

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة محمد بوضياف - المسيلة

UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

كلية التكنولوجيا

FACULTE DE TECHNOLOGIE

قسم الإلكترونيك

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE



MEMOIRE DE MASTER

DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE

FILIERE : Génie électrique

OPTION : Technologie des Systèmes Electro Energétiques
de source d'Energies Renouvelables (TS3ER)

THEME

**Elaboration d'un programme d'aide au diagnostic pour un
système photovoltaïque autonome**

Proposé et dirigé par :

BOUCHELAGHEM Ahmed

Réalisé par :

OUALID Mokhtar

N° d'ordre : 2016/TS3ER_ N°_Sujet : TS3ER06/89/385

PROMOTION: JUIN 2016

REMERCEMENTS

Avant tout, je remercie Allah le tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'étude et que grâce a lui ce travail a peu être réalisé.

Un grand remerciement aussi a mes parents, ma famille.

Je remercie également mon encadreur Mr. BOUCHLAGHEM Ahmed, Mr. DRIF ainsi que le membre du jury qui m'ont l'honneur d'examiner ce travail.

Je remercie ensuite tous les enseignants de département électronique.

Je remercie mes amis surtout groupe S3ER

A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement et à l'impression de ce manuscrit.

OUALID Mokhtar

A decorative border made of stylized flowers and leaves surrounds the text. The border is composed of repeating floral motifs connected by flowing, vine-like lines. The flowers have five petals and a central circular detail. The leaves are elongated and pointed. The entire border is rendered in a simple line-art style.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail en premier lieu à mes parents
qui m'ont soutenus pour me permettre de réaliser tous
mes objectifs et qu'ils trouvent ici toute ma
reconnaissance et ma gratitude.

A mes frères, le seul ma sœur et notre bébé Mouna arije
grande famille OUALID.

A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à
maintenant surtout les enseignants du département
électronique.

A tous mes amis zian et Saad et Hocine et meddah et
surtout le groupe S3ER

OUALID Mokhtar

NOMENCLATURE

Abréviation

DC : Courant continue

AC : Courant alternative

PV : Photovoltaïque

GPV : Générateur photovoltaïque

MPPT : Point de puissance maximale (maximum Power Point Tracking)

CEI : Comité Electrotechnique Internationale

Ns : Nombres des modules en série

Np : Nombre des modules en parallèle

Symbole

Rsh : la résistance parallèle (shunt)

Rs : la résistance série

Iph : courant photovoltaïque engendré par les radiations lumineuse

α : facteur d'idéalité

T : température de la cellule

e : la charge de l'électron $e = 1.6021 \cdot 10^{-19} \text{ CB}$

K : la constante de Boltzmann $K = 1.3854 \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$

Isc : courant de court-circuit

Voc : tension en circuit ouvert

U : tentions aux bornes de l'assemblage

I : courant circulant dans l'assemblage

Ei : quantité d'énergie

P_i : la puissance

H_i : les valeurs journalières moyennes de l'exposition énergétique globale

E_{TSN} : bilan énergétique net << *Entrée stockage* >>

E_{FSN} : bilan énergétique net << *Sortie stockage* >>

E_{in} : énergie totale entrant dans le système

E_{use} : énergie nette délivrée par le système

F_A : part relative de l'électricité délivrée par le champ photovoltaïque sur l'énergie totale

η_{LOAD} : rendement avec lequel l'énergie de toutes les sources sont transmise à l'utilisation

η_{BOS} : rendement totale des composants << *hors champ* >>

η_{Amean} : rendement moyen du champ

η_{tot} : rendement totale

Y_a : productivité de champ

Y_r : taux de couverture photovoltaïque unitaire

Y_f : nombre d'heures solaires équivalentes

P_0 : puissance nominale

L_C : captation du champ

L_{BOS} : pertes dans les composants << *hors champ* >>

R_p : indice de performance

LISTE DES FIGURES

Figure I-1: Schéma simplifié d'un système PV	2
Figure-2: Spectre solaire hors atmosphère	3
Figure I-3: présentation schématique d'une cellule solaire	5
Figure I-4: Module photovoltaïque	6
Figure I-5: Boite de jonction	7
Figure I-6: Panneau de solaire	8
Figure I-7: Boite de dérivation	9
Figure I-8: Construction d'une batterie monobloc	12
Figure I-9: Schéma de principe d'un régulateur de charge série	15
Figure I-10: Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage	16
Figure I-11: Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle	17
Figure I-12: Schéma de l'onduleur	19
Figure II-1: paramètres à mesurer en temps réel	24
Figure II-2 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra	31
Figure II-3 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV	33
Figure II-4 : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant	35
Figure II-5 : Différentes méthodes de diagnostic	39
Figure II-6 : Différentes étapes de diagnostic par la méthode	41
Figure III-1: Algorithme d'analyse des performance d'un système PV	46
Figure III-2: caractéristique de système PV	49
Figure III-3 :Les donnée traitées	50
Figure III-4 : L'énergie de Générateur ,température ambiante et l'énergie du système (DC;AC	50

Figure III-5 : les calculs des indices de performance	51
Figure III-6: irradiance sur un plan incliné	51
Figure III-7: Le courant de Générateur GPV	52
Figure III-8 : la tension de Générateur GPV	52
Figure III-9 : Puissance de la Générateur PV	52
Figure III-10: La puissance au sortie de Générateur	53
Figure III-12 : température de cellule	53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1 : paramètres à mesurer en temps réel	25
Tableau II-2 : paramètres dérivés	28
Tableau II-3: différents types de défauts analyse par la caractéristique I-V	36
Tableau II-4 : Comparaison des différentes méthode de DLD	37
Tableau III-1:principaux défauts et anomalies rencontres dans un générateur	44
Tableau III-2 : Les paramètres d'analyse de notre champ PV	48

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I	
système photovoltaïque autonome	
Introduction	2
I.1. Rayonnement solaire	3
I.1.1. Spectre du rayonnement	3
I.1.2. Durée d'insolation	4
I.2. Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque	4
I.2.1. la cellule photovoltaïque	4
I.2.2. Le module photovoltaïque	6
I.2.3. Le panneau solaire	7
I-3 Système de stockage	8
I.3.1. Types d'accumulateurs	10
a) .Les Accumulateurs au plomb acide	11
a) .1. Composition d'une batterie solaire plomb- Acide	11
a) .2. Principe de fonctionnement	11
b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium	13
I.4. Système de régulation	14
1.5.1. Régulation de décharge	14
1.4.2. Régulation de la charge	14

a) Régulations de charge série	15
b) Régulateur de charge de coupure	15
c) Régulateur de charge à découpage	15
d) Régulateur de charge série à coupure partielle	16
e) Régulateur de charge parallèle	16
I.5. Système de conversion	17
I.5.1. Le convertisseur continu –continu	17
I.5.2 Le convertisseur continu- alternatif	18
I.6. La Charge	20
I.7. Installation des panneaux	20
a) Disposition des panneaux	20
b) Fixation des panneaux	20
c) L'orientation des panneaux	20
d) Installions des éléments de la batterie	21
e) Câblage électrique	21
f) Câblage de liaison	21
I.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV	21
a) Avantages	21
b) Inconvénients	22
I.9. Conclusion	22

Chapitre II

Outils de surveillance de système PV autonome

Introduction	23
II. 1 Norme internationale CEI 61724	23
II.1.1 Domaine d'application	23
II.1.2 Références normatives	23
II.1.3 Paramètres mesurés	23
II.1.4 Vérification des données	26
II.1.5 Paramètres dérivés	26
II.1.5.1 Exposition énergétique globale	29
II.1.5.2 Quantités d'énergie électrique	29
II.1.5.3 Performance des composant hors champ photovoltaïque (BOS :Balance Of Système).	30
II.1.5.3 Indice de performance du système	30
a) Rendement quotidiens moyen	30
b) rendement du système	31
II.2. Méthodes de diagnostic d'un champ PV	31
II.2.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées	31
II.2.1.1 Méthodes non-électriques	32
II.2.1.2 Méthodes électriques	33
II.2.2 Méthodes dans la littérature	34
II.2.2.1 Méthode de réflectométrie	34
II.2.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite	34
II.2.2.3 Analyse du point de fonctionnement	35
I.4.2.4 Analyse de la caractéristique statistique	36

II.2.2.5 Synthèse	37
II.2.3 Choix de l'approche de diagnostic	40
II.2.3.1 Différentes approches théoriques de diagnostic	40
II.2.3.2 Diagnostic par la méthode d'inférence	40
Conclusion	41

Chapitre III

Analyse des performances du système photovoltaïque

Introduction	42
III.1. Indice de performance	42
III.2. Défauts dans un système photovoltaïque	43
III.3. Productivité d'un système photovoltaïque	44
III.4. Logiciel utiliser dans l'étude	44
III.4.1. Définition de logiciel LabVIEW	44
III.4.2. Algorithme d'analyse des performance d'un système PV	45
III.5. Etude de cas	46
III.5.1. Partie lecture de donnée :ce module permet de la lecture du fichier de données brutes .	46
III.5.2. Concernant la partie traitement	46
III.5.3. Partie calcule des indices de performances	46
III.5.4. Enfin la partie d'analyse	47
II.5.5. Discussion des résultats	47
Conclusion	54
Conclusion générale	55
Reference bibliographique	56

Introduction Générale

Introduction générale

Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance très remarquable, surtout dans les quelques dernières années grâce aux différents facteurs stimulants : réduction des coûts de production et politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant. Or, comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système et voire à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal.

Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité en augmentant le taux de disponibilité des installations en veillant à ce que leur rendement soit optimal. L'ajout de fonctions avancées de surveillance, de diagnostic et de supervision ne devra pas être ressenti par l'acheteur. C'est dans cette optique qu'est né le projet DLDPV (Détection et Localisation de Défauts d'un Système Photovoltaïque) dont font partie les travaux de cette mémoire. L'objectif de ce projet est de proposer un système intégré permettant de détecter et de localiser les défauts dans des installations PV. L'idée est de fournir un « service » aux utilisateurs pour superviser et diagnostiquer leurs installations.

Au premier chapitre, on fait une description sur le système photovoltaïque autonome.

Dans deuxième chapitre, nous avons présenté la norme CEI 61724 et les outils de surveillance de système photovoltaïque. Le troisième chapitre présente l'analyse des performances du système photovoltaïque.

Enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale et nous proposons des perspectives.

Introduction.

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations [1] :

non autonomes ou «grid connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés au réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le plus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui existent la capacité de production du générateur sont attachées sur le réseau.

Autonomes ou «stand-alone», qui sont le propose de cette étude, ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est-elle assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments [1]..

- Un ou plusieurs modules *PV*.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque «stand alones», et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.

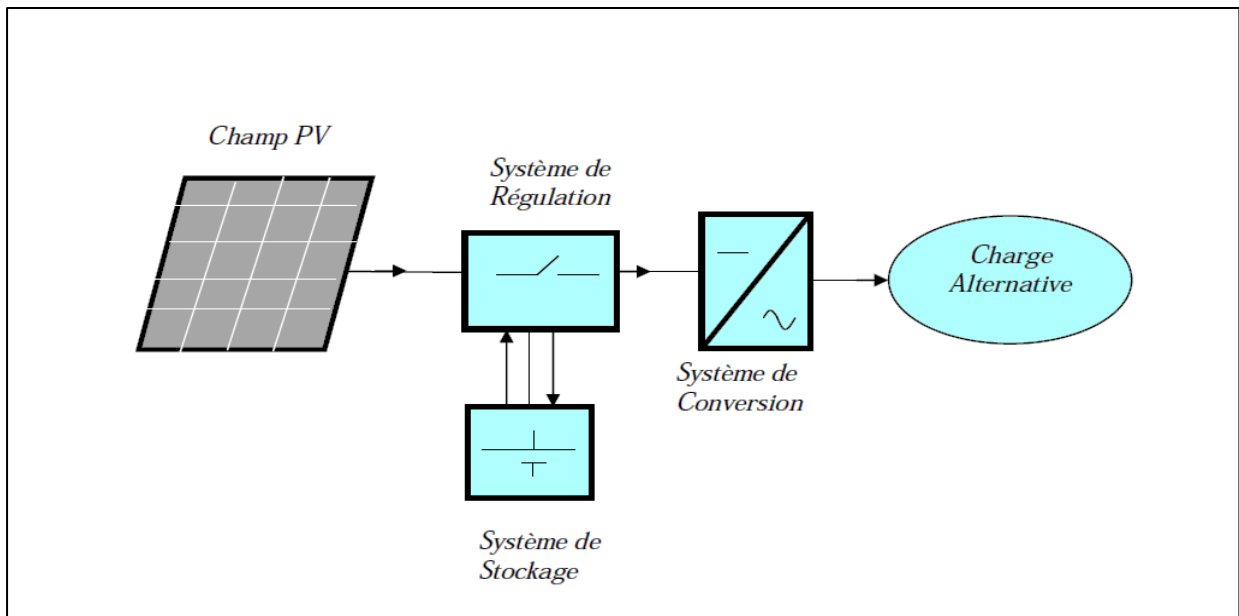


Figure I-1: Schéma simplifié d'un système PV

I.1. Rayonnement solaire.

