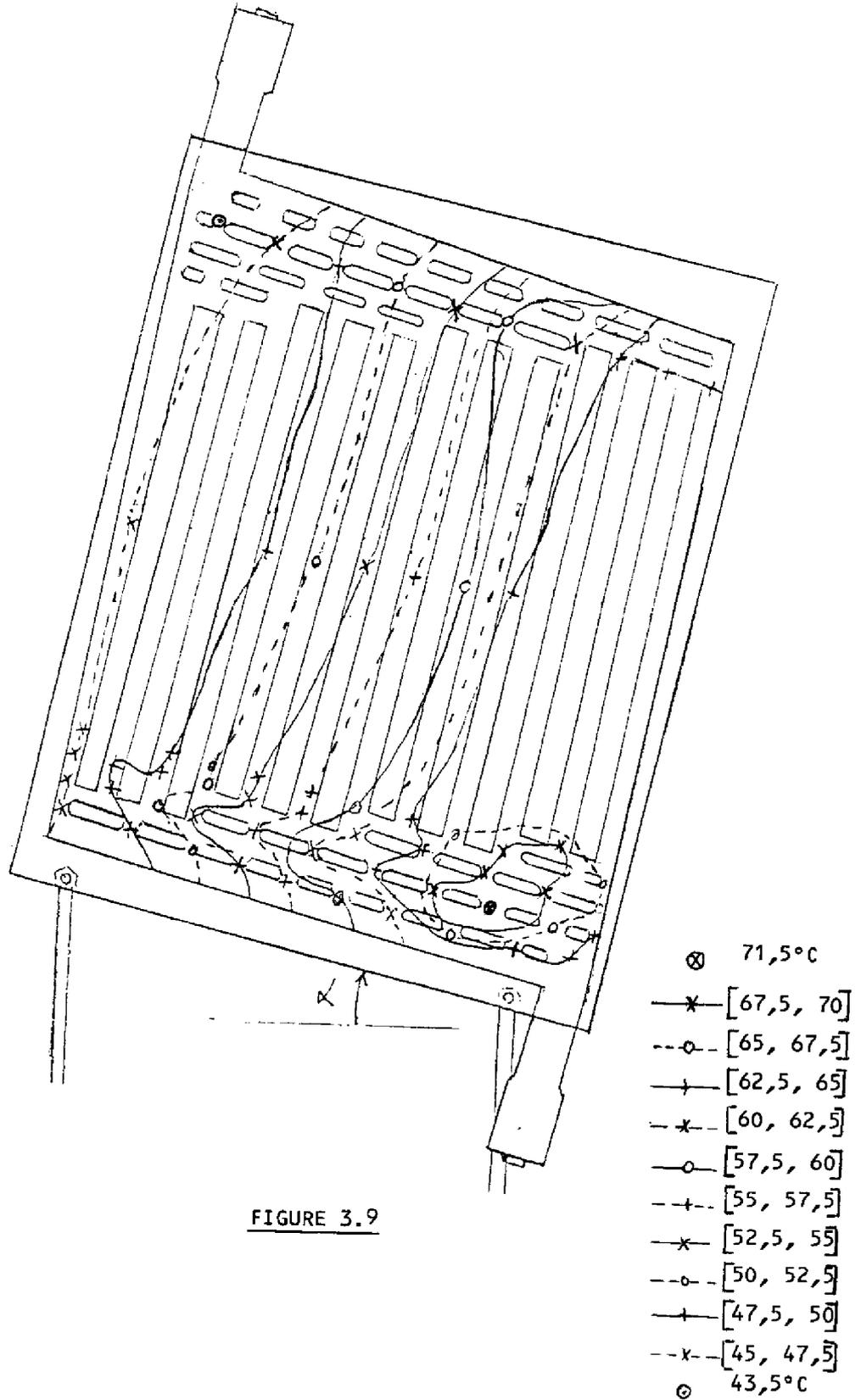


FIGURE 3.9

REPARTITION DES TEMPERATURES POUR UNE PLAQUE VERTICALE
 ($\alpha = 0$) : Puissance reçue : 29 W

