

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



UNIVERSITE DE BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE



DEPARTEMENT : AUTOMATISATION DES PROCEDES INDUSTRIELS ET
ELECTRIFICATION

LABORATOIRE DE RECHERCHE SUR L'ELECTRIFICATION
DES ENTREPRISES INDUSTRIELLES
(LREEI)

Présenté par :

Abdelhamid KAABECHE

En vue de l'obtention du titre de

MAGISTER EN GENIE ELECTRIQUE

OPTION : *Equipements Electriques Industriels*

Thème

*Contribution à l'Optimisation du Dimensionnement du Générateur
Photovoltaïque et du Banc de Batteries dans un Système Hybride de
Production d'Electricité (Eolien – Photovoltaïque) Totalement
Autonome*

Soutenu publiquement le : 04 / 07 / 2005

Devant le jury composé de :

M. ZELMAT	Professeur, Université de Boumerdès	Président
M. BELHAMEL	Directeur de Recherche, (CDER)	Rapporteur
D. OUAHDI	Maître de Conférence, Université de Boumerdès	Co-Rapporteur
M. HADDADI	Professeur, (ENP)	Examineur
A. HADJ ARAB	Maître de Recherche, (CDER)	Examineur

Boumerdès 2005

AVANT PROPOS

Le présent travail a été réalisé au Laboratoire Energie Eolienne du Centre de Développement des Energies Renouvelables sis à Bouzaréah.

Que Monsieur M. Belhamel, Directeur de Recherche et Directeur du CDER, qui a accepté de rapporter ce mémoire, trouve ici l'expression de ma profonde gratitude pour sa disponibilité, son aide précieuse, ses conseils avisés et pour avoir mis à ma disposition tous les moyens possibles.

Pour le soutien constant dont il a fait preuve et les précieux conseils prodigués, que Monsieur D. Ouahdi, Maître de Conférence à l'Université de Boumerdès, reçoit le témoignage de ma sincère et profonde reconnaissance.

Que Monsieur M. Zalmat, Professeur à l'Université de Boumerdès, trouve ici l'expression de mes vifs remerciements pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Mes vifs remerciements et reconnaissances s'adresse également à Monsieur M. Haddadi, Professeur à l'école Nationale Polytechnique, ainsi que Monsieur A. Hadj Arab, Maître de Recherche au CDER, pour avoir accepté d'examiner et de juger ce travail.

J'exprime ma grande reconnaissance à mon collègue Y. Bakelli, Chargé d'Etudes, pour son aide précieuse et son soutien moral.

Que Monsieur S. Moussa, Attaché de Recherche, soit remercié pour son aide précieuse.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie à mes collègues du CDER pour leur soutien moral et leurs engagements, sans oublier, ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce travail.

RESUME

Pour de très nombreuses applications d'intérêt très sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontières, l'habitat isolé, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnel, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure, la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont trop onéreuses, très limitées techniquement en puissance et très restreintes en capacité.

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les systèmes hybrides, même du point de vue économique, ne sont pas encore compétitives à court terme, par contre la sûreté élevée qu'ils offrent conjuguée à une volonté publique, liées aux nécessités du développement durable, peut faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen et long termes, ces dispositifs économiquement viables.

C'est dans cet objectif de maintenir un niveau de fiabilité élevé et de diminuer le coût par un dimensionnement optimal de tels systèmes, que les travaux de ce mémoire s'inscrivent. Pour cette raison, on a présenté une méthode de dimensionnement optimal d'un système hybride de production d'électricité (Eolien-Photovoltaïque) de dimensions réalistes, alimentant un habitat individuel. A travers une simulation informatique à pas de temps horaire utilisant un langage de programmation évolué MATLAB 6.5 et pour des niveaux de fiabilité désirés, on a déterminé les dimensions optimales des différents composants du système, permettant la minimisation du coût.

ABSTRACT

For very numerous applications of very appreciable and strategic interest such as: telecommunication's relays, station borders, isolated habitats, clinics, etc., without conventional electricity network, the permanent availability of primary source of energy is vital and condition in a very large measure the reliability of facilities and their permanent working.

The classic technological solutions brought by the conventional electro-chemical storage are too costly, very limited technically in power and very restricted in capacity.

The new technological solutions proposed by the hybrid generators, even from the economic point of view are not get competitive in the short-term, on the other hand, the high security that it offers conjugated to a public political will tied to the necessity of the durable development, can inflect this tendency and becomes in the middle and long terms, economically viable devices.

From the objective of maintaining a high level of reliability and reduce the cost by an optimal sizing of such systems, that the works of this dissertation appear. For this reason one presented a method of optimal sizing of a hybrid system of electricity production (Wind - Photovoltaic) of a realistic dimension, supplying an individual habitat. Trough a computer simulation of hourly time step using a programming language evolved MATLAB 6.5 and for levels of reliability desired we have determined the optimal dimensions of the different system components, permitting the minimization of the cost.

الخلاصة

من أجل التطبيقات الحساسة و ذات الإستراتيجية القصوى كأجهزة الاتصالات اللاسلكية و المراكز الحدودية و القرى النائية و دور العلاج الخ.. المعزولة عن الشبكة الكهربائية العامة فإن ضرورة توفير الطاقة الأولية حتمية و شرط للإستغلال الأنجع لهته المنشآت. الحلول العلمية الكلاسيكية و المتمثلة في التخزين الكهروكيميائي باستعمال البطاريات مكلفة جدا و محدودة تقنيا في حجم و كمية الطاقة التي يمكننا استخلاصها و تخزينها. فيما يتعلق بالحلول العلمية الحديثة المقترحة من طرف الأنظمة الهجينة لتوليد الطاقة الكهربائية و المستغلة لطاقة الرياح و الطاقة الشمسية في ذلك، و بالرغم من أنها مكلفة على المدى القصير، فإن قدرتها العالية على توفير و ضمان الطاقة مع رعاية سياسية و من أجل نمو دائم، يمكنها من أن تصبح اقتصادية على المدى المتوسط و البعيد.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU SYSTEME HYBRIDE	
1.1 Introduction	3
1.2 Générateur photovoltaïque	4
1.3 Générateur éolien	5
1.3.1 Choix du site	5
1.3.2 Eoliennes et aérogénérateurs	5
1.4 Stockage et système de régulation	6
1.5 L'onduleur	8
1.6 La Charge	8
1.7 Conclusion	9
CHAPITRE 2 : MODELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	
2.1 Irradiation solaire	10
2.1.1 Introduction	10
2.1.2 Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horizontale horaire	10
2.1.3 Modèle K_t corr d'Alger	11
2.1.4 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée	12
2.1.4.1 Eclairement direct	12
2.1.4.2 Eclairement diffus	12
2.1.4.3 Eclairement réfléchi	13
2.2 Modèle de la température de jonction de la cellule photovoltaïque	15
2.3 Données météorologiques utilisées	15
2.4 Modèle du générateur photovoltaïque	18
2.4.1. Introduction	18
2.4.2 Correction à d'autres conditions de température et d'éclairement	20
2.4.3 Validation et calcul d'erreurs	20
2.4.4 Caractéristique Puissance-Tension d'un module photovoltaïque	23

2.5 Application	26
2.6 Conclusion	27

CHAPITRE 3 : ESTIMATION DE LA PUISSANCE DE SORTIE D'UNE EOLIENNE

3.1 Introduction	28
3.2 Modélisation de la distribution des vitesses du vent	28
3.2.1 Données météorologiques utilisées	30
3.3 Extrapolation verticale de la vitesse du vent	33
3.4 Courbe de puissance d'une éolienne	34
3.5 Modélisation de la courbe de puissance d'une éolienne	37
3.6 Puissance moyenne produite et facteur de puissance	40
3.7 Application	45
3.8 Conclusion	48

CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME HYBRIDE

4.1 Introduction	49
4.2 Détermination du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïques	50
4.2.1 Définition de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) en terme d'état de charge des batteries.	50
4.2.2 Le modèle de simulation	51
4.2.3 Dérivation du modèle de simulation	52
4.2.4 Détermination du couple optimal du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïques selon l'approche économique	57
4.3 Conclusion	59

CHAPITRE 5 : RESULTATS DE LA SIMULATION ET ANALYSES

5.1 Introduction	60
5.2 Performance du système hybride en fonctionnement simulé	61
5.3 Courbes d'isofiabilité	62
5.4 Détermination du couple optimal du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïques selon l'approche économique	67
5.5 Effet d'une deuxième source d'énergie renouvelable sur l'état de charge des batteries	72

5.6 Conclusion	75
CONCLUSION GENERALE	76
BIBLIOGRAPHIE	78
ANNEXE A1	82
ANNEXE A2	91
ANNEXE A3	96
ANNEXE A4	97

NOMENCLATURE

A	Surface balayée par le rotor [m ²]
a	Coût d'un module photovoltaïque [DA]
b	Coût d'une batterie [DA]
C	Coût global du système hybride [DA]
C _B	Capacité d'une batterie [Ah]
C _i	i ^{ème} valeur calculée
C _p	Facteur de conversion
C ₀	Coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, et de l'aérogénérateur [DA]
c	Facteur d'échelle. [m/s]
D _h (0)	Irradiation diffuse horizontale horaire [Wh/m ²]
E _{Bmin}	Seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie [Wh]
E _B (t)	Energie stockée dans la batterie à l'instant t [Wh]
E _B (t-1)	Energie stockée dans la batterie à l'instant précédent (t-1) [Wh]
E _G (t)	Energie produite conjointement par l'aérogénérateur et le générateur photovoltaïque à l'instant t [Wh]
E _L (t)	Energie demandée par la charge à l'instant t [Wh]
E _{PV} (t)	Energie produite par un module photovoltaïque à l'instant t [Wh]
E _w (t)	Energie produite par l'aérogénérateur à l'instant t [Wh]
E _x	Erreur relative
f(v)	Probabilité pour que le vent souffle à la vitesse v
G(β)	Eclairement solaire incident sur le plan du module [W/m ²]
G _{eh} (0)	Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m ²]
G _h (0)	Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m ²]
G ₁	Eclairement dans les conditions de mesure [W/m ²]
G ₂	Eclairement dans les conditions désirées [W/m ²]
I _L	Photocourant [A]
I _m	Courant au point de puissance maximale [A]
I _{sc}	Courant de court-circuit [A]
I ₀	Courant de saturation [A]
I ₁	Courant d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur [A]

I_2	Courant d'un point de la courbe corrigée [A]
K	Constante de Boltzmann [$1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K]
K_C	Facteur de correction de la courbe corrigée [$0,00125 \Omega/^\circ\text{C}$]
k	Facteur de forme
<i>LPSP</i>	Probabilité de perte d'énergie (<i>Loss of Power Supply Probability</i>)
<i>LPS(t)</i>	Perte d'énergie à l'instant t (<i>Loss of Power Supply</i>)
m	Facteur d'idéalité relatif au module
M_i	$i^{\text{ème}}$ valeur mesurée
M_d	Fraction diffuse horaire
<i>MPPT</i>	Dispositif de poursuite du point de puissance maximale (<i>Maximum Power Point Tracker</i>)
M_t	Indice de clarté horaire de l'atmosphère
N	Nombre de mesures.
N_B	Nombre de batteries
N_{max}	Nombre de nœuds d'intégration
N_{PV}	Nombre de modules dans le générateur photovoltaïque
$P(v)$	Courbe de puissance donnée par le constructeur [W]
PI	Puissances Intermédiaires correspondantes aux nœuds d'intégration [W]
P_m	Puissance maximale fournie par le module photovoltaïque [W]
P_n	Puissance nominale de l'éolienne [W]
P_N	Puissance moyenne normalisée
$P_s(v)$	Puissance électrique directement utilisable [W]
$P_w(n)$	Puissance moyenne horaire produite par l'aérogénérateur [W]
q	Charge de l'électron [$1.6 \cdot 10^{-19}$ C]
R_b	Rapport de l'irradiation directe sur un plan incliné avec celle de l'horizontal
RMSE	Racine de l'erreur moyenne quadratique (Root Mean Square Error)
R_s	Résistance série du module photovoltaïque [Ω]
R_{sh}	Résistance shunt du module photovoltaïque [Ω]
SOC	Etat de charge de la batterie (<i>State Of Charge</i>)
T_a	Température ambiante [$^\circ\text{C}$]
T_j	Température de jonction de la cellule [$^\circ\text{C}$]
T_1	Température dans les conditions de mesure [$^\circ\text{C}$]
T_2	Température dans les conditions désirées [$^\circ\text{C}$]
$v(z_a)$	Vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre z_a [m/s]

$v(z)$	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu z [m/s]
v	Vitesse du vent instantanée à la hauteur du rotor [m/s]
v_a	Vitesse du vent au-delà de laquelle l'éolienne est arrêtée [m/s]
v_d	Vitesse du vent pour laquelle l'éolienne commence à débiter [m/s]
V_m	Tension au point de puissance maximale [V]
v_n	Vitesse du vent pour laquelle la puissance nominale est atteinte [m/s]
V_{oc}	Tension à circuit ouvert [V]
V_1	Tension d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur [V]
V_2	Tension d'un point de la courbe corrigée [V]
z	Hauteur de l'anémomètre [m]
z_a	Hauteur du moyeu [m]
z_0	Rugosité du sol [m]
X_{cal}	Valeur calculée
X_{mes}	Valeur mesurée

Lettres Grecques

Ψ	Latitude du lieu [Degré]
β	Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale [Degré]
δ	Déclinaison du soleil [Degré]
ω	Angle horaire [Degré]
ρ	Coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol)
α_T	Coefficients de température du courant [A/°C]
β_T	Coefficients de température de la tension [V/°C]
Γ	Fonction Gamma
σ	Ecart type
α	Exposant caractérisant le cisaillement du vent
η	Rendement de la machine électrique et autres dispositifs de conversion d'énergie [%]
ρ	Densité de l'Air [kg/m ³]
η_{ond}	Rendement de l'onduleur [%]
$\eta_{B, ch}$	Rendement de charge de la batterie [%]
δ	Profondeur de décharge de la batterie [%]
ΔV	Pas d'intégration

INTRODUCTION

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter puis la distribuer vers chaque consommateur.

Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production. Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂.

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette directement pas de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles, mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir.

Enfin, contrairement à une idée couramment répandue, les réserves d'uranium sont, comme celles de pétrole, limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation). Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires.

L'exploitation des énergies éolienne et photovoltaïque pour la production d'électricité s'avère très rentable surtout dans les sites isolés (environ trente mille foyers en Algérie dépourvus de l'électricité conventionnelle), où l'extension du réseau électrique serait un échec financier.

Néanmoins, l'utilisation d'un aérogénérateur, ou d'un générateur photovoltaïque peut ne pas subvenir à lui seul aux besoins énergétiques souhaités, en effet, l'énergie éolienne ou

l'énergie photovoltaïque, peut nous faire défaut au moment où nous en avons besoin. Pour assurer le fonctionnement d'une telle installation durant toute l'année, on envisage d'introduire un système d'appoint. Plusieurs travaux ont été réalisés en utilisant comme système d'appoint, un groupe électrogène à base d'énergie fossile en vue de réduire la capacité du stockage. Par ailleurs, et de part sa nécessité à l'approvisionnement en carburant et à la maintenance, le groupe électrogène présente comme inconvénients le bruit, la pollution et surtout son mauvais rendement à charge partielle [1].

En vue d'un développement écologique et économique, l'utilisation d'un système hybride de production d'électricité (Éolien-Photovoltaïque) peut être très intéressant, lorsque les conditions locales sont favorables de point de vue potentiels éolien et photovoltaïque.

L'étude présente se propose de contribuer à l'optimisation de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage dans un système hybride de production d'électricité totalement autonome de dimensions réalistes (échelle de l'habitat individuel), selon deux critères d'optimisation, à savoir : la fiabilité et le coût.

Ce travail se divise en cinq parties, il se résume comme suit :

Dans un premier temps, nous présentons le système hybride considéré dans sa forme générale. La modélisation des différents paramètres rentrants dans le calcul de la puissance produite par le générateur photovoltaïque, fera l'objet du second chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous abordons les différents modèles utilisés dans le calcul de la puissance produite par l'aérogénérateur.

Nous présentons, dans le chapitre quatre, une méthode de dimensionnement du système hybride en se basant sur les deux critères d'optimisation : fiabilité et coût.

La simulation du dimensionnement du système hybride avec ces résultats et ces analyses sont exposés dans le cinquième chapitre.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives.

Une expérimentation d'un système hybride de production d'électricité de dimensions réalistes, mise sur pied au niveau du site d'expérimentation de Bouzaréah, est présentée en Annexe A1.

CHAPITRE 1

ETUDE DU SYSTEME HYBRIDE

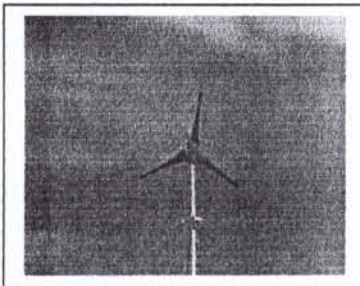
1. Présentation du système hybride

1.1 Introduction

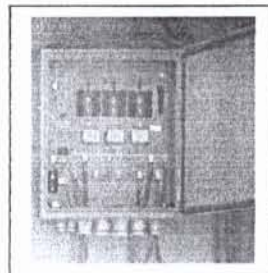
Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique (Figure 1.1).

Dans notre cas précis on s'intéresse aux systèmes de petites puissances produisant du courant continu facilement convertible en courant alternatif grâce à l'intégration d'un onduleur.

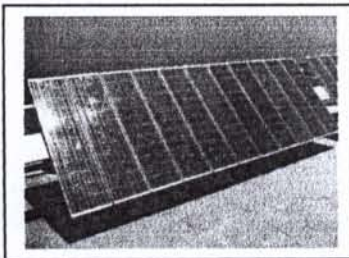
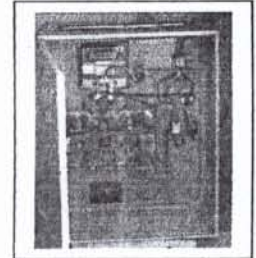
Aérogénérateur



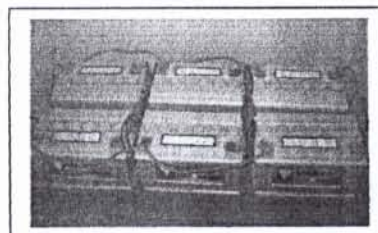
Régulateur



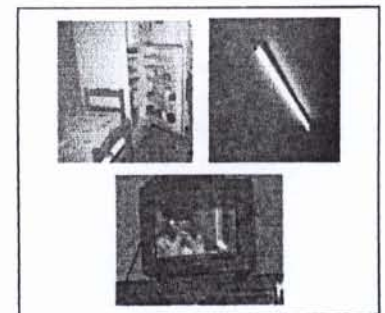
Onduleur



Générateur photovoltaïque



Banc de batteries



Charges AC

Figure 1.1 : Schéma synoptique du système hybride étudié

1.2 Générateur photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces.

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 W sous approximativement 0,6 V. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque.

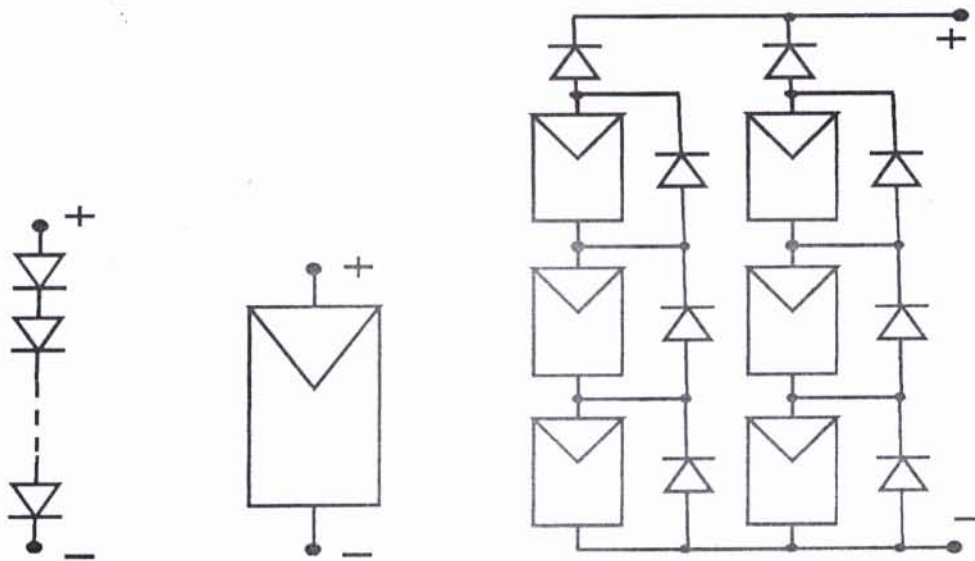


Figure 1.2. : Cellules, module et panneau photovoltaïques

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

1.3 Générateur éolien

1.3.1 Choix du site

L'aérogénérateur transforme une partie de l'énergie cinétique disponible dans le vent en énergie électrique.

Les vitesses du vent et leurs profils dépendent de beaucoup de facteurs notamment :

- ✚ La configuration du terrain (vallées, montagnes,.....)
- ✚ La hauteur des obstacles (végétation, arbres, battisses,.....)
- ✚ La hauteur à laquelle la vitesse du vent est mesurée

Ainsi, l'implantation d'une éolienne donnée, doit se faire dans un endroit choisi au préalable pour maximiser l'énergie convertible. Les sites jugés bons pour un tel système se résument en :

- ✚ Les terrains plats où il y a peu de turbulences dans l'écoulement de l'air, s'il n'y a pas d'obstacles ou de rugosités importantes
- ✚ Les sommets des collines ou des montagnes, où l'accélération de l'écoulement est plus intense
- ✚ Les vallées, paysages entre montagnes, gorges où l'appel d'air se fait important, etc.

Ce qui vient d'être cité n'est qu'une approche globale sur le choix du site ; une attention plus importante doit être portée, lors de la sélection d'un site [2]. Dans plusieurs cas, il est très difficile d'allier tous les avantages que recèle un site idéal, c'est pour cela qu'il faut toujours s'en approcher au maximum.

1.3.2 Eoliennes et aérogénérateurs

Les éoliennes se divisent en deux groupes distincts, selon leurs vitesses de rotation [3], il y a :
Les éoliennes lentes, appelées aussi les multipales (plus de trois pales), bien connues pour le pompage de l'eau et dont le couple de démarrage est proportionnel au nombre des pales et au diamètre de l'hélice.

Les éoliennes rapides appelées communément, les aérogénérateurs, sont destinées à produire de l'électricité. Ils ont un nombre de pales limité (généralement bipales ou tripales), qui n'a aucune incidence sur la puissance fournie, qui n'est fonction que de la surface balayée par le rotor.

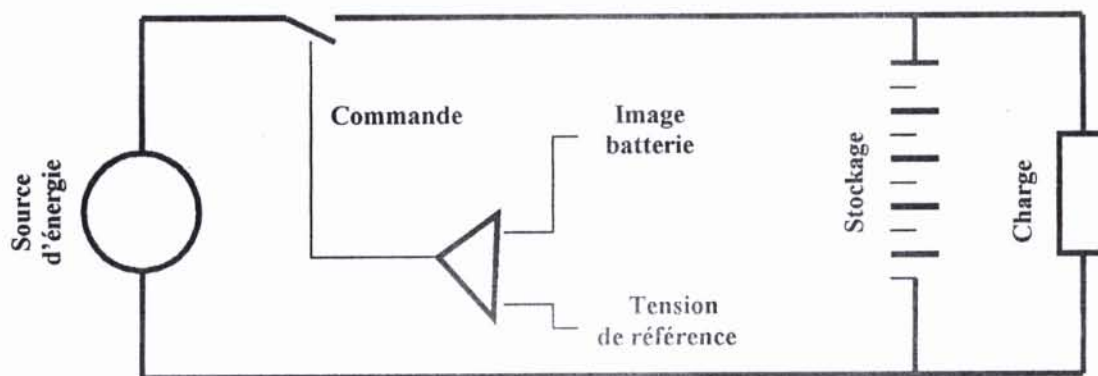
1.4 Stockage et système de régulation

Le stockage de l'énergie électrique peut se faire sous différentes formes. Le plus utilisé est le stockage électrochimique par batteries d'accumulateurs, lorsque la puissance demandée n'est pas trop élevée.

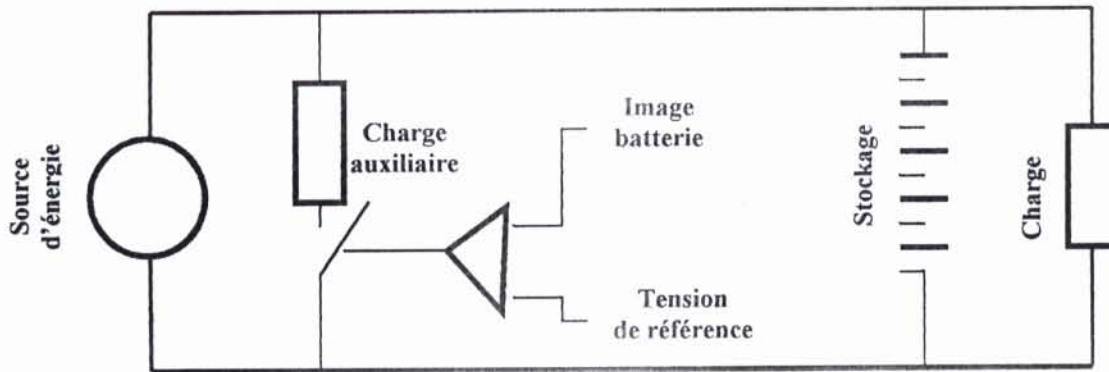
Parmi les types qui existent ; les batteries au plomb, qui sont largement employées dans les systèmes à conversion d'énergies renouvelables.

L'excès de charge ou de décharge agit sur la durée de vie de la batterie. Pour la préserver contre ces phénomènes, des équipements électroniques sont insérés dans le système.

Il y'a deux approches fondamentales pour contrôler l'énergie qui transite par la batterie. Il y'a la régulation série et la régulation parallèle données dans la Figure 1.3 a et b, [4].



a- Régulation série



b- Régulation parallèle

Figure 1.3 : deux types de régulateurs

(a) Régulateur série, (b) Régulateur parallèle

La régulation **série** consiste à introduire un élément de contrôle (un relais électronique) dans le circuit. Lorsque la batterie arrive à l'état de charge maximal, le circuit est coupé.

Cette coupure ne pose pas de problème pour le générateur photovoltaïque qui voit sa tension monter de 1.5 à 2 fois la tension nominale du système.