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de $13 \times 10^9 km$, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Lavoisier et Laplace, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [2]. Sa lumière, à une vitesse de $300000 km/s$, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présentée un maximum pour une longueur d'onde d'environ $0.5\mu m$, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ $5780^\circ K$ [3] :

- Diamètre de soleil $D_s = 1.39.10^9 m$.
- Diamètre de la terre $D_t = 1.27.10^7 m$.
- Distance moyenne soleil terre $L_{ts} = 1.5.10^{11} m$.

I.1.1. Spectre du rayonnement.

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ :

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à $5800^\circ K$. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM_0 . Sa distribution en énergie est répartie en [3] :

Ultraviolet UV $0.20 < l < 0.38 \mu m$ 6.4%.

Visible $0.38 < l < 0.78 \mu m$ 48.0%.

Infrarouge IR $0.78 < l < 10 \mu m$ 45.6%.

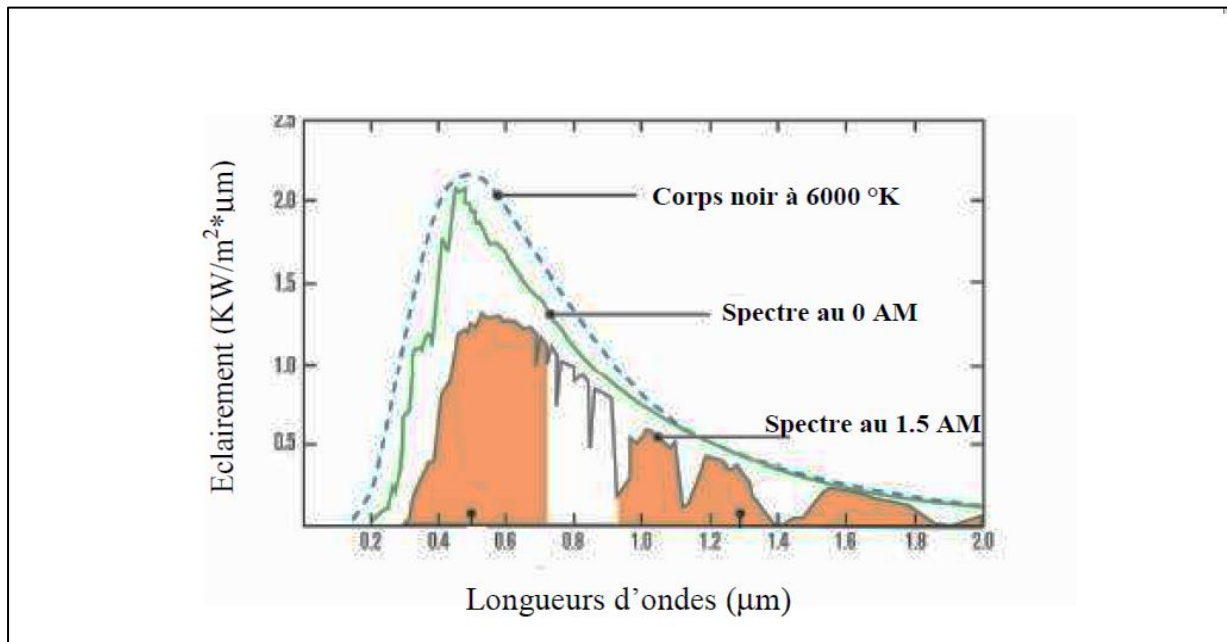


Figure I-2: Spectre solaire [3]

I.1.2. Durée d'insolation.

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell–Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle-même dépend de la période de l'année considérée.

I.2. Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque.

I.2.1. la cellule photovoltaïque.

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [4]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homojonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Dans la figure I-3 un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, Elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [5].

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, appelée l'énergie de bande gap (E_g), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

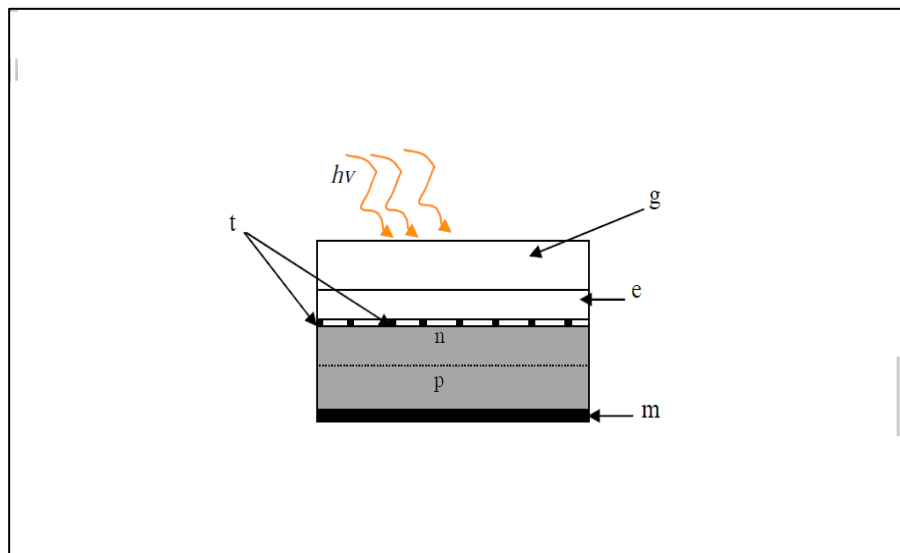


Figure I-3: présentation schématique d'une cellule solaire

Dans une cellule PV , une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction P_n , et un champ électrique est créé.

En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif I traverse de n vers p .

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [6].

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe.

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

I.2.2. Le module photovoltaïque.

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure I-4-a. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure I-4-b et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [7].

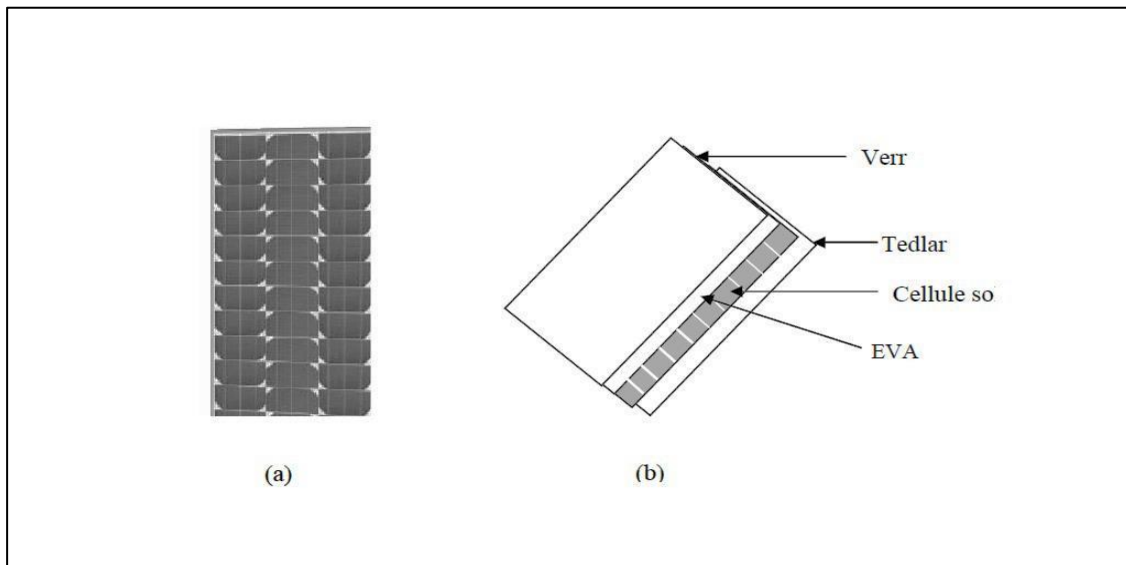


Figure I-4: Module photovoltaïque.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles figure I-5. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [8].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

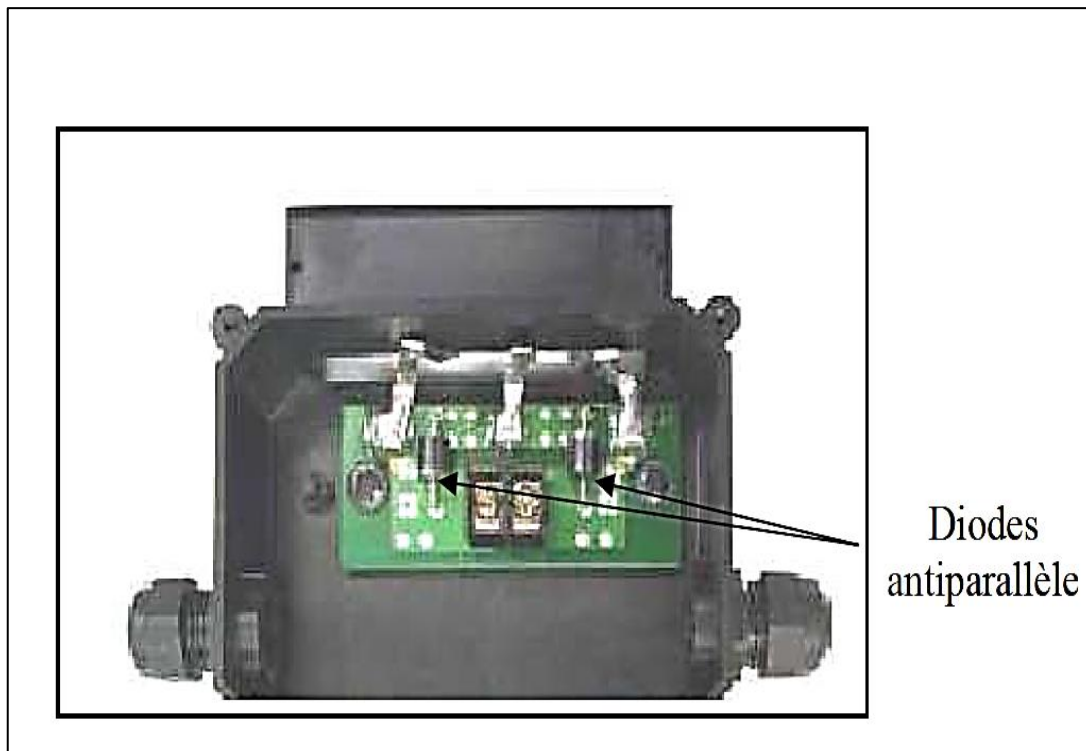


Figure I-5: Boîte de jonction[6]

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

Les modules en silicium mono cristallin ($c-Si$, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin ($xc-Si$, 28% du marché) ou silicium amorphe ($a-Si$, 13% du marché), délivrent des tension normalisées (12, 24, 48) et des puissances entre 10 et 100 W_c (watt- crête : puissance obtenue pour (l'ensoleillement maximal) [7].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module .Il ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [9].

a) Caractéristiques d'un module [10] : La puissance de crête, P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ($25^\circ C$ et un éclaircment de $1000 W/m^2$).

La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide, V_{C0} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

Courant de court-circuit, I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

Point de fonctionnement optimum, (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m * I_m$.

Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{oc} * I_{cc}$.

I.2.3. Le panneau solaire

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure I-6: Panneau de solaire [8]

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure I-7 , Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.



Figure I-7: Boîte de dérivation [8]

La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur le quel se trouvent :

- Des diodes schotcky séries, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (*Transil ou VDR*) en sortie de la boîte.

Le câblage de ces boîtes permet d'avoir une sortie en 12,24 ou 48 volts selon les modules, elle sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux *PV* dépend :

- des besoins en électricité.
- la taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage.

I-3 Système de stockage

Dans une installation *PV*, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur *PV*, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite s'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [11] :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur *PV* n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur *PV*.

Les Caractéristiques principales d'une batterie sont :

Capacité en Ampère heure : Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 *Ah* peut fournir 200 *A* pendant une heure, ou 50 *A* pendant 4 heures, ou 4 *A* pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [11]

Rapports de chargement et déchargement : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer.

Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- Température : Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [11].

La durée de vie : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quel que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [12].

Profondeur de décharge : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

La profondeur de décharge : Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

La tension d'utilisation : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

Le rendement : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

Le taux d'autodécharge : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

I.3.1. Types d'accumulateurs

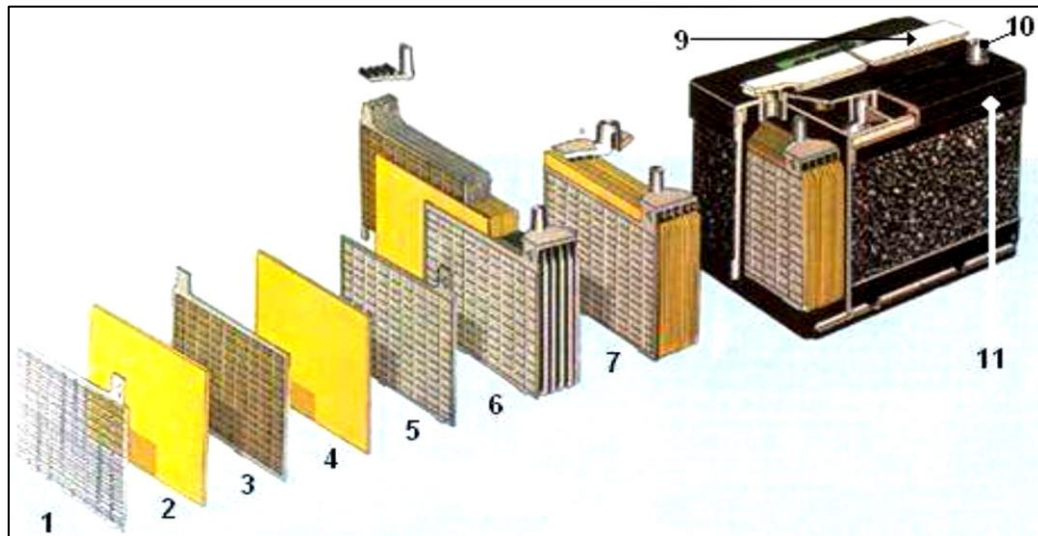
Il existe plusieurs types de stockage dans le système *PV*, les puissances rencontrées sont inférieures au *MW*, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [6].

a) Les Accumulateurs au plomb acide

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [13].

a) 1. Composition d'une batterie solaire plomb- Acide [14]

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.