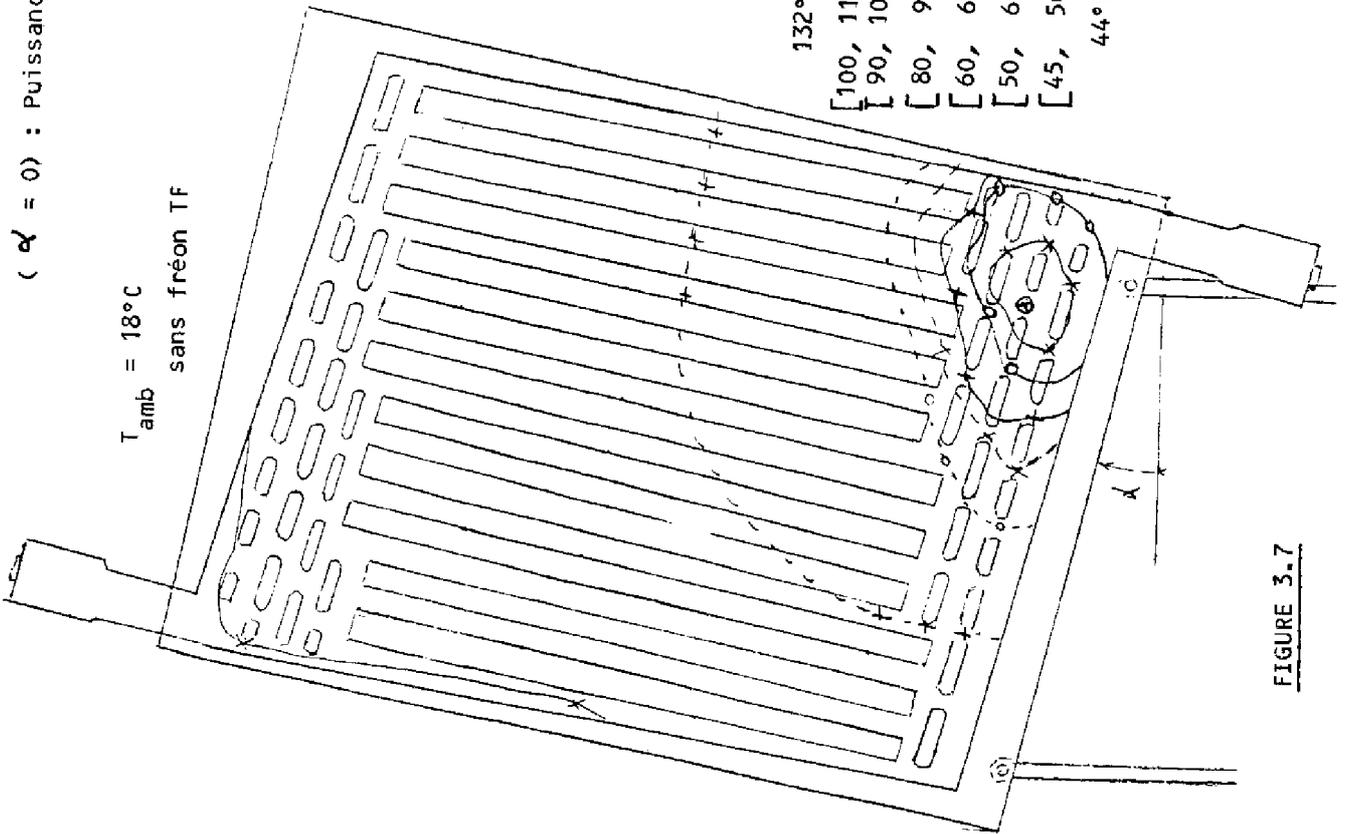


FIGURE 3.7

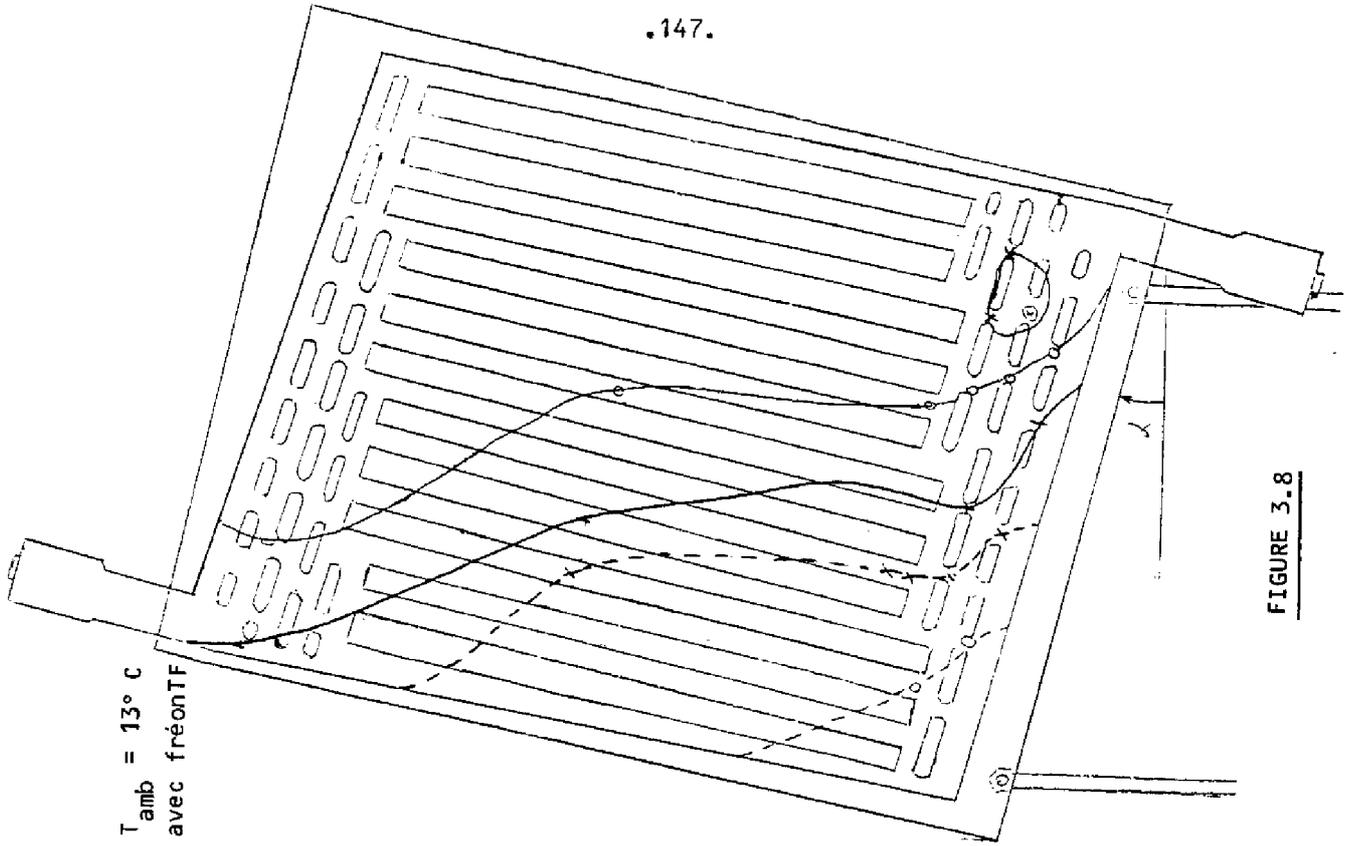


FIGURE 3.8

III.2.2. Obstacles au développement

Les obstacles au développement de la concentration sont nombreux et peuvent être classés dans quatre domaines, respectivement :

- climatique ;
- scientifique ;
- industriel ;
- économique.

III.2.2.1. Obstacles climatiques

Un climat favorable à la concentration est un climat à prédominance d'ensoleillement direct très marquée et à taux d'humidité réduit.

Ces sites sont peu nombreux dans le monde et SOPHOCLE prétend multiplier ces sites en supprimant la deuxième contrainte, contrairement aux systèmes américains installés uniquement en zones arides.

III.2.2.2. Obstacles scientifiques

Les systèmes à concentration représentent une synthèse de différentes disciplines : optique, électronique, astronomie, mécanique, etc... L'aspect purement fondamental n'existe que dans la mise au point des cellules à haut rendement.

La science photovoltaïque s'intéresse donc, en priorité, aux différentes voies fondamentales traitant de la physique du solide pour divers matériaux "nouveaux" : Si amorphe, Cu_2S - CdS , Si polycristallin, Inp, SnTe/CdTe, etc...

La concurrence de cellules de ce type, certes de rendement inférieur mais de coût de réalisation très diminué, risque d'empêcher le développement du photovoltaïque à concentration, avant même son éclosion.

(7) De façon générale, l'ébullition commence presque instantanément, mais la température d'équilibre n'est atteinte qu'après une dizaine de minutes. Il faut souligner que, si le fréon n'attaque pas l'aluminium, par contre, nous avons repéré des traces de colle issue de la plaque dans le fréon TF après utilisation.

Un vide partiel préliminaire permettrait d'abaisser la température pour une plaque plus grande qui admet un ΔT_{moy} faible du fait de sa surface.

(8) La taille de la tâche modifie peu la température de la plaque ; ce système est donc particulièrement recommandé pour les hautes concentrations.

Nous avons donc, par cette expérimentation, montré l'efficacité d'un thermosiphon biphasé pour assurer l'homogénéité de la température sur une plaque de largeur 15 cm à un niveau satisfaisant, compte-tenu de l'énergie incidente (29 W) et de la surface de la plaque.

Pour un vent de 1 m/s environ, on obtient un abaissement de température de l'ordre de 6°C par l'augmentation du coefficient de convection, ce qui explique le $\Delta T_{\text{moy}} \simeq 40^\circ\text{C}$ pour la pièce fermée.

Cette modification du refroidisseur, impérative pour les hautes concentrations, permet donc de diviser d'un rapport supérieur à 2 le coût matière du refroidisseur qui représente, rappelons-le, 44 % du coût matière total actuellement.

Une étude de la durée de fonctionnement d'un tel système (stabilité du fréon ?) permettrait de chiffrer les modifications sur les coûts de maintenance.

* Le débouché principal du photovoltaïque est formé par les pays en voie de développement. Pour la concentration, la zone méditerranéenne est particulièrement propice par son rapport direct/diffus.

L'implantation de ces produits, relativement sophistiqués et chers, semble être plus facile dans cette zone.

Il faut signaler tout de même que, grâce à la part importante de l'assemblage et des pièces mécaniques dans le coût total, la construction d'un système à concentration (hors cellule) est plus adaptée aux potentialités des pays en voie de développement que les panneaux plans.

III.2.2.3. Obstacles industriels

Un module plan actuel a un prix qui dépend, en tout premier lieu, du coût du Silicium monocristallin (80 %). Ce coût est donc peu dépendant de la quantité produite. Par contre, un système à concentration, résultats de produits diversifiés et d'un assemblage important, nécessite de grandes quantités fabriquées pour diminuer le coût de revient. Un industriel prend donc plus de risques en se lançant dans cette production.