Mais elle amène l'aérogénérateur à tourner à plus grande vitesse permettant à sa tension en circuit ouvert d'augmenter d'une manière dramatique et indésirable.

D'autre part, la régulation série engendre une chute de tension dans le circuit, d'où une perte significative de puissance.

La régulation **parallèle**, met en jeu un dispositif de contrôle avec une charge auxiliaire montée en parallèle avec la source de tension. Lorsque la tension augmente, le régulateur est actionné pour dériver en partie ou en totalité le courant.

Les avantages de la régulation parallèle sont :

- ✚ La chute de tension entre l'entrée du régulateur et la batterie est presque nulle. Elle correspond à la chute de tension due à la diode d'anti-retour.
- ✚ L'élément de contrôle n'est actionné que lorsqu'il y'a surplus d'énergie, donc sa consommation n'est pas dramatique.

Une méthode intéressante de régulation, applicable dans les systèmes photovoltaïques qui consiste à déconnecter partiellement les modules au fur et à mesure que la batterie évolue vers son état de charge maximal. Cette méthode a l'avantage de permettre à la batterie de prendre le maximum d'énergie sans entrer dans la phase gazeuse (dégagement excessif d'hydrogène).

1.5 L'onduleur

Son rôle est de transformer l'énergie électrique continue délivrée par le générateur hybride en une énergie électrique alternative. De tels appareils doivent délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence précise. En effet, pour le fonctionnement de la plupart des charges, la présence d'harmoniques est néfaste.

Les onduleurs présentent généralement deux inconvénients majeurs à savoir :

- ✚ Pertes à vide très élevées ;
- ✚ Rendement acceptable uniquement pour la charge nominale.

Pour les systèmes hybrides, leur utilisation représente un gaspillage d'énergie considérable, surtout lorsque la charge est variable au cours du temps et est bien inférieure à sa valeur nominale. Il convient de choisir un onduleur dont les pertes à vide doivent être réduites et le rendement doit être moins sensible au pourcentage de la puissance appelée.

1.6 La Charge

La Charge représente les différentes applications du système hybride, allant de la simple application aux applications d'intérêt très sensible et stratégique. Ainsi les principales applications sont :

L'électrification domestique, les relais de télécommunications, appareillage de contrôle de l'environnement, météorologie, conservateurs de vaccins, les postes frontières et les dispensaires, etc.

D'autres applications plus importantes se trouvent actuellement au stade de pratique courante, à savoir : le dessalement de l'eau de mer et la production d'hydrogène par électrolyse.

Ces applications peuvent nécessiter différents types d'alimentations (tension continue ou alternative). Elles se différencient par leur utilisation diurne, nocturne ou constante pendant la

journée ainsi que par leur nature (puissance constante, charge résistive, inductive ou capacitive). Notre étude portera sur l'alimentation d'un habitat individuel par un générateur hybride.

1.7 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre la configuration générale du système hybride (Eolien-Photovoltaïque) à étudier.

C'est un système hybride de production d'électricité totalement autonome de dimensions réalistes destiné à alimenter un habitat individuel. Il est constitué de deux générateurs pour la production d'énergie, d'un élément de stockage électrochimique (batteries à plomb), d'un dispositif de conditionnement de puissance et d'une charge.

2.1.4 Estimation de l'éclairement global horaire sur une surface inclinée

Pour les besoins de ce calcul, il est utile de considérer que l'irradiation solaire durant une heure, coïncide numériquement avec l'éclairement solaire moyen durant cette heure [7].

L'éclairement global incident sur une surface inclinée $G(\beta)$, peut être défini comme étant la somme de l'éclairement direct $B(\beta)$, diffus $D(\beta)$ et réfléchi $R(\beta)$ [5] :

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (2.7)$$

2.1.4.1 Eclairement direct

La composante directe $B(\beta)$ est donnée par la relation suivante [8, 9]:

$$B(\beta) = B_h(0) \cdot R_b \quad (2.8)$$

Avec :

$$R_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\psi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\psi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\psi) \cdot \sin(\delta)} \quad (2.9)$$

Où :

R_b : Rapport de l'irradiation directe sur un plan incliné avec celle de l'horizontal

Ψ : Latitude du lieu [Degré]

β : Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale [Degré]

δ : Déclinaison du soleil [Degré]

ω : Angle horaire [Degré]

2.1.4.2 Eclairement diffus

Pour le calcul de la composante diffuse sur une surface inclinée, on a retenu le modèle isotrope de Liu et Jordan qui considère uniforme l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est donnée par [5, 9]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \quad (2.10)$$

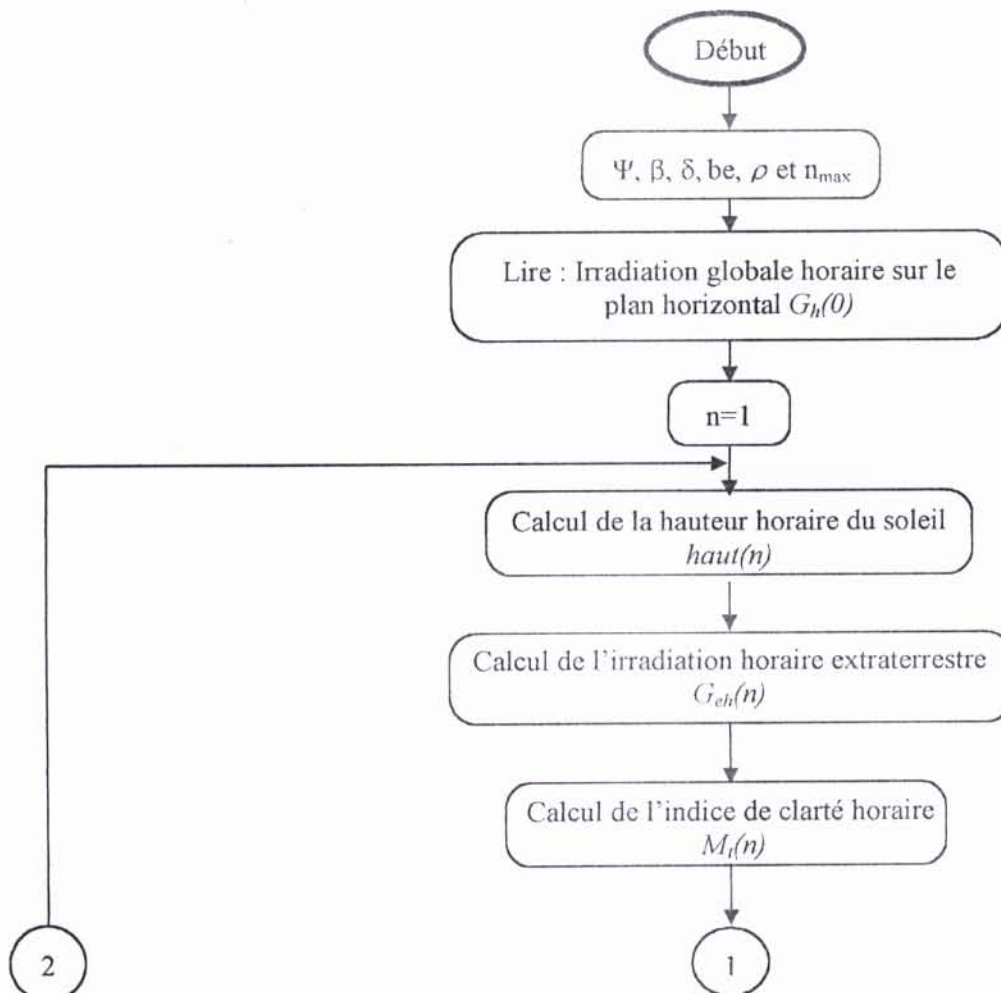
2.1.4.3 Eclairage réfléchi

L'éclairage réfléchi sur une surface inclinée est donné par la relation suivante [10]:

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos(\beta))}{2} \tag{2.11}$$

Où ρ représente le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol) et β l'inclinaison du champ photovoltaïque. L'albédo du sol a été fixé à 0.2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C, et une valeur de 0.7 si elle est inférieure à -5 °C (une interpolation linéaire est faite pour les températures entre ces deux valeurs).

L'organigramme qui permet d'obtenir les différentes irradiations pour les deux plans horizontal et incliné est donné par la figure 2.1



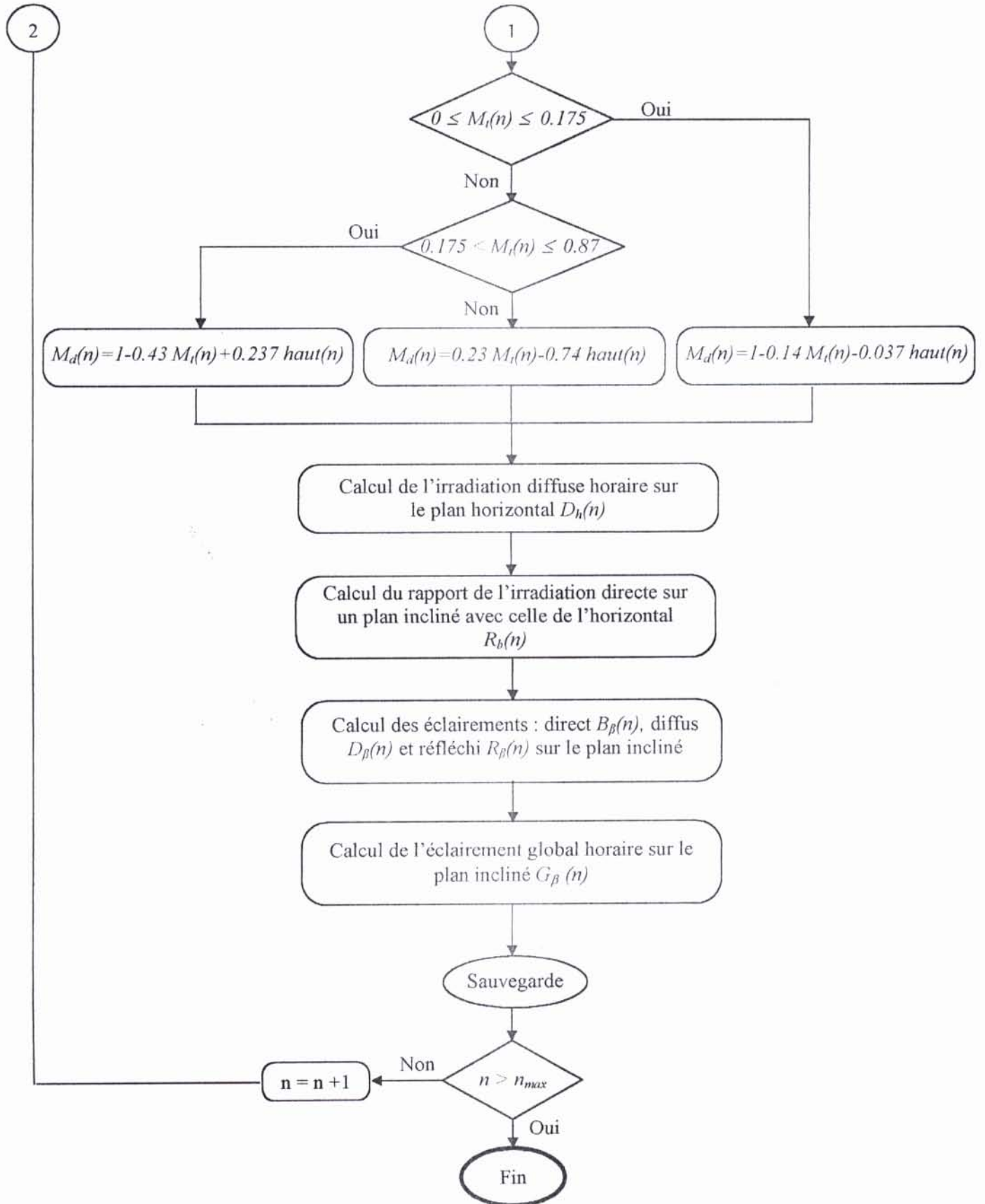


Figure 2.1 : Organigramme de calcul de l'éclaircissement global horaire incident sur le plan incliné.

2.2 Modèle de la température de jonction de la cellule photovoltaïque

La température de jonction de la cellule photovoltaïque T_j est déterminée à partir de la température ambiante T_a et de l'éclairement solaire incident sur la surface du module photovoltaïque. Ces deux paramètres externes, influent sensiblement sur la caractéristique I-V du module photovoltaïque.

En plus de ces deux paramètres externes, le modèle choisi, utilise le *NOCT*, appelée la température nominale des cellules en opération. Le *NOCT* dépend du type du module photovoltaïque considéré. La température de jonction de la cellule solaire T_j est donnée par la relation suivante [11, 12] :

$$T_j = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G(\beta) \quad (2.12)$$

Avec :

T_a et T_j : Températures ambiante et de jonction de la cellule photovoltaïque [°C]

$G(\beta)$: Eclairement global horaire incident sur le plan des modules [W/m^2]

2.3 Données météorologiques utilisées

Les données de l'éclairement solaire utilisées sont les moyennes horaires de l'éclairement solaire global mesurées sur une période d'une année. Ces relevés sont effectués à *Bouzaréah* et nous donnent l'éclairement sur un plan horizontal. Le passage à un plan incliné se fait par des relations purement géométriques prenant en considération la position géographique des modules et de la position de la terre par rapport au soleil.

A titre d'exemple, on peut voir sur les figures 2.2 et 2.3, l'évolution sur une année de l'éclairement horaire global sur le plan horizontal $G_h(0)$, ainsi que la température ambiante mesurée T_a .

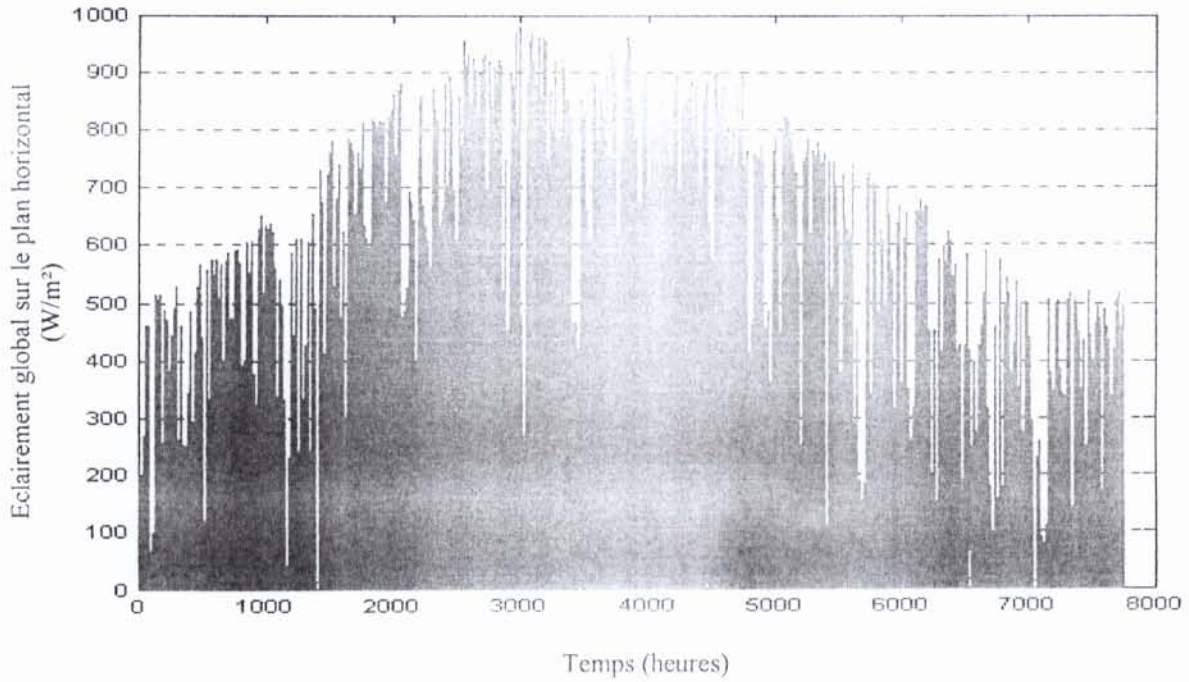


Figure 2.2 : Eclairement global horaire, relevé à Bouzaréah, temps de moyennage d'une heure

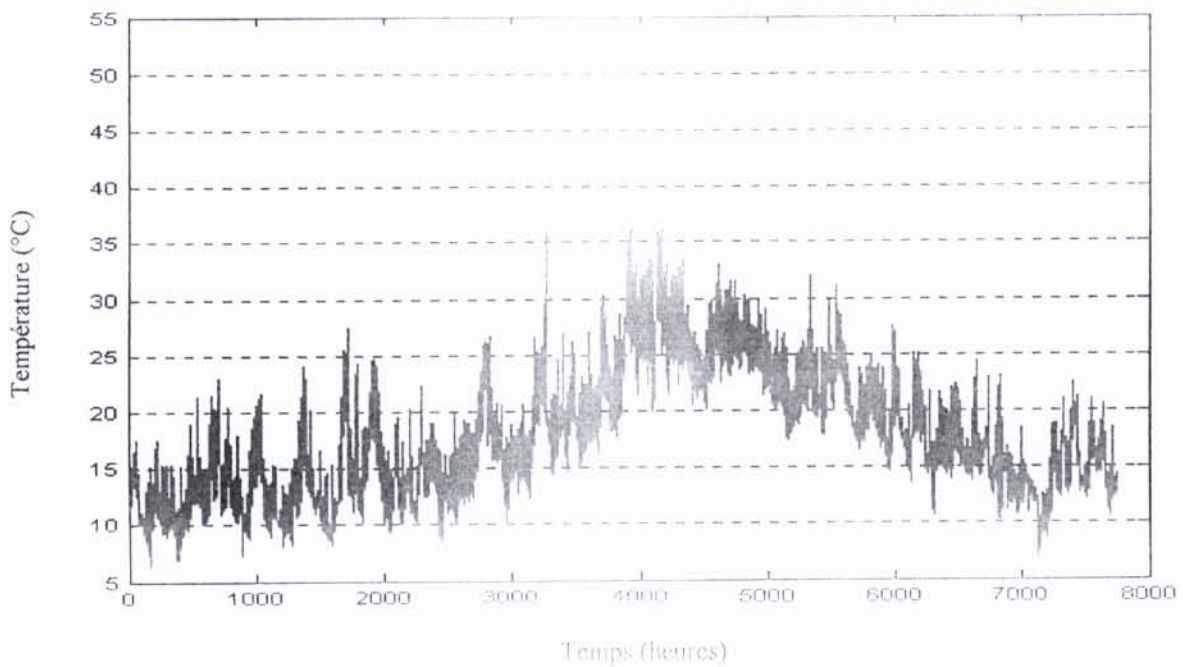


Figure 2.3 : Température ambiante T_a , relevée à Bouzaréah, temps de moyennage d'une heure

Les tracés suivants représentent respectivement, l'éclairement global horaire calculé sur le plan des modules $G(\beta)$ ainsi que la température de jonction de la cellule photovoltaïque T_j calculée à partir de l'équation (2.12)

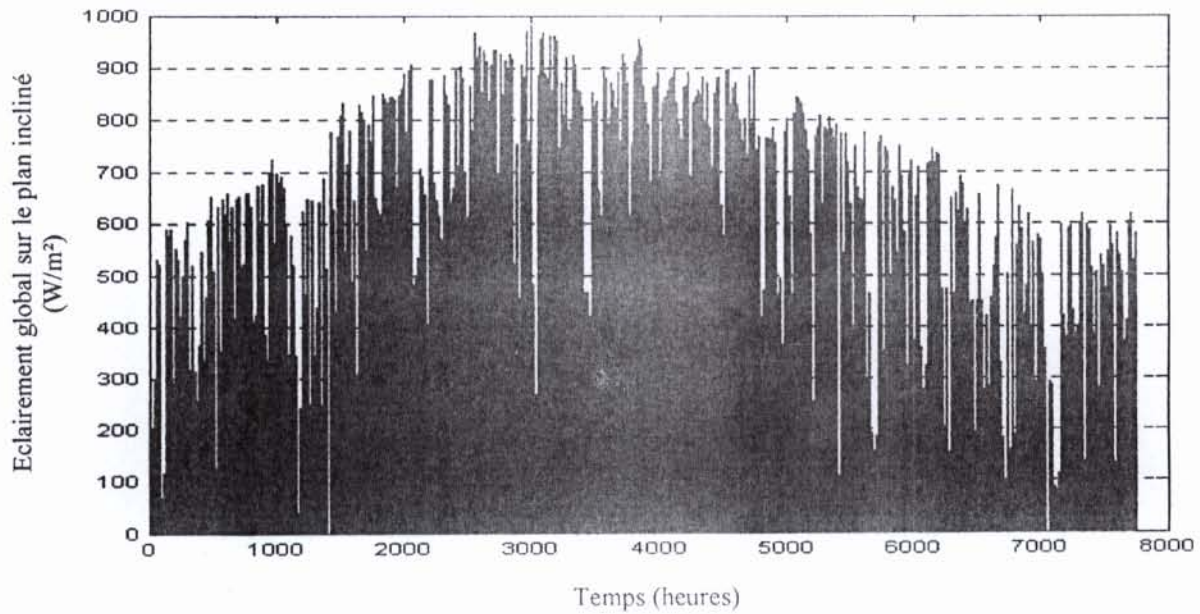


Figure 2.4 : Eclairement global horaire calculé sur le plan incliné, temps de moyennage d'une heure

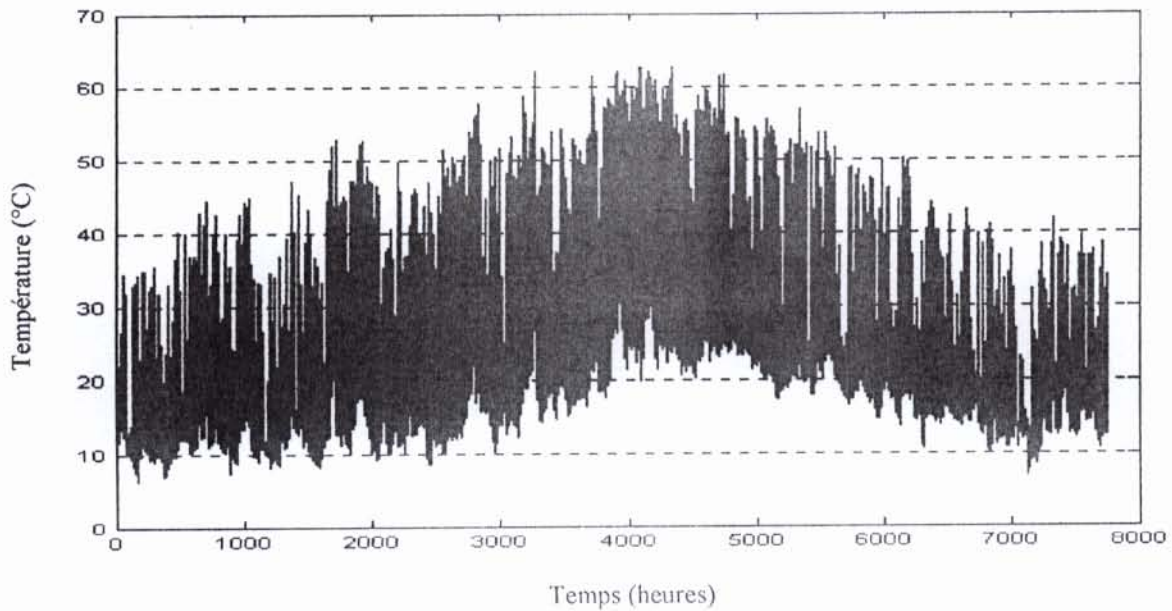


Figure 2.5 : Température de jonction de la cellule photovoltaïque T_j , temps de moyennage d'une heure

2.4 Modèle du générateur photovoltaïque

2.4.1. Introduction

Les modèles utilisés pour simuler le fonctionnement des modules photovoltaïques tiennent en considération, la variabilité de l'éclairement et de la température de jonction. La relation entre le courant I et la tension V du module photovoltaïque est donnée par l'équation suivante [9] :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{(V + IR_S)}{mV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (2.13)$$

Où :

$$V_t = \frac{kT_j}{q} \quad (2.14)$$

Avec I_L photocourant, I_0 courant de saturation, q charge de l'électron, K Constante de Boltzmann, m facteur d'idéalité relatif au module, T_j température de jonction, R_s résistance série et R_{sh} résistance shunt.

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques décrivant le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la caractéristique courant-tension. Le modèle mathématique qu'on a retenu dans notre travail, est le modèle analytique à cinq paramètres, dont le circuit électrique équivalent est donné par la Figure 2.6 [9].

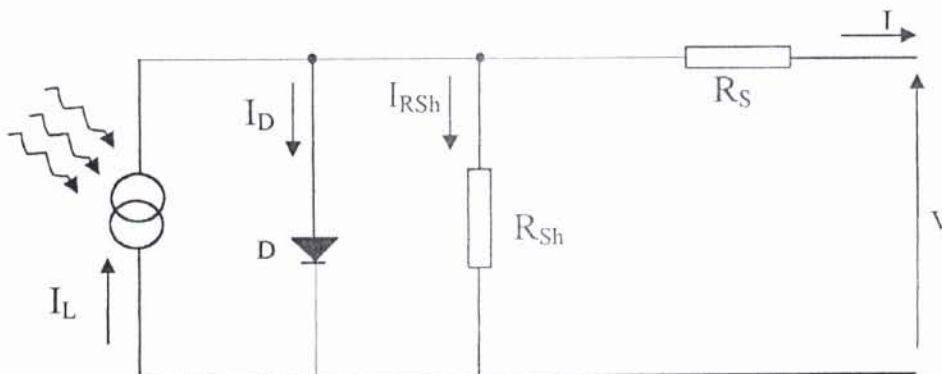


Figure 2.6 : Schéma électrique équivalent d'une cellule

La caractéristique $I-V$ de ce modèle est donnée par l'équation 2.13. Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction $I=f(I, V)$ qui sont : I_L , I_0 , R_s , R_{sh} , et m . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont : le courant de court-circuit, I_{sc} , la tension à circuit ouvert, V_{oc} , le courant, I_m et la tension, V_m au point de puissance maximale P_m et les pentes au voisinage de V_{oc} et de I_{sc} [13].