- | | |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille. | 7 : Élément complet |
| 2 : Séparateur. | 8 : Pont |
| 3 : Plaque positive. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative. | 10 : Borne. |
| 5 : Barrette. | 11 : Bac. |
| 6 : Faisceau négatif. | |

Figure I-8: Construction d'une batterie monobloc [14]

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie.[14]

Peut-être l'alliage est en plomb avec 2 – 6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge.

Une petite quantité d'Antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb- Antimoine sont de type de "cycle profond".

Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation.

Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- Calcium sont de type "cycle peu profond".

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte.

Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommées.

Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives. Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie.

Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir.

Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85%. (*pour plomb – Acide*) Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques.

Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6. Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de bornes externes dans la partie supérieure de la batterie.

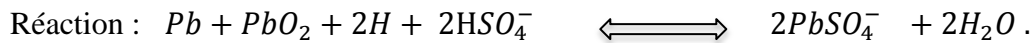
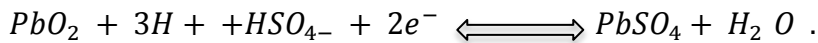
Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte.

Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [11].

a) 2. Principe de fonctionnement.

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons.

L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:



b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [14]

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb-Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxique à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

I.4. Système de régulation

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

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

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur la quelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préétablis : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

1.5.1. Régulation de décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préétabli bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharger lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

1.4.2. Régulation de la charge

La régulation de la charge effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

a) Régulations de charge série

Le principe consiste à intercaler entre le panneau *PV* et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor se bloque, et le courant ne passe qu' à

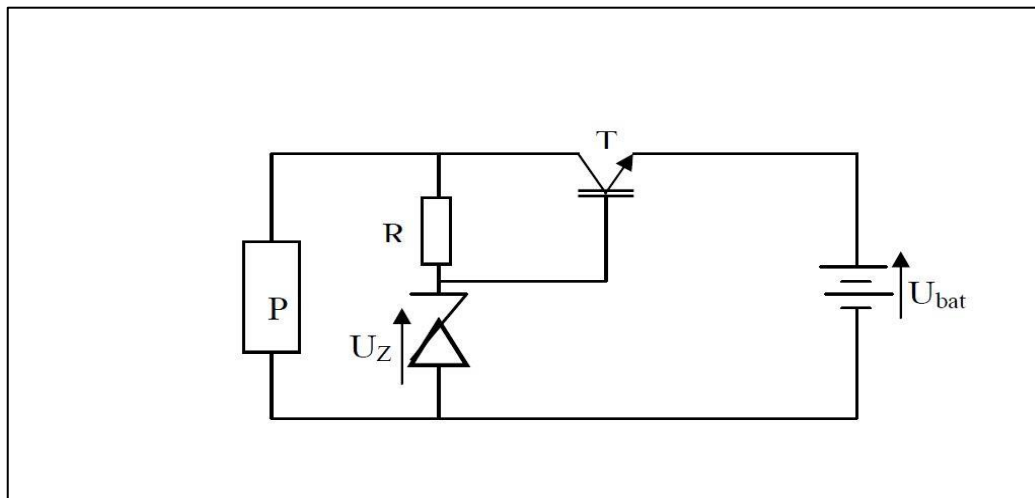


Figure I-9: Schéma de principe d'un régulateur de charge série

b) Régulateur de charge de coupure

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

c) Régulateur de charge à découpage

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

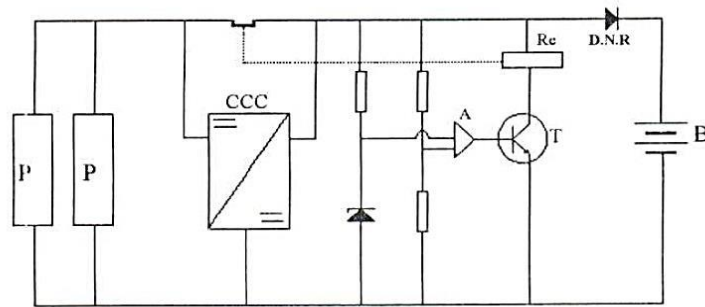


Figure I-10: Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage

d) Régulateur de charge série à coupure partielle.

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau *PV* en deux parties. Chacune délivrer une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

e) Régulateur de charge parallèle.

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [15]:

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor *T* est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant *I* augmente brusquement, le transistor *T* devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

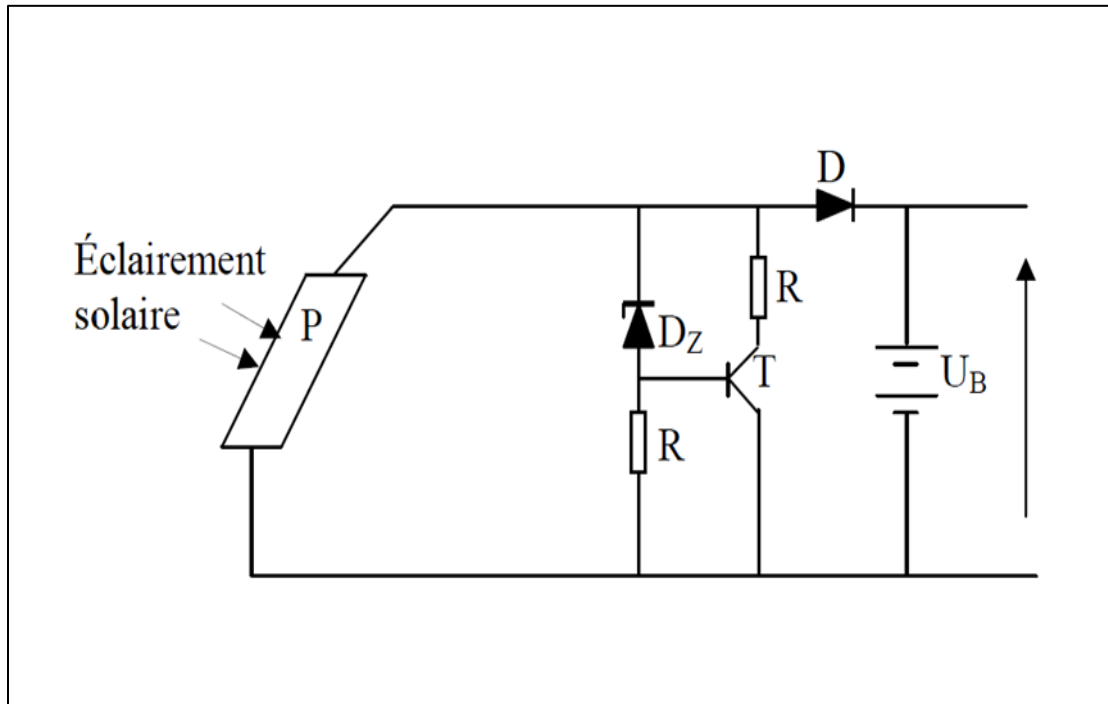


Figure I-11: Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle

I.5. Système de conversion.

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ *PV* et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

A l'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [13].

I.5.1. Le convertisseur continu –continu.

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ *PV* correspondant au point de puissance maximal [13].

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking).

Son rendement se situe entre 90 et 95%. Ce système présente deux inconvénients pour un *PV* de faible puissance :

- Prix élevé.
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

1.5.2 Le convertisseur continu- alternatif.

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- **Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW. Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors.

L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances.

Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en *PWM* (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [13]. Avec ce système, on obtient :

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- De faibles pertes à vide.

La figure suivante illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcé de type *MLI* (modélisation, de largeur d'impulsion) opéré en source de tension. Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série, il est réalisé à base de transistors *IGBT* (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa

particularités à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de *KHz* et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tout les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors [3].

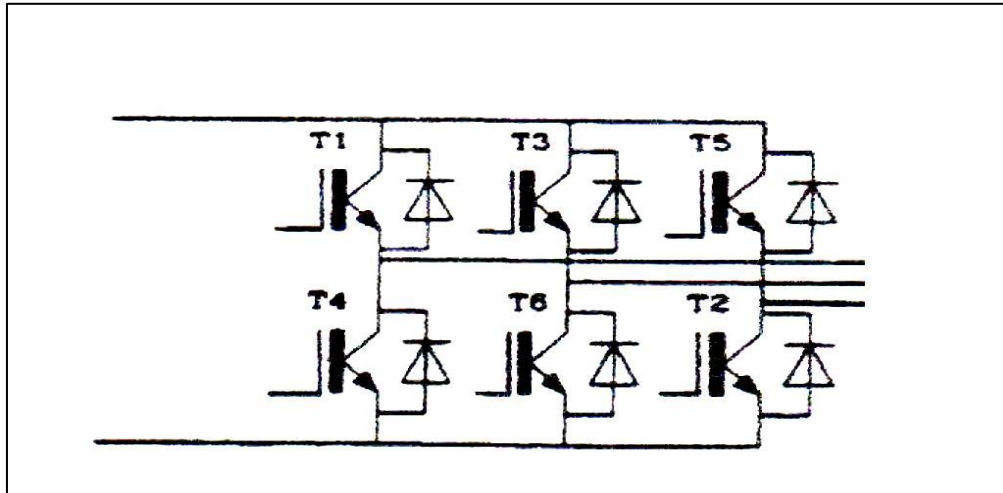


Figure I-12: Schéma de l'onduleur

-la puissance nominale : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent.

Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

- Le rendement : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

- La consommation à vide : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [16]. Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220V – 50Hz). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :

Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.

Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique.

I.6. La Charge.

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système peut être de type continue comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternative dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

I.7. Installation des panneaux.

Pour l'installer les panneaux solaire dans un site, il est nécessaire de vérifier les conductions suivantes [2] :

a) Disposition des panneaux.

Les structures doivent être solides, fixées au sol, pour résister à des vents d'au moins de 150 Km/h . De plus, elles doivent être fiables dans le temps, elles doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (autre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inoxydable).

b) Fixation des panneaux.

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes : [3]

- Maintient de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol.
- ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement

c) L'orientation des panneaux.

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord).

L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15° .

La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...) [5].

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un autonettoyage lors des pluies. [10]

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes

photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [10]. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

d) Installions des éléments de la batterie.

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers :

Risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique).

En outre, leur durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation. Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin.

Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieure à 1000. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

- D'être bien ventilé pour garantir la circulation des gaz.
- D'être à une température proche de 25°C , pour assurer le bon fonctionnement des éléments.

e) Câblage électrique

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes.[14]

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm^2 , 2.5 mm^2 dès que la longueur excède 25 m ou que la puissance du module soit supérieure à 100 W [8].

f) Câblage de liaison.

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2.5 mm^2 ou plus si la longueur excède 15 cm . Pour une intensité inférieure à 4 A , sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension.

I.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV

a) Avantages [16]:

D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du *milliWatt* au *MégaWatt*.

Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé. La technologie photovoltaïque

présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

b) Inconvénients [16]:

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.

Tributaire des conditions météorologiques.

Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

I.9. Conclusion.

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire à la modélisation et l'analyse de ce système,

Introduction.

L'objectif de l'analyse de données issues d'un système photovoltaïque est de fournir un résumé des performances permettant de comparer des installations PV de dimensions différentes fonctionnant sous différents climats et fournissant de l'énergie pour différents usages .

II. 1 Norme internationale CEI 61724.

La norme internationale CEI 61724 fournit des recommandations pour le suivi et l'analyse des performances électriques des systèmes photovoltaïques .Elle ne décrit pas les qualités de fonctionnement des composants individuels mais elle est destinée principalement à l'évaluation des performances de fonctionnement d'un champ photovoltaïque de module en tant que partie du système photovoltaïque .

II.1.1 Domaine d'application.

La norme internationale donne des recommandations relatives aux procédures pour le suivi des caractéristiques énergétiques des systèmes PV ,tels que l'éclairement dans la plan des modules, le productible du champ ,les flux d'énergie entrant et sortant de batterie de stockage et de convertisseur d'énergie ainsi que pour l'échange et l'analyse des données enregistrées .L'objectif de ces procédures est de permettre l'évaluation des performances globales du système PV autonome ou connecté au réseau ,ou hybrides.

Du fait du coût relativement élevé des équipements de mesure, la présente norme ne s'applique pas à de petits systèmes autonomes.

II.1.2 Références normatives.

Les documents normatifs contiennent des dispositions ,constituant des dispositions valables pour la norme internationale CEI 61724 .