Une politique incitatrice est alors nécessaire pour initialiser le phénomène. Compte-tenu des budgets, un choix a été fait entre le subventionnement du watt-plan ou du watt-concentré qui assombrit l'avenir de la concentration. Actuellement, le marché français ne propose plus aucune cellule à concentration qui puisse équiper un SOPHOCLE.

III.2.2.4. Obstacles économiques

* Le marché du photovoltaïque a été évalué au XVI^{ème} Congrès de l'I.E.E.E. à San Diego (Septembre 1982).

- Centrales villageoises 10 kW/2000 personnes :
soit un marché potentiel de 20 GW, dont 5 % à court terme ;
- Agriculture - pompage et froid - 50 MW potentiel en 1986.

Ce marché montre que la taille moyenne du générateur commercialisable est faible. Ceci explique le hiatus entre les projections futures et la part réelle du marché. SOPHOCLE s'inscrit dans cette démarche d'adaptation au marché, car sa puissance modulaire est inférieure à 2 kW.

Cette faiblesse de la taille limite le développement initial d'une production, contrairement aux grandes centrales à concentration qui permettent en un seul marche de produire 300 kW (exemple : Martin Marietta en Arabie Saoudite).

* L'annonce permanente de révolutions sur les prix et les technologies crée une instabilité du marché, néfaste à la création d'entreprise qui nécessite de figer un produit.

BILAN DES AVANTAGES ET INCONVENIENTS POUR

I. EXPÉRIMENTATION "SOPHOCLE"	DÉFAUTS
<p>1) Ensoleillement ALGER LIBREVILLE</p> <p>2) Suivi du soleil</p> <p>3) Refroidissement passif</p> <p>4) Modules concentrateurs</p> <p>5) Convertisseur DC/DC MPPT</p> <p>6) Divers</p>	<p>Energie produite faible</p> <p>Ciel variable ==> pertes de temps Point le plus lumineux parfois différent du soleil (bords des nuages)</p> <p>Lourd (180 g/W_c)</p> <p>Non étanches ==> fiabilité actuelle non assurée, Non isolés ==> mais il existe des solutions Vieillessement ==> baisse du rendement</p> <p>Puissance limitée à 500 W actuellement</p> <p>Composants électroniques à tester (température, humidité) Appairage des cellules nécessaires</p>
II. SYSTÈMES A CONCENTRATION en général	INCONVÉNIENTS
<p>1) Ensoleillement</p> <p>2) Système</p> <p>3) Coût</p> <p>4) Divers</p>	<p>Choix des sites, où l'ensoleillement est tel que le rapport (direct/global incliné) est supérieur à 1, limité</p> <p>Suivi nécessaire ==> pièces en mouvement ==> pannes potentielles</p> <p>Compromis entre bonne résistance thermique et bon isolement électrique</p> <p>Nettoyage des lentilles</p> <p>Coût d'assemblage élevé ==> facteur d'échelle important</p> <p>Marché ==> taille faible ==> coût supérieur ==> démarrage de la production difficile</p> <p>Concurrence des cellules avec matériaux à bas prix et bas rendement</p> <p>Produit sophistiqué</p>

TABLEAU III.6

III.3. BILAN DES AVANTAGES/INCONVENIENTS DE LA CONCENTRATION

Afin de donner une vision globale de ce bilan, nous représentons dans le tableau III.6 les avantages et inconvénients mentionnés tout au long de ce rapport. Intéressant aussi bien le domaine technique que l'aspect économique, ce tableau fait apparaître les éléments mettant en cause uniquement SOPHOCLE (fruits de l'expérimentation décrite) à côté de critères généralisés à l'ensemble de la concentration. L'élément de comparaison est bien sûr le panneau plan.

La répartition à peu près équivalente des avantages et des inconvénients qui ressort de ce tableau, nous incite à ne pas conclure sur la détermination du meilleur système et à faire remarquer que ces deux types de production photovoltaïque ne sont pas concurrents sur le plan de l'utilisation. Les sites susceptibles de recevoir ces systèmes ne sont pas les mêmes. Pourtant, cette concurrence a été ouverte sur le plan financier des aides à l'industrialisation, rendant difficile le démarrage industriel de SOPHOCLE. Il faut rappeler, à ce propos, que le groupement ELF-SNIAS-SOTEREM qui assurait ce transfert recherche-industrie s'est dissout depuis Juin 1982, suite au retrait de ELF, engagé par ailleurs sur un développement ambitieux du watt-plan avec PHOTO-WATT. Ce groupement avait l'avantage d'associer une P.M.E. avec sa souplesse et son faible coût horaire, et de grandes entreprises apportant leur logistique, leur savoir et leur financement. Les liens étroits entre la SOTEREM et le LAAS ont facilité le transfert dans un premier temps, mais ont peut-être provoqué une industrialisation trop rapide de la fabrication avec abaissement des coûts néfastes au maintien de la fiabilité du produit (les modules initiaux ont, en effet, maintenu leurs caractéristiques de façon remarquable).

Le choix actuel de favoriser le watt-plan peut être considéré comme logique à long terme, car le marché lui est plus favorable. Cependant, il semble que cela retarde un développement immédiat qui est possible compte-tenu des techniques éprouvées utilisées dans la concentration. D'autre part, l'ensemble des recherches sur les cellules performantes doit conserver un terrain d'application pour motiver son existence.

Ces remarques sur les tendances actuelles françaises ne doivent pas faire oublier que, malgré les restrictions importantes du budget américain des énergies renouvelables, les systèmes photovoltaïques à concentration restent un axe de recherche très important, notamment pour les laboratoires SANDIA. L'avance américaine réside principalement dans l'utilisation de cellules performantes qui, dès aujourd'hui, permettent à la concentration de supplanter le watt-plan.

UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE A CONCENTRATION

PERFORMANCES COMPARÉES DU WATT-PLAN	QUALITÉS	PERFORMANCES COMPARÉES DU WATT-PLAN
<p>+</p> <p>+</p>	<p>Energie produite importante Rendement plus élevé ($W_d \approx 550 \text{ W/m}^2$) _{moy}</p> <p>Station d'enregistrement de données d'ensoleillement direct Bon fonctionnement général (passage en temps couvert, horloge)</p> <p>Efficace ($T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}} \leq 25^\circ\text{C}$) Utilisable quels que soient le climat et le site ; simple</p> <p>Rendement initial = rendement théorique calculé Lentilles : vieillissement non visible</p> <p>$\eta_{\text{conv}} \approx 90\%$; permet l'adaptation à toutes les charges (pompage avec réservoir notamment)</p> <p>Utilisable quel que soit le lieu Information et formation des universités concernées</p>	<p>-</p> <p>+</p> <p>-</p> <p>pas de suivi</p> <p>pas de refroidisseur</p> <p>=</p>
<p>+ : inconvénient moins sensible sur le watt-plan</p>	<p>AVANTAGES</p>	<p>- : avantage moins sensible pour le watt-plan</p>
<p>+</p> <p>+</p> <p>+</p> <p>=</p> <p>+</p> <p>+</p> <p>+</p> <p>=</p> <p>=</p>	<p>Energie produite plus importante sur ces sites</p> <p>Lentille de Fresnel ==> bon rendement et belle tâche Rendement possible élevé (cellules, systèmes)</p> <p>Production de chaleur possible</p> <p>Surface totale plus faible (η supérieur)</p> <p>Coût matière faible</p> <p>Techniques connues</p> <p>Construction possible dans les pays en voie de développement (hors cellule) Coût cellule minime ==> utilisation de cellules chères, mais de rendement élevé, possible</p> <p>Support de recherche pour les cellules de rendement élevé et leurs systèmes (Dicroïque, empilement)</p>	<p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>=</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p>

TABLEAU III.6

CONCLUSION GENERALE

L'analyse fine des défauts rencontrés (principalement sur l'étanchéité et l'isolement électrique) a imposé des modifications qui n'ont pu toutes être évaluées sur une longue période, mais dont les premiers résultats laissent espérer une fiabilité satisfaisante.