En appelant :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right) \Big|_{V=V_{oc}} = -R_{S0} \quad (2.15)$$

$$\left(\frac{dV}{dI} \right) \Big|_{I=I_{sc}} = -R_{Sh0} \quad (2.16)$$

Les équations obtenues sont les suivantes: (Voir Annexe A2)

$$m = \frac{V_m + I_m R_{S0} - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right) \right]} \quad (2.17)$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(\frac{V_{oc}}{AV_t} \right) \quad (2.18)$$

$$R_s = R_{S0} - \frac{mV_t}{I_0} \exp \left(-\frac{V_{oc}}{AV_t} \right) \quad (2.19)$$

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_0 \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{AV_t} - 1 \right) \quad (2.20)$$

$$R_{Sh} = R_{Sh0} \quad (2.21)$$

2.4.2 Correction à d'autres conditions de température et d'éclairement

Pour la translation de la caractéristique I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées, on a utilisé la méthode selon la norme CEI 891. Elle est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées sur les modules photovoltaïques au silicium cristallin seulement [11]. Avec cette méthode, la caractéristique courant-tension peut être corrigée par rapport aux valeurs choisies de température et éclairement :

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (2.24)$$

$$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - K_C \cdot I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (2.25)$$

I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur [A], [V]

I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée [A], [V]

I_{sc} : Courant de court-circuit de la courbe de référence [A]

G_1 : Eclairement dans les conditions de mesure [W/m^2]

G_2 : Eclairement dans les conditions désirées [W/m^2]

T_1 : Température dans les conditions de mesure [$^{\circ}C$]

T_2 : Température dans les conditions désirées [$^{\circ}C$]

α_T : Coefficients de température du courant [$A/^{\circ}C$]

β_T : Coefficients de température de la tension [$V/^{\circ}C$]

K_C : Facteur de correction de la courbe [$0,00125 \Omega/^{\circ}C$]

2.4.3 Validation et calcul d'erreurs

Les critères d'erreurs utilisés pour déterminer les performances du module utilisé sont :

✦ La racine de l'erreur moyenne quadratique, RMSE (Root Mean Square Error), donnée par [14]:

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{N} \right]^{0,5} \quad (2.22)$$

Avec :

C_i : i^{eme} valeur calculée

M_i : i^{eme} valeur mesurée

N : Nombre de valeurs

✦ L'erreur relative, exprimée par la relation suivante :

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{mes}}{X_{mes}} \times 100 \quad (2.23)$$

Avec : X_{cal} et X_{mes} valeurs respectivement calculée et mesurée.

Ce dernier test statistique est appliqué sur les principaux points de la caractéristique I-V à savoir :

Le courant de court-circuit, I_{sc}

La tension a circuit ouvert, V_{oc}

La puissance maximale, P_m

La validation du modèle analytique utilisé est effectuée en utilisant des données expérimentales de laboratoire du module BP saturne.

Les caractéristiques électriques de ce module sont données dans le tableau 2.1

Eclairement (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600	400
Température (°C)	25			45			
I_{sc} (A)	3.01	2.40	1.81	3.06	2.46	1.85	1.25
V_{oc} (V)	35.89	35.42	34.85	32.82	32.36	31.80	31.03
V_m (V)	29.15	29.19	29.22	26.09	26.29	26.19	25.68
P_m (W)	82.40	65.65	48.69	74.65	59.75	44.65	29.63

Tableau 2.1 : Caractéristiques électriques du module utilisé sous différentes conditions

On peut voir sur la figure ci-dessous l'allure des caractéristiques I-V, expérimentales (en pointillés) et calculées avec le modèle analytique à cinq paramètres (en trait continu) et cela pour différents éclairements et températures.

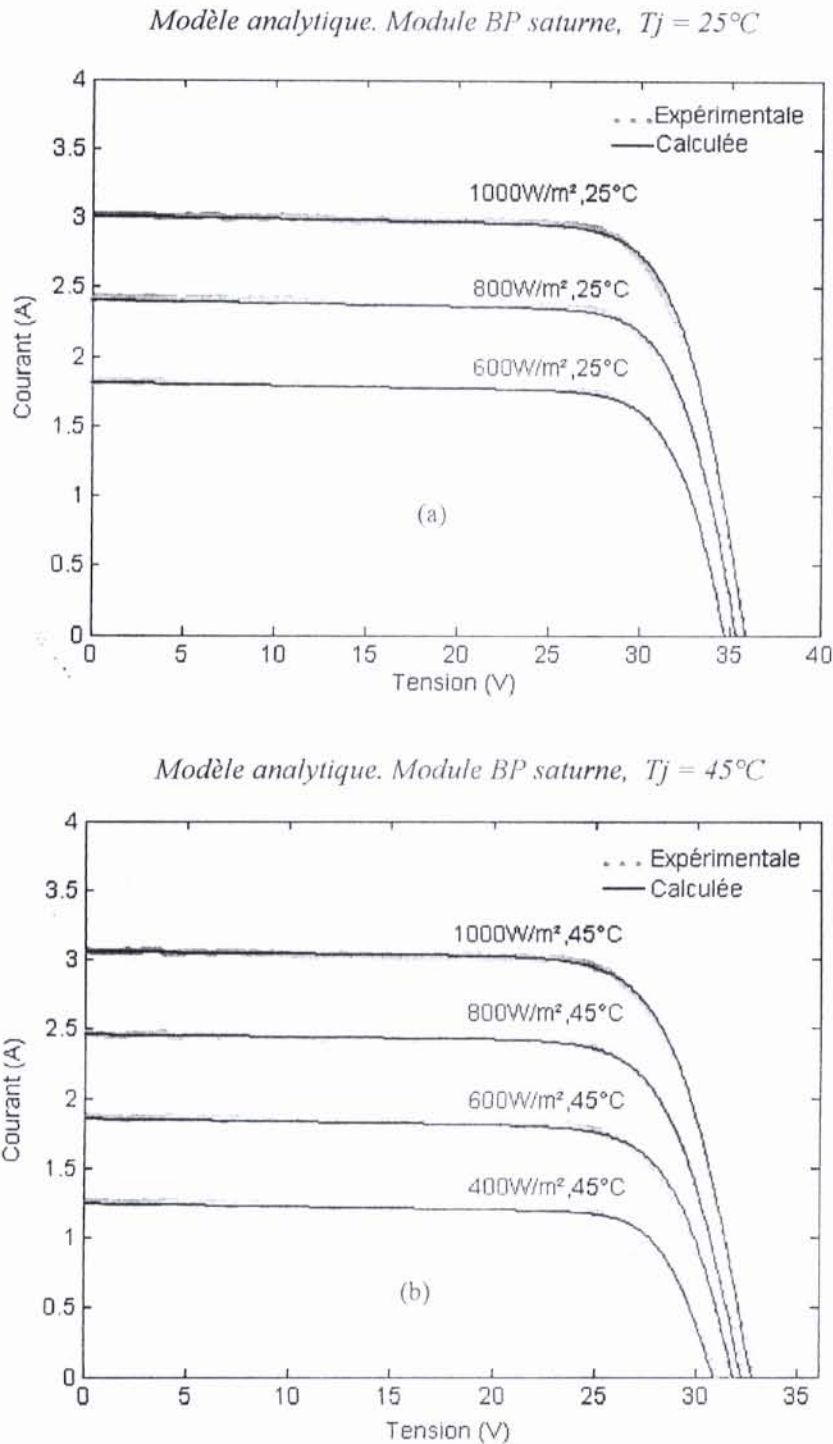


Figure 2.7 : Caractéristiques I-V expérimentales et calculées avec le modèle analytique pour différents éclairements et températures

(a) $T_j = 25^\circ\text{C}$ et (b) $T_j = 45^\circ\text{C}$

Les résultats obtenus à partir des deux tests choisis sont résumés dans le tableau 2.2

Eclairement (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600	400
Température (°C)	25			45			
RMSE	0,08	0,05	0,03	0,08	0,06	0,04	0,02
E _{Isc} (%)	7E-6	-1E-5	-2E-5	-7E-6	-1E-5	6E-6	-1E-5
E _{Voc} (%)	-0,001	-0,001	-0,002	-0,002	-0,002	-2,8E-4	-0,001
E _{Pm} (%)	0,25	0,10	0,07	0,18	0,06	0,03	-0,13

Tableau 2.2 : Résultats d'erreurs obtenus par le module BP saturne

Ainsi, ces résultats et ceux donnés par la Figure 2.7, nous montrent que le modèle analytique à cinq paramètres ajuste avec une bonne précision la totalité de la courbe expérimentale pour les différents éclaircissements et températures de jonction.

2.4.4 Caractéristique Puissance-Tension d'un module photovoltaïque

La caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque est obtenue à partir de sa caractéristique courant-tension

On peut voir sur la figure suivante, l'allure générale des caractéristiques de la puissance en fonction de la tension pour différents éclaircissements (Figure 2.8 (a)) et pour différentes températures (Figure 2.8 (b)).

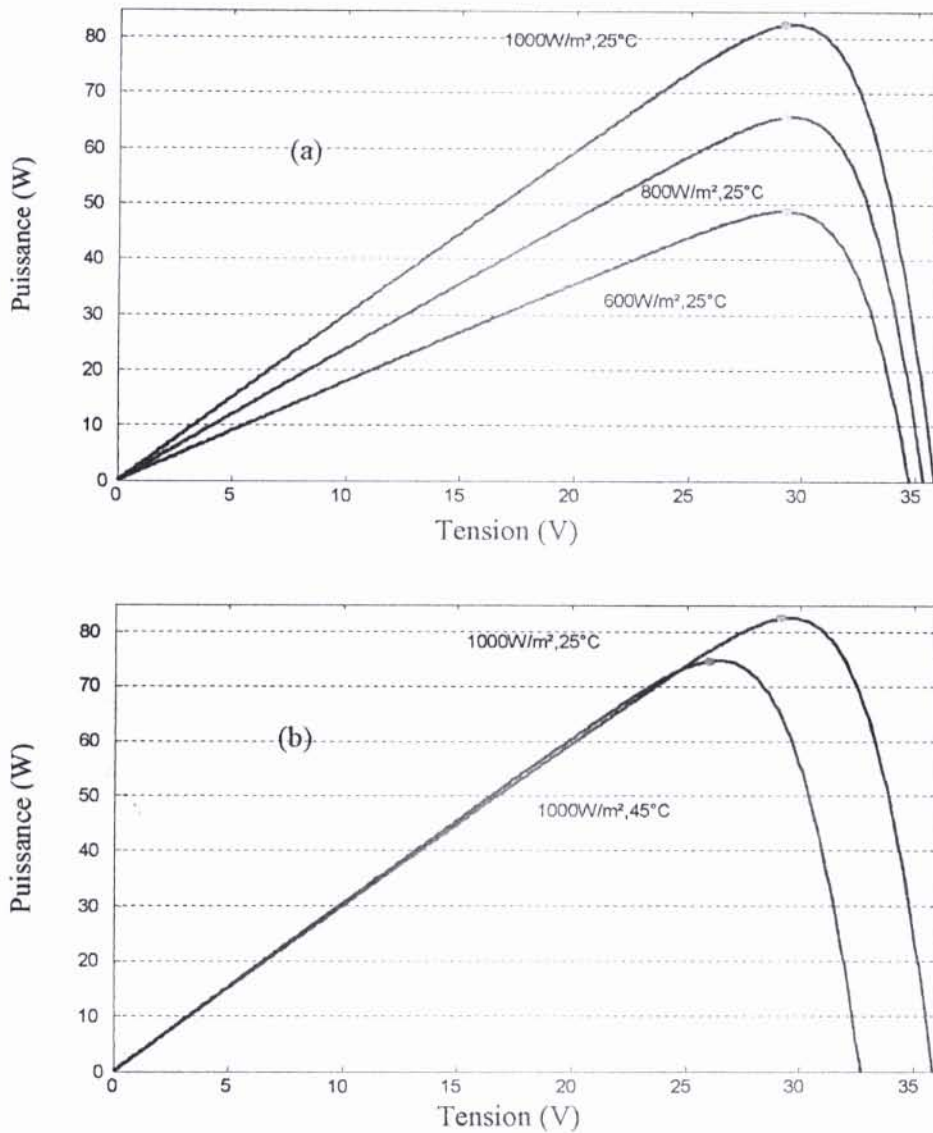


Figure 2.8 : Caractéristiques puissance–tension d'un module photovoltaïque

(a) pour différents éclairagements

(b) pour différentes températures

Sur chaque courbe, le point rouge représente le point de puissance maximale que peut fournir le module. On voit bien que pour un éclairage et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance produite par le générateur.

Il est donc intéressant d'insérer un convertisseur de puissance entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelles que soient la charge et les conditions d'éclairage et de température. Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

L'organigramme qui permet de calculer la puissance maximale horaire délivrée par un module photovoltaïque, pour un éclairement et une température donnés, est donné par la Figure 2.9.

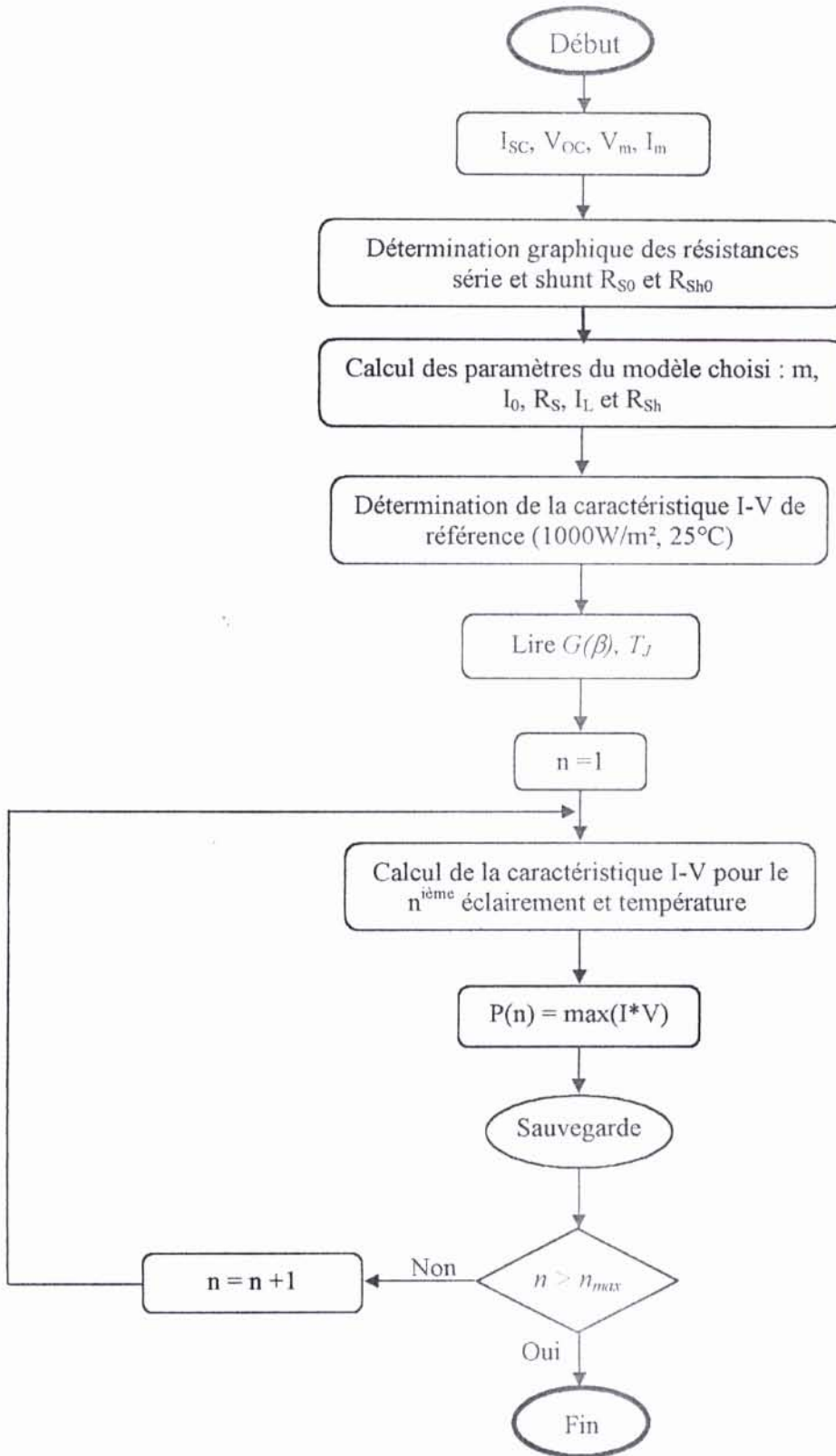


Figure 2.9 : Organigramme de calcul de la puissance maximale horaire délivrée par un module photovoltaïque durant la période d'analyse (une année)

2.5 Application

Le module photovoltaïque utilisé dans le dimensionnement du système hybride étudié, est le module *Arco-Solar* modèle M53, dont les caractéristiques électriques données par le constructeur, sont dressées dans le tableau suivant :

Eclairement (W/m ²)	1000	500	50	1000
Température (°C)	25			47
I _{sc} (A)	2.7	1.35	0.2	2.62
V _{oc} (V)	21.7	20.8	17.8	19.5
V _m (V)	17.3	18	17	15.4
I _m (A)	2.49	1.25	0.125	2.5
P _m (W)	43	22.50	2.1250	38.8

Tableau 2.3 : Caractéristiques électriques du module *Arco-Solar* utilisé sous différentes conditions d'éclairements et de températures

La figure suivante représente les caractéristiques I-V données par le constructeur (à gauche) et calculées avec le modèle analytique à cinq paramètres (à droite). On voit bien la similitude qui existe entre les caractéristiques calculées et celles données par le constructeur.

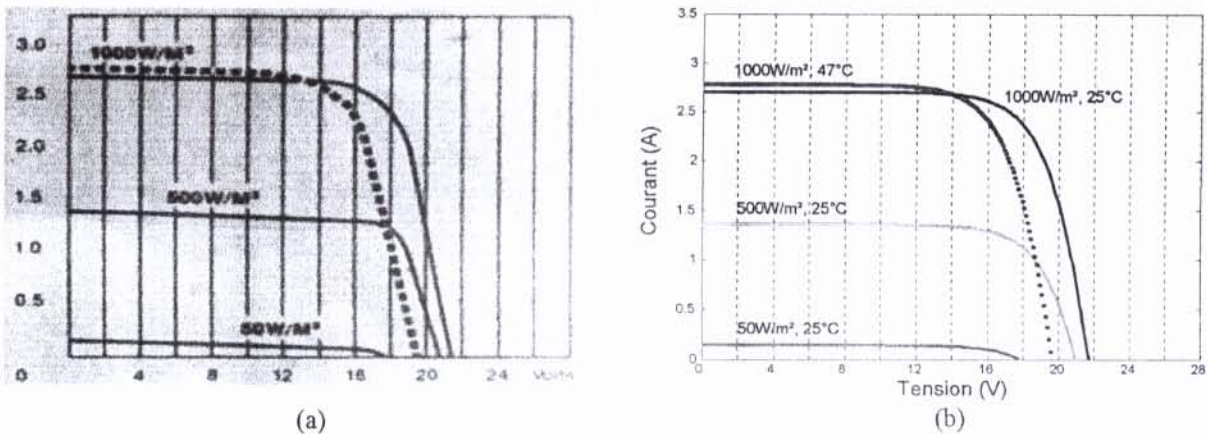


Figure 2.10 : Présentation des caractéristiques I-V du module *Arco-Solar* M53 pour différents éclairements et températures

(a) Données par le constructeur

(b) Calculées avec le modèle analytique choisi

2.3 Conclusion

Ce chapitre a porté sur le calcul de la puissance maximale horaire produite par un module photovoltaïque.

Pour se faire, on a commencé par l'estimation de l'éclairement global horaire incident sur le plan du module $G(\beta)$, à partir des données de l'éclairement global horaire sur un plan horizontal, relevées à Bouzaréah sur une période d'analyse d'une année, on a aussi calculé la température de jonction de la cellule photovoltaïque T_j , à partir des données horaires de la température ambiante mesurées sur le même site et pour la même période d'analyse. Ces deux paramètres externes, rentrent dans la détermination de la puissance produite par le module photovoltaïque et cela en utilisant le modèle analytique à cinq paramètres et les équations de translation de la caractéristique I-V aux conditions réelles de fonctionnement, validés expérimentalement.

CHAPITRE 3

ESTIMATION DE LA PUISSANCE DE SORTIE D'UNE EOLIENNE

3.1 Introduction

La conversion de l'énergie cinétique du vent est rendue possible grâce à un système appelé communément une éolienne.

Les éoliennes peuvent être classées selon leurs puissances et leurs domaines d'utilisation.

Les éoliennes de faibles puissances de l'ordre d'un kilowatt et moins, sont conçues pour fonctionner de façon autonome et sont réservées à des objectifs bien précis tels que : le pompage de l'eau, la consommation domestique ou l'irrigation, le dessalement de l'eau de mer, l'éclairage des phares et balises isolées, la fourniture en énergie électrique des petites collectivités en zones isolées, etc.

Les éoliennes de grandes puissances de l'ordre de Mégawatts rentrent dans la production électrique à grande échelle, elles sont généralement couplées directement au réseau électrique conventionnel.

3.2 Modélisation de la distribution des vitesses du vent

La variabilité du vent est un facteur clé pour des propriétaires de champs d'éoliennes qui souhaitent se prémunir contre une très grande variabilité de leurs revenus. En effet, comme l'énergie éolienne est une fonction de la vitesse du vent, les prévisions énergétiques sont généralement dérivées de simulation sur la vitesse.

Il est donc nécessaire, avant d'installer une exploitation d'éoliennes sur un site donné, de faire une étude, la plus complète possible, sur la distribution de la vitesse du vent et les répercussions de la variabilité annuelle du vent sur la production d'électricité.

Pour pouvoir mieux découvrir la variabilité de la vitesse du vent et les implications quelle peut avoir sur la production annuelle d'une éolienne, on utilise une représentation analytique pour la modélisation de la distribution de la vitesse du vent, pour en suite appliquer cette modélisation au calcul de la production annuelle d'une éolienne donnée, ou d'un parc d'éoliennes.

La distribution la plus utilisée, pour modéliser la vitesse du vent est la distribution de Weibull à deux paramètres, qui prend en compte l'asymétrie des données empiriques. Elle est donnée par [15, 16] :

$$f(v) = k/c(v/c)^{k-1} \exp\left(-(v/c)^k\right) \quad (3.1)$$

Où

$f(v)$: Probabilité pour que le vent souffle à la vitesse v

k : Facteur de forme, sans dimension, il caractérise la dissymétrie de la distribution;

c : Facteur d'échelle [m/s].

La valeur moyenne de la vitesse du vent est donnée par :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} v f(v) dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.2)$$

Où Γ est la fonction Gamma définie par la relation:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-x) x^{x-1} dx \quad \text{avec } x > 0 \quad (3.3)$$

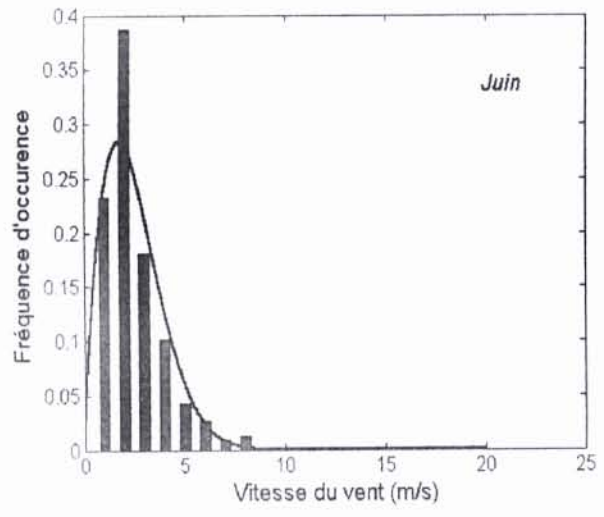
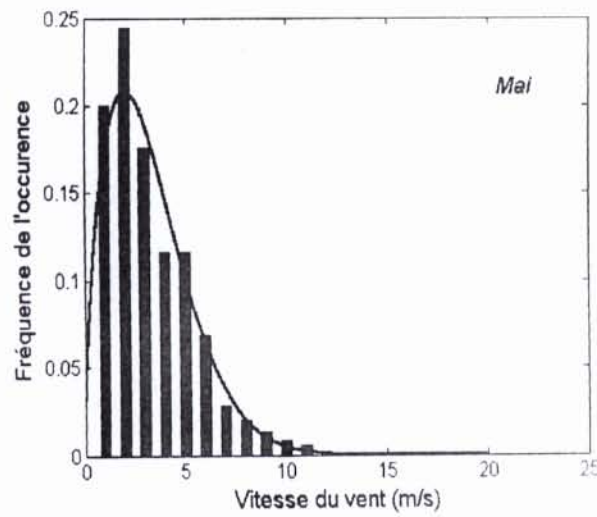
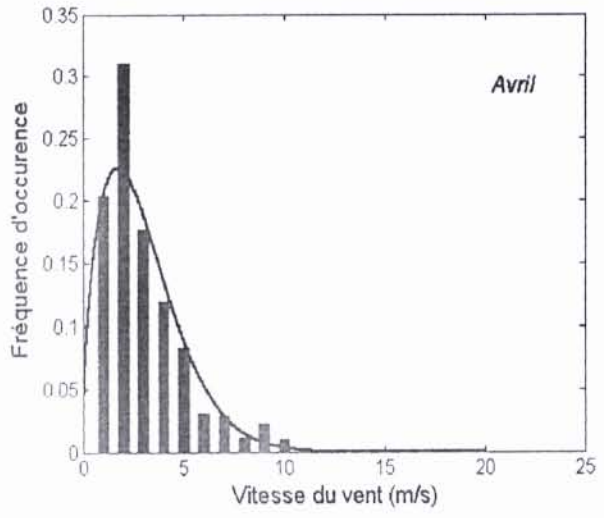
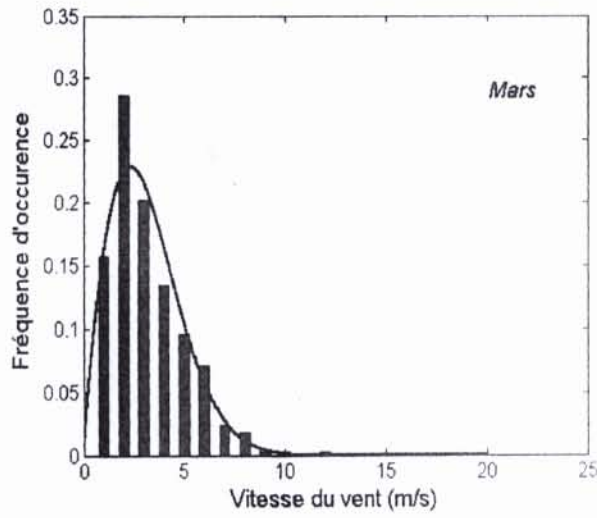
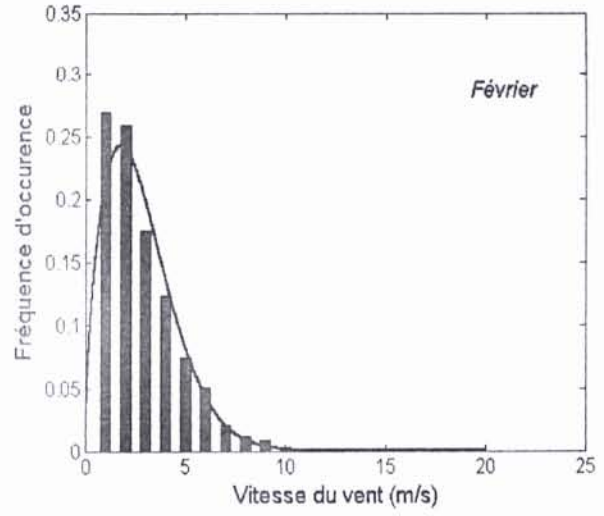
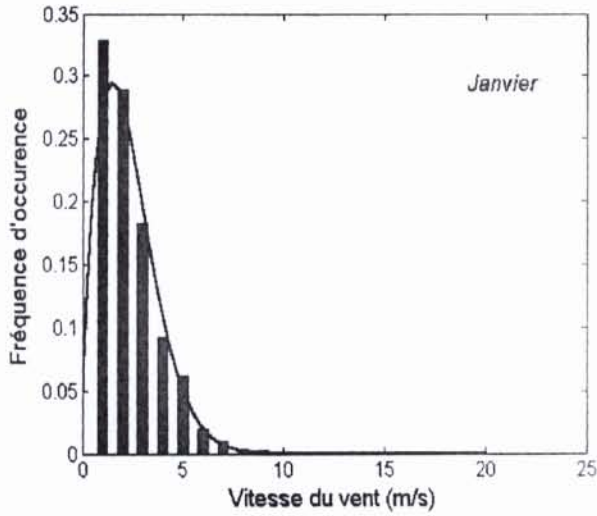
L'écart type de la distribution est donné par:

$$\sigma = c \sqrt{\Gamma\left(\frac{2}{k+1}\right) - \Gamma\left(\frac{1}{k+1}\right)^2} \quad (3.4)$$

La méthode la plus utilisée pour l'estimation des paramètres de Weibull k et c est développée en Annexe A3 [2, 17]. La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull avec $k = 2$. On utilise la distribution de Rayleigh lorsqu'on ne connaît pas le site.