Qu'on peut citer à titre d'exemple :

- CEI 60904-2 :dispositif photovoltaïque :exigence relative aux cellules solaires de référence .

CEI 60904-6 :dispositif photovoltaïque :exigences relatives aux modules solaires de référence champ de module PV .

CEI 61829 : le champ de module PV au Si cristallin qui mesure sur site des caractéristiques I-V.

CEI 61194 :paramètre dispositif des systèmes photovoltaïques .

II.1.3 Paramètres mesurés.

Les paramètres à mesurer sont décrits dans le tableau II-1 et à la figure II-1 .d'autres paramètres peuvent être calculés à partir des données mesurées en temps réel par un logiciel spécifique .les paramètres mesurés ainsi que les caractéristiques de champ photovoltaïque sont définis dans la norme internationale CEI 61194 .

L'énergie consommée par tous les système auxiliaire doit être considérée comme une perte de puissance du système PV et non comme faisant partie de l'utilisation .par contre tous les système de mesure qui ne sont pas essentiels au fonctionnement du système PV doivent être considérées du point de vue énergétique comme une partie de l'utilisation .

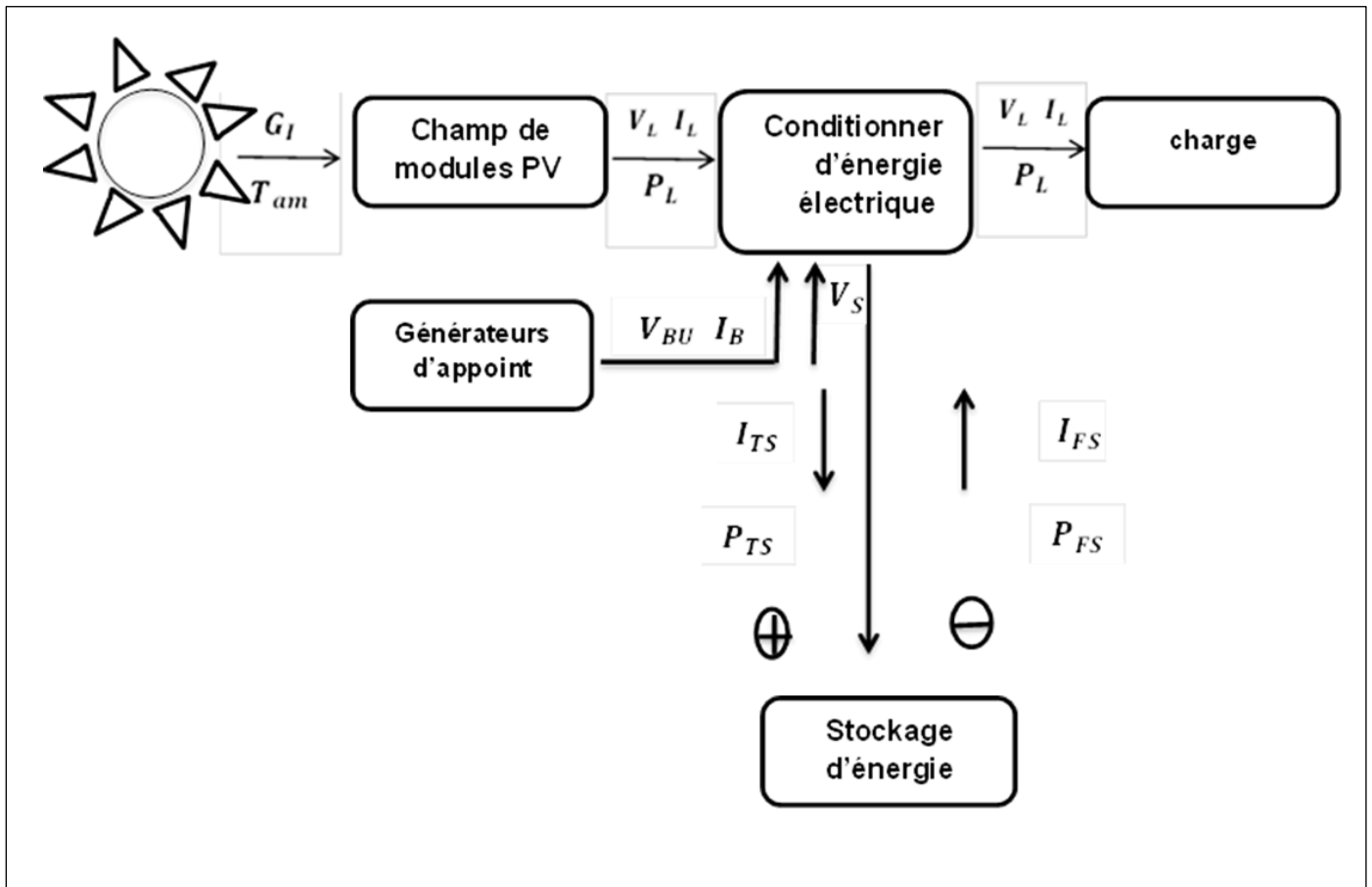


Figure II-1: paramètres à mesurer en temps réel.

Tableau II-1 : paramètres à mesurer en temps réel.

Paramètre	Symbole	unité
Métrologie		
<ul style="list-style-type: none"> Eclairement totale dans le plan des modules Température de l'aire ambient sous abri Vitesse de vent 	Gi Tam Sw	W /m² C° m/s
Champ de module photovoltaïque		
<ul style="list-style-type: none"> tension en sortie courant en sortie puissance en sortie température de module angle d'inclinaison du dispositif d'orientation azimut dispositif d'orientation 	V_A I_A P_A T_m φ_T φ_A	V A Kw C° degrés degrés
Stockage d'énergie		
<ul style="list-style-type: none"> Tension de fonctionnement courant d'entrée de stockage courant de sortie de stockage puissance d'entrée de stockage puissance de sortie de stockage 	V_S I_{TS} I_{FS} P_{TS} P_{FS}	V A A Kw Kw
Utilisation		
<ul style="list-style-type: none"> tensions d'utilisation courant d'utilisation puissance d'utilisation 	V_L I_L P_L	V A Kw
Générateur d'appoint		
<ul style="list-style-type: none"> Tension de sortie courant de sortie puissance de sortie 	V_{BU} I_{BU} P_{BU}	V A Kw

II.1.4 Vérification des données

Toutes les données enregistrées sont au niveau de leur logique ou lacunes éventuelles afin d'identifier les anomalies évidentes avant toute analyse détaillée.

Il convient que ces vérification de la qualité des données comprennent , en générale , les information :

- a) La liste des données qui se trouvent en dehors des limite préétablies.
- b) La durée de la période de surveillance τ_{MA} (exprimée en heures) , au cours de la période de suivi τ , (en générale , un mois , mais exprimée en heure), pour laquelle des ont été enregistrée et contrôlée.
- c) Il est recommandé d'indiquer , également , le nombre totale d'heures de données par passant par le contrôle qualité s'il est de la durée de La période de contrôle qualité réellement choisie.
- d) La disponibilité des données A_{MD} (exprimée en tant que fraction de la période suivi) est donnée par :

$$A_{MD} = \tau_{MA} / T \quad (II-1)$$

Pour les cas de notre étude , les données ont été prises d'un fichier de données établies par l'organigramme CDER , donc la vérification des données relevé des compétence de cet organisme .

II.1.5 Paramètres dérivés

D'autre paramètres dérivés , caractéristique des équilibres énergétique et des performances du système peuvent être calculés à partir des données enregistrées en utilisant des sommes, des moyenne , des maximales des minimales et des ratios sur les périodes de suivi τ , les paramètres dérivés sont présentés dans le tableau II-2

Pour calculer toutes les quantité d'énergie à partir des valeurs de puissance mesurées correspondantes sur la période de suivi τ , on utilise l'équation suivante :

$$E_{i\tau} = \tau_r * \sum_{\tau} P_i \quad (II-2)$$

Où :

$E_{i\tau}$: est exprimé en Kwh

P_i : est mesuré en Kw

Le symbole $\sum \tau$: représente la sommation de chaque paramètre de puissance sur la période de référence τ .

Tableau II-2 : paramètres dérivés.

Paramètre	Symbole	unité
Météorologie		
Rayonnement quotidien , globale ou direct de le plan du champ de modules	$H_{I,D}$	K wh / m^2 /j
Quantité d'énergie électrique		
-Energie nette délivrée par le champ de module	$E_{A,\tau}$	Kwh
-Energie nette vers la charge	$E_{I,\tau}$	Kwh
- Energie nette vers le stockage	$E_{TSN,\tau}$	Kwh
- Energie nette délivrée par le stockage	$E_{FSN,\tau}$	Kwh
- Energie totale fournie au système	$E_{FUN,\tau}$	Kwh
- Energie totale délivrée par le système	$E_{in,\tau}$	Kwh
-Fraction (par relative)de l'énergie solaire délivrée par le champ PV sur l'énergie totale fournie au système	$E_{use,\tau}$	Kwh
-rendement d'utilisation.	$F_{A,\tau}$	Kwh
		Sans dimension
	η_{LAOD}	Sans dimension
-Performance des composants du système d'exploitation base	η_{BOS}	Sans dimension
Indice de performance du système		
La productivité de champ photovoltaïque	Y_A	h/j
Prédictible final de système PV	Y_r	h/j
Pertes de référence	Y_f	h/j
Pertes du champ photovoltaïque	L_c	h/j
Pertes des composants-hors champ(BOS)	L_{BOS}	h/j
Indice de performance	PR	sans dimension
Rendement moyen de champ PV	$L_{Amaen,\tau}$	sans dimension
Rendement globale du système PV	$\eta_{tot,\tau}$	sans dimension
Les unité h /j peuvent être donnée de manière plus descriptive par (Kwh /j)/Kw		

II.1.5.1 Exposition énergétique globale

Les valeurs journalières moyennes de l'exposition énergétique globale H_{ID} (en Kwh/ m^2 /j)

$$H_{ID}=24*\tau_r*(\sum_{\tau} G_I)/(\sum_{\tau} \tau_{AM} *1000) \quad (II-3)$$

Le symbole $\sum \tau$ représente la somme sur la période de référence τ .

II.1.5.2 Quantités d'énergie électrique

Les quantités d'énergie électrique peuvent être calculées pour l'ensemble du système et de ses composants. Les paramètres clés correspondants sont ceux qui indiquent la contribution du champ photovoltaïque relativement au fonctionnement complet du système.

Bilan énergétique net << Entrée de stockage >> au cours de la période de suivi τ :

$$E_{TSN.\tau} = E_{TS.\tau} - E_{FS.\tau} \quad (II-4)$$

Où $E_{TSN.\tau}$ a une valeur minimale de 0.

Bilan énergétique net << Sortie de stockage >> au cours de la période de suivi τ :

$$E_{FSN.\tau} = E_{FS.\tau} - E_{TS.\tau} \quad (II-5)$$

Où $E_{FSN.\tau}$ a une valeur minimale de 0.

Energie totale entant dans le système :

$$E_{in.\tau} = E_{A.\tau} + E_{BU.\tau} + E_{FSN.\tau} \quad (II-6)$$

Energie totale délivrée par le système :

$$E_{us.\tau} = E_{L.\tau} + E_{TSN.\tau} \quad (II-7)$$

Part relative de l'électricité délivrée par le champ photovoltaïque sur l'énergie totale fournit au système par toutes les sources :

$$F_{A.\tau} = E_{A.\tau} / E_{in.\tau} \quad (II-8)$$

Rendement avec lequel l'énergie de toutes les sources est transmise à l'utilisation :

$$\eta_{LAOD} = E_{us.\tau} / E_{in.\tau} \quad (II-9)$$

II.1.5.3 Performance des composant hors champ photovoltaïque (BOS : Balance Of Système).

Le rendement (BOS) comprend uniquement le rendement de conversion de l'énergie, des éléments tels que l'erreur d'orientation du champ PV et l'erreur d'orientation du point de puissance maximale PCU sont exclus.

$$\eta_{BOS} = (E_{L.\tau} + E_{TSN.\tau} - E_{FSN.\tau}) / (E_{A.\tau} + E_{BU.\tau}) \quad (II-10)$$

Pour des système PV autonomes η_{LAOD} est égale à η_{BOS}

II.1.5.3 Indice de performance du système

a) Rendement quotidiens moyen

- la productivité journalière moyenne est gale au quotient des quantités d'énergie par la puissance crête nominale P_0 (en K w).

- le ratio « productivité du champ » Y_A représente l'énergie quotidienne produite par Kw installé :

$$Y_A = E_{A,D} / P_0 = \tau_r \times (\sum_{\text{jour}} P_A) / P_0 \quad (\text{II-11})$$

\sum_{jour} représente la sommation pour le jour concerné.

- Le ratio « taux de couverture photovoltaïque unitaire » Y_f représente la contribution relative du champ photovoltaïque à l'ensemble de l'énergie produite par le système complet, par Kw installé :

$$Y_f = Y_A * \eta_{LAOD} \quad (\text{II-12})$$

- Le ratio « nombres d'heures solaire équivalentes » Y_r se calcule en divisant l'exposition énergétique journalière globale dans le plan du champ photovoltaïque par l'éclairement de référence utilisé pour les module $G_{I,ref}$ en (kw/m²).

$$Y_r = \tau_r \times (\sum_{\text{jour}} G_I) / G_{I,ref} \quad (\text{II-13})$$

- Ce ratio représente la durée quotidienne nécessaire à l'éclairement de référence pour fournir la même exposition énergétique globale que celle mesurée.

b) Déperdition normalisées

Les déperdition normalisées sont calculées par soustraction à partir des ratios précédents .