L'étude du développement du produit nécessite une comparaison entre le watt-plan et le watt-concentré. La définition de la norme S.O.C. permet de caractériser de façon cohérente les deux systèmes, car elle est indépendante du site et du type de refroidissement.

Le choix entre les deux productions photovoltaïques dépend, avant tout, du gisement solaire. Une comparaison des énergies reçues par diverses surfaces inclinées, orientées ou fixes, permet de tenir compte de ce critère et non pas uniquement du coût du watt-crête. Sur ce dernier plan, la concentration abaisse très nettement les coûts-matières, ce qui laisse présager des coûts totaux faibles à long terme. Malheureusement, les coûts d'assemblages sont importants et handicapent la production de petites unités qui forment, actuellement, le débouché principal du photovoltaïque.

La poursuite du programme SOPHOCLE permettra :

- de vérifier la fiabilité des solutions aux problèmes d'étanchéité et d'isolement ;
- d'abaisser l'importance du poids du refroidisseur ;
- d'utiliser les cellules à haut rendement actuellement sur le marché, ainsi que des systèmes directement applicables (miroir dichroïque, encapsulation de la cellule dans un milieu fluorescent, etc...).

Cette augmentation des rendements-systèmes ouvrira aux systèmes à concentration des voies nouvelles, tant sur le plan de la recherche, que sur le plan de la production.

Le but de ce mémoire était d'analyser les performances et le développement possible des systèmes à concentration à travers un exemple particulier, SOPHOCLE.

Nous avons donc situé, dans un premier temps, les caractéristiques particulières de ce générateur (en particulier le choix de la lentille de Fresnel) par rapport à l'ensemble des possibilités de concentrer l'énergie solaire - notamment vis-à-vis des prototypes réalisés à ce jour - puis, précisé les étapes du programme SOPHOCLE associé.

Deux expérimentations importantes ont permis d'analyser le comportement du système :

- une série de petits prototypes de faible puissance (100 W) installés dans des climats variés ;
- un générateur de 500 W associé à une installation de pompage, financé par la C.E.E.

Les mesures effectuées sur ces deux systèmes ont permis de caractériser le comportement :

- physique (évolution de l'humidité et de la température intérieure au bac. Connaissance de l'ensoleillement) ;
- thermique (écart de température radiateur/ambiante) ;
- électrique (puissance électrique, influence de la dispersion des cellules ou des bacs, rôle des diodes, couplage avec une pompe, rôle du convertisseur).

Sur la base de ces données, une modélisation du comportement a été entreprise qui a permis, en particulier :

- de rendre compte de l'influence de la température et de l'ensoleillement sur le rendement du générateur ;
- de déterminer la valeur réelle de la résistance thermique du refroidisseur; celle-ci ayant confirmé les résultats de la simulation par programme ELLPACK, nous avons utilisé ce dernier pour améliorer les performances du radiateur.

ANNEXES

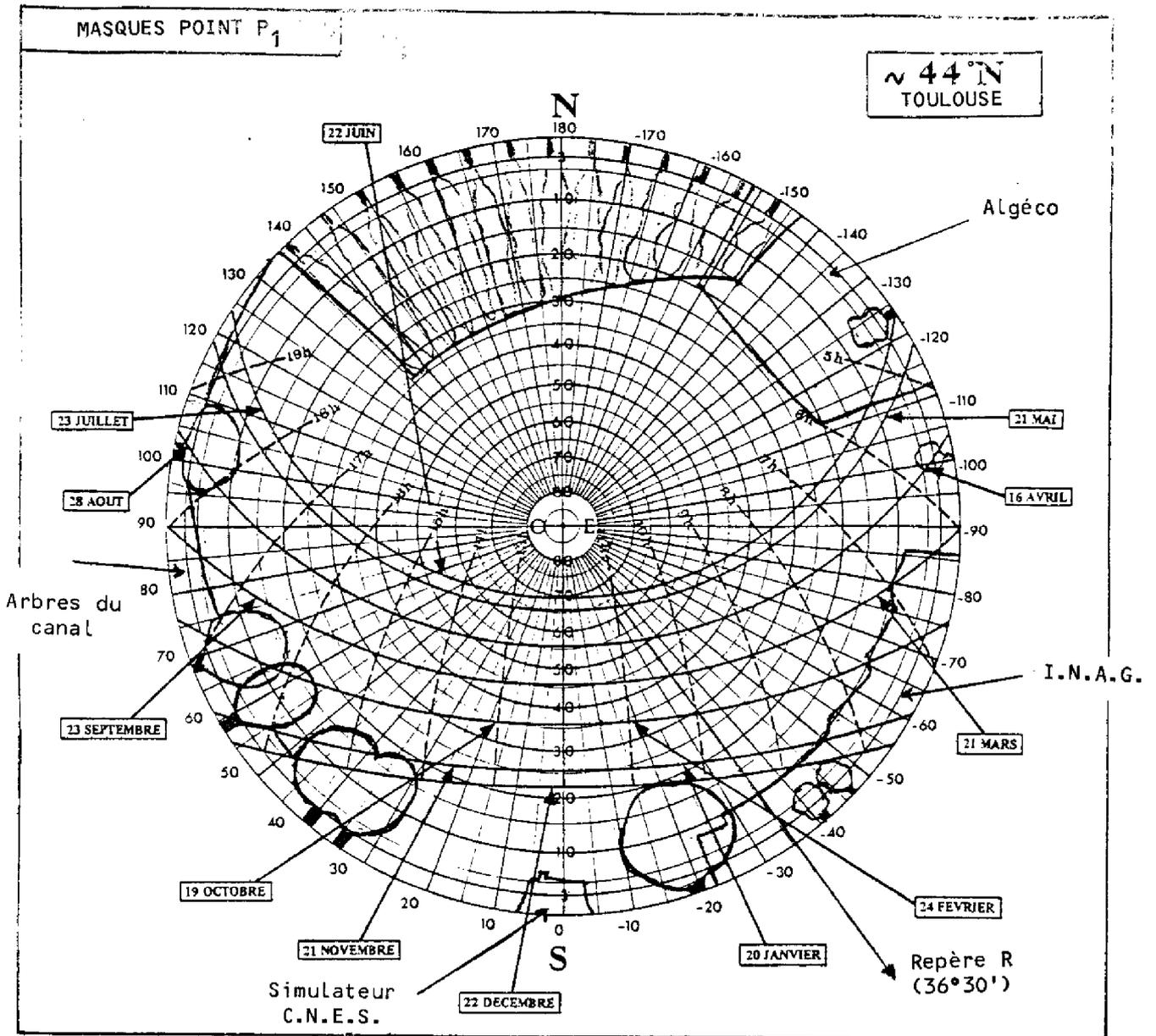


FIGURE 1 : Diagramme polaire du site du L.A.A.S. vu de SOPHOCLE

Nous constatons que le générateur ne sera gêné qu'entre Septembre et Mars après 15 H TU et avant 8 H TU, ce qui est négligeable au point de vue énergie et sur le plan de l'expérimentation. Par contre, la connaissance de ces masques permettra d'expliquer la forme des courbes d'ensoleillement et de fonctionnement (en particulier, le capteur d'ensoleillement direct, pyrhéliomètre, situé à 3 m du sol ne sera pas à l'ombre, alors que certains bacs situés plus bas peuvent l'être).