3.2.1 Données météorologiques utilisées

Les données utilisées sont les moyennes horaires des vitesses du vent à Bouzaréah mesurées sur une période d'une année. Les distributions des vitesses horaires mensuelles empiriques à Bouzaréah et les distributions de Weibull correspondantes sont tracées sur la figure 3.1. Chaque intervalle correspond à 1 m/s. La moyenne sur une année est de 4,5 m/s et l'écart type est de 2,7 m/s. La nette asymétrie est une caractéristique de la vitesse du vent. Après traitement de données brutes mesurées (Eclairement solaire, température ambiante et vitesse du vent), 15 % des mesures ont été rejetées.



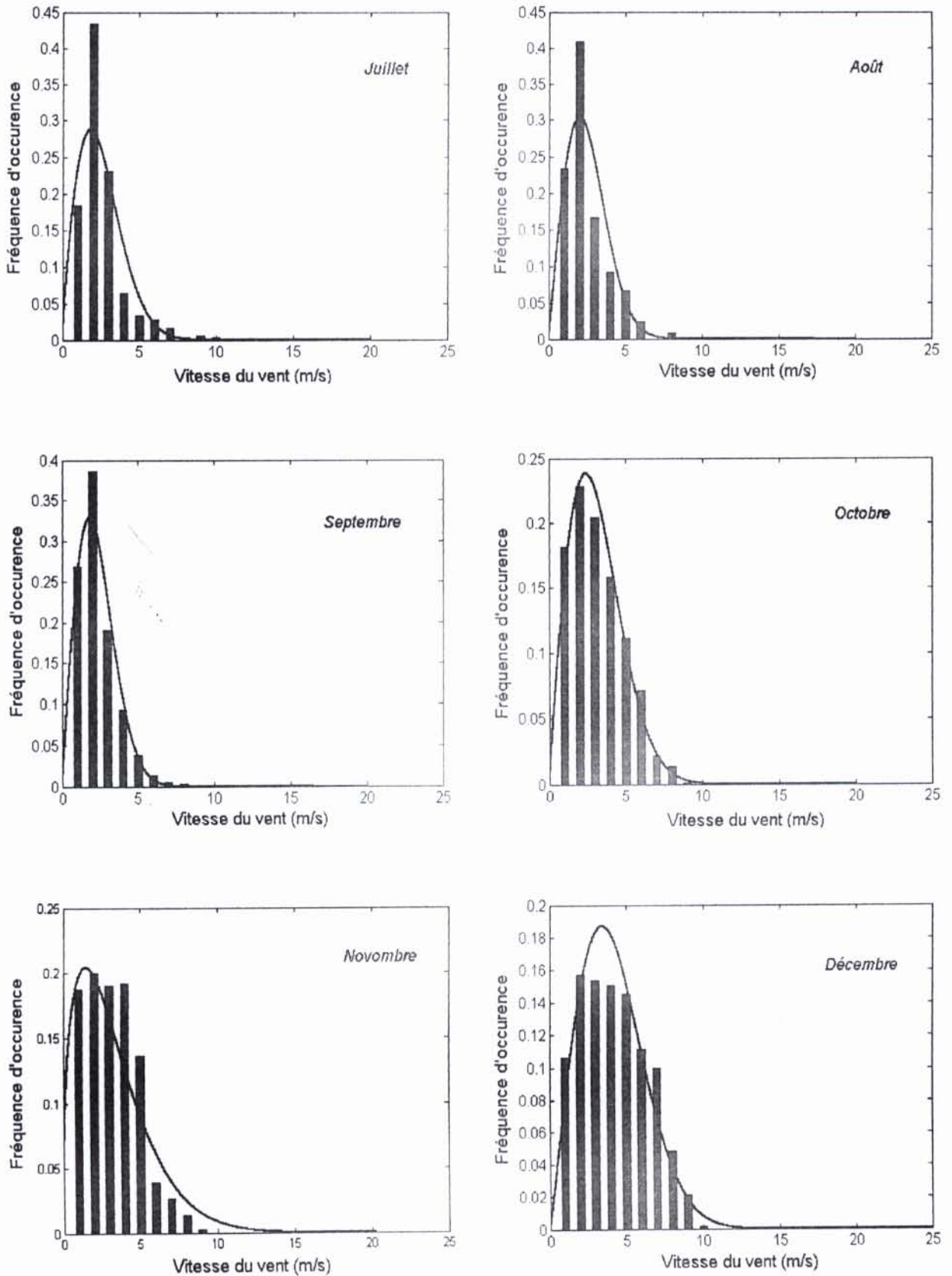


Figure 3.1 : Distributions des vitesses horaires à Bouzaréah et distributions de Weibull correspondantes

3.3 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour des applications pratiques, comme pour le cas en génie énergétique éolien, l'estimation de la puissance moyenne produite par un aérogénérateur passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent à la hauteur de son moyeu. Pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée, on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol, au moyen du modèle de puissance, souvent utilisé dans la littérature existante.

Il est donné par [18, 19, 20]:

$$\frac{v(z)}{v(z_a)} = \left(\frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (3.5)$$

Où:

$v(z_a)$: Vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre z_a .

$v(z)$: Vitesse du vent à la hauteur du moyeu z .

α : Exposant caractérisant le cisaillement du vent.

Suite à leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, H. NFAOUI et al [21], ont proposé une nouvelle expression permettant l'estimation de l'exposant " α " du modèle de puissance en fonction de la rugosité. Expression donnée par:

$$\alpha = \frac{x - 0,088 \ln(v(z_a))}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_a}{10}\right)} \quad (3.6)$$

Où:

$x = 0,25$ pour $z_0 \in (0 - 0,005\text{m})$;

$x = 0,31$ pour $z_0 \in (0,005 - 0,05\text{m})$;

$x = 0,27$ pour $z_0 \in (0,05 - 0,5\text{m})$;

$x = 0,48$ pour $z_0 \in (0,5 - 4\text{m})$;

z_0 : Rugosité du sol [m].

On remarque que le coefficient varie en fonction de la classe de rugosité.

✦ *Deuxième scénario :*

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite, les batteries se déchargent pour combler ce déficit, dans ce cas précis, l'énergie stockée peut être exprimée par la relation suivante :

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) \quad (4.4)$$

L'énergie stockée dans les batteries à n'importe quelle heure t , est soumise à la contrainte suivante :

$$E_{B\min} \leq E_B(t) \leq E_{B\max} \quad (4.5)$$

Cela signifie, qu'à tout moment, les batteries ne doivent pas être surchargées ou profondément déchargées, afin de ne pas les endommager.

Quand l'énergie stockée dans les batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t , ce déficit est appelé *perte d'énergie (Loss of Power Supply LPS)*. Elle est exprimée par :

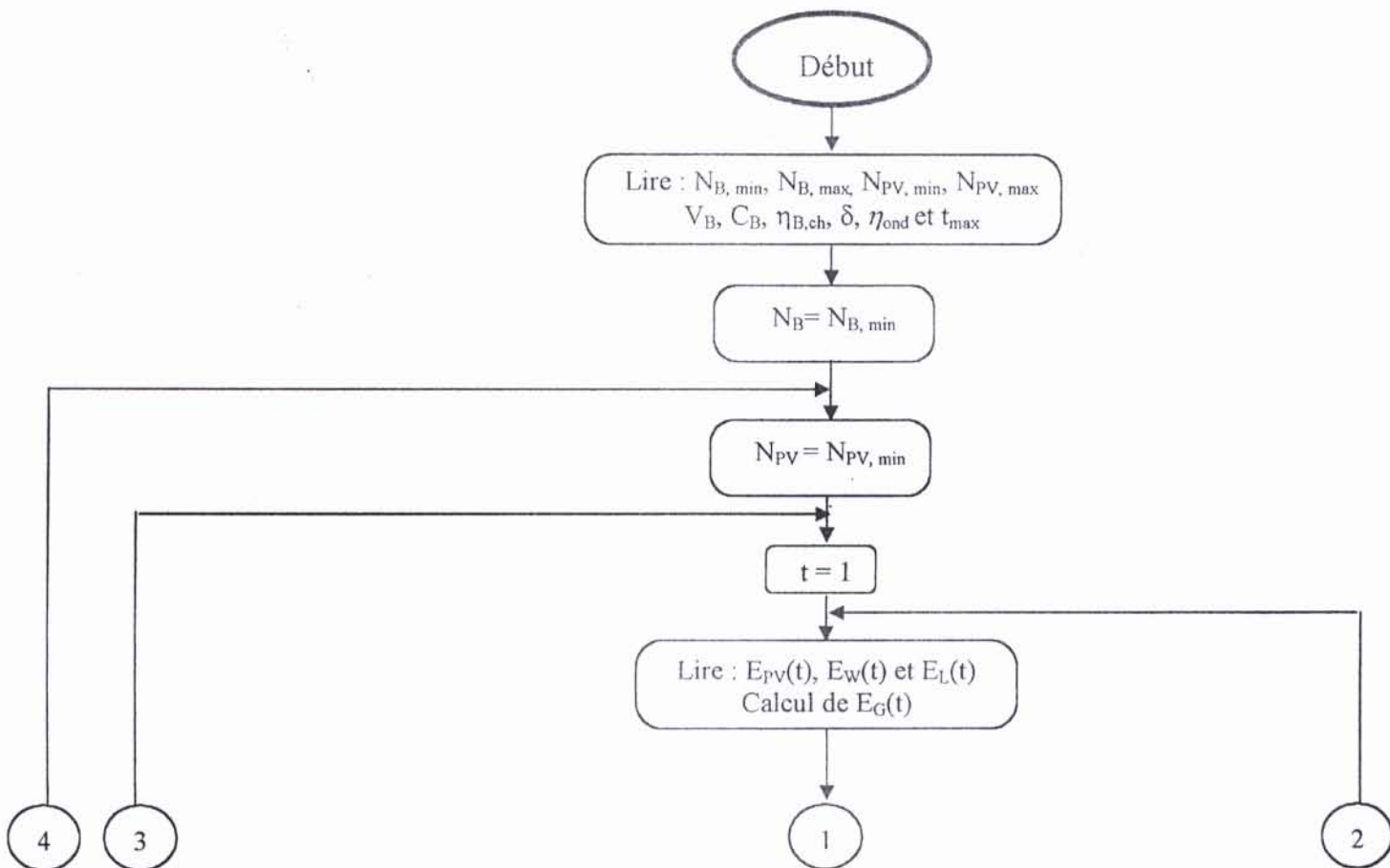
$$LPS(t) = E_L - (E_G(t) + E_B(t-1) - E_{B\min}) \eta_{ond} \quad (4.6)$$

La probabilité de perte d'énergie (*LPSP*) sur une période d'analyse T , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie $LPS(t)$ durant la même période sur l'énergie totale demandée.

La probabilité de perte d'énergie (*LPSP*) est définie par la relation suivante :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (4.7)$$

Après avoir calculé l'énergie produite par l'aérogénérateur utilisé (AIR 403) et celle délivrée par un module photovoltaïque (Arco-Solar M53) et pour chaque combinaison du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïque, on calcule sa *LPSP* correspondante. Le programme de calcul des *LPSP* pour les différents couples (N_B , N_{PV}) a été effectué grâce au langage de programmation MATLAB dans sa version récente 6.5. L'organigramme du programme de calcul est représenté sur la figure 4.1.



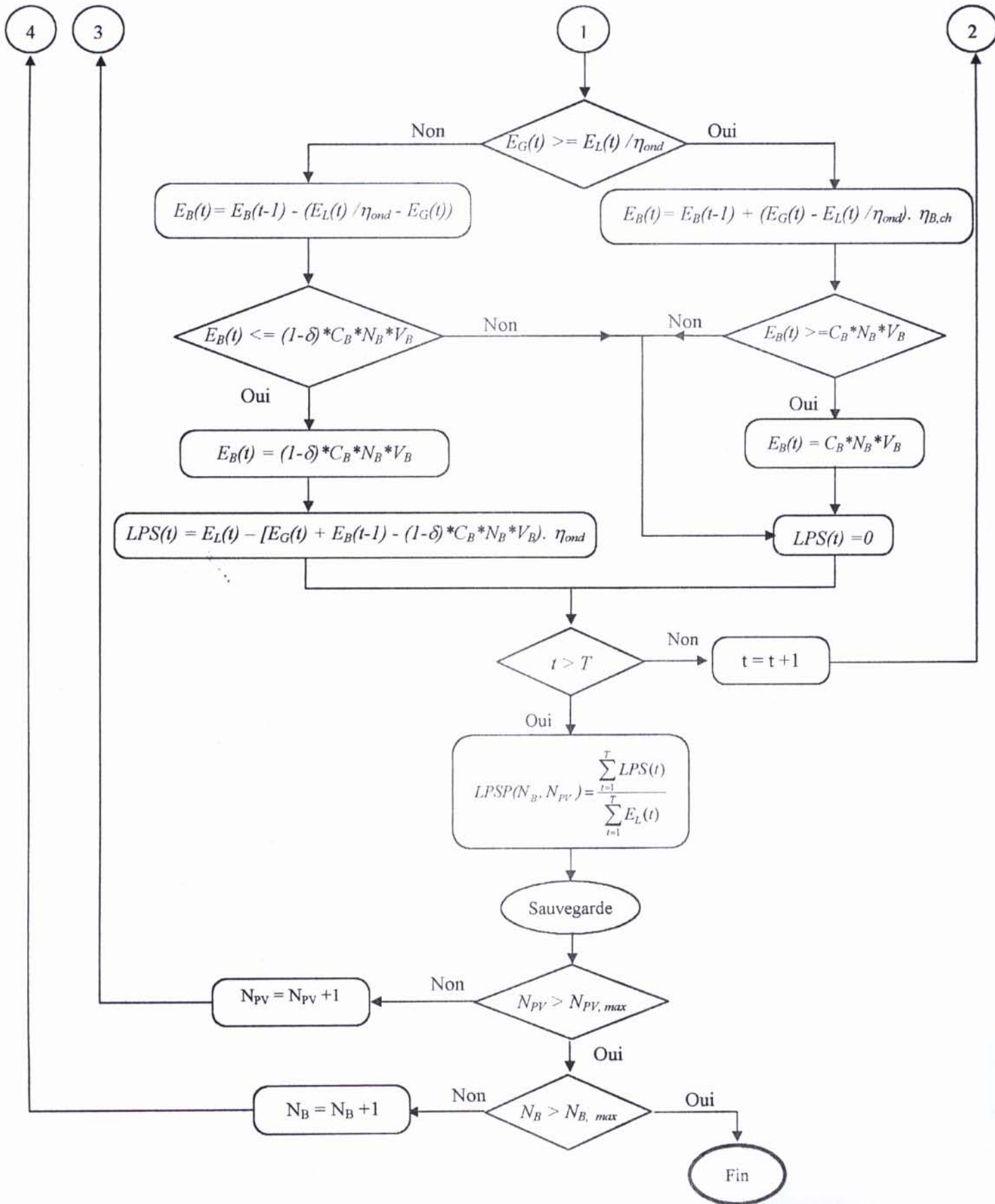
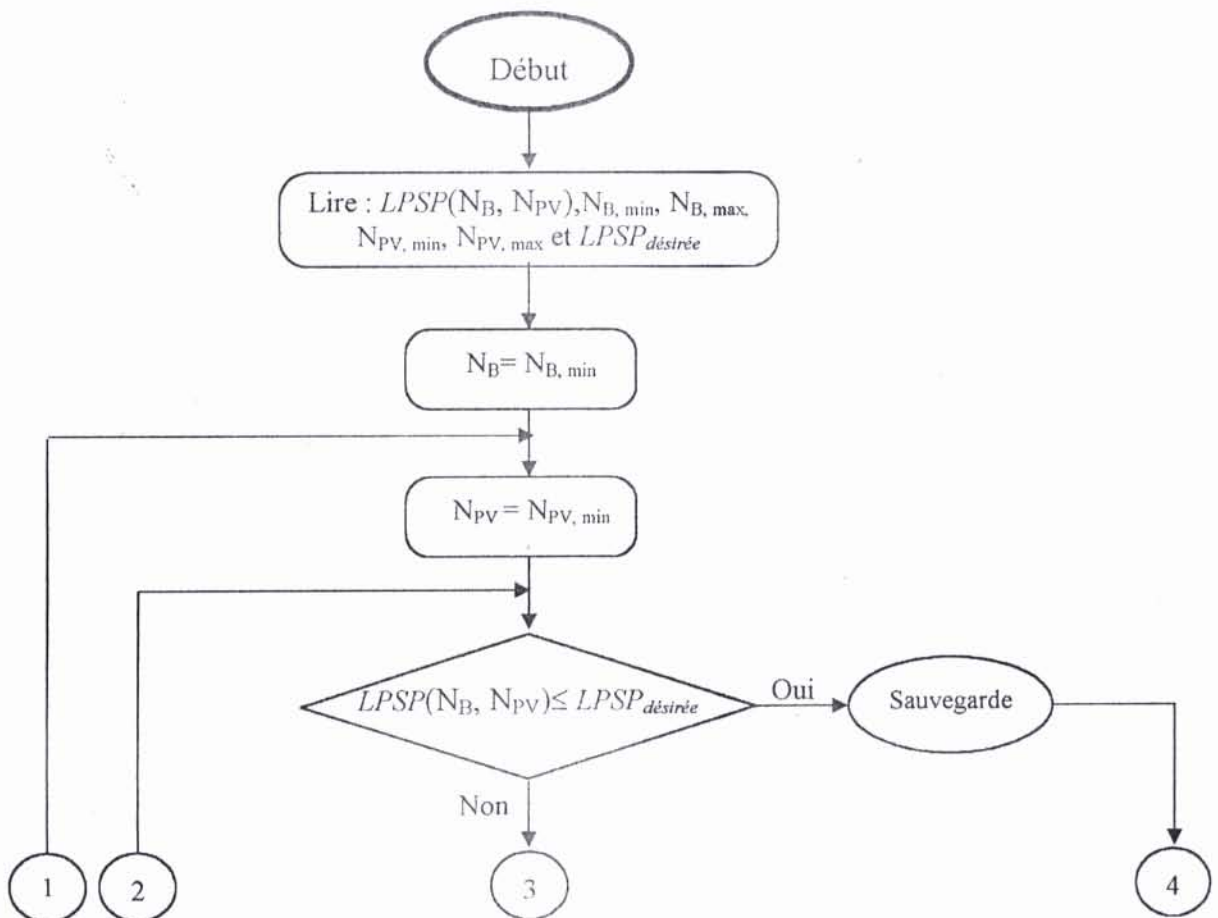


Figure 4.1 : Organigramme de calcul des LPS pour les différents couples (N_B, N_{PV})

Les données d'entrées du programme de calcul des $LPSP$ pour les différents couples (N_B, N_{PV}) sont :

La puissance horaire produite par l'aérogénérateur durant la période d'analyse (une année), la puissance horaire produite par un seul module photovoltaïque pour la même période d'analyse, le rendement de l'onduleur η_{ond} , la profondeur de décharge de la batterie δ , le rendement de charge de la batterie $\eta_{B, ch}$ et la capacité d'une batterie C_B .

L'organigramme suivant nous permet de déterminer les couples (N_B, N_{PV}) appartenants à la même courbe d'isofiabilité et cela pour une $LPSP$ désirée.



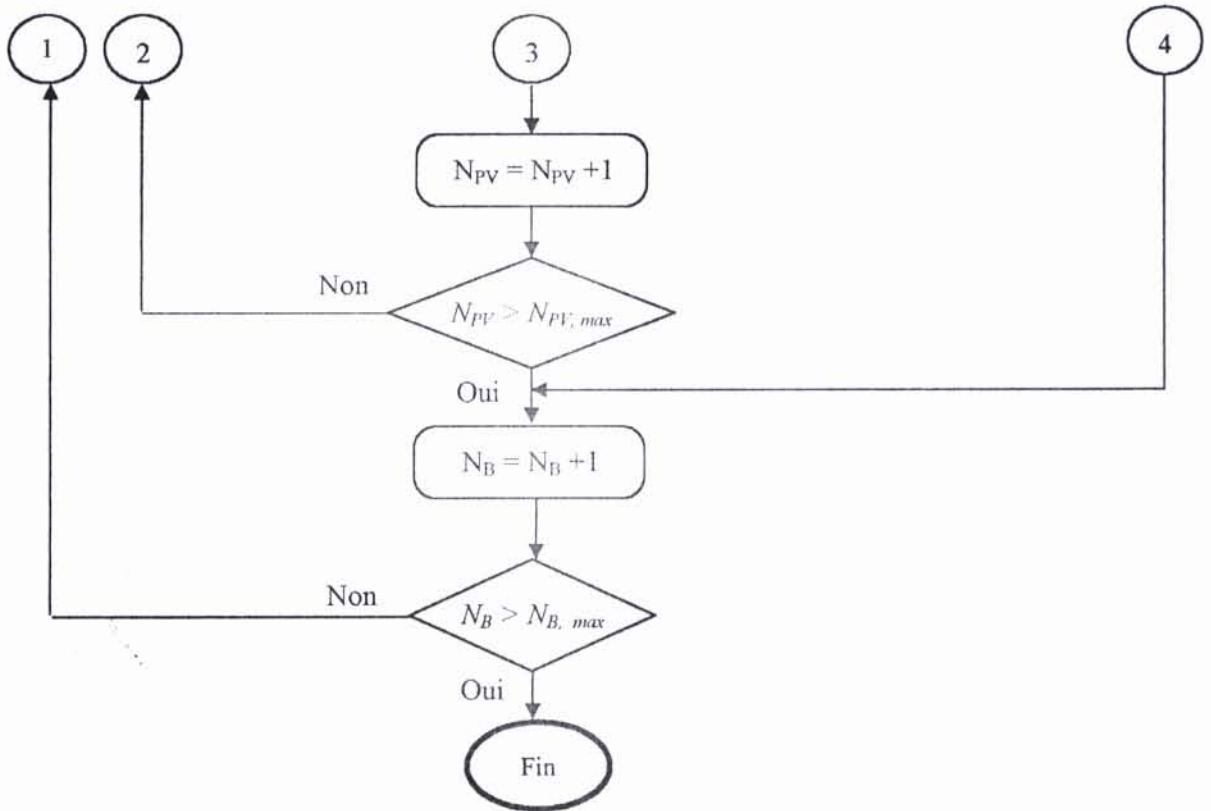


Figure 4.2 : Organigramme permettant de déterminer les couples (N_B, N_{PV}) appartenants à la même courbe d'isofabilité, pour une LPSP désirée

4.2.4 Détermination du couple optimal du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïques selon l'approche économique.

Après la détermination des différents couples (N_B, N_{PV}) appartenants à la même courbe d'isofabilité pour une LPSP désirée, on constate que le nombre de modules photovoltaïques est une fonction non linéaire du nombre de batteries.

Un exemple de courbe du nombre de modules photovoltaïques en fonction du nombre de batteries est représenté dans la figure 4.3

Il est nécessaire de déterminer le couple nombre de batteries / nombre de modules photovoltaïques qui minimise le coût du système.

La fonction du coût du système hybride est donnée par la relation suivante [31] :

$$C = a N_{PV} + b N_B + C_0 \quad (4.8)$$

Où

C : Coût global du système hybride [DA]

a : Coût d'un module photovoltaïque [DA]

b : Coût d'une batterie [DA]

C_0 : Coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation et de l'aérogénérateur.

La solution optimale de (4.8) est donnée par la relation suivante :

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_B} = -\frac{b}{a} \quad (4.9)$$

La solution de (4.9) est graphiquement illustrée sur la Figure 4.3, la pente de la droite est égale à $(-b/a)$; elle est égale à la pente de tangente au point " S " [32].