Elle sont également exprimées en unités de Kwh /j .Kw (ou h/j) et indiquent la quantité de temps dont les panneaux auraient besoin pour fonctionner à leur puissance nominale P_0 .

Pour compenser les pertes .

- Les déperdition «de captation de champ» L_c représentent les pertes dues au fonctionnement du champ ou du système :

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (\text{II-14})$$

- Les déperdition N_{BOS} représentent les pertes dans les composants « hors champ PV »

$$L_{BOS} = Y_A \times (1 - N_{BOS}) \quad (\text{II-15})$$

L'indice de performance ,PR représente l'impact globale des pertes dû à la température des panneaux , l'utilisation partielle de l'exposition énergétique incidente , ou aux imperfections et défaillances des composants du système sur la puissance nominale du champ :

$$PR = Y_f / Y_r \quad (\text{II-16})$$

b) rendement du système

Le rendement moyen du champ pour la période de suivi t est défini par :

$$\eta_{Amean,t} = E_{A,t} / (A_G * \tau_r * \sum \tau G_I) \quad (\text{II-17})$$

Où A est la surface totale du champ .

Cette valeur représente le rendement moyen de conversion énergétique du champ , qui est utile en vue comparaison avec le rendement η_{A0} (à puissance nominale P_0).la différence observée provient des pertes dans les diodes, le câblage et par défauts d'adaptation ainsi que l'énergie perdue suite au fonctionnement de l'installation .

- Le rendement globale de l'installation PV durant la période de contrôle τ ,est défini par:

$$\eta_{tot.\tau} = \eta_{Amean.\tau} * \eta_{LOAD} \quad (II -18) [17]$$

II.2. Méthodes de diagnostic d'un champ PV

Dans la partie précédente, les principaux défauts ont été retenus à partir de la liste des défauts les plus fréquents en se fondant sur leur criticité et occurrence. Dans cette partie, nous montrons les méthodes de diagnostic existantes, même si l'intégralité des défauts retenus n'y est pas prise en compte. Lors de la recherche des méthodes de diagnostic, il faut différencier ses deux fonctions : la détection et la localisation. Certaines méthodes utilisées ou proposées effectuent uniquement la fonction de détection. Tandis que certaines autres effectuent la fonction de localisation après que la détection de défauts a été réalisée. Quelques fonctionnalités sont aussi prises en compte telles que la finesse de diagnostic, les mesures nécessaires et la capacité de diagnostiquer en ligne.

L'étude bibliographique de la méthode de diagnostic se focalise sur deux axes : des méthodes courantes industrialisées et des méthodes proposées dans la littérature. La proposition d'une nouvelle méthode est présentée à la fin de cette partie.

II.2.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées

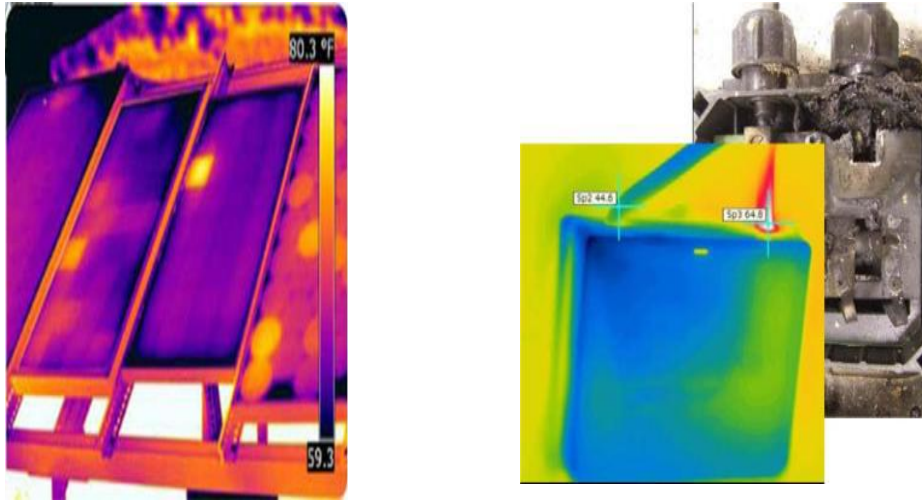
On peut distinguer deux catégories de méthodes de diagnostic courantes industrialisées :

des méthodes reposant sur l'analyse du courant et de la tension (que nous appellerons méthodes électriques) et des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (que nous appellerons méthodes non-électriques).

II.2.1.1 Méthodes non-électriques

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule PV. Le défaut principal qui peut avoir lieu à ce niveau est la fissure de la cellule. On peut citer comme méthodes : les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence, tests de thermographie [18]. Au niveau du module PV, la méthode de l'imagerie d'infrarouge (caméra thermique) est largement appliquée. Cette méthode repose sur le fait que tous les matériels émettent un

rayonnement infrarouge sur une plage de longueur d'onde qui dépend de la température du matériau. En examinant la distribution de la température au niveau du module, des anomalies (si elles ont lieu) peuvent être localisées.



(a) cellule court-circuitée

(b) corrosion dans la boîte de jonction

Figure II-2 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra

Quelques succès de la localisation de défauts utilisant la caméra thermique ont été reportés : courant de fuite dans la cellule, augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules, échauffement anormal des cellules, conduction de la diode de by-pass [19].

Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction, la fonctionnalité de la diode anti-retour.

II.2.1.2 Méthodes électriques

Les systèmes de monitoring actuels d'un système PV sont essentiellement intégrés aux onduleurs.

Dans ce cadre, les données mesurées sont souvent les mêmes d'un système à l'autre.

Les grandeurs mesurées les plus courantes sont :

- Le courant débité par le champ PV
- La tension aux bornes du champ PV
- La résistance d'isolement entre les bornes positive et négative du champ PV

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques. Ces données nécessitent un capteur

spécifique (sonde de température et cellule de référence). Il convient, dans le cas où ces grandeurs sont nécessaires, de les traiter à l'aide d'un automate spécifique. Cet automate est relié à l'onduleur et centralise la totalité des données afin de les enregistrer et/ou de les envoyer sur un serveur distant. Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever :

- Le courant AC
- La tension AC
- La fréquence
- L'impédance du réseau vue par l'onduleur

Des mesures décrites dans les deux paragraphes précédents, il est aisé de déduire :

- La puissance instantanée DC
- La puissance instantanée AC
- L'énergie produite sur différentes périodes (suivant la capacité de stockage des données) côtés DC et AC

Ces données sont calculées directement par le microcontrôleur embarqué dans l'onduleur ou par l'automate associé. On y ajoute souvent :

- La durée de fonctionnement de l'onduleur
- La date de mise en service
- Le CO₂ non rejeté dans l'atmosphère (« économisé »)
- Les alertes de défaillance du système (principalement les défauts d'isolement)

On voit que les produits existants offrent des fonctions pour l'exploitation d'une centrale (exploitation limitée à de la mesure du productible). Les informations peuvent être traitées localement ou à distance, sur une ou plusieurs installations.

En termes de diagnostic pour de la maintenance préventive ou curative, il existe très peu d'informations et de fonctionnalités. Au mieux, seule une mesure tension/courant string par string permet d'identifier un éventuel déséquilibre de production et/ou une défaillance d'un onduleur.

II.2.2 Méthodes dans la littérature

De nombreuses méthodes de diagnostic ont été proposées pour détecter et localiser les défauts dans un système PV. Nous résumons dans cette partie les différentes méthodes proposées.

II.2.2.1 Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiquer. Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est

renvoyée vers le point d'injection. L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations

sur le système ou le milieu considéré. Cette méthode a été également appliquée pour détecter le défaut dans un string photovoltaïque [20].

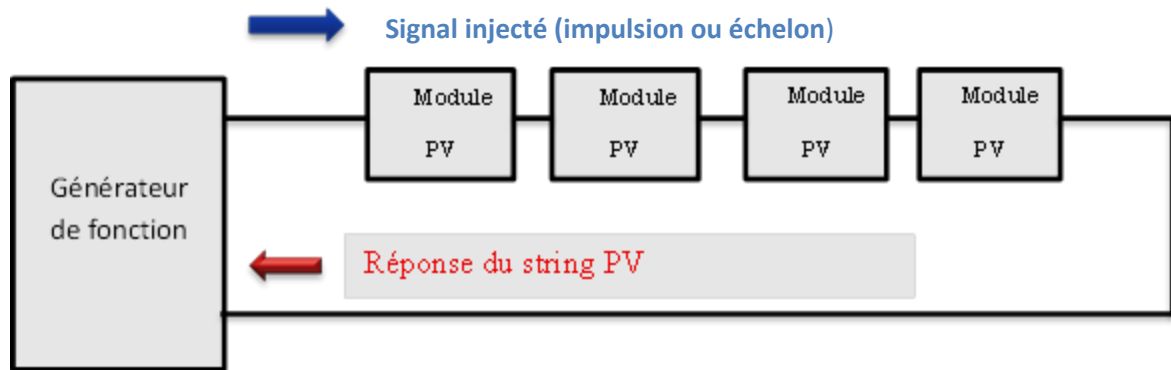


Figure II-3 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV

Un signal de type d'échelon ou d'impulsion est injecté dans le string PV qui consiste en une série de modules connectés par des câbles. L'étude expérimentale menée par [20] a confirmé la possibilité de localiser la position de défaut de type « circuit ouvert », « court-circuit » et « augmentation d'impédance » dans le string.

II.2.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite

D'une manière similaire à la méthode utilisée par les onduleurs commerciaux, de nombreuses études dans la littérature reposent sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite par le champ PV pour faire la détection et la localisation de défauts qui y sont apparus. La puissance ou l'énergie actuelle (mesurée) est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut. Par contre, une meilleure localisation de défauts peut être accomplie dans ces travaux grâce à une analyse plus approfondie sur les grandeurs mesurées. L'analyse mentionnée consiste à générer des attributs supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes attributs sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des attributs considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute.

Dans les travaux de [21], l'amplitude de la chute de la puissance produite a été évaluée. Selon l'amplitude de la chute et la condition de fonctionnement correspondant (ensoleillement et

température), le nombre de strings et le nombre de modules par string étant en défauts peut alors être détecté.

Dans l'étude menée par [22], les attributs supplémentaires de la chute de l'énergie ont été analysés. Ces attributs sont l'amplitude, la durée et l'instant de la chute de l'énergie. Cette analyse permet de distinguer quatre familles de défauts :

- pertes constantes d'énergie : dégradation, salissure, module défectueux, string défectueux
- pertes variables d'énergie : ombrage, température élevée, échauffement de l'onduleur, erreur de MPPT
- pertes totales : onduleur défectueux, défaillance du système de contrôle
- couverture par la neige

Les travaux menés par [23] se fondent sur le même principe que le cas précédent, par contre, différentes catégories de défauts ont été considérées. Ce sont :

- défauts prolongés avec rendement nul : défaillance des composants, système déconnecté (longue durée)
- défauts brefs avec rendement nul : déconnexion temporaire de l'onduleur, système déconnecté (courte durée)
- défauts d'ombrage : ombrage
- défauts avec rendement non nul et pas d'ombrage : erreur de MPPT, autres défauts.

II.2.2.3 Analyse du point de fonctionnement

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite actuelle et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale actuel (courant et tension correspondant à la puissance maximale) et celui attendu peut apporter plus d'information sur l'état du système PV [24].

La comparaison relationnelle entre ces courants et entre ces tensions donne deux couples de valeur binaire (0 ou 1). Suivant la combinaison de ces deux couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre familles de problèmes sont les suivantes:

- modules défectueux dans un string
- string défectueux
- famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement
- fausses alarmes.

I.4.2.4 Analyse de la caractéristique statistique

Nous avons vu précédemment qu'un champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique statique courant/tension (caractéristique I-V). La modification d'une telle

caractéristique peut être espérée lorsque qu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par un changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou de défauts dans le champ. La Figure I-15 montre l'allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant (ombrage sur des cellules) comparée avec celle en fonctionnement normal.

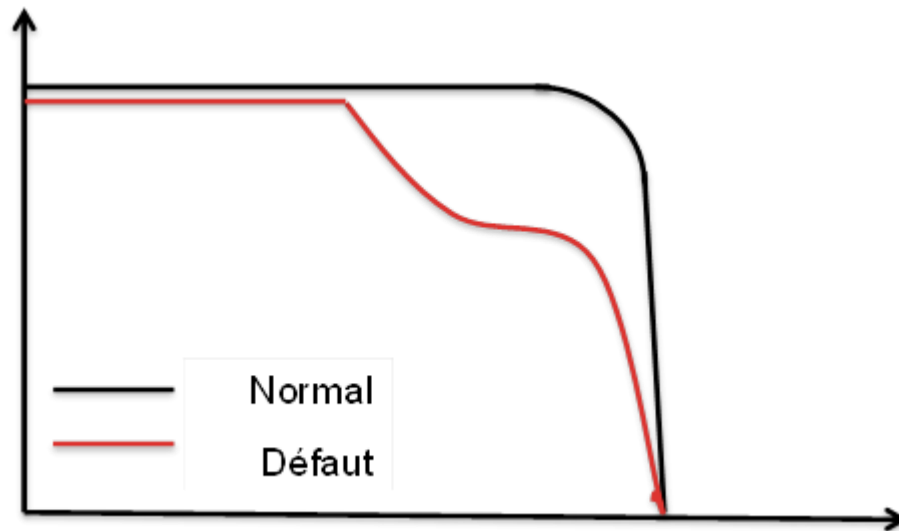


Figure II-4 : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant

. En exploitant des informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), la détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées. Une telle analyse a été trouvée dans quelques études dans la littérature :

- La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string ou dans un champ[25].
- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement au STC – Conditions de Test Standard, point de puissance maximale au STC) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [26].