ANNEXE I

MÉTHODE D'IMPLANTATION DU SITE SOLAIRE DU L.A.A.S.

Le site solaire disponible au L.A.A.S. est tributaire de nombreuses contraintes :

1. des chênes, relativement groupés, apportent son cachet au site et l'implantation de l'énergie solaire ne saurait entraîner leur destruction ;
2. un point bas, très humide et inondé l'hiver, avec des saules-pleureurs ;
3. un emplacement parking important pour l'extension future du Laboratoire ;
4. un court de tennis prévu par le CAES.

La contrainte 2 a imposé l'emplacement du puits et du bassin qui permettront d'assainir cette zone, d'autant que la pompe pourra servir à retirer l'eau des zones inondées.

Il reste, après application des contraintes 3 et 4, une frange de 10 m de large tout le long du parking (voir plan ci-après).

Notre but est d'installer sur cette zone ainsi définie un SOPHOCLE pour lequel les contraintes principales sont :

- le moins d'ombre possible ;
- la distance puits-générateur la plus courte possible.

Deux points P_1 et P_2 ont ainsi été envisagés, compte-tenu des arbres. Nous appliquons à ces points la "méthode des masques". A l'aide d'un théodolite et d'un point de référence R (fenêtre du bâtiment C.N.E.S.), relevons les contours en site et azimuth des différents obstacles vus de ces points. Reproduits sur un diagramme polaire à la latitude approximative de Toulouse ($\approx 43^\circ 5'$), nous pouvons faire le choix du point P_1 .

ANNEXE II

ETUDE AMÉRICAINNE DE LA RÉPARTITION DES COÛTS POUR DIVERSES RÉALISATIONS PHOTOVOLTAÏQUES (PROTOTYPES)

Cette étude a été l'objet d'une publication à la 14^{ème} Conférence IEEE en 1980[36]. Elle s'applique aux prototypes suivants :

Designation	Location	Application	Size (kW _p)	Array Type
A	El Paso, TX	UPS	18	Flat Panel
B	Dallas-Ft. Worth, TX	Airport Utility Plant	27	Linear Fresnel Concentrator ¹
C	Albuquerque, NM	Office Building	47	Parabolic Trough Concentrator ¹
D	Kaui, HI	Hospital	85	Parabolic Trough Concentrator ¹
E	Oklahoma City, OK	Cultural Building	150 ²	Reflector Augmented Flat Panel
F	Livingston, NM	Shopping Center	150	Flat Panel
G	Beverly, MA	High School	196	Flat Panel
H	Phoenix, AZ	Airport Terminal	292	Circular Fresnel Concentrator
I	Orlando, FL	Marine Exhibit Park	330	Parabolic Trough Concentrator ¹

¹ Actively cooled array.
² Array rating without reflector augmentation is 110 kW_p.

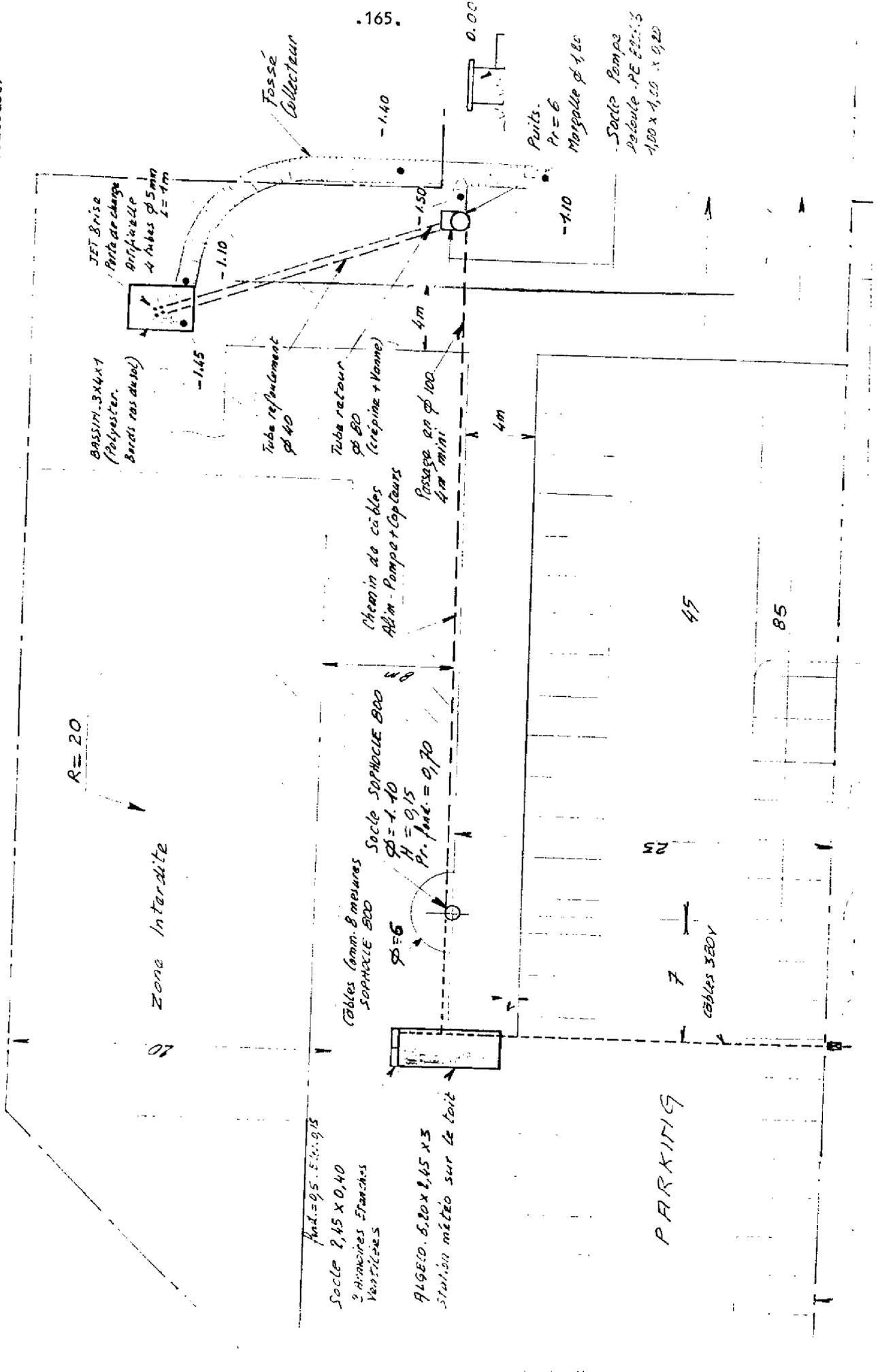
Les coûts se répartissent en diverses catégories, décrites ci-dessous en langue anglaise, pour être compatibles avec les tableaux suivants (voir traduction au chapitre III.1.3c) :

Table II - List of BOS cost elements.