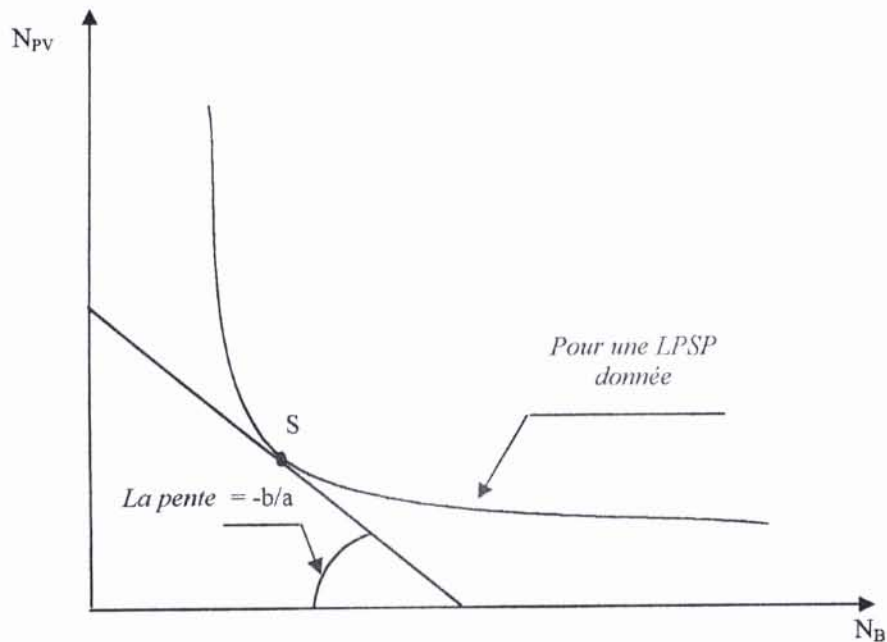


Figure 4.3 : Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une LPSP donnée

4.3 Conclusion

Ce chapitre a porté sur l'optimisation du dimensionnement du générateur photovoltaïque et du banc de batteries dans le système hybride étudié, en se basant sur le critère de la fiabilité, représenté par la probabilité de perte d'énergie (*LPSP*) et sur le critère du coût total du système. Pour un niveau de fiabilité désiré, la solution optimale du couple nombre de batteries / nombre de modules photovoltaïques, est obtenue graphiquement. Elle correspond à la pente de la tangente à la courbe d'isofiabilité au point de contact "S".

CHAPITRE 5

RESULTATS DE LA SIMULATION ET ANALYSES

5.1 Introduction

La méthode de dimensionnement présentée dans ce mémoire est utilisée pour déterminer le nombre optimal des batteries et des modules photovoltaïques pour un système hybride de production d'électricité (Eolien-Photovoltaïque) totalement autonome, installé sur le site de Bouzaréah.

Des données horaires de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent mesurées à Bouzaréah ont été utilisées.

Un aérogénérateur de marque South West Wind Power, modèle AIR403 de 400W de puissance a été utilisé. La puissance crête du module photovoltaïque utilisé est de 43Wc. La capacité d'une batterie utilisée est de 100 Ah : elle a un rendement de charge de 0.85 % et une profondeur de décharge de 50%

Trois valeurs de la probabilité de perte d'énergie (*LPSP*) ont été choisies dans cette simulation (10^{-1} , 10^{-2} et 10^{-3}). Elles correspondent à trois niveaux de fiabilité différents.

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la figure 5.1. Cette distribution énergétique horaire est considérée, identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

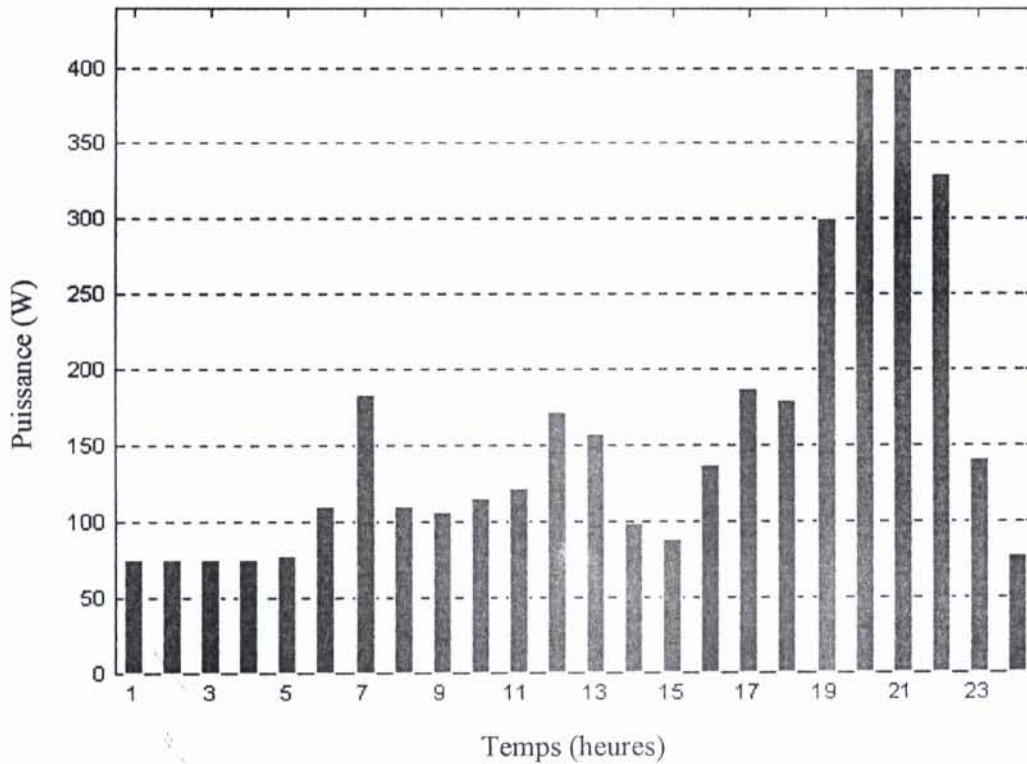


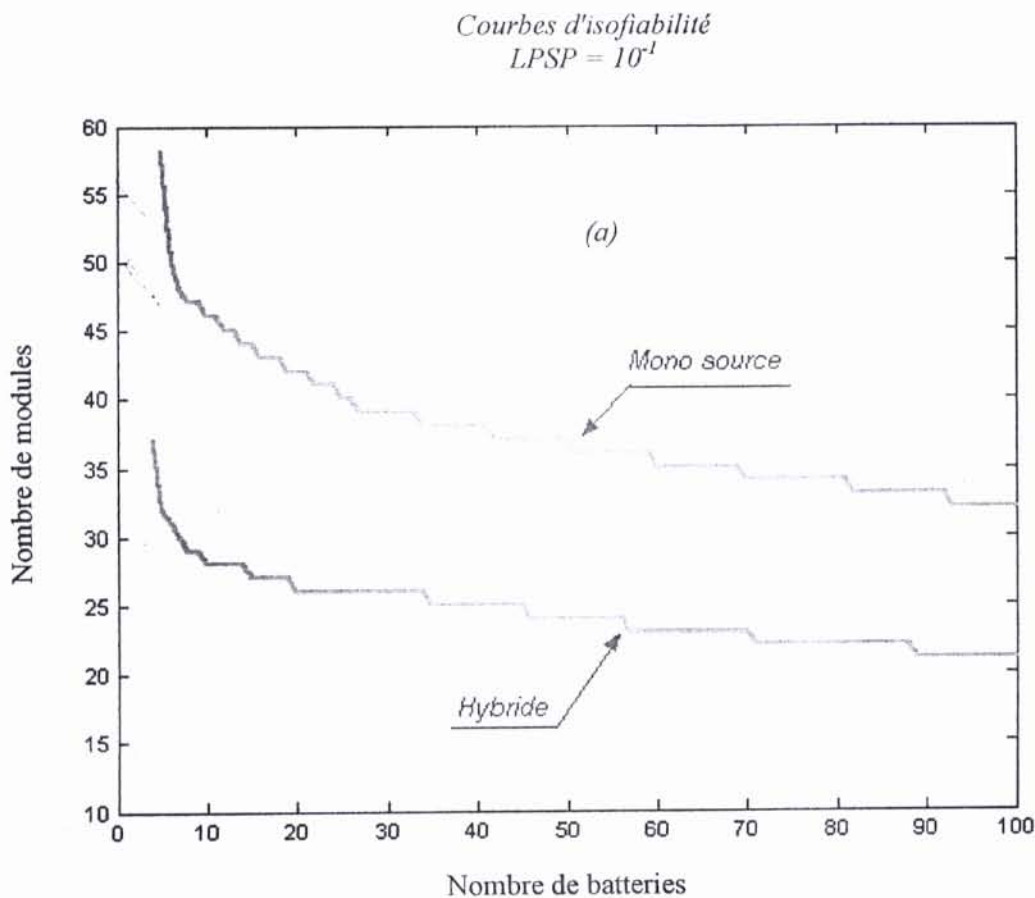
Figure 5.1 : Profil de consommation adopté

5.2 Performance du système hybride en fonctionnement simulé :

Sur la figure 5.2 on donne les énergies mensuelles produites par les deux parties, éolienne et photovoltaïque. On remarque la complémentarité qui existe entre les deux sources d'énergie, avec une énergie produite maximale en hiver pour l'éolien et en été pour le photovoltaïque. Ce caractère continu de la disponibilité de l'énergie produite tout au long de l'année, ne peut qu'être bénéfique pour l'atténuation de la part allouée au stockage sujette à des problèmes inévitables.

Cette compensation se manifeste par une translation vers le point d'origine "0" des courbes d'isofiabilité, réduisant ainsi le nombre de modules photovoltaïques et le nombre de batteries en même temps.

La figure 5.5 représente les variations de la taille du générateur photovoltaïque en fonction de la capacité de stockage pour les deux sources autonomes : hybride et mono source et cela, pour différents niveaux de fiabilité. On remarque le rapprochement des courbes d'isofiabilité vers le point d'origine "0", dans le cas du système hybride, conduisant ainsi à une diminution remarquable de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage.



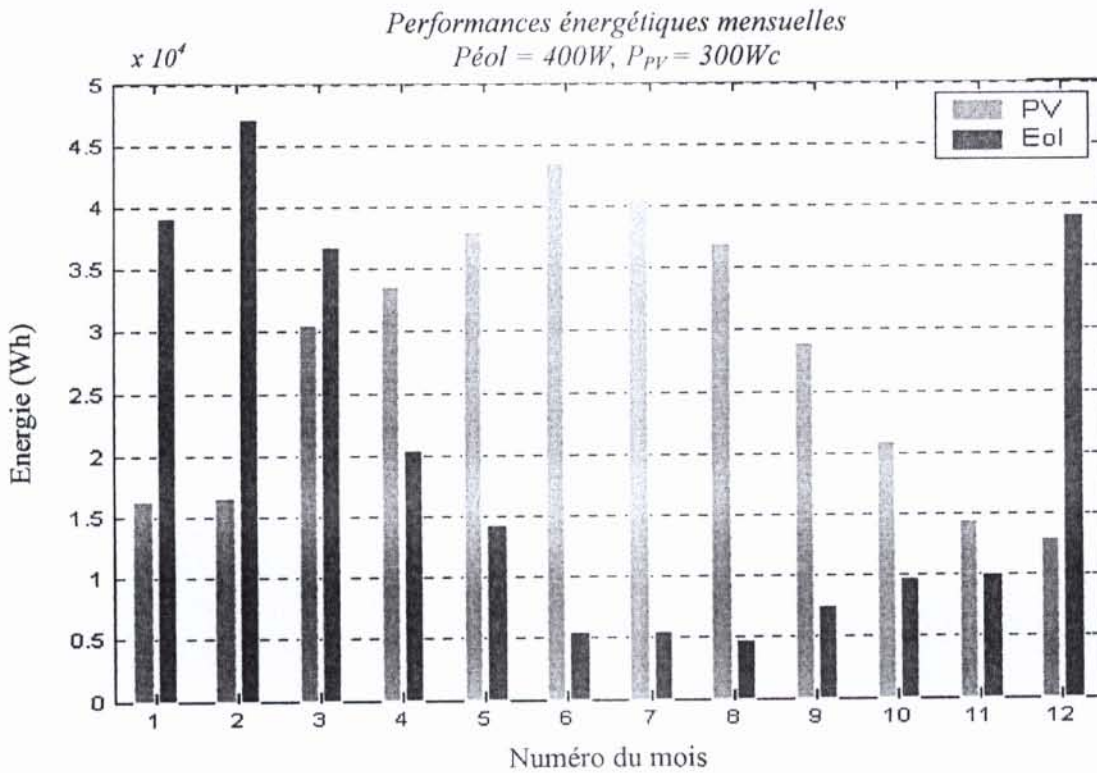


Figure 5.2 : Performances énergétiques mensuelles du système hybride en fonctionnement simulé

5.3 Courbes d'isofiabilité

Une étude comparative sur la détermination de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage, pour différents niveaux de fiabilité, est établie entre deux sources de production d'électricité, en l'occurrence, le système photovoltaïque et le système hybride (éolien – photovoltaïque).

✚ Cas du système à une source d'énergie renouvelable : Photovoltaïque – Batteries

La Figure 5.3 représente les variations du nombre de modules photovoltaïques en fonction du nombre de batteries pour trois valeurs de la LPSP (10^{-1} , 10^{-2} et 10^{-3})

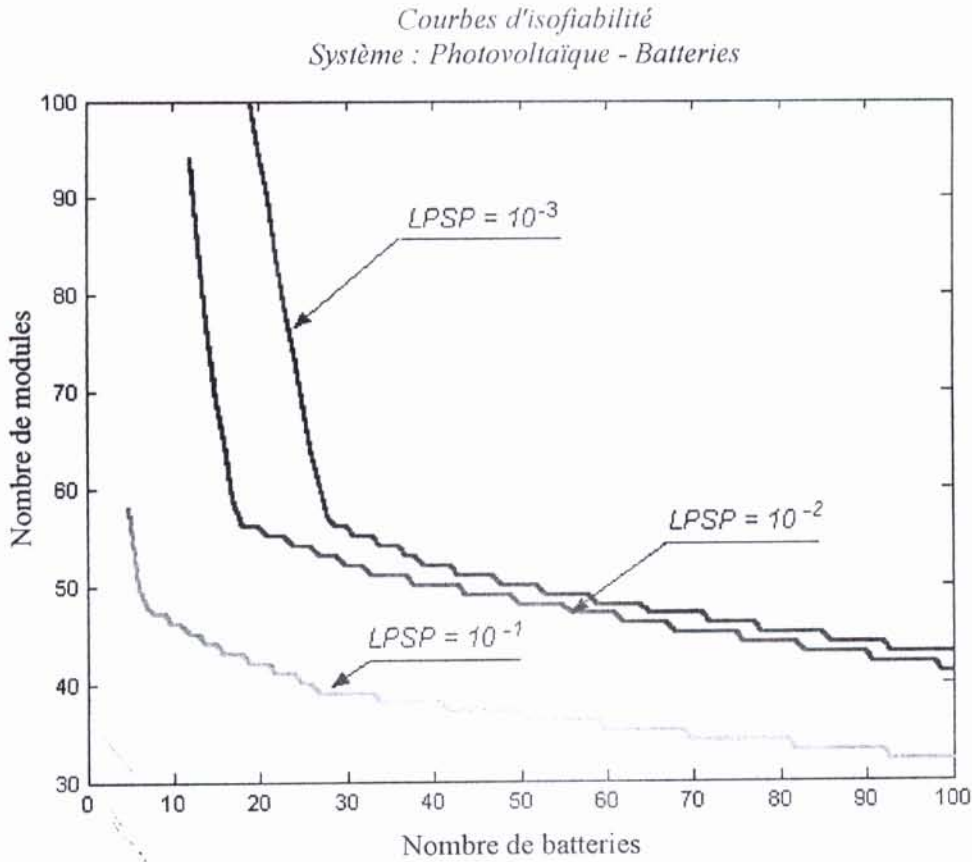


Figure 5.3 : Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour différentes valeurs de la LPSP

Les trois caractéristiques sont de nature hyperbolique. Chaque point d'une des trois caractéristiques représente un couple (N_B, N_{PV}) . L'ensemble des points de chacune d'elles correspond à des tailles de batteries et du générateur photovoltaïque pour lesquelles on a une même probabilité de perte d'énergie (LPSP).

Dans le cas d'une valeur nulle de la LPSP, la courbe correspondante est appelée courbe d'autonomie du système : chaque point de cette courbe représente un couple (N_B, N_{PV}) qui assure l'autonomie totale du système.

Pour une valeur de la LPSP bien déterminée, il existe une taille minimale du générateur photovoltaïque au dessous de laquelle les conditions correspondantes à cette LPSP (niveau de pénurie) ne sont plus respectées quelle que soit la capacité du stockage.

Il existe aussi une capacité minimale au dessous de laquelle ces conditions ne sont plus respectées, quelle que soit la taille du générateur photovoltaïque.

✚ Cas du système hybride : Eolien – Photovoltaïque – Batteries :

Pour mettre en exergue l'effet d'une deuxième source d'énergie renouvelable sur la diminution de la taille du générateur photovoltaïque et du banc de batteries, on a introduit un aérogénérateur d'une puissance électrique de 400W.

La Figure 5.4 représente les variations des dimensions du générateur photovoltaïque et du banc de batteries pour les mêmes valeurs précédentes de la LPSP (10^{-1} , 10^{-2} et 10^{-3})

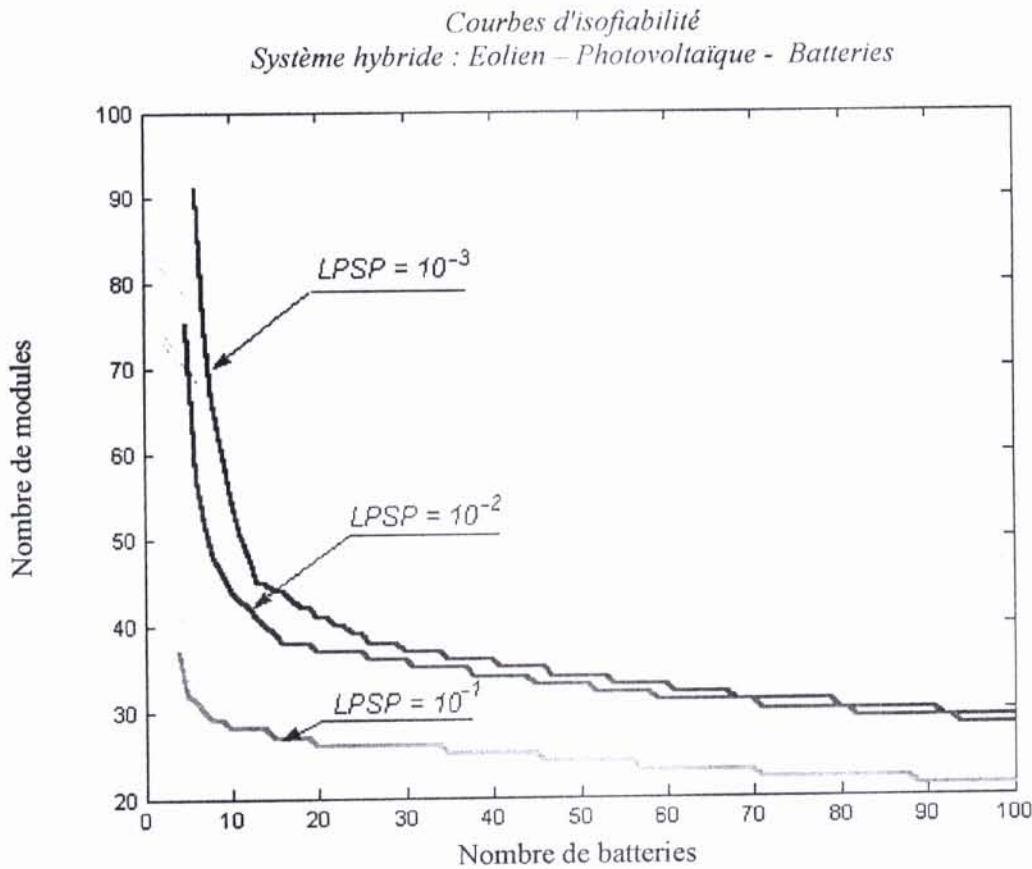
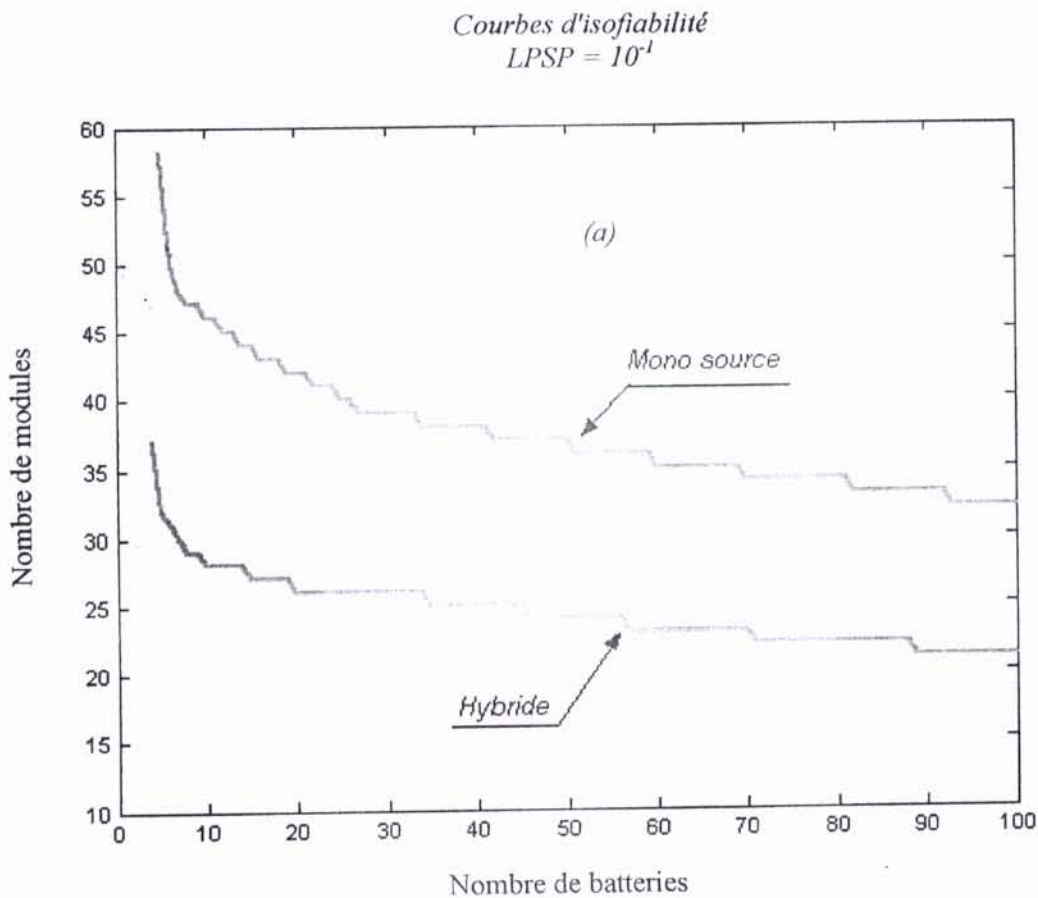


Figure 5.4: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour différentes valeurs de la LPSP

La même nature hyperbolique caractérise les courbes d'isofiabilité. A la différence du système Photovoltaïque – Batteries, l'aérogénérateur joue le rôle du compensateur de stockage et de la source de production d'énergie (générateur photovoltaïque).

Cette compensation se manifeste par une translation vers le point d'origine "0" des courbes d'isofiabilité, réduisant ainsi le nombre de modules photovoltaïques et le nombre de batteries en même temps.

La figure 5.5 représente les variations de la taille du générateur photovoltaïque en fonction de la capacité de stockage pour les deux sources autonomes : hybride et mono source et cela, pour différents niveaux de fiabilité. On remarque le rapprochement des courbes d'isofiabilité vers le point d'origine "0", dans le cas du système hybride, conduisant ainsi à une diminution remarquable de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage.



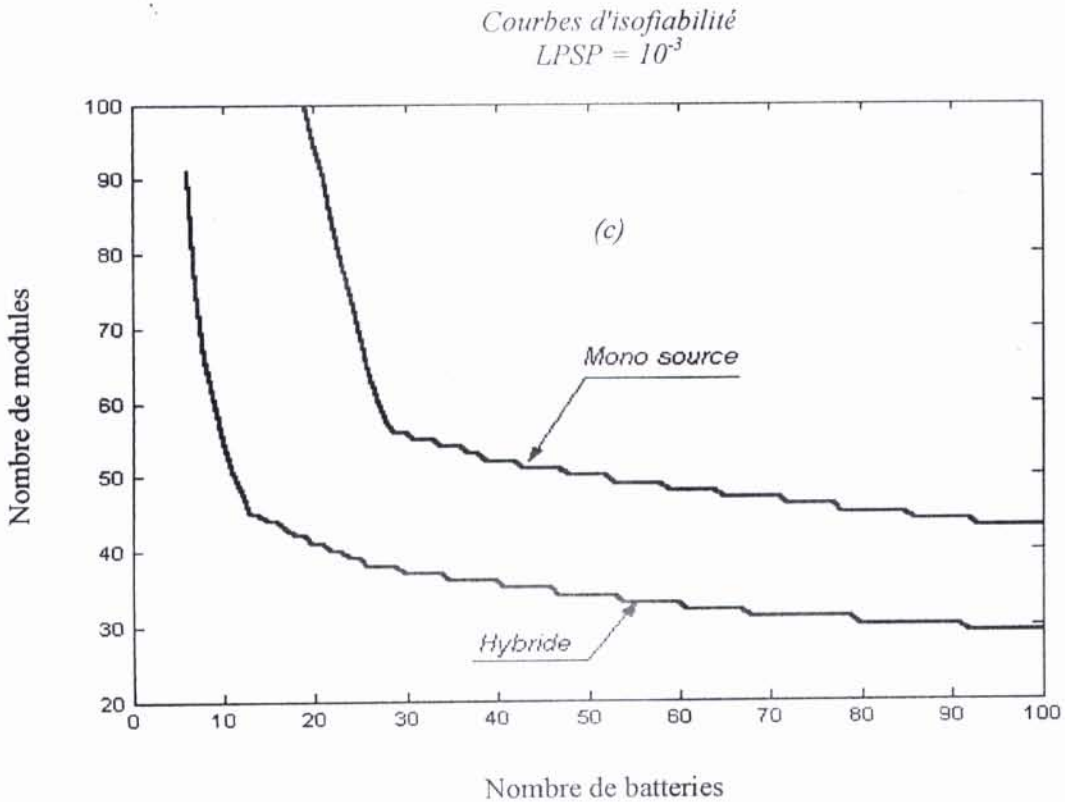
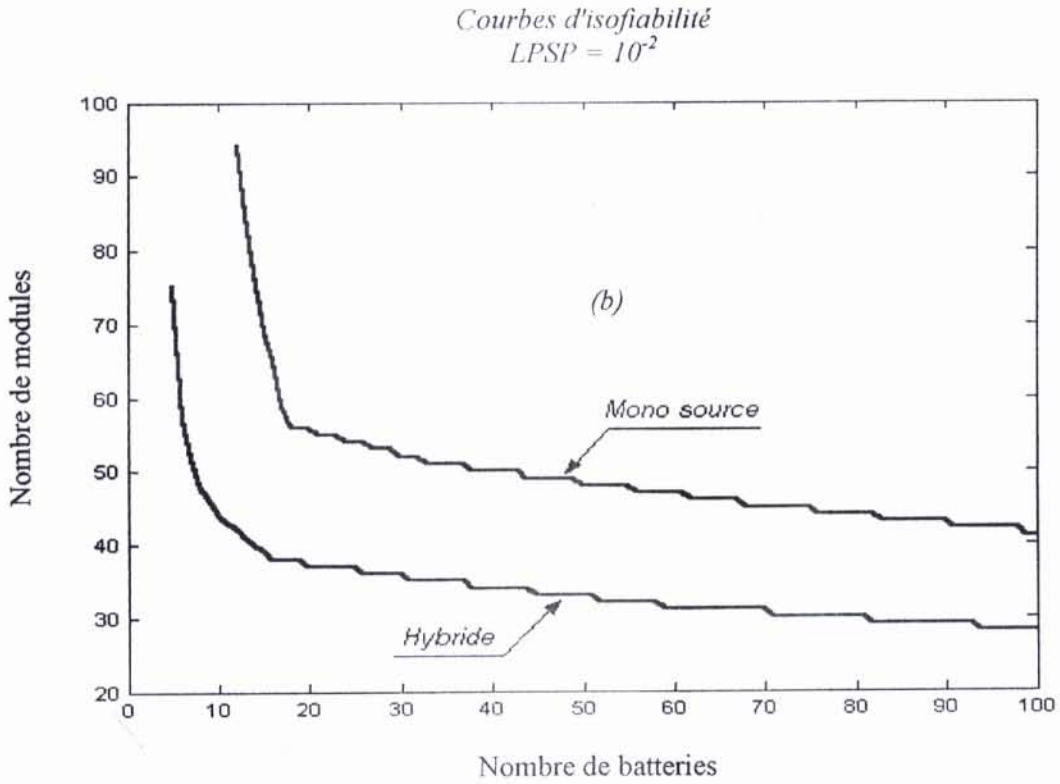


Figure 5.5: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries, pour les deux systèmes autonomes mono source et hybride, pour différents niveaux de fiabilité (a) $LPSP = 10^{-1}$, (b) $LPSP = 10^{-2}$ et (c) $LPSP = 10^{-3}$

5.4 Détermination du couple optimal du nombre de batteries et du nombre de modules photovoltaïques selon l'approche économique

Comme on a vu dans le chapitre précédent, la solution optimale de l'équation du coût du système, est obtenue graphiquement, elle correspond à la pente de la tangente à la courbe d'isofiabilité au point "S".