L'utilisation de la caractéristique I-V pour détecter et localiser les défauts a été menée dans très peu de travaux. Par contre, l'analyse dans le sens inverse a été effectuée par de nombreuses études. Une telle analyse consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique I-V de celui-ci. Le Tableau I-3 résume les différents travaux portant sur l'analyse de la performance d'un champ PV, via sa caractéristique I-V, face aux différents types de défauts.

Tableau II-3: différents types de défauts analyse par la caractéristique I-V.

Défauts	Niveau du système	Référence
Augmentation de la résistance série	Module	[27]
Diminution de la résistance shunt	Module	[28]
Mismatch	Champ	[29]
Ombrage	Module	[30]
	String/Champ	[31]
Connexion (court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ	[32]

II.2.2.5 Synthèse

Les différentes méthodes de diagnostic d'un champ photovoltaïque (couramment industrialisées ou non) avec leurs fonctionnalités sont résumées dans le Tableau II-4.

Tableau II-4 : Comparaison des différentes méthode de DLD.

Méthodes	Défauts	Mesures	Capacité de DLD	Online/offline	Finesse de diagnostic
Méthodes non électriques	Fissure de la cellule	Image.	Loca.	Offline	Cellule
Imagerie infra rouge	- Courant de fuite - Augmentation de la résistance de la connectique - Echauffement anormal des cellules, des modules - Dysfonctionnement de la Diode bypass et anti-etour	Image.	Loca.	Online + intervenant	Finesse de diagnostic
Méthode de réflectométrie	- Circuit ouvert - Court-circuit - Augmentation de l'impédance de la connectique	Signal Réfléchi.	Loca.	Offline	String
Analyse de la puissance et de l'énergie	- Familles de défauts non discriminables (voir paragraphe II.2.2.2)	IAC, VA C, G, T.	Détec. Loca.	Online	Champ
Analyse du point de fonctionnement	- Modules défectueux - Strings défectueux - Défauts non discriminables entre (ombrage, vieillissement, erreur de MPPT) - Fausses alarmes	IAC, VAC, G, T.	Détec. Loca.	Online	Champ

Analyse de la caractéristique statique	- Voir Tableau II-3	I-V complète	Détéc. Loca.	Offline	Module String Champ
--	---------------------	--------------	--------------	---------	---------------------------

Abréviations : Détéc.=Détection ; Loca.=Localisation ; IAC=Courant côté AC ; VAC=Tension côté AC ; G=Ensoleillement ; T=Température.

Les différentes méthodes non-électriques offrent la possibilité de localiser très finement l défaut d'une cellule. Par contre, il est à savoir que ces méthodes sont généralement appliquées dans la phase de développement des cellules, ou pour le test de qualification ou encore plus pour un diagnostic plus approfondi pour des modules défectueux en fonctionnement.

Il est possible, grâce à la méthode de l'imagerie d'infrarouge, de localiser précisément le lieu où apparaissent les défauts dans des différents niveaux du système (module, string, champ), elle ne permet pourtant pas d'identifier la nature de défauts. En plus, une telle intervention ne sera envisagée qu'après l'apparition d'un défaut avérée. Ceci revient à dire qu'il est impossible d'automatiser le processus de diagnostic qui nécessite l'intervention d'un tiers. La méthode de réflectométrie est limitée en nombre de défauts localisables (court-circuit, circuit ouvert, augmentation de l'impédance du câble/connectique). De plus, une telle intervention (injection du signal dans le string) nécessite une interruption du système et l'analyse du signal de retour nécessite également un traitement du signal bien sophistiqué.

La méthode de diagnostic reposant sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite offre la possibilité de détecter automatiquement la présence d'un défaut sans interrompre le système. Cependant, seule la famille de défauts peut être détectée. Il s'avère impossible de discriminer les défauts dans une même famille. En plus, une telle méthode s'applique uniquement pour un champ PV et non pas pour un string ou module.

L'analyse du point de fonctionnement offre un atout supplémentaire par rapport à l'analyse de la puissance ou de l'énergie produite. Grâce à cette analyse, il est possible d'identifier le niveau du système (module ou string) qui est en dysfonctionnement. Par contre, il est imposé impossible d'identifier la nature des défauts apparus.

L'étude bibliographique a montré que de nombreuses études ont porté sur l'évaluation de l'impact des différents défauts par l'analyse de la caractéristique I-V résultante. Par contre, l'utilisation d'une telle caractéristique pour remonter à la nature des défauts n'est pas largement répandue. Deux raisons principales peuvent être citées comme barrière à l'application d'une telle méthode pour faire le diagnostic : la difficulté d'obtention en ligne de la caractéristique complète I-V et la manque d'une base de données pertinente sur les causalités défauts caractéristiques I-V.

Le premier verrou repose sur le fait que l'onduleur qui convertit la puissance continue en puissance alternative n'autorise l'évolution de son entrée que sur une plage limitée de tension qui est comprise entre 150V et 450V pour un onduleur connecté au réseau 230V. Or, l'obtention de la caractéristique I-V complète consiste à déplacer le point de fonctionnement du générateur PV du point de la tension de circuit ouvert jusqu'au point du courant de court-circuit. Ceci entraînera à une déconnexion de l'onduleur de la chaîne de conversion du système PV. Toutefois, une durée minimum est tolérée pour le fonctionnement hors zone admissible de l'onduleur. Quelques études expérimentales ont été menées pour confirmer cette possibilité [33]. Il ne reste donc que la deuxième barrière à lever qui consiste à établir d'une manière pertinente une relation causale entre les principaux défauts considérés et la caractéristique résultante, donc entre les défauts et les symptômes éventuellement apparus. Il existe donc une potentialité dans l'analyse de la caractéristique I-V pour faire le diagnostic de défauts dans un champ PV. Il est à rappeler que le dispositif de diagnostic que nous allons proposer doit respecter les contraintes de coût qui imposent le nombre de mesures et les contraintes d'implémentation qui font que le dispositif proposé doit être intégré dans la chaîne photovoltaïque. Or, nous venons de montrer que les défauts dans un champ PV peuvent être décrits par sa caractéristique I-V et que cette dernière peut être obtenue en ligne. Etant données ces contraintes et ces facteurs favorisant, nous nous orientons notre étude en nous fondant sur l'analyse de la caractéristique I-V pour faire la détection et la localisation de défauts. Une approche de diagnostic doit être choisie pour faire cette analyse et c'est ainsi l'objectif de la partie suivante.

II.2.3 Choix de l'approche de diagnostic

II.2.3.1 Différentes approches théoriques de diagnostic

D'une manière générale la détection et localisation de défauts pour la surveillance des systèmes nécessitent d'obtenir des symptômes caractéristiques du fonctionnement du procédé surveillé et analyser pour en déduire l'état du système. L'établissement des symptômes se fait toujours en référence à la connaissance du comportement sain dont on dispose.

La forme (bruit, couleur, température, grandeurs électrique etc.) et la méthode de génération des symptômes sont tributaires de la forme prise par cette connaissance. La classification des méthodes de diagnostic se fait généralement en fonction de la forme prise par la connaissance et, bien entendu, en fonction de la méthode d'analyse qui en découle. Les grandes familles de méthodes de diagnostic sont présentées dans la Figure II-5.

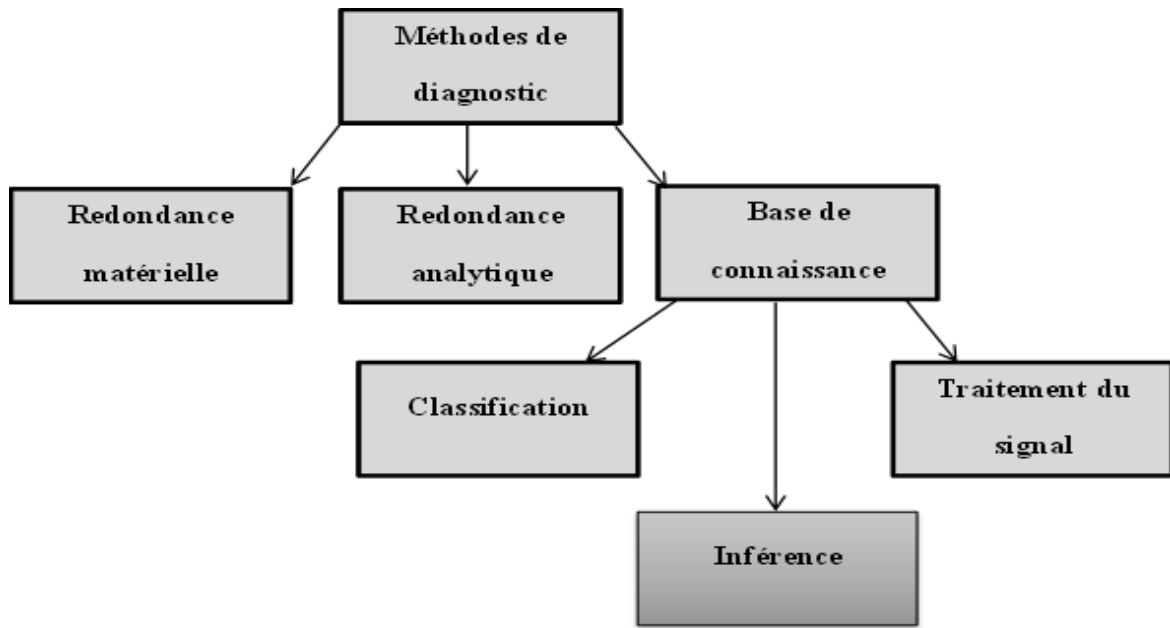


Figure II-5 : Différentes méthodes de diagnostic [34]

La méthode de redondance matérielle consiste à utiliser plusieurs composants (capteurs, actionneurs, générateurs etc.) identiques pour exercer une même fonction. Lorsqu'un écart existe entre les sorties de ces composants, celui qui est défectueux peut être facilement identifié. Dans l'application photovoltaïque, cette méthode est utilisée, dans certains onduleurs, pour identifier le string le plus faible. Il n'est pourtant pas possible d'identifier la nature de défauts.

La méthode de redondance analytique consiste à déduire l'état du système (processus) surveillé à partir de mesures (grandeur entrées/sorties) sur le système lui-même. Cette méthode requiert un modèle, généralement de type modèle d'état, qui peut représenter le système surveillé. Or, comme nous l'avons déjà vu, le système PV est composé de différents composants de natures différentes. La construction du modèle d'état d'un tel système est compliquée et voire impossible à faire. La méthode de redondance analytique n'est donc pas appropriée pour le diagnostic de défauts d'un champ PV.

La méthode de diagnostic à base de connaissance peut être encore divisée en trois grandes familles : la méthode de traitement du signal, la méthode de classification et la méthode d'inférence. La méthode de traitement du signal repose sur l'extraction des symptômes à partir du signal mesuré. Les techniques d'extraction couramment utilisées sont la démodulation, filtrage, FFT, analyse de l'ondelette etc. Néanmoins, cette technique d'extraction ne peut être appliquée que pour les signaux qui se répètent dans le temps tels que le courant, la tension, la vibration, l'onde acoustique etc. Or, la caractéristique I-V sur laquelle nous voulons faire

l'analyse est le signal du type instantané qu'il n'y a pas d'évolution dans le temps. Il ne reste donc que deux méthodes à choisir entre la méthode de classification et la méthode d'inférence. Le choix d'une de ces méthodes dépend de la connaissance qu'on a sur la relation entre les défauts et les symptômes [35]. Si aucune connaissance structurelle n'est acquise, la méthode de classification est sélectionnée. Dans le cas contraire, la méthode d'inférence est choisie. Or, nous avons montré dans la partie précédente qu'il existe une causalité entre défauts et les symptômes présentés dans la caractéristique I-V. Par conséquent, la méthode d'inférence est choisie pour faire la détection et la localisation de défauts d'un champ photovoltaïque.

II.2.3.2 Diagnostic par la méthode d'inférence

La méthode de diagnostic à base d'inférence peut être décomposée en trois étapes principales comme on peut voir dans la Figure II-6 [35].