DIRECT COST ELEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> • AREA PROPORTIONAL (\$/m²) <ul style="list-style-type: none"> - Land Acquisition - Site Preparation - Array Structures and Foundations - Module Installation - Field Wiring - Lightning Protection • POWER CONDITIONING (\$/kW_p) <ul style="list-style-type: none"> - Regulators and Inverters - System Control - Safety and Protective Switchgear - Instrumentation - Physical Requirements 	<ul style="list-style-type: none"> • MISCELLANEOUS (\$/System) <ul style="list-style-type: none"> - Buildings - Security - Communications - Maintenance Equipment
INDIRECT COST ELEMENTS	
<ul style="list-style-type: none"> • PROJECT MANAGEMENT • ARCHITECT-ENGINEER FEES • INTEREST DURING CONSTRUCTION • CONTINGENCY AND SPARES • MISCELLANEOUS 	

PLAN DU SITE SOLAIRE
(L.A.A.S. Toulouse)

40



PARKING

Zone Interdite

R=20

fond = 95.50 x 9.15

Socle 2.45 x 0.40
2 Armoires Francaises
Ventilées

ALGECO 6.80 x 2.45 x 3
station météo sur le toit

Câbles (cable) 8 melures
SOPHOCLE 800

Socle SOPHOCLE 800
ø = 80
H = 1.40
Pr. Inc. = 0.15

Chemin de câbles
Alim. Pompe + Capteurs

Tube retour
ø 80
(Crepine + Homme)

Tube refoulement
ø 40

BASSIN 324x171
(Polystyrene)
Becets ras du sol

JET BRISÉ
Porte de charge
4 tubes ø 5mm
L = 10m

Fosse
Collecteur

Puits
Pr = 6
Mangalle ø 1.20

Sortie Pompe
Patente PE 220x15
100 x 1.00 x 0.20

45

85

RM

7

Câbles 320V

4m

4m

-1.10

-1.40

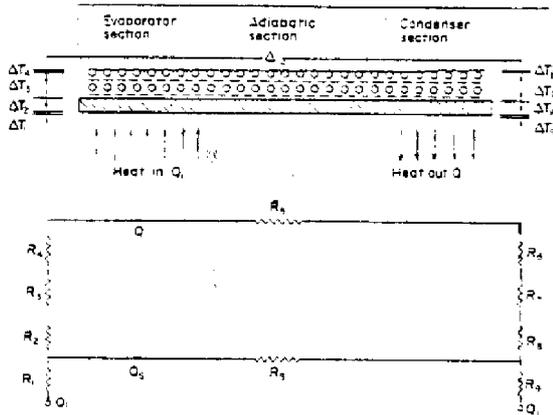
.165.

0.00

ANNEXE III

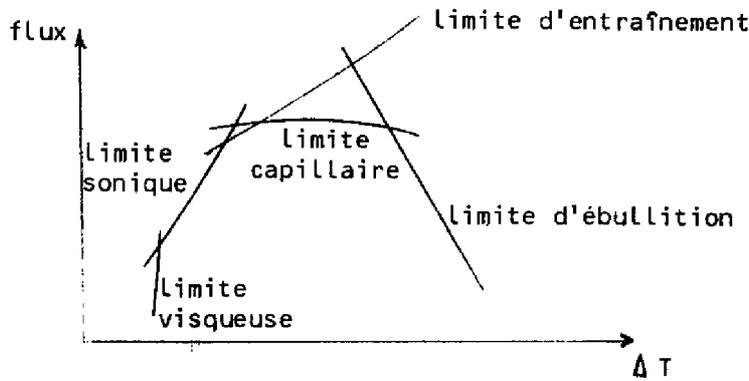
PRINCIPE D'UN CALODUC

Un caloduc peut se représenter de la façon suivante :

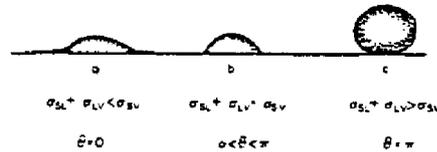


Résistances thermiques équivalentes à un caloduc

Plusieurs contraintes limitent le transport des calories [34] :



- Limite visqueuse : un bon choix de couple métal-fluide permet d'obtenir un bon contact du type a



GERRELS et LARSON ont montré que l'aluminium et le fréon 113 sont un couple efficace pour des températures inférieures à 94°C [39].

Table III - Photovoltaic array module prices.

System	Power Level (kW _p)	Array Area (m ²)	Price (\$/W _p)	Price (\$/m ²)
A	18	263	10.87	744
B	27	245	11.57	1275
C	47	625	9.00	677
D	85	1217	9.38	955
E	150 ¹	1215	11.39 ¹	1406
F	150	2255	9.69	645
G	196	2847	9.26	637
H	292	3310	9.20	812
I	330	3858	8.01	685

¹ System is reflector augmented to yield an effective array rating of 150 kW_p. Quoted price is an effective price; actual module price is \$15.54 per peak watt.

Table IV - Area proportional BOS costs.

System	\$/m ²					Total
	Site Prep.	Struct. & Edns.	Module Inst.	Field Wiring	Lightning Prot.	
A	58.96	71.92	111.56	168.37	21.22	433.93
B	95.02 ¹	50.69	280.73 ²	164.20	39.67	500.31
C	41.36 ³	34.39	231.62	63.17	20.30	391.04
D	60.76	162.30	225.27	226.67	23.09	698.09
E	186.42 ³	187.65 ⁴	25.93	23.46	1.23	424.69
F	40.58	81.15	75.17	29.93	3.33	230.16
G	55.76	66.74	56.45	28.23	3.44	230.62
H	72.39	188.79	7.70	134.97	11.47	415.32
I	19.67	36.78	58.16	77.64	1.71	194.16

¹ Roof mounted on roof structurally adequate for weight of solar collectors.
² Cost of check-out included in engineering design services.
³ Roof mounted on roof designed for solar installation.
⁴ Reflector augmented - price includes cost of reflectors.

Table V - Power Conditioning BOS costs.

System	\$/W _p					Total
	Reg./Invert. ¹	Sys. Control	Switchgear	Instrumentation ²	Phys. Req. ³	
A	NA	0.80	0.02	3.18	-	4.00
B	0.74	(4)	(5)	0.68	-	1.42
C	1.54	0.54	0.15	0.67	0.23	3.13
D	1.00	1.08	0.43	1.66	0.80	4.97
E	0.40	(6)	0.14	0.23	0.01	0.77
F	1.71	(6)	-	0.04	-	1.75
G	1.71	(6)	-	0.04	0.09	1.84
H	0.42	1.19	-	0.22	-	1.83
I	0.56	1.14	0.10	0.16	-	1.96

¹ Since these cost estimates were prepared at least one manufacturer has reduced price to \$0.60-0.65 per watt.
² These experiments are instrumented much more heavily than a conventional system would be.
³ Where no costs are given these costs are included with control/visitor building.
⁴ Included in Array and Inverter costs.
⁵ Included in field wiring.
⁶ Included in inverter costs.

Table VI - Miscellaneous direct BOS costs.

System	Total Cost (\$)			Total (\$/W _p)	
	Thermal System ¹	Control/Visitor Bldg. ²	Maint. Equip.		
A	NA	14,220	720	14,940	0.83
B	58,730	-	-	53,730	1.99
C	129,720	1,880	-	131,600	2.80
D	139,400	-	68,000	207,400	2.44
E	NA	-	4,500	4,500	0.03
F	NA	82,500	10,500	93,000	0.62
G	NA	5,880	11,760	17,640	0.09
H	NA	140,160	37,960	178,120	0.61
I	462,000	118,600	46,200	627,000	1.90

¹ The thermal system provides active cooling for the concentrator array as well as distributing the thermal energy for utilization; as such this cost includes area proportional contributions but these were not separable from the non-area proportional costs.
² Some of these facilities were incorporated into existing structures at the site.

Table VII - Indirect BOS costs.