Dans notre application, la valeur de la pente est prise égale à -0.36 ($-b/a = -0.36$).

✦ Cas du système Photovoltaïque – Batteries :

La figure 5.6 représente, pour les trois valeurs de la $LPSP$ (10^{-1} , 10^{-2} et 10^{-3}), les variations du nombre de modules photovoltaïques en fonction du nombre de batteries avec la solution optimale.

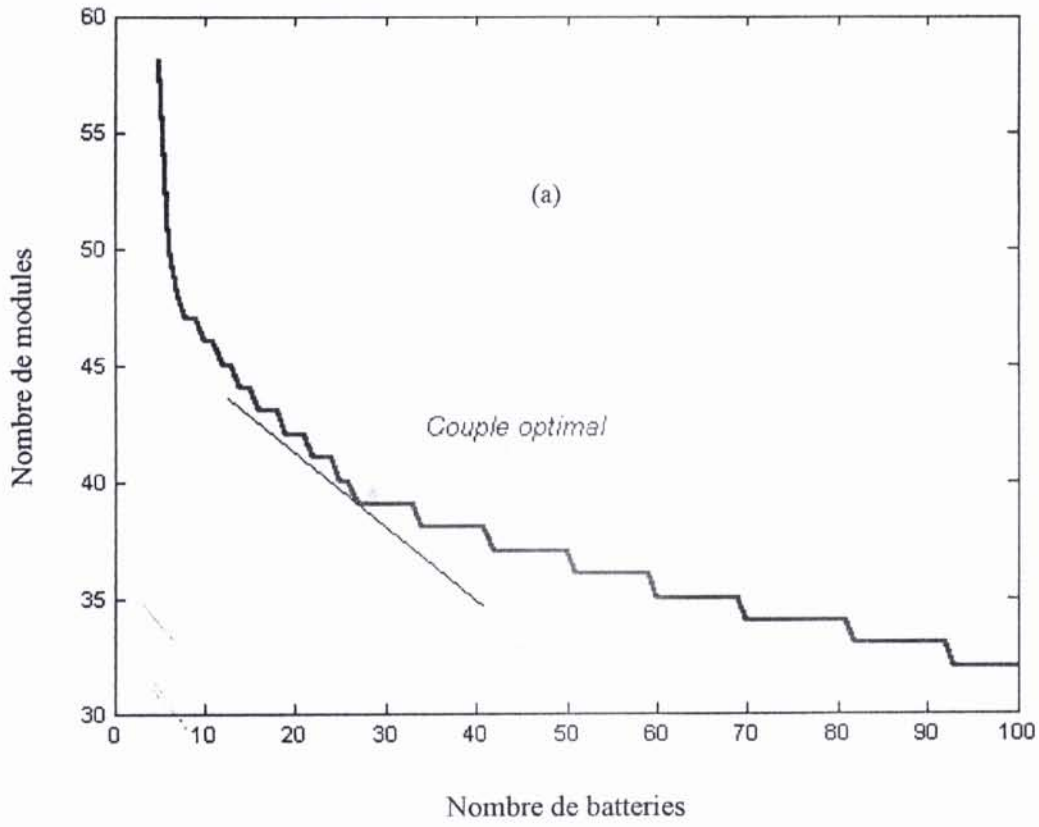
Pour chaque $LPSP$ donnée, on voit qu'il existe un couple optimal (N_B , N_{PV}) qui correspond au coût minimal de l'installation, il se situe dans le cas de la Figure 5.6 (a) ($LPSP = 10^{-1}$), autour des 1.7 kWc photovoltaïque (39 modules). La capacité de stockage alors nécessaire est d'environ 32.4 kWh (27 batteries).

Il est de 2.2 kWc photovoltaïque (51 modules) et de 39.6 kWh (33 batteries) de capacité de stockage dans le cas de la figure 5.6 (b) ($LPSP = 10^{-2}$).

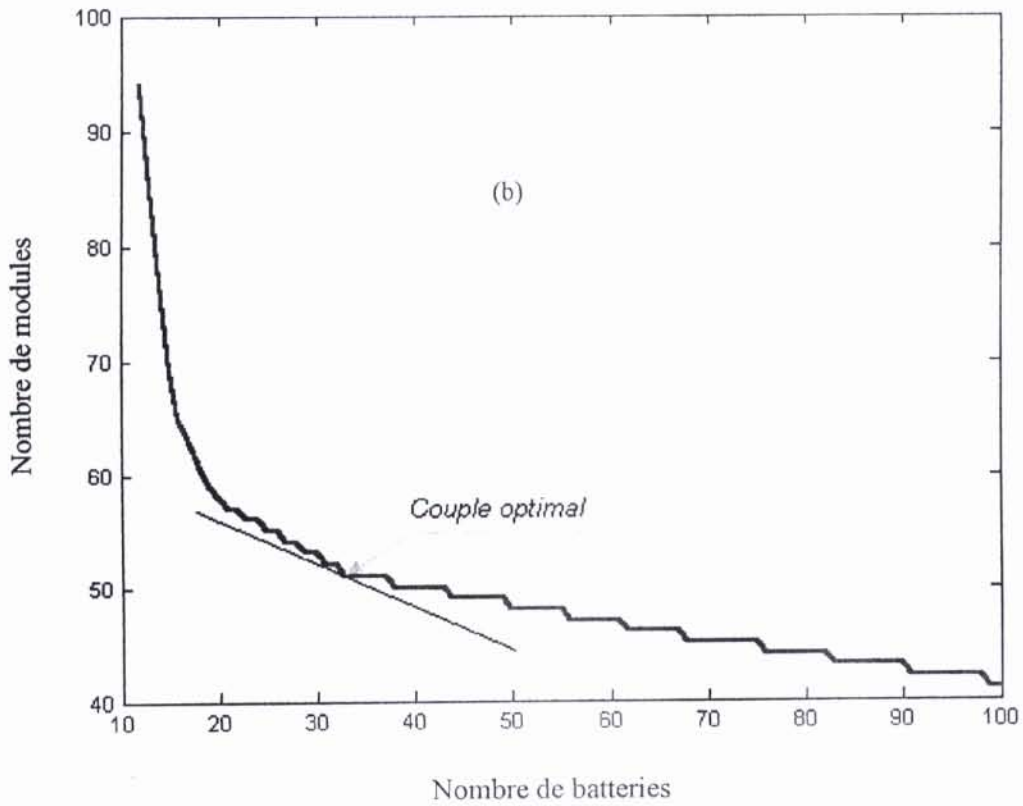
Le couple optimal dans le cas de la figure 5.6 (c) ($LPSP = 10^{-3}$), est de 2.24 kWc photovoltaïque (52 modules) et 47 kWh (39 batteries) de capacité du stockage.

Ces valeurs peuvent sembler importantes, mais il convient de noter qu'on a conservé le comportement d'un utilisateur habituellement relié au réseau et qu'on souhaite le satisfaire quelles que soient les conditions météorologiques. En réalité, il ne fait nul doute que le consommateur, sensibilisé aux difficultés de production, adaptera sa consommation aux conditions de productions

Système : Photovoltaïque – Batteries
 $LPSP = 10^{-1}$



Système : Photovoltaïque – Batteries
 $LPSP = 10^{-2}$



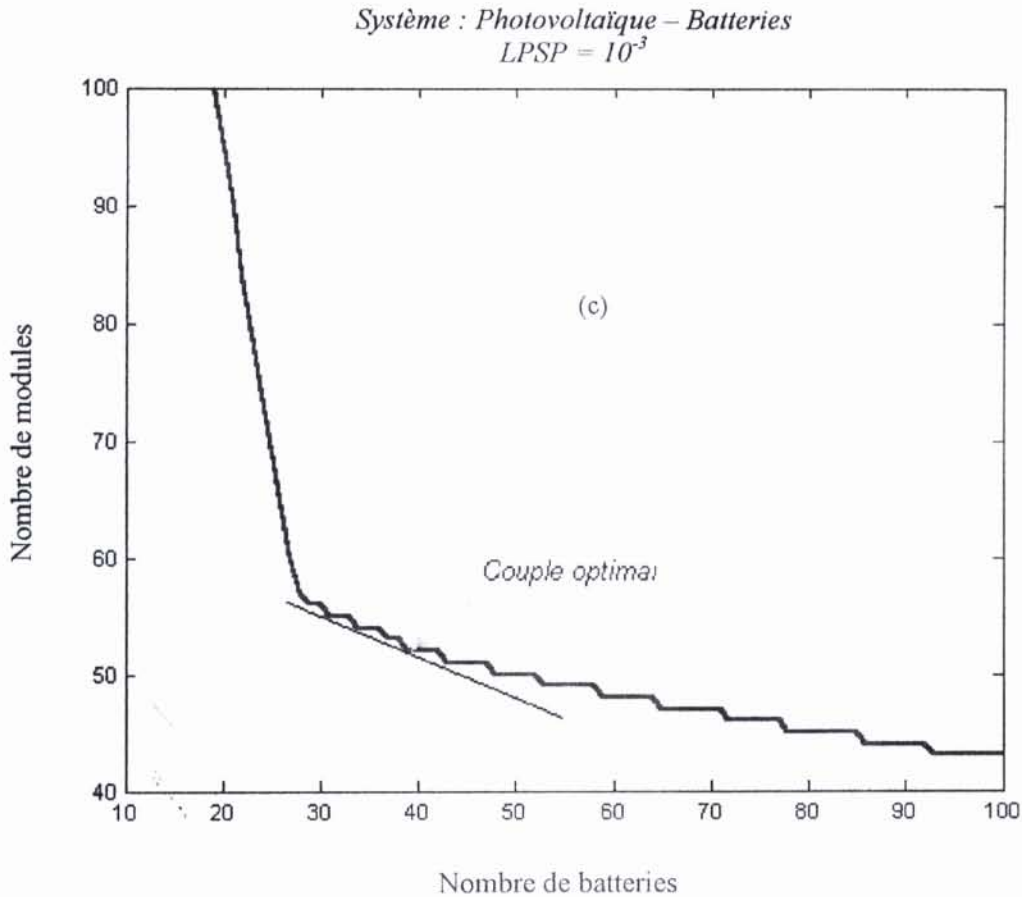


Figure 5.6: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries avec la solution optimale, pour différents niveaux de fiabilité

(a) LPSP = 10⁻¹, (b) LPSP = 10⁻² et (c) LPSP = 10⁻³

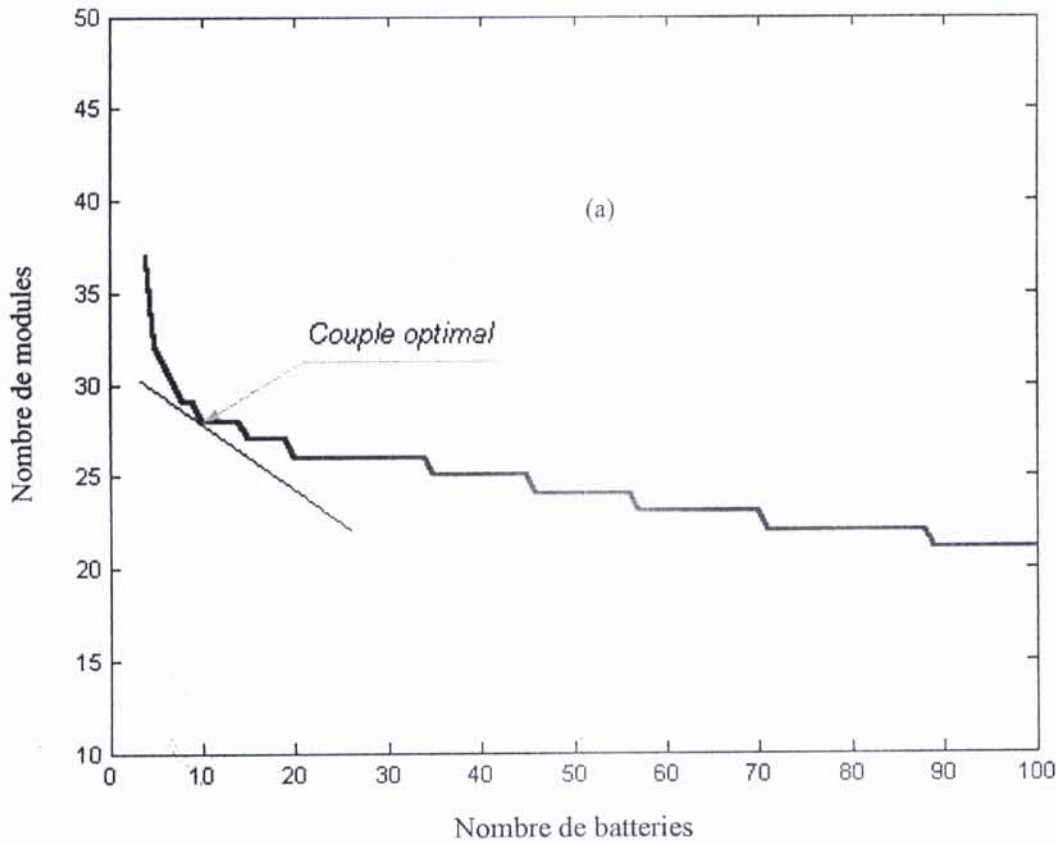
✚ *Cas du système hybride : Eolien – Photovoltaïque – Batteries :*

Avec la même manière que dans le cas du système Photovoltaïque – Batteries, on détermine les couples optimaux, qui correspondent au coût minimal de l'installation pour différentes valeurs de la LPSP (10^{-1} , 10^{-2} et 10^{-3}). Le premier couple optimal dans le cas de la figure 5.7 (a) ($LPSP = 10^{-1}$), se situe autour des 1.2 kWc photovoltaïque (28 modules). La capacité de stockage correspondante est de 12 kWh (10 batteries).

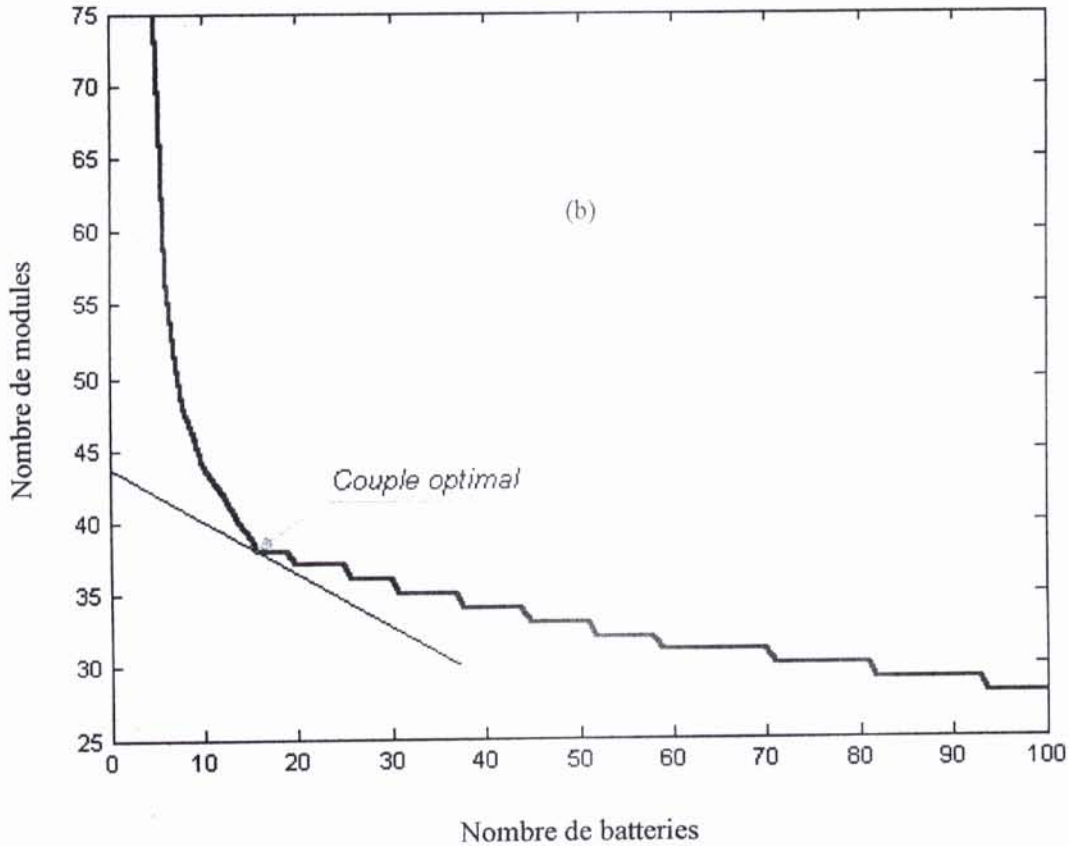
Le deuxième couple optimal est donné par la figure 5.7 (b) ($LPSP = 10^{-2}$), il est de 1.64 kWc photovoltaïque (38 modules) et 19.2 kWh (16 batteries) de capacité du stockage.

La figure 5.7 (c) ($LPSP = 10^{-3}$) donne le troisième et dernier couple optimal dont sa puissance crête photovoltaïque est de 1.64 kWc (38 modules) et sa capacité de stockage de 31.2 kWh (26 batteries).

Système hybride : Eolien - Photovoltaïque – Batteries
 $LPSP = 10^{-1}$



Système hybride : Eolien - Photovoltaïque – Batteries
 $LPSP = 10^{-2}$



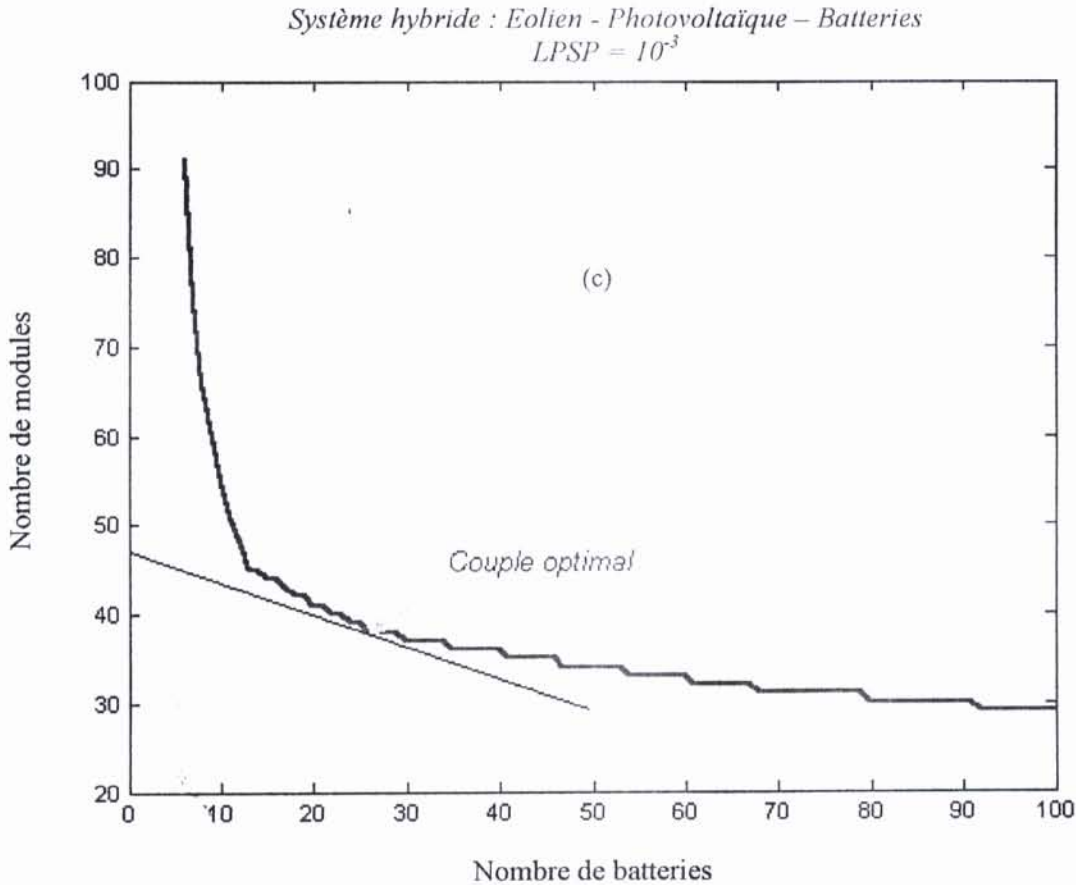


Figure 5.7: Variation du nombre de modules en fonction du nombre de batteries avec la solution optimale, pour différents niveaux de fiabilité
 (a) $LPSP = 10^{-1}$, (b) $LPSP = 10^{-2}$ et (c) $LPSP = 10^{-3}$

Afin de mieux apprécier l'intérêt d'introduire l'aérogénérateur dans le système autonome Photovoltaïque – Batteries, on a dressé le tableau suivant :

LPSP	Photovoltaïque – Batteries				Eolien - Photovoltaïque – Batteries			
	Capacité du stockage		Taille du générateur photovoltaïque		Capacité du stockage		Taille du générateur photovoltaïque	
	N_B	C_s (kWh)	N_{PV}	P_c (kWc)	N_B	C_s (kWh)	N_{PV}	P_c (kWc)
10^{-1}	27	32.4	39	1.7	10	12	28	1.2
10^{-2}	33	39.6	51	2.2	16	19.2	38	1.64
10^{-3}	39	46.8	52	2.4	26	31.2	38	1.64

Tableau 5.1 : Couples optimaux déterminés pour les deux systèmes, pour différents niveaux de fiabilité

On voit sur ces résultats que la production éolienne a permis de diminuer la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage pour les trois niveaux de fiabilité choisis

Le tableau suivant donne les coûts en hors taxes des couples optimaux, nombre de batteries / nombre de modules photovoltaïques, des deux systèmes autonomes mono source et hybride, pour les trois niveaux de fiabilité.

LPSP	Photovoltaïque –Batteries			Eolien - Photovoltaïque - Batteries			Différence des coûts DA
	N _B	N _{PV}	Coût (HT) DA	N _B	N _{PV}	Coût (HT) DA	
10 ⁻¹	27	39	1218000.00	10	28	790000.00	428000.00
10 ⁻²	33	51	1572000.00	16	38	1094000.00	478000.00
10 ⁻³	39	52	1651000.00	26	38	1184000.00	467000.00

Tableau 5.2 : Différence des coûts en hors taxes entre les deux systèmes, mono source et hybride

Sachant que le coût de la batterie est de 9 000.00 DA HT, et celui du module photovoltaïque 25 000.00 DA HT et en comparant la différence des coûts entre les deux systèmes par rapport au prix de l'aérogénérateur qui est de 10 000.00 DA HT, on constate que ce dernier nous fera gagner au moins 300 000.00 DA.