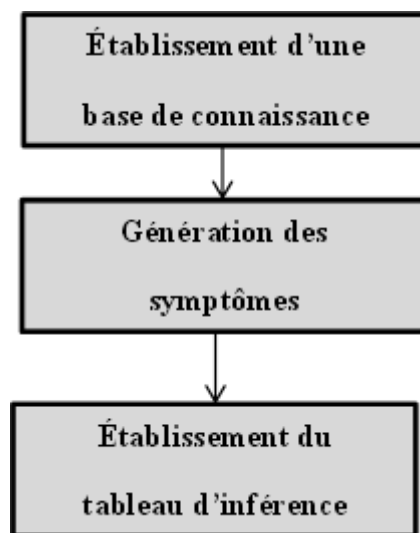


Figure II-6 : Différentes étapes de diagnostic par la méthode.

La toute première étape de cette méthode d'inférence consiste à établir une base de connaissance sur la relation entre les défauts définis et les symptômes apparus. L'étape suivante est de générer analytiquement les symptômes potentiels identifiés à partir de la base de connaissance établie. La dernière étape consiste à établir le tableau d'inférence (ou tableau de signatures de défauts) afin d'analyser ensuite la capacité de diagnostic.

Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte de l'étude a été d'abord présenté et toutes les problématiques autour de la productivité d'une installation photovoltaïque ont été discutées. Le retour d'expérience sur des installations PV opérationnelles a montré qu'un système de monitoring classique est un atout dans l'amélioration de la productivité de ces installations. Un système de détection et de localisation est donc indispensable.

Ce chapitre s'est concentrée sur l'analyse des indice de performance pour la détection et la localisation de défauts dans le système PV. L'étude bibliographique sur les différentes topologies d'interface entre la partie DC et la partie AC a été également menée. Suivant la topologie retenue pour l'installation, la partie DC mentionnée peut se référer à un des différents niveaux : module, string ou champ.

Les principaux défauts dans la partie DC du générateur ont été retenus à partir d'une liste de défauts les plus fréquents, établie par le retour d'expérience des partenaires du projet. Ces principaux défauts ont été classés selon les différents composants du système PV :

- Défauts dans le générateur PV
- Défauts dans la boîte de jonction
- Défauts dans le câblage et la connectique
- Défauts dans le système de protection

Introduction.

Une installation photovoltaïque (PV) est dite autonome – ou isolée – quand elle n'est pas reliée à un réseau de distribution. Le système PV autonome permet de fournir du courant électrique à des endroits où il n'y a pas de réseau. Il se révèle particulièrement adapté pour des applications comme une pompe dans le jardin, l'éclairage en zone isolée, l'alimentation de bornes téléphoniques le long de l'autoroute, etc. Pour ces applications il n'est pas toujours possible de mettre en place un réseau d'alimentation classique, soit à cause de contraintes techniques, soit pour des raisons économiques.

Le système autonome doit être capable de fournir du courant aux consommateurs pendant la période de l'année de moindre irradiation lumineuse. Si on a besoin du courant toute l'année, la période de moindre irradiation est l'hiver (pour l'Europe). Pendant cette période, il faudra plus de panneaux pour couvrir les mêmes besoins qu'en été. Les batteries donnent une autonomie au système pour des applications nocturnes ou quand les panneaux ne fournissent pas assez de courant.

III.1. Indice de performance.

La PR est une mesure introduite au niveau international pour la degré d'utilisation d'un système PV entier. Il est le rapport entre de l'électricité en courant alternatif utilisable (au compteur d'alimentation) à la quantité d'énergie qui pourrait être généré en cas modules ont été opérés sous STC (test standard conditions) en continu et sans autres pertes dans le système. Il est défini dans la norme CEI 61724 [36]

le rapport de finale rendement du système PV (Y_f) pour soi-disant référence rendement (Y_r) et notée PR, voir Eq (III. 1).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (III.1)$$

La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux étapes : pertes du système (L_s) et pertes de captation du générateur PV (L_c). Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion.

Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV et elles sont attribuées aux facteurs suivants [36] :

- Températures de fonctionnement élevées.
- Opérations du champ PV.
- Captation non optimale de l'ensoleillement.

- Dispersion entre les panneaux formant le champ.
- Extraction non optimale de la puissance produite par le champ.
- Vieillissement des panneaux.
- Pertes joules dues au câblage.

Les pertes décrites ci-dessus sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV.

Elles entraînent une baisse de la production d'énergie, et dans le pire des cas, certaines défaillances peuvent conduire à l'indisponibilité totale du système.

III.2. Défauts dans un système photovoltaïque

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anomalies. Les défauts et les anomalies les défauts anomalies qui peuvent varier d'une installation dépendent de plusieurs facteurs parmi la technologie et la robustesse de module PV ,la conception et la réalisation de l'installation les conditions climatique et l'environnement .les principaux défauts et anomalies on est le plus souvent confronté sur les installation PV sont résumés dans le tableau III-1.

Tableau III-1:principaux défauts et anomalies rencontres dans un générateur.

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> - Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. - Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules -Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules - Modules de performances différentes - Module arraché ou cassé - Modules court-circuités, modules inversés
Boîte de jonction	<ul style="list-style-type: none"> - Rupture du circuit électrique - Court-circuit du circuit électrique - Destruction de la liaison - Corrosion des connexions
Câblage et connecteur	<ul style="list-style-type: none"> - Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit électrique
Diode de protection (diode de By-pass et diode anti-retour)	<ul style="list-style-type: none"> - Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

III.3. Productivité d'un système photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation.

- Vieillesse des panneaux.
- Pertes joules dues au câblage.

Les pertes décrites ci-dessus sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV. Elles entraînent une baisse de la production d'énergie, et dans le pire des cas, certaines défaillances peuvent conduire à l'indisponibilité totale du système. Cet indice de performance est indépendant de la localisation de l'installation PV, de la capacité d'installation. La valeur moyenne annuelle typique pour une installation, en fonctionnement normal, varie entre 0.6 et 0.8 [37]. Un indicateur avec une valeur inférieure à cette plage signifie qu'il y a une perte supplémentaire provoquée par un défaut spécifique.

III.4. Logiciel utiliser dans l'étude.

III.4.1. Définition de logiciel LabVIEW.

Le logiciel est utilisé dans notre étude c'est LabVIEW, LabVIEW est un environnement de développement hautement productif pour créer des applications personnalisées qui interagissent avec des données ou des signaux du monde réel dans des domaines tels que la science et de l'ingénierie. Le résultat net de l'aide d'un outil tel que LabVIEW est que les projets de qualité supérieure peut être complété en moins de temps avec moins de personnes impliquées .Ainsi la productivité est le principal avantage, mais qui est une déclaration large et générale. Pour comprendre ce que cela signifie vraiment, examiner les raisons qui ont attiré des ingénieurs et des scientifiques sur le produit depuis 1986. A la fin de la journée, les ingénieurs et les scientifiques ont un travail à faire - ils doivent faire quelque chose, ils doivent montrer la résultats de ce qu'ils ont fait, et ils ont besoin d'outils qui les aident à le faire. À travers différentes industries, les outils et les composants dont ils ont besoin pour réussir varient considérablement, et il peut être un défi de taille pour trouver et utiliser tous ces éléments disparates. LabVIEW est unique car elle rend cette grande variété d'outils disponibles dans un environnement unique, en assurant que la compatibilité est aussi simple que les fils de dessin entre les fonctions.

III.4.2. Algorithme d'analyse des performance d'un système PV.

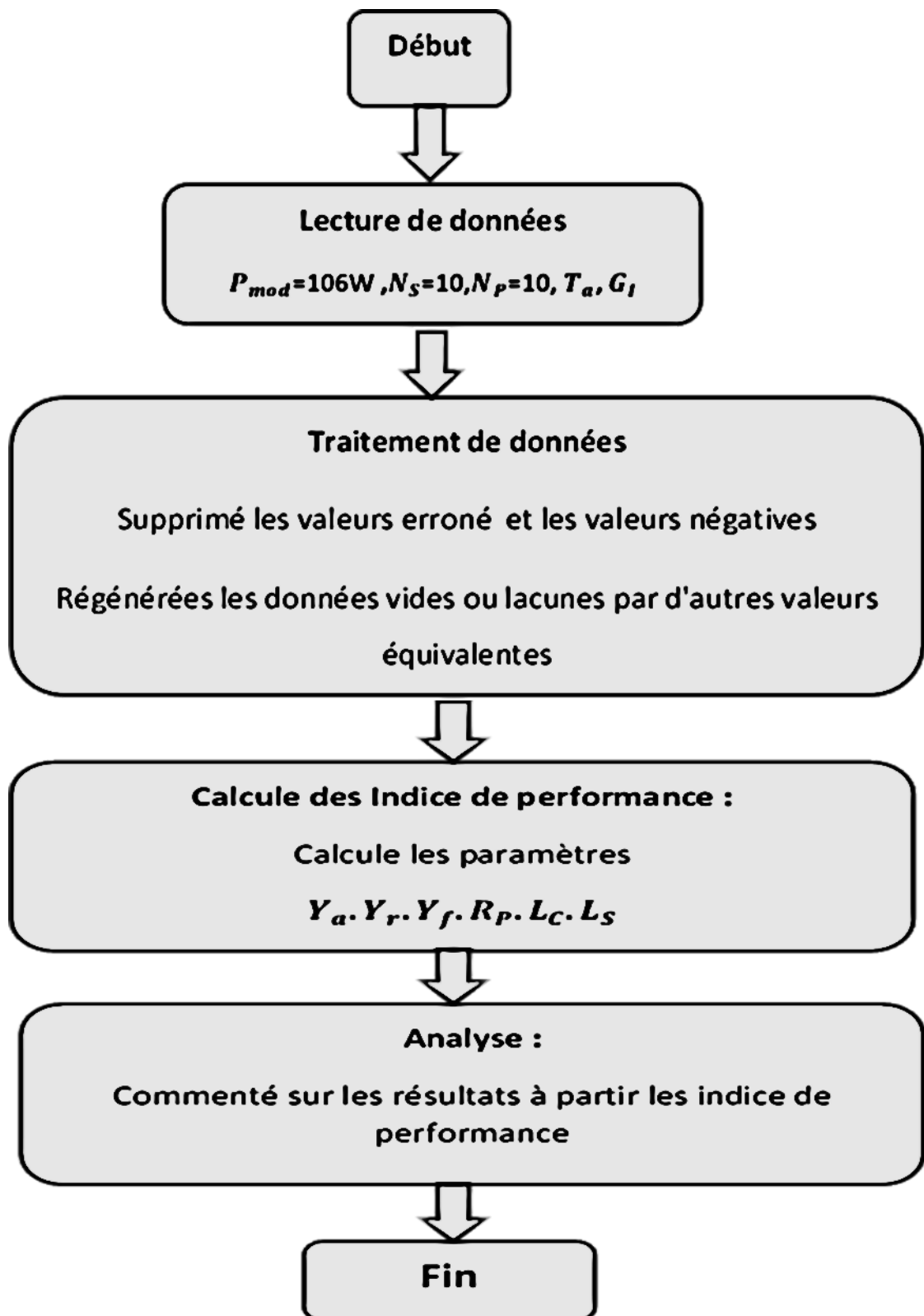


Figure III-1: Algorithme d'analyse des performance d'un système PV.

III.5. Etude de cas.

III.5.1. Partie lecture de donnée : ce module permet de la lecture du fichier de données brutes .

Pour un système photovoltaïque de 2.1 kw dont la configuration et la suivant :

- **Les paramètres de lieu**

1. Site : Alger.
2. Date : 31-07-2012.
3. Latitude (ϕ) : 37.76° ; 0.66 rad.
4. Longitude (γ) : 3.78° ; 0.07 rad.
5. Inclinaison (β) : 13° ; 0.23 rad.
6. Azimut (ψ) : 52° ; 0.91 rad.
7. w_{sr} : 6.54° [06:32] heur.
8. w_{ss} : 21.41° [21:24] heur.

- **Les paramètres du système**

1. Puissance de module : 106 (W) .
2. Puissance du système : 2120 (W).
3. Nombre des modules en série : 10.
4. Nombre des modules parallèle : 2.
5. La surface de module : $0.742 (m^2)$.
6. Le type de système : Autonome .

III.5.2. Concernant la partie traitement

nous assurons que :

- Les données erronées seront supprimées.
- Les données négatives seront aussi supprimées.
- Les données vides ou lacunes dans le fichier de données seront régénérées par d'autres valeurs équivalentes.

III.5.3. Partie calcul des indices de performances

- Pertes de captation (L_c): Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV.
- Pertes de système (L_s) : sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur.

En suite de calculer la productivité de champ (Y_a) , taux de couverture photovoltaïque unitaire (Y_f) et le productible de référence (Y_r) .

Enfin, les calculs de rendement de système (le générateur η_G et l'onduleur η_{inv})et le performance ratio (PR).

En prenant en compte la puissance rectifiée, nous calculons les paramètres d'analyse dont les formules sont listées dans le tableau III-2.

Tableau III-2 : Les paramètres d'analyse de notre champ PV .