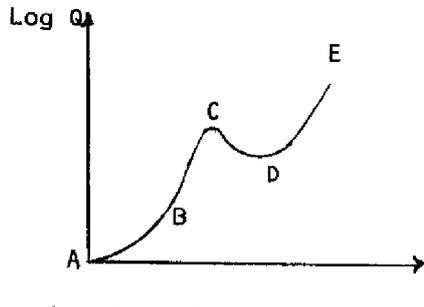
System	\$/W _p	Phase II Engineering (\$/W _p)			\$/W _p		Total
		Engl. Design	Proj. Mgt.	Final. Design	AsE	Spares	
A	6.02	3.59	1.84	0.42	0.53	-	12.40
B	10.48	1.29	4.01	-	(2)	-	15.76
C	7.28	1.67	0.34	0.12	0.44	0.55	10.40
D	5.82	1.61	2.13	1.62	(2)	0.56	11.74
E	1.49	0.95	-	0.55	0.16	-	3.15
F	1.14	0.34	1.11	1.74	(2)	-	4.33
G	0.97	0.30	1.16	1.38	(2)	-	3.81
H	1.58	0.71	1.06	0.93	(2)	0.04	4.32
I	1.82	1.30	1.68	0.29	(2)	0.48	5.57

¹ Primarily reporting and documentation.
² Deferred spares stock to operational and evaluation phase.

Table VIII - Total system price.

System	\$/W _p			
	Array	Direct BOS	Indirect BOS	Total
A	10.87	11.17	12.40	34.44
B	11.57	7.95	15.76	35.28
C	9.00	11.13	10.40	30.53
D	9.38	17.38	11.74	38.50
E	11.39	4.24	3.15	18.78
F	9.69	5.83	4.33	19.85
G	9.26	5.28	3.81	18.35
H	9.20	7.19	4.32	20.71
I	8.01	6.13	5.57	19.71

- Limite d'ébullition :



- A-B : Convection naturelle
- B-C : ébullition nucléaire
- C-D : ébullition par film partiel
- D-E : film stable
- E : point de fusion du métal

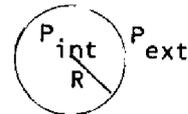
Les transferts de chaleur sont plus ou moins importants suivant

L'état du fluide :

- A-B : Il reste liquide. Les différences de température créent des mouvements de convection.
- B-C : Des bulles apparaissent. Les transferts par chaleur latente se font parfaitement tant que la population des bulles n'est pas trop importante. En C, le liquide n'a plus la possibilité d'atteindre la paroi. Un film de vapeur s'est formé.
- C-D : Le film ainsi créé est instable. Alternativement, du liquide ou de la vapeur lèchent la paroi.
- D-E : Le film de vapeur est stable et conduit la chaleur vers le liquide qui peut se vaporiser à son contact.

La formation des bulles durant l'étape B-C exige une surchauffe du liquide pour pouvoir créer la différence de pression :

$$\Delta p = P_{ext} - P_{int} = \frac{2 \sigma_L}{R}$$



La formule de Clapeyron permet d'évaluer cette surchauffe :

$$\frac{\Delta p}{\Delta T_s} = \frac{L}{T (u_v - u_l)} \implies \Delta T_s \approx \frac{2 \sigma_L T}{\rho_v L R}$$

Pour le fréon 113, cette surchauffe est de 0,04°C à 80°C.

APPLICATION A SOPHOCLE

La température ambiante variant de - 10°C à 50°C, il nous faut un corps qui se vaporise entre 0 et 100°C à des pressions pas trop hautes. Le tableau 3.I montre que le fréon 113 (ou fréon T.F, formule : C ClF₂ - C ClF₂) satisfait ces conditions. De plus, nous l'avons vu, il est compatible avec l'aluminium.

- limite sonique : la vitesse de la vapeur ne peut dépasser la vitesse du son.

$$\Rightarrow Q \leq 0,474 L (\rho_v P_v)^{1/2}$$

Pour le fréon 113 à la pression atmosphérique et 0°C, cette limite est égale à 3,1 kW/cm², très supérieure aux flux considérés (≤ 5 W/cm² pour SOPHOCLE).

- limite d'entraînement : la vapeur ne doit pas entraîner les condensats qui retournent à la source chaude. Cette limite dépend des caractéristiques du capillaire :

$$Q \leq Q_{ent} = \pi r_v^2 L \sqrt{\frac{\pi \rho_l \sigma_v \cos \theta}{\lambda}}$$

avec : L : chaleur latente

r_v : rayon de l'espace pour la vapeur

ρ_v : masse volumique

σ_l : tension de surface

θ : angle de contact entre bulle et métal
(= 0 pour fréon 113 et Alu.)

λ : caractéristique de l'interface liquide vapeur pour le capillaire

- limite du capillaire : le capillaire ne fonctionne que si :

$$\Delta p_{cap} \geq \Delta p_{liq} + \Delta p_{vap} + \Delta p_{gravité}$$

↑
négligeable

$$\text{Soit : } \frac{2 \sigma_l \cos \theta}{r_c} \geq \frac{\mu_l}{\rho_l L} \times \frac{Q L_{eff}}{A_c K} + \rho_l g L \sin \theta$$

avec : A_c : section du capillaire (r_c : rayon des pores)

θ < 0 si condenseur au-dessus de l'évaporateur

$$K = \frac{d_c^2 (1 - \epsilon)^3}{86.6 \epsilon^2} \quad (d_c : \text{diamètre du capillaire ; } \epsilon : \text{fraction de phase solide)}$$

Cette équation permet de connaître le débit maximum de chaleur :

$$Q_{MAX} = \dot{m}_{max} L = \frac{\rho_l K L A_c}{\mu_l L_{eff}} \left[\frac{2 \sigma_l \cos \theta}{r_c} - \rho_l g L_{eff} \sin \theta \right]$$

Limite de flux pour un caloduc de diamètre 1 cm fonctionnant à 50°C incliné à 30° par rapport à l'horizontal (condenseur au-dessus) (longueur = 25 cm).

La limite provient du capillaire qui sera supposé constitué de deux couches de mèches 100 et 25 :

$$Q_{MAX} = \frac{\rho_L K_L A_c}{\mu_L l_{eff}} \left[2 \frac{\sigma_L \cos \theta}{r_c} - \rho_L g l_{eff} \sin \theta \right] \quad (\theta = -30^\circ)$$

$$A_c = (4 \times 0.01 + 4 \times 0.0045) \pi \times 1 = 0.182 \text{ cm}^2$$

$$L_{50^\circ C} = 146 \text{ kJ/kg}$$

$$K = 1.52 \times 10^{-10}$$

$$\rho_L = 1503 \text{ kg/m}^3$$

$$\mu_{L_{50^\circ C}} = 0.502 \text{ mNS/m}^2$$

$$r_c = 0.002 \text{ cm}$$

$$\sigma_L = 16.2 \text{ mN/m}$$

$$Q_{MAX} = 3,31 \times 10^{-8} L \times [1620 + 185] = 8,7 \text{ W}$$

Une cellule doit évacuer sur 4 cm² : $P = P_{inc} \times \eta_{lent} \times (1 - \eta_{cell}) \approx 16 \text{ W}$

Deux capillaires de ce type permettent donc d'évacuer ce flux vers le condenseur. L'emploi d'un caloduc impose toujours la présence d'un échangeur avec l'air pour évacuer la puissance déplacée au condenseur.