5.5 Effet d'une deuxième source d'énergie renouvelable sur l'état de charge des batteries

Une autre manière de mettre en exergue l'effet d'introduire un aérogénérateur dans le système Photovoltaïque–Batteries. Elle consiste à déterminer l'évolution de l'état de charge des batteries dans le cas des deux systèmes autonomes : mono source et hybride

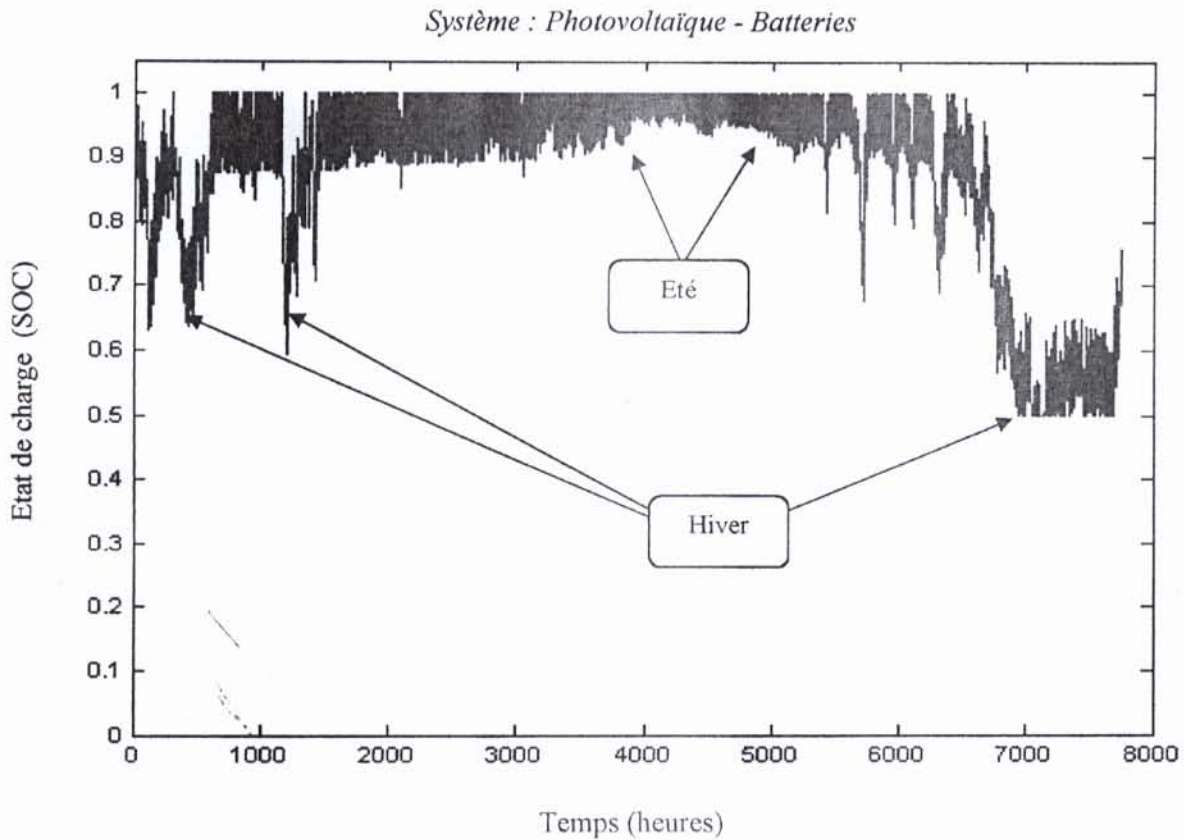


Figure 5.8 : Evolution de l'état de charge du banc de batteries sur une année (cas du système : Photovoltaïque – Batteries)

La Figure 5.8 représente l'évolution de l'état de charge du banc de batteries sur une année, pour le cas du système Photovoltaïque – Batteries. On note que l'état de charge atteint les niveaux les plus bas en hiver, c'est à cette période que l'accumulateur est le plus sollicité (production plus faible). En été, seul un faible pourcentage de la capacité de la batterie est exploité.

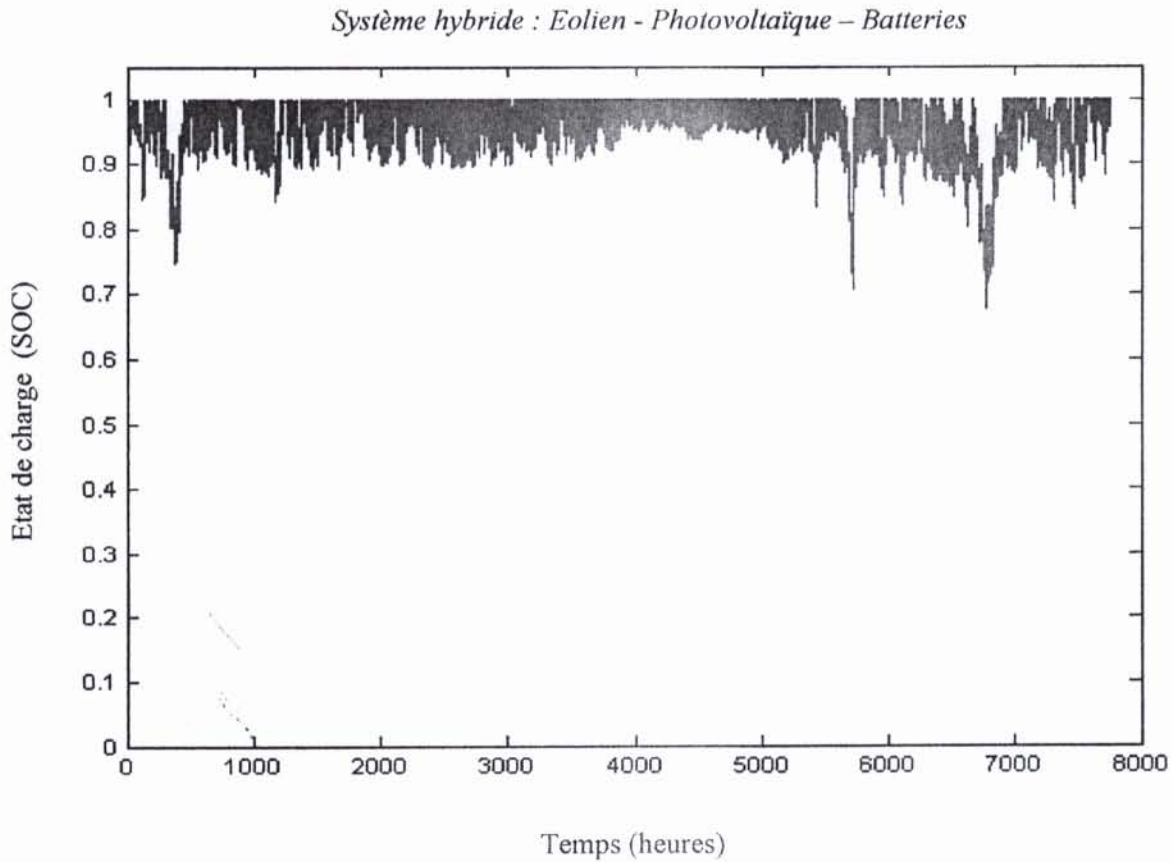


Figure 5.9 : Evolution de l'état de charge du banc de batteries sur une année (cas du système : Eolien - Photovoltaïque – Batteries)

En retenant le même couple (N_B, N_{PV}) pour lequel on a tracé l'évolution de l'état de charge du banc de batteries (figure 5.8), la figure 5.9 montre l'évolution de l'état de charge du même banc de batteries pour le cas du système hybride : Eolien - Photovoltaïque - Batteries.

A la différence du système : Photovoltaïque – Batteries, la profondeur de décharge dans le cas du système hybride n'est jamais atteinte ($LPSP = 0$), ce qui assure dans ce cas particulier, l'autonomie totale du système.

5.5 Conclusion

Après avoir calculé les puissances horaires produites conjointement par les deux sources d'énergie, et adopté un profil de charge de consommation correspondant à celui rencontré généralement dans les sites isolés, on a élaboré un programme de simulation à pas de temps horaire, qui consiste à calculer, pour les différents couples $((N_B, N_{PV})$ choisis, leurs *LPSP* correspondantes, par la suite et pour les trois niveaux de fiabilité désirés, on a tracé les courbes d'isofiabilité avec les solutions optimales. Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système autonome Photovoltaïque – Batteries. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage sujette à des problèmes inévitables, réduisant ainsi le coût total du système.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent l'étude d'un des systèmes de production d'électricité autonomes. Ces dispositifs semblent amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement.

D'un point de vue économique, ces dispositifs ne sont pas encore compétitifs et nous pouvons penser qu'ils le seront difficilement à court terme. Cependant, la sûreté élevée qu'ils offrent, grâce à la présence de dispositifs de stockage d'énergie et à leur forte décentralisation, conjuguée à une volonté publique, liée aux nécessités du développement durable, peut faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen et long termes, ces dispositifs économiquement viables.

C'est dans l'objectif de conserver le comportement d'un utilisateur habituellement relié au réseau et de diminuer le coût par un dimensionnement optimal du système que ces travaux s'inscrivent. Nous avons donc étudié et réalisé un système hybride de production d'électricité (Eolien-Photovoltaïque) de dimensions réalistes (échelle de l'habitat individuel) et nos travaux ont essentiellement porté sur :

L'estimation de l'éclairement global horaire incident sur le plan des modules à partir des données de l'éclairement global horaires sur le plan horizontal, on a aussi calculé la température de jonction de la cellule photovoltaïque à partir des données horaires de la température ambiante. Ces deux paramètres externes, rentrent dans la détermination de la puissance horaire produite par le générateur photovoltaïque et cela en utilisant le modèle analytique à cinq paramètres et les équations de translation de la caractéristique I-V aux conditions réelles de fonctionnement, validés expérimentalement.

Après avoir procédé à l'extrapolation verticale des vitesses du vent horaires à la hauteur désirée (hauteur du moyeu), on a validé expérimentalement le modèle mathématique de la distribution de la vitesse du vent décrite par la distribution de Weibull à deux paramètres.

En utilisant la courbe de puissance de l'aérogénérateur donnée par le constructeur, on a estimé la puissance moyenne de sortie de l'éolienne par le biais d'une méthode d'intégrale numérique.

La méthode utilisée, pour l'optimisation du dimensionnement de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage dans le système hybride considéré, est basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergies (*LPSP*) et sur le coût du système.

Une simulation à pas de temps horaire sur le système hybride étudié, en utilisant des données météorologiques et un profil de consommation horaire, a été effectuée à l'aide du langage de programmation MATLAB dans sa version récente 6.5.

Les résultats de la simulation montrent l'intérêt d'introduire un aérogénérateur dans un système autonome Photovoltaïque – Batteries. Cet intérêt se manifeste par la réduction de la taille du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage, réduisant ainsi le coût total du système.

En perspectives à ce travail et après instrumentation du système hybride réalisé au niveau du site d'expérimentation de Bouzaréah et validation expérimentale de la *LPSP*, on envisage d'étudier les systèmes hybrides connectés au réseau électrique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] B. S. BORROWY and Z. M. SALAMEH "Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System" IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol.9, N°. 3, September 1994 pp: 482-488
- [2] S. H. JANGAMSHETTI and V. G. RAU "Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study" IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 14, N°. 4, 1999 pp: 1537-1543
- [3] G. CUNTY. "Eoliennes et Aérogénérateurs : Guide de l'Energie Eolienne ", édition Edisud, 2^{ième} édition, 1982
- [4] M. CHIKH "Etude Analytique Conceptuelle des Systèmes Photovoltaïques Adaptés aux sites isolés de l'ALGERIE " Thèse de Magister, CDER - Alger 1994
- [5] A. HAMIDAT "Simulation des Systèmes de Pompage Photovoltaïque Destinés pour l'Alimentation en Eau Potable et pour la Petite Irrigation" Thèse de Doctorat d'état, Université de Tlemcen, 2004
- [6] M. CHIKH, A. MAAFI et A. MALEK "Etablissement d'un modèle Mathématique pour la fraction Diffuse de l'Irradiation Solaire en ALGERIE " Revue Energies Renouvelables. CHEMSS2000, pp: 75-81
- [7] A. A. SFEIR, G. GUARRACINO "Ingénierie des Systèmes Solaires, Application à l'Habitat "édition TEC DOC, Paris 1981
- [8] M. COLLARES-PEREIRA and A. RABL "The Average Distribution of Solar Radiation- Correlations between Diffuse and Hemispherical and Daily and Hourly Insolation Values" Solar Energy, Vol. 22, pp: 155-164, 1979
- [9] J. A. DUFFIE, W. A. BECKMAN "Solar Engineering of Thermal Processes " Second edition A. Wiley Interscience Publication 1991

- [10] R. FESTA and C. F. RATTO "About the Importance of Correct Albedo Determination in Modelling the Diffuse Irradiation on Tilted Surfaces" *Solar and Wind Technology*, Vol.6, N° 2 pp: 125-135, 1989
- [11] O. GERGAUD " Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur"Thèse de Doctorat de l'École Normale Supérieure de CACHAN, Décembre 2002
- [12] M. BURESCH "Photovoltaic Energy System" Mc Graw-Hill, U.S.A, 1983
- [13] I. HADJ MAHAMMED "Modélisation du Générateur Photovoltaïque "Thèse de Magister en électricité solaire de Ecole Nationale Polytechnique - El-Harrach 2002
- [14] J. H. MATHEWS "Numerical Methods for Mathematics, Science, and Engineering" Second edition, Prentice-Hall International, Inc. 1992
- [15] J. M. STEVENS and P. T. SMULDERS "The Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes" *Wind Engineering* Vol. 3, N° 2, 1979, pp: 132-145
- [16] C. J. JUSTIS "Wind and Wind System Performance" Franklin Institute Press, Philadelphia, 1978
- [17] S. KIM, C. KIM, J. SONG, G. YU and Y. JUNG "Load Sharing Operation of a 14kW Photovoltaic / Wind Hybrid Power System" *IEEE*, 26th PVSC; Sept .30 – Oct .3, 1997, pp: 1325-1328
- [18] H. NFAOUI, J. BAHRAUI, A. S. DARWISH and A. A. M. SAYIGH "Wind Energy Potential in MARROCO" *Renewable Energy* Vol.1, N° 1, 1991, pp: 1-8
- [19] Z. M. SALAMEH and I. SAFARI "The Effect of the Windmill's Parameters on the Factor Capacity" *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol.10, N° 4, 1995, pp: 747-751

- [20] N. KASBADJI MERZOUG, M. MERZOUG, N. MESSEN et B. BENYOUCEF “ Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Milieu Semi-aride, Test des Modèles d’Extrapolation” International Congress on Photovoltaic and Wind Energies ICPWE, Tlemcen Décembre 2003
- [21] H. NFAOUI, J. BURET and A. A. M. SAYIGH “Wind Characteristics and Wind Energy Potential in MARROCO” Renewable Energy Vol. 63, N° 1, 1998, pp: 51-60
- [22] L. HAMANE “Contribution à l’Elaboration de la Carte du Gisement Energétique Eolien de l’ALGERIE” Thèse de Magistère, Université de Blida, 2003
- [23] E. H. LYSEN “Introduction to Wind Energy” CWD Rep. 82-1, 1983
- [24] J. BHAGHOUAN Reddy, D. N. Reddy “Probabilistic Performance Assessment of Roof Top Wind, Solar Photovoltaic Hybrid Energy System” IEEE RAMS 2004, pp: 654-658
- [25] W. R. POWELL “An Analytical Expression for the Average Output Power of a Wind Machine” Solar Energy Vol. 26, 1981, pp: 77-80
- [26] G. J. BRODEN and J. ADLER “Wind Generator Choice for a Remote Location” Wind Engineering Vol. 4, N° 3, 1980, pp: 155-162
- [27] B. M. JATZECK, A. M. ROBINSON and D. O. KOVAL “Estimation of the Optimum Rated Wind Velocity for Wind Turbine Generators in the Vicinity of Edmonton, Alberta” Proceedings of the IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 1999, pp:1335-1338
- [28] R. BILLINTON and H. CHEN “ Effect of Wind Turbine Parameters on the Capacity Adequacy Of Generating System Using Wind Energy” Conference on communication, Power and Computing, May 22-23 1997 pp: 47-52
- [29] A. N. CELIK “Energy Output Estimation for Small-Scale Wind Power Generators Using Weibull-Representative Wind Data” Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 91, 2003, pp: 693-707

- [30] E.OFRY and A. BRAUNSTEIN "The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing stand-alone Solar Electrical (Photovoltaic) systems " IEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, N° 5, May 1983, pp: 1171-1175
- [31] B. S. BORROWY and Z. M. SALAMEH "Methodology for Optimally Sizing the Combination Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System" IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol.12, N°. 1, March 1997, pp: 73-78
- [32] A. BIN, Y. HONGXING, S. HAI and L. XIANHO "Computer Aided Design for PV/Wind Hybrid System" 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18 2003, Japan, pp: 2411-2414

ANNEXE A1

Réalisation du système hybride

A1.1 Présentation du système hybride réalisé

Une expérimentation d'un système hybride de production d'électricité de dimensions réalistes (échelle de l'habitat individuel) a été mise sur pied au niveau du site d'expérimentation de Bouzaréah.

Les générateurs de production d'énergie se composent de :

- ↓ 25 m² de modules photovoltaïques (2.8 kWc, 66 modules de marque Arco Solar M53 (43Wc) connectés au bus continu à travers 03 régulateurs de 1 kW de puissance de marque Photowatt

- ↓ Un aérogénérateur de 400 W, 12V, relié au bus continu à travers un redresseur à diode.

Le dispositif de stockage de l'énergie est directement relié au bus continu, on dispose d'environ 7.2 kWh de capacité de stockage dans des batteries électrochimiques (06 éléments de 12 V et 100 Ah en parallèle, accumulateurs au plomb de marque Varta Solar).

Le bus est relié à la charge via un onduleur de 1 kW de marque AEG.

Les photos suivantes illustrent les différentes opérations entreprises pour la réalisation du système hybride.

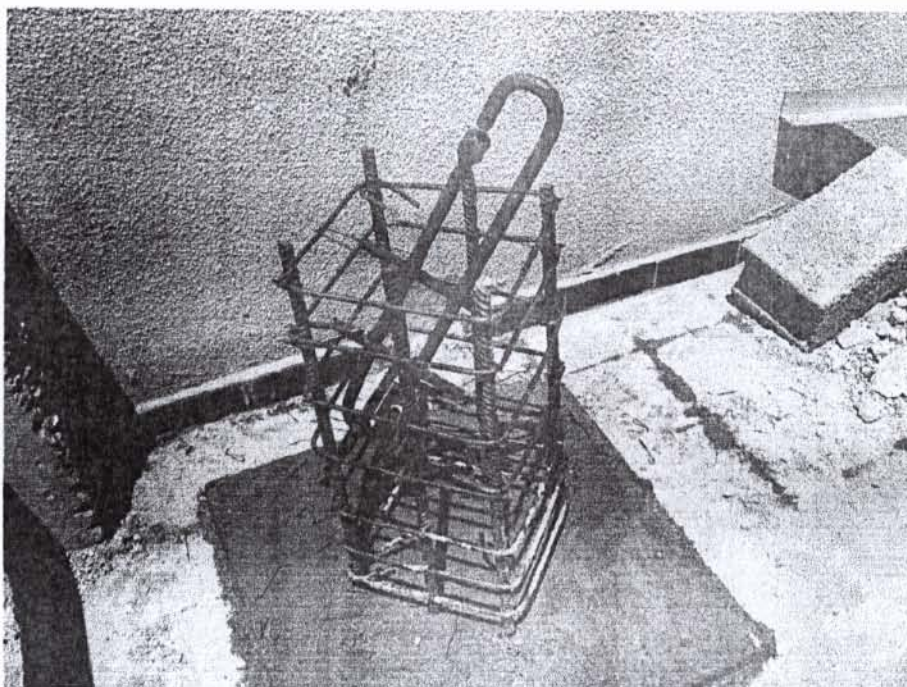


Photo 6.1 : Socle d'ancrage en acier servant de fixateur des haubans de l'aérogénérateur

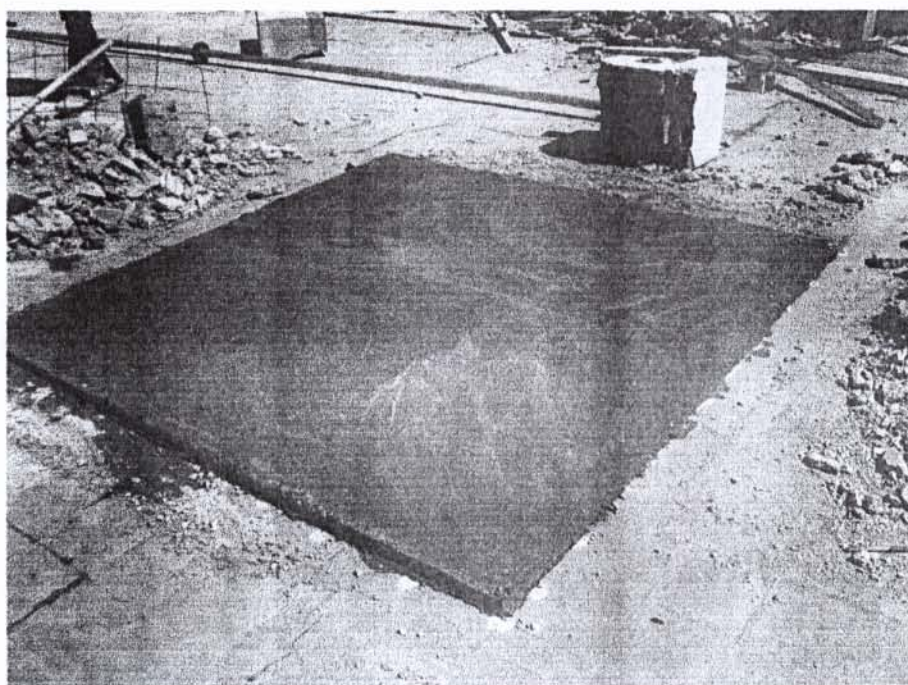


Photo 6.2 : Petite plate-forme en béton (surface 4m² environ) servant de base pour mat et fixateurs

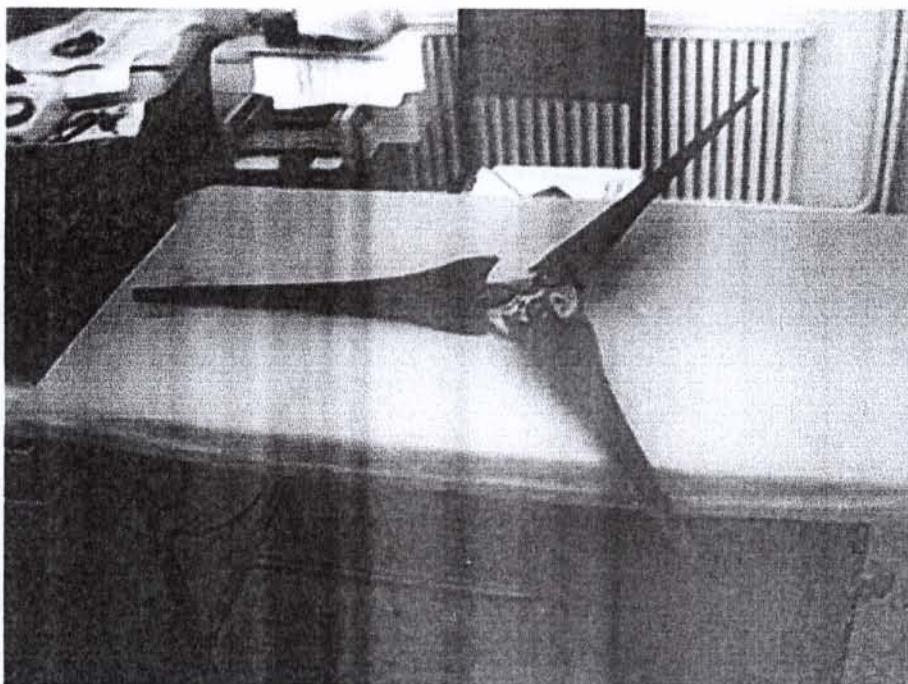


Photo 6.3 : C'est un aéromoteur constitué de 3 pales (en fibre de carbone) il est également appelé l'hélice de l'éolienne

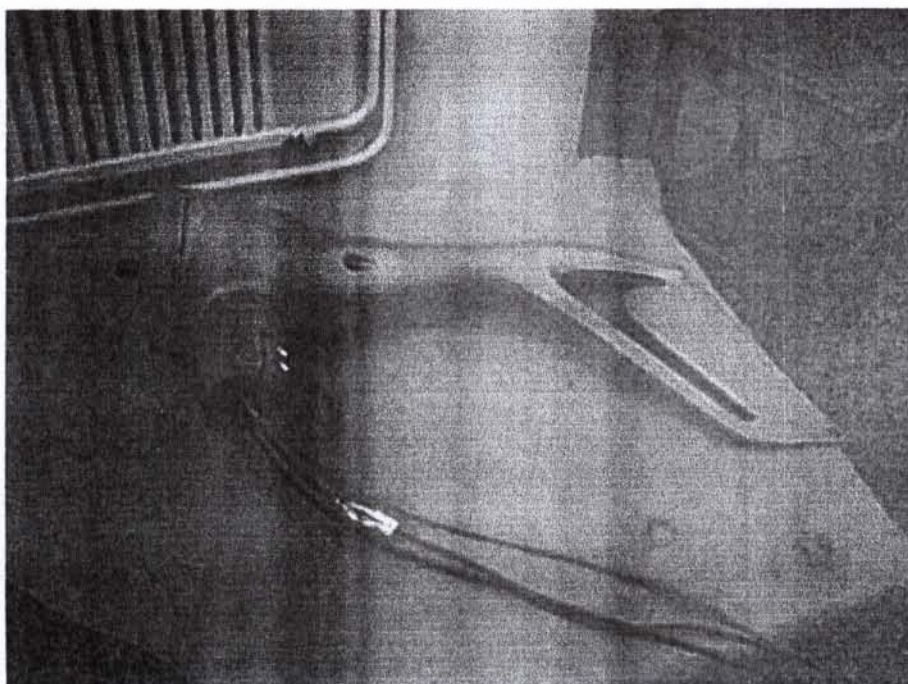


Photo 6.4 : Ici, c'est la tête de l'aérogénérateur aux extrémités nous avons : L'alternateur et le gouvernail

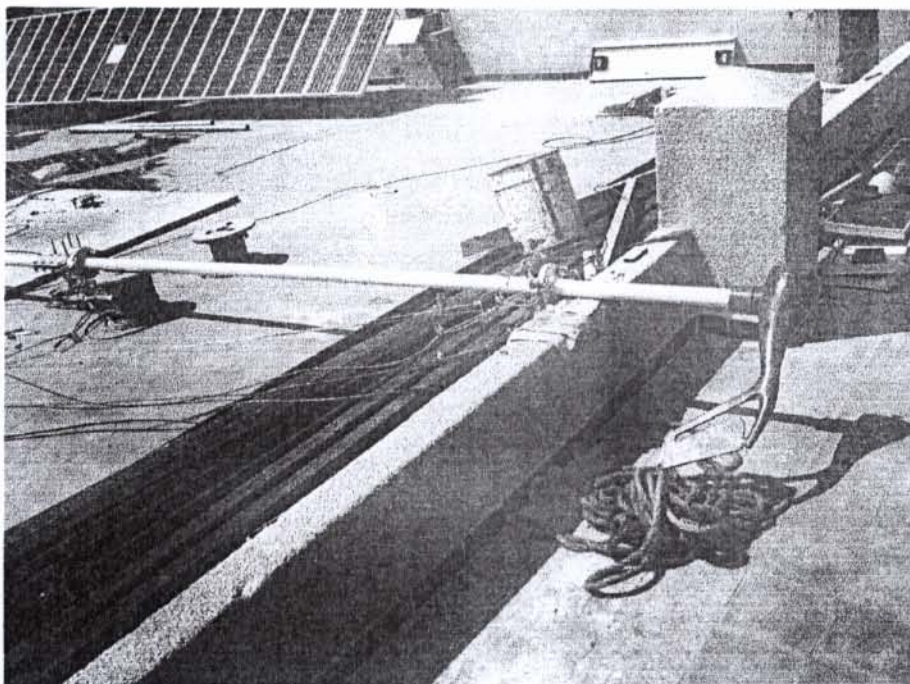


Photo 6.5 : C'est l'aérogénérateur (ici il est couché), la tête de l'aérogénérateur (une fois placé) est en haut et le mat est en bas