BIBLIOGRAPHIE

- [13] "SOLAR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS SEMINAR : *Design, Installation and Operation of Small. Stand-alone Photovoltaic Power Systems*". DOE, PRC Energy Analysis Company, Juillet 1980
- [14] C. VERIE, "*Projet Photopile Arc-en-Ciel*". Novembre 1979
- [15] J.C. SUAU, "*Modèle optoélectronique pour la conception de piles solaires à semi-conducteur*". Thèse de 3^{ème} Cycle, Université Paul Sabatier, Toulouse, 1977
- [16] Questionnaire SOPHOCLE SNIAS Les Mureaux, Rapport Mali 2000
- [17] B. LAURENT, "*Etude d'un refroidissement passif adapté au projet "VARIAN". Programme SOPHOCLE*". Note technique L.A.A.S. n° 82.034, Juin 1982
- [18] J.P. BERRY, D. ESTEVE, C.GANIBAL, G. VIALARET, M. BARRAU, "*Utilisation de convertisseurs DC/DC pour la poursuite du point de puissance maximum dans les installations photovoltaïques*". Contrat COMES n° 79.121, L.A.A.S. n° 2234, Novembre 1980
- [19] G. VIEIRA, "*Le pompage de l'eau par groupe centrifuge alimenté en courant alternatif*". Rapport de stage UNESCO, L.A.A.S., Juin 1982
- [20] F. PELAUCHON, "*Contribution à l'analyse du rayonnement solaire en Côte-d'Ivoire. Etude spatiale et temporelle*". Thèse de Docteur 3^{ème} Cycle, Septembre 1982, Université Paul Sabatier, Toulouse
- [21] J. GOUSEBAILLE, "*Analyses statistiques de données journalières d'insolation et d'irradiation. Application au Sud-Est de la France*". Thèse de Docteur-Ingénieur, INP Grenoble, Septembre 1978
- [22] Cahier de l'AFEDES, "*Estimation des ressources énergétiques solaires en France*", Juillet 1975
- [23] J.P. BERRY, D. ESTEVE, D. FOLLEA, G. VIALARET, "*Centrale photovoltaïque 1 kW à concentration*". Rapport final COMES, L.A.A.S. n° 1891, Avril 1979
- [24] B. JOBART, "*Essais partiels sur bacs. SOPHOCLE 2000*". Juillet 1981, Aérospatiale, Les Mureaux
- [25] MARTIN MARIETTA CORPORATION, "*Second Generation Photovoltaic Array*". SANDIA NATIONAL LABORATORIES

- [1] NASBY, SANDERSON (U.S.A.), "Performance measurement techniques for concentrator photovoltaic cells". *Solar cells*, Juillet 1982
- [2] JAIN, KUMARI (INDE), "Optimum cost computation in photovoltaic systems with concentrators". *Solar cells*, Juin 1982
- [3] SISKOS, "Evaluation technique et économique des photopiles avec Silicium." Rapport DEA, L.A.A.S., Juin 1981
- [4] W. PALZ, "L'électricité solaire", Dunod 1981
- [5] LAUGIER, ROGER, "Les photopiles solaires". *Technique et Documentation* 1981
- [6] O. SOUMAORO, "Etude des cellules solaires au Si, au GaAs et de leur couplage optique au moyen d'un miroir dichroïque". Thèse de Docteur 3^{ème} cycle, L.A.A.S, Mars 1982
- [7] D. FOLLEA, "Conception, réalisation et expérimentation d'un générateur photovoltaïque à concentration. Prototype SOPHOCLE 100." Thèse de Docteur-Ingénieur, L.A.A.S., Mai 1979
- [8] ARI RABL, "Comparison of solar concentrators". *Solar Energy*, Vol. 18, p. 93-111, 1976
- [9] B. LAURENT, "Programme SOPHOCLE International. Traitement informatique des données sur cassettes". Note technique, L.A.A.S., n° 82.027, Mai 1982
- [10] F. THEREZ, "Les cellules photovoltaïques au Silicium et à l'Arséniure de Gallium : modèles de fonctionnement, expérimentation et application aux générateurs sous concentration." Thèse de Doctorat d'Etat, Université Paul Sabatier, Toulouse n° 949 (1980)
- [11] "Mission d'étude aux Etats-Unis. Techniques solaires directes". COMES, 1er Février 1982
- [12] J.P. BERRY, G. GANIBAL, B. LAURENT, G. VIALARET, "Installation de mesures pour l'expérimentation d'un générateur photovoltaïque à concentration du type SOPHOCLE". Contrat C.E.E., Octobre 1982

- [39] GERRELS, LARSON, "Brayton cycle vapor chamber (heat pipe). Radiator Study". NASA-CR-1677, General Electric Company, Février 1971
- [40] AFME, "Compte-rendu du 16^{ème} Congrès Photovoltaïque de l'I.E.E.E. à San Diego du 27 au 30 Septembre 1982!"

- [26] Techniques de l'Ingénieur, Tome B, "Mécanique et chaleur". Perte de charge pour une fuite, p. 232.7
- [27] IV^{ème} Conférence sur l'énergie solaire photovoltaïque. Proceedings de STRESA, Mai 1982
- [28] J.P. FORTEA, B. LAURENT, "Projet SOPHOCLE. Utilisation du programme ELLPACK 77". Note Interne n° 81.I.47, Novembre 1981
- [29] HURAI, MATTHEW and al, "Design, Installation and initial performance of 350 kW photovoltaic Power system for SAUDI ARABIAN VILLAGES". Proceedings de STRESA, Mai 1982
- [30] B. JOBART, "Rapport de mission à Kolokani du 3 au 14 Mai 1982". Aérospatiale n° 123003/82
- [31] C.F. GAY, "AM/PM : the rating system for photovoltaic modules". Arco Solar p. 353, IV^{ème} CEC Conference STRESA, Mai 1982
- [32] R.G. ROSS, "Terrestrial photovoltaic performance reference conditions". III^{ème} Conférence Photovoltaïque, Cannes, Octobre 1980
- [33] FANETTI, FLORES and Co (CISE), "750 suns concentrator modules using AsGa Solar Cells". IV^{ème} Conférence Photovoltaïque STRESA, Mai 1982
- [34] DUNN, REAY, "Heat Pipes". Pergamon Press 1976
- [35] J.A. ROGER, "Water and photovoltaics in developing countries". Solar Cells 6, 1982, p. 295-308
- [36] E.L. BURGESS, "Photovoltaic system cost experience for intermediate-sized applications". SANDIA p. 259, 14^{ème} Conférence IEEE, 1980
- [37] BOES and Co, "Economic Motivation for Photovoltaic Concentrator Technology". Solar Cells, Juin 1982
- [38] J.P. FORTEA, "Etude de différents procédés de refroidissement des photopiles dans les centrales photovoltaïques à concentration". Thèse de Docteur-Ingénieur, L.A.A.S., Avril 1981

Thèse de Monsieur Bernard LAURENT

Les systèmes à concentration dans la conversion photovoltaïque: Bilan et perspectives

RÉSUMÉ

Dans un bref moment, la place de la concentration est revue dans le domaine de la recherche photovoltaïque actuelle. Le programme SOPHOCLE permet ensuite de caractériser de manière approfondie un exemple de concentrateur à lentilles de Fresnel, notamment par l'analyse de deux expérimentations: SOPHOCLE 100 W internationale et SOPHOCLE 500 W dans le cadre de la CEE.

Une comparaison avec le watt-plan permet de dégager les perspectives de développement d'un tel système.

MOTS CLEFS: Système photovoltaïque à concentration; Lentilles de Fresnel; Expérimentation.

ABSTRACT

The importance of concentrating systems in the photovoltaic research is evaluated before the detailed study of the results for two international experiments from SOPHOCLE'S program.

A comparison with flat panels allows to define the future development of concentrating systems.

KEY WORDS: Photovoltaic concentrating systems; Fresnel lenses; Experimentation.