Photo 6.6 : Ici, opération servant à serrer les haubans avec les serre câbles



Photo 6.7 : Demi poteau servant de support à la structure du générateur photovoltaïque

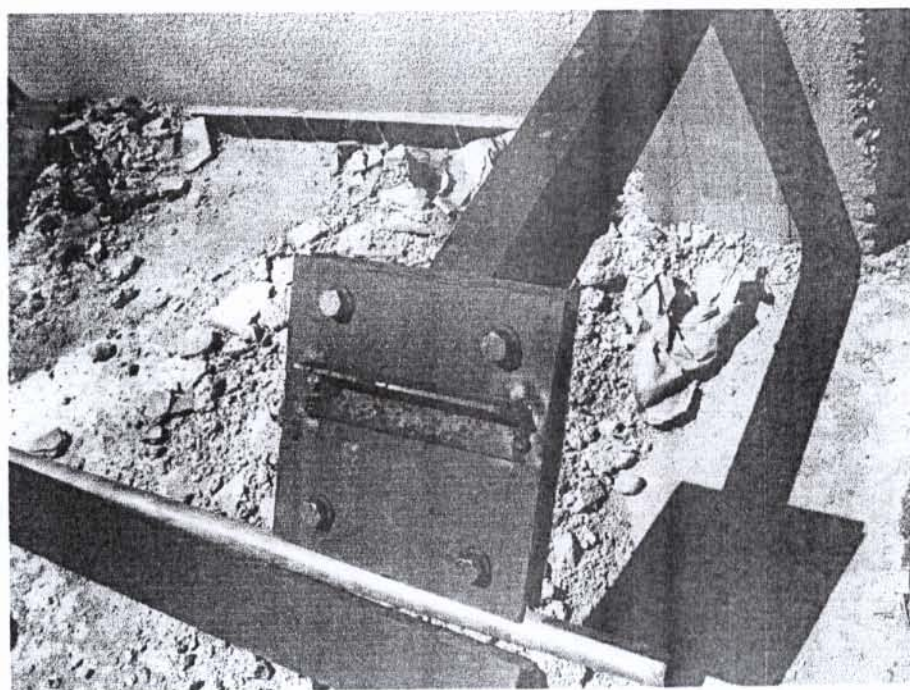


Photo 6.8 : C'est un support à base d'I.P.M inclus dans la structure générale du générateur photovoltaïque

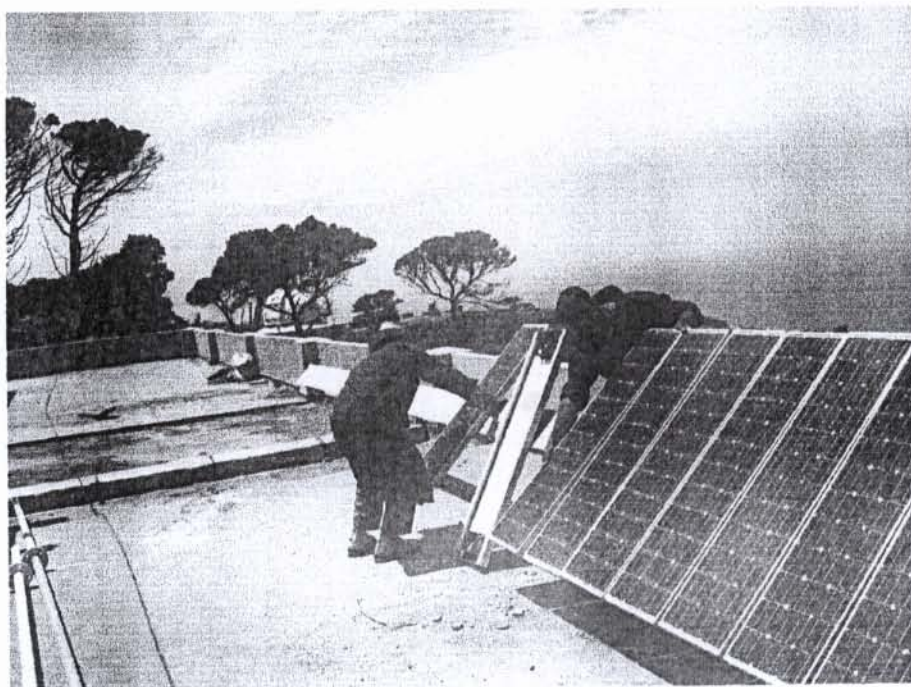


Photo 6.9 : Opération servant à fixer les modules photovoltaïques sur la structure

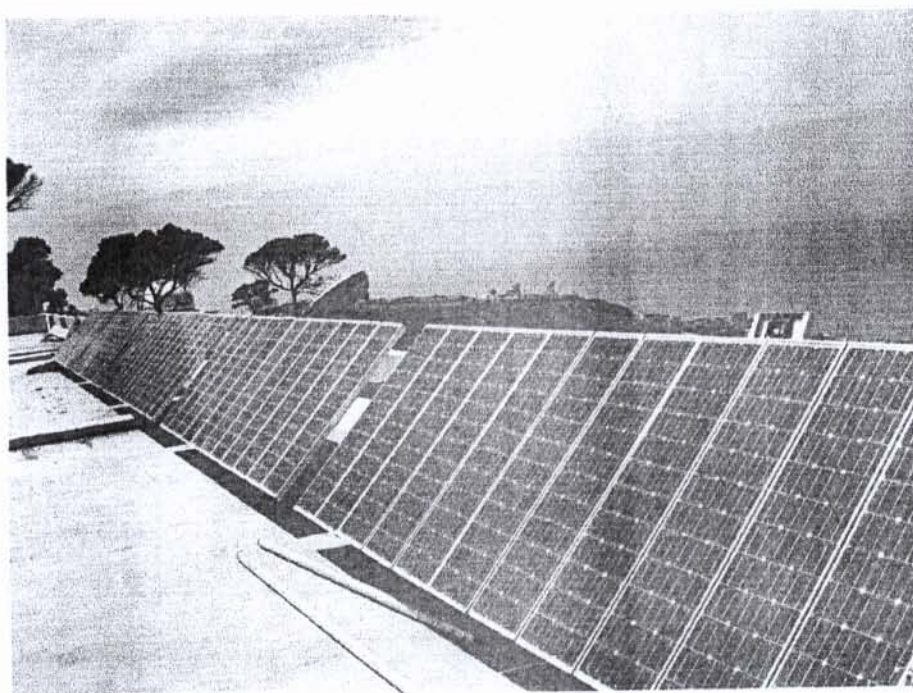


Photo 6.10 : Vue générale du générateur photovoltaïque (ici finition totale)

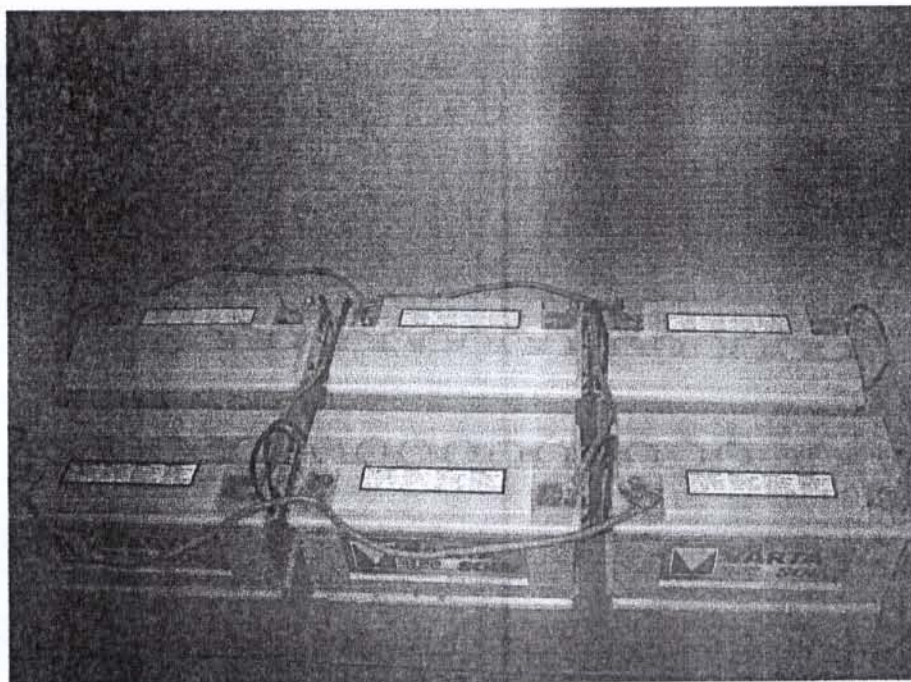


Photo 6.11 : C'est un banc de batteries solaires à plomb, de marque "Varta solar" dont la capacité unitaire est de 100Ah

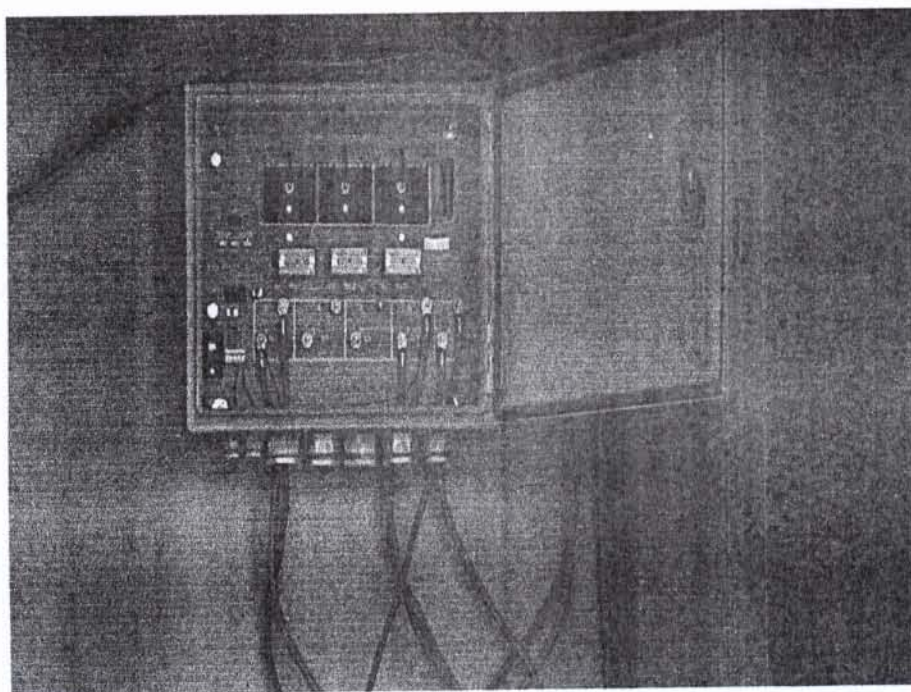


Photo 6.12 : C'est un régulateur de charge pour le système hybride d'un 1kW de puissance et de marque Photowatt.

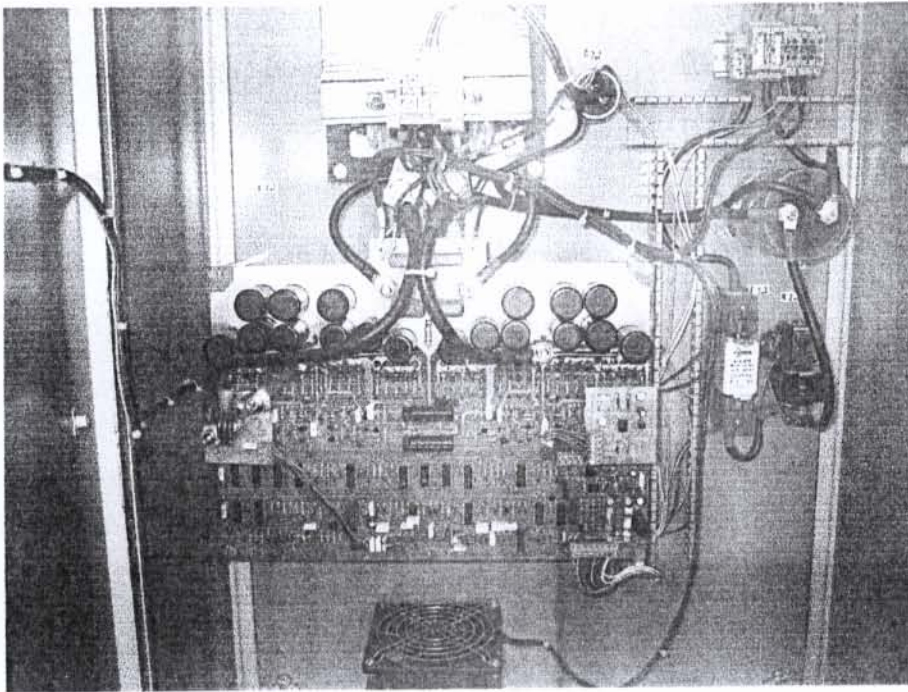


Photo 6.13 : C'est un onduleur monophasé d'une puissance de 1 kW, de marque AEG

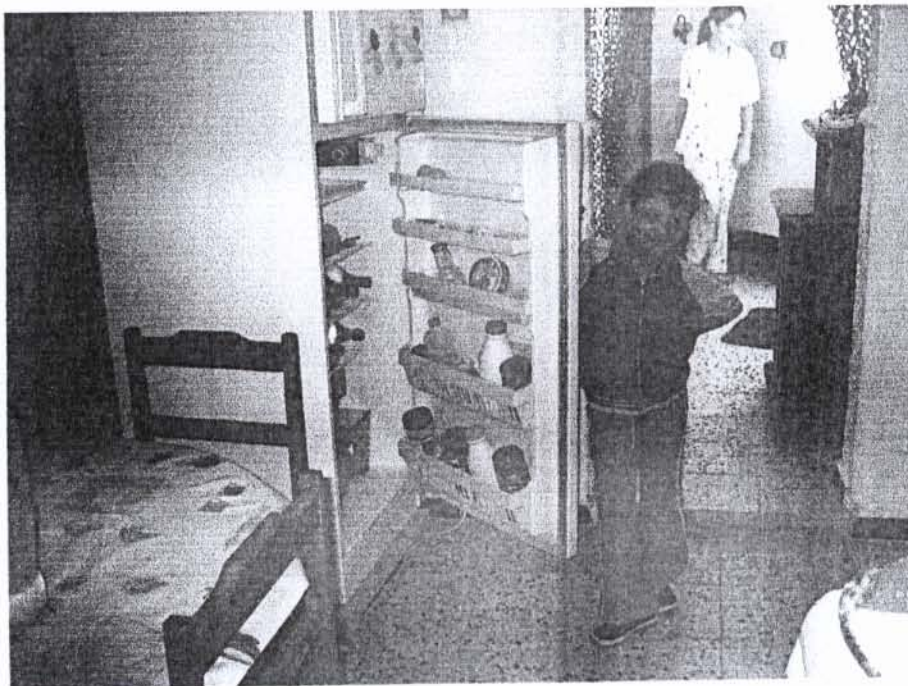


Photo 6.14 : La charge, ici c'est un F3 alimenté par le générateur hybride (correspond à un habitat isolé)



Photo 6.15 : Vue d'ensemble du générateur hybride de production d'électricité éolien – photovoltaïque installé sur la terrasse de l'administration du C.D.E.R, situé à Bouzaréah

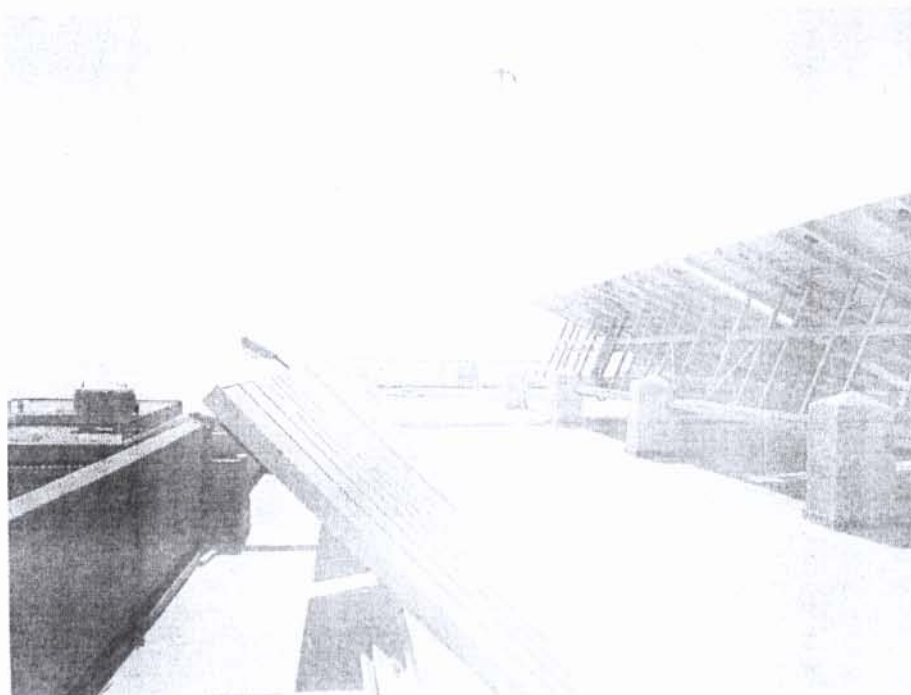


Photo 6.16 : Autre prise de vue du générateur hybride.

ANNEXE A2

Détermination des Paramètres du Modèle à Cinq Paramètres

La caractéristique (I-V) est donnée par l'équation suivante :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{mV_t} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{A2.1})$$

Pour $V=V_{oc}$, $I = 0$ on a :

$$0 = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 \right) - \left(\frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \quad (\text{A1.2})$$

Pour $V=0$; $I = I_{sc}$ on a :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left(\exp \frac{I_{sc}R_s}{mV_t} - 1 \right) - \left(\frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{A2.3})$$

Remplaçant I_L par sa valeur dans l'équation A2.3 :

$$I_{sc} = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_0 \left(\exp \frac{I_{sc}R_s}{mV_t} - 1 \right) - \left(\frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{A2.4})$$

$$I_{sc} = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - \exp \frac{I_{sc}R_s}{mV_t} \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A2.5})$$

$$I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - \exp \frac{I_{sc}R_s}{mV_t} \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = 0 \quad (\text{A2.6})$$

Dérivons l'équation (A2.1) par rapport au courant I :

$$1 = I_0 \left(\frac{dV}{dI} \frac{1}{mV_t} + \frac{R_s}{mV_t} \right) \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} - \frac{1}{R_{sh}} \frac{dV}{dI} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A2.7})$$

$$1 = -\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} \frac{dV}{dI} - \frac{I_0 R_s}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} - \frac{1}{R_{sh}} \frac{dV}{dI} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A2.8})$$

$$-\frac{dV}{dI} \left(\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (\text{A2.9})$$

Pour $V=V_{oc}$ on a :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} = -R_{s0} \quad (\text{A2.10})$$

On remplace (A2.10) dans (A2.9) on trouve :

$$R_{s0} \left(\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (\text{A2.11})$$

$$(R_{s0} - R_s) \left(\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} + \frac{1}{R_{sh}} \right) - 1 = 0 \quad (\text{A2.12})$$

Pour $I=I_{sc}$ on pose :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{sc}} = -R_{sh0} \quad (\text{A2.13})$$

On remplace (A2.13) dans (A2.9) on trouve :

$$R_{sh0} \left(\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + IR_s}{mV_t} + \frac{1}{R_{sh}} \right) - \frac{I_0 R_s}{mV_t} \exp \frac{I_{sc} R_s}{mV_t} - \frac{R_s}{R_{sh}} - 1 = 0 \quad (\text{A2.14})$$

$$(R_{sh0} - R_s) \left(\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{I_{sc} R_s}{mV_t} + \frac{1}{R_{sh}} \right) - 1 = 0 \quad (\text{A2.15})$$

divisant (A2.15) par $(R_{sh0} - R_s)$ on trouve :

$$\frac{1}{R_{sh}} - \frac{1}{R_{sh0} - R_s} + \frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{I_{sc} R_s}{mV_t} = 0 \quad (\text{A2.16})$$

au point de puissance maximale on a :

$$I_m = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} - 1 \right) - \frac{V_m + I_m R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A2.17})$$

de (A2.2) on a :

$$I_L = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{A2.18})$$

substituant I_L dans (A2.17) on obtient :

$$I_m = I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} - I_0 \left(\exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} - 1 \right) - \frac{V_m + I_m R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A2.19})$$

$$I_0 \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - I_0 \exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} = 0 \quad (\text{A2.20})$$

Simplification :

Kennerud et Charles ont montré que les quatre paramètres m , R_s , I_0 , et R_{sh} peuvent être déterminés par la méthode de Newton-Raphson en résolvant simultanément les équations non linéaires (A2.6), (A2.12), (A2.16) et (A2.20). Cependant, cette méthode nécessite des calculs longs et des conditions initiales strictes pour avoir la convergence d'où; il est difficile de déterminer ces paramètres. Donc il convient d'avoir des expressions analytiques qui permettent de déterminer directement ces paramètres.

De l'équation (A2.6) : $\exp \frac{V_{oc}}{mV_t} \gg \exp \frac{I_{sc} R_s}{mV_t}$

comme $R_{sh} \gg R_s$ alors : $1 + R_s/R_{sh} \approx 1$

de l'équation (A2.12) : $\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} \gg \frac{1}{R_{sh}}$

de l'équation (A2.16) $\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V + I R_s}{mV_t} \ll 10\%$ des termes restants .

A partir de ces simplifications, on obtient :

$$I_0 \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - I_{sc} + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} = 0 \quad (A2.21)$$

$$(R_{s0} - R_s) \frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} - 1 = 0 \quad (A2.22)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \quad (A2.23)$$

$$I_0 \exp \frac{V_{oc}}{mV_t} + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - I_m - I_0 \exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} = 0 \quad (A2.24)$$

à partir de ces quatre dernières équations, on obtient une expression analytique de m.

de l'équation (A2.21) :

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(- \frac{V_{oc}}{mV_t} \right) \quad (A2.25)$$

de l'équation (A2.22) :

$$R_{s0} - R_s = \frac{1}{\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t}} \quad (A2.26)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{1}{\frac{I_0}{mV_t} \exp \frac{V_{oc}}{mV_t}} \quad (A2.27)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{1}{\frac{1}{mV_t} \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right)} \quad (A2.28)$$

substituant dans (A2.12) :

$$I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + \frac{V_{oc} - V_m}{R_{sh}} - I_m = I_0 \exp \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} \quad (A2.29)$$

$$I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(- \frac{V_{oc}}{mV_t} + \frac{V_m + I_m R_s}{mV_t} \right) \quad (A2.30)$$

$$\frac{I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} = \exp \left(\frac{-V_{oc} + V_m + I_m R_{s0} - \frac{I_m m V_t}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}}{m V_t} \right) \quad (A2.31)$$

$$\ln \left(\frac{I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right) = \frac{-V_{oc} + V_m + I_m R_{s0}}{m V_t} - \frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \quad (A2.32)$$

finalemt :

$$m = \frac{V_m + I_m R_{s0} - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right) \right]} \quad (A2.33)$$

et I_0 , R_s et I_L s'obtiennent par :

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(-\frac{V_{oc}}{m V_t} \right) \quad (A2.34)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{m V_t}{I_0} \exp \left(-\frac{V_{oc}}{m V_t} \right) \quad (A2.35)$$

$$I_L = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_0 \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} - 1 \right) \quad (A2.36)$$

Une fois ces paramètres (m , I_L , R_s et I_0) sont déterminés, la caractéristique I-V sera calculée par l'équation A2.1 en utilisant la méthode de Newton-Raphson.

ANNEXE A3

Méthode pour la Détermination des Paramètres de Weibull

Il existe plusieurs méthodes pour l'estimation des paramètres de Weibull k et c [2, 17].

Elles sont développées en fonction des données statistiques.

La méthode utilisée dans notre étude est celle qui utilise la vitesse moyenne et l'écart type.

La distribution de Weibull est donnée par l'expression suivante :

$$P(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (\text{A3.1})$$

k est le facteur de forme et c le facteur d'échelle (m/s).

Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type

Il est possible d'obtenir les paramètres de Weibull lorsque la vitesse moyenne ainsi que l'écart type sont disponibles. Pour cela, on utilise les équations suivantes :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} VP(V)dV = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{A3.2})$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 VP(V)dV = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^2 \right] \quad (\text{A3.3})$$

En combinant ces des équations, on obtient :

$$\left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^2 = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (\text{A3.4})$$

Le facteur de forme k est obtenu en utilisant une relation approximative de l'équation (A3.4), valable dans le domaine $1 \leq k \leq 10$:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad (\text{A3.5})$$

Le facteur d'échelle est ensuite obtenu à (A3.1)

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{A3.6})$$

ANNEXE A.4

Méthode d'Intégration Numérique Utilisée (Formule de Simpson)

On désire approcher numériquement la quantité : $\int_a^b f(x).dx$ (A4.1)

Pour se faire, on commence par partitionner l'intervalle $[a, b]$ en un nombre paire $2M$ de petits intervalles $[x_k, x_{k+1}]$, de longueur (pas) $h = \frac{(b-a)}{2M}$, en posant $x_k = x_0 + k.h$, pour $k=0,1,\dots,2M$.

La Formule de Simpson peut s'exprimée par les trois façons suivantes [14] :

$$A_h(f) = \frac{h}{3} \cdot \sum_{k=1}^M [f(x_{2k-2}) + 4f(x_{2k-1}) + f(x_{2k})] \quad (\text{A4.2})$$

Ou

$$A_h(f) = \frac{h}{3} [f(x_0) + 4f(x_1) + 2.f(x_2) + 4f(x_3) + 2.f(x_4) + \dots + 2f(x_{2M-2}) + 4.f(x_{2M-1}) + f(x_{2M})] \quad (\text{A4.3})$$

Ou bien

$$A_h(f) = \frac{h}{3} [f(a) + f(b)] + \frac{2h}{3} \cdot \sum_{k=1}^{M-1} f(x_{2k}) + \frac{4h}{3} \cdot \sum_{k=1}^M f(x_{2k-1}) \quad (\text{A4.4})$$

C'est une approximation de l'intégrale de $f(x)$ sur l'intervalle $[a, b]$, et on écrit :

$$\int_a^b f(x).dx \approx A_h(f) \quad (\text{A4.5})$$