	Symbole	Formule
Pertes de captation	L_C	$L_C = Y_r - Y_a$ (III-2)
Pertes de système	L_S	$L_S = Y_a - Y_f$ (III-3)
Energie à la sortie du champ	E_{DC}	$E_{DC} = \sum P_{DC} * t$ (III-4)
Energie à la sortie de l'onduleur	E_{AC}	$E_{AC} = \sum P_{AC} * t$ (III-5)
Productible de référence	Y_r	$Y_r = E_{GI} / G^*$ (III-6)
Productivité du champ	Y_a	$Y_a = E_{DC} / P^*$ (III-7)
Taux de couverture PV unitaire	Y_f	$Y_f = E_{AC} / P^*$ (III-8)
Rendement de générateur	η_G	$\eta_G = E_{DC} / (E_{GI} * A_G)$ (III-9)
Rendement de l'onduleur	η_{inv}	$\eta_{inv} = E_{AC} / E_{DC}$ (III-10)
Rendement de système	η_s	$\eta_s = \eta_G * \eta_{inv}$ (III-11)
Performance Ratio	PR	$PR = Y_f / Y_r$ (III-12)

III.5.4. Enfin la partie d'analyse

Dans cette partie on a commenté sur les résultats obtenus concernant les indices de performance le fonctionnement de notre système et les différents défauts de chaque composant.

III.5.5. Discussion des résultats

D'après la simulation des données (fichier en Excel) par notre logiciel LabVIEW on trouve les résultats suivantes :

Indice de performance du système PV

a) Rendements quotidiens moyens.

La productivité de champ :

$$Y_a = E_{DC} / P_0 ; Y_a = 4.36 \text{ h/j}$$

Le taux de couverture photovoltaïque unitaire :

$$Y_f = E_{AC} / P_0 ; Y_f = 4.01 \text{ h/j}$$

Le productible de référence :

$$Y_r = E_{GI} / G^* ; Y_r = 5.73 \text{ h/j}$$

• Déperditions normalisées

Les pertes de captation (L_C):

$$L_C = Y_r - Y_a ; L_C = 1.37 \text{ h/j} = 24\%$$

Les pertes de système (L_s):

$$L_{BOS} = Y_a * (1 - \eta_{LOAD}) = 0.35 \text{ h/j} = 35\%$$

Indice de performance "performance ration" (PR)

$$PR = Y_f / Y_r ; PR = 0.70 = 70\%.$$

- **Rendement du système**

Le rendement moyen du champ (η_{Amean})

$$\eta_{Amean} = E_{A,\tau} / (A_G * \tau_r * \sum \tau G_I); \eta_{Amean} = 0.108732 = 10.87\%$$

$$\eta_{LOAD} = E_{AC} / E_{DC}; \eta_{LOAD} = 0.91995 = 92\%.$$

Le rendement globale de l'installation (η_{LOAD})

$$\eta_{tot.\tau} = \eta_{LOAD} * \eta_{Amean}; \eta_{tot.\tau} = 0.1000 = 10\%.$$

Afin de faire une description de notre méthode de diagnostic on présente d'abord le programme permettant de récupérer et de traiter les données ,en suite de l'écriture

Et du calcul des paramètres climatique et les paramètres électrique du système ,il faut noter que le système générale de supervision repose sur les données mesuré ,ce programme est contient de 4 pages , La première page présente les caractéristiques techniques de l'installation à savoir : la ville ,la puissance installée ...etc. et les caractéristiques techniques des modules installés .

SYSTEME PV		LATITUDE		INCLINAISON	
PUISSANCE SYST. (W)	2120	(°)	rad	(°)	rad
SURFACE MODULE (m2)	0,742	37.76	0.66	13	0.23
N° Modules	10	LONGITUDE		AZIMUTH	
Config. Gen. (NS*Np)	10*2	(°)	rad	(°)	rad
		3.78	0.07	52	0.91

Figure III-2: caractéristique de système PV.

La deuxième page présente dont un aperçu est montré sur la figure Figure III-3 présente à l'utilisateur les données de l'installation. Il pourra visualiser en temps réel la production de l'installation . Ainsi il lira sur les données représentants, la tension, l'intensité, et la puissance tant

sur la partie AC que sur la partie DC .Aussi .l'opérateur pourra connaître la température ambiante , les température des modules et l'ensoleillement.

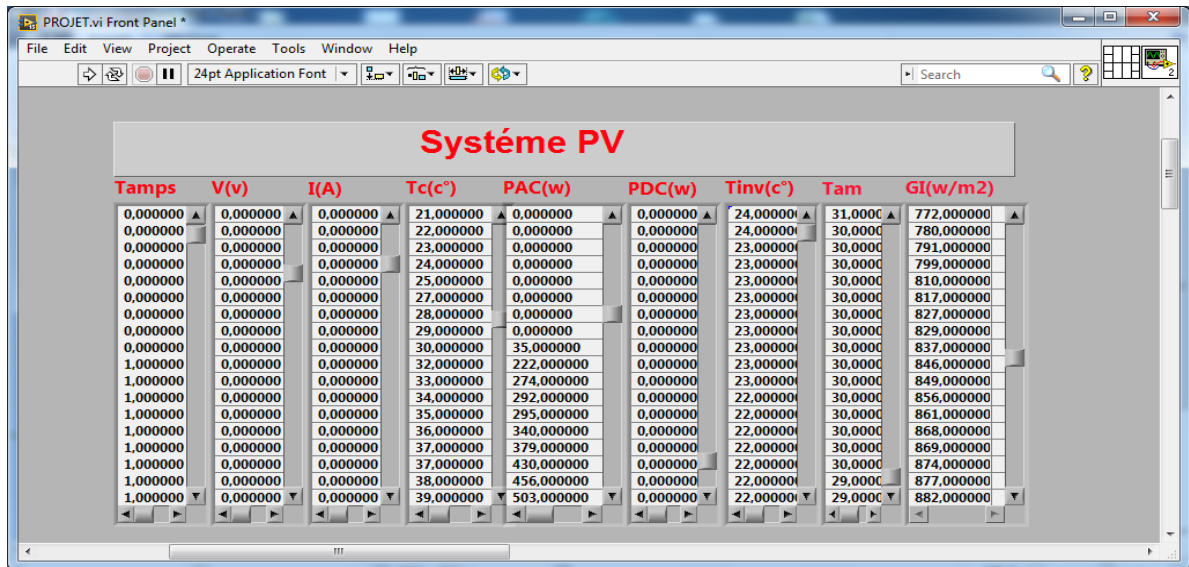


Figure III-3 :Les donnée traitées.

La page troisième affiche les paramètres qui servent à l'analyse de la performance de l'installation ces paramètres sont ceux définis sur cette page , il est possible de visualiser les courbes de l'évolution de ces paramètres tout juste après l'exécution

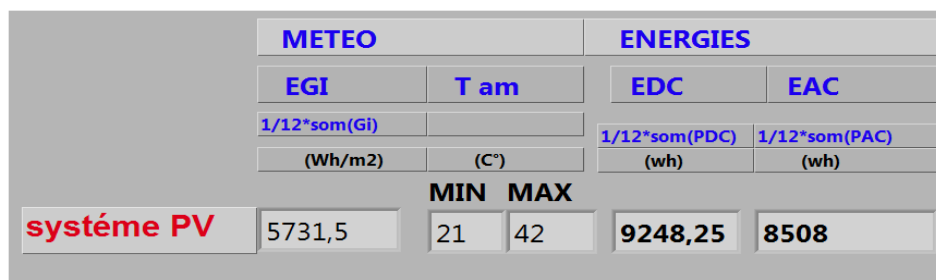


Figure III-4 : L'énergie de Générateur ,température ambiante et l'énergie du système (DC;AC).

la page quatrième présente les courbes des valeurs entrées et sortie de système tension et le courant DC et AC ,la puissance dans la partie générateur (DC) et la puissance dans la partie onduleur (AC), l'irradiance (G) au plan incliné et la température de cellule .

les résultats obtenus dans ce programme nous permettant d'avoir les courbes suivantes

YIELDS			LOSSES		PR	EFFECIENCIES		
Yr	Ya	Yf	Lc	Ls		n INV	nS	nG
EGi/G*	EDC/P*	EAC/P*	$Lc = Yr - Ya$	$Ls = Ya - Yf$	Yf/Yr	EAC/EDC	$nG * ninv$	$EDC/(EGi*AG)$
(h/j)	(h/j)	(h/j)	(h/j)	(h/j)	()	()	()	()
5,7315	4,36238	4,01321	1,36912	0,349175	0,700202	0,919958	0,100029	0,108732

Figure III-5 : les calculs des indices de performance.

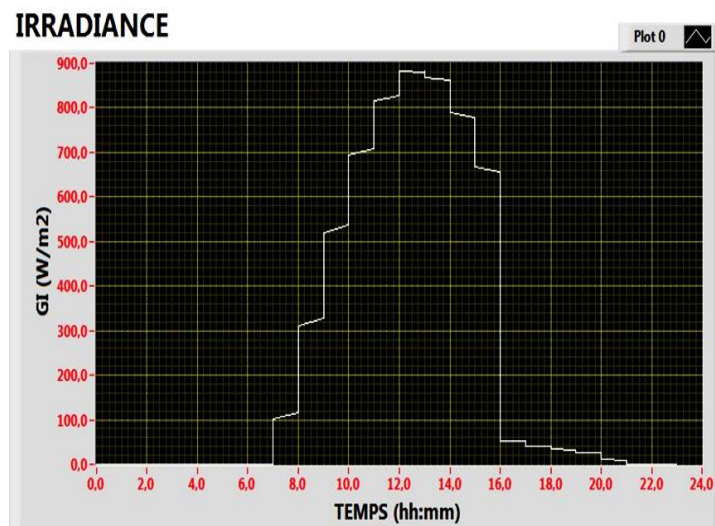
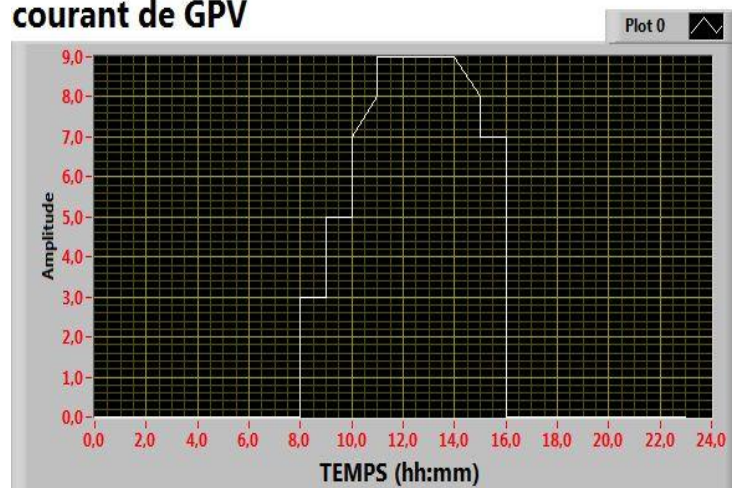
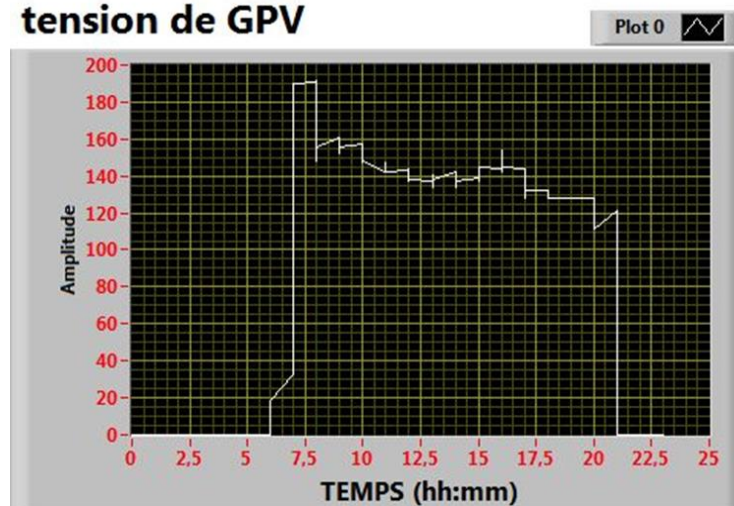
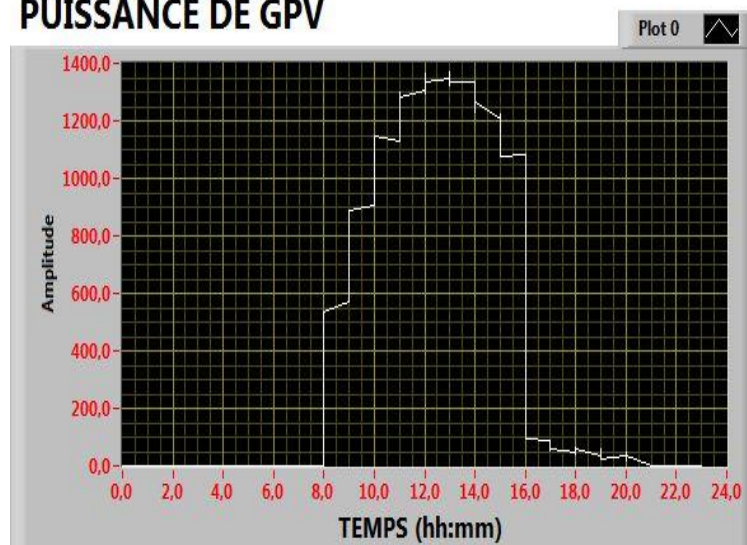


Figure III-6: irradiance sur un plan incliné.

courant de GPV**Figure III-7: Le courant de Générateur GPV.****tension de GPV****Figure III-8 : la tension de Générateur GPV.****PUISSANCE DE GPV****Figure III-9 : Puissance de la Générateur PV.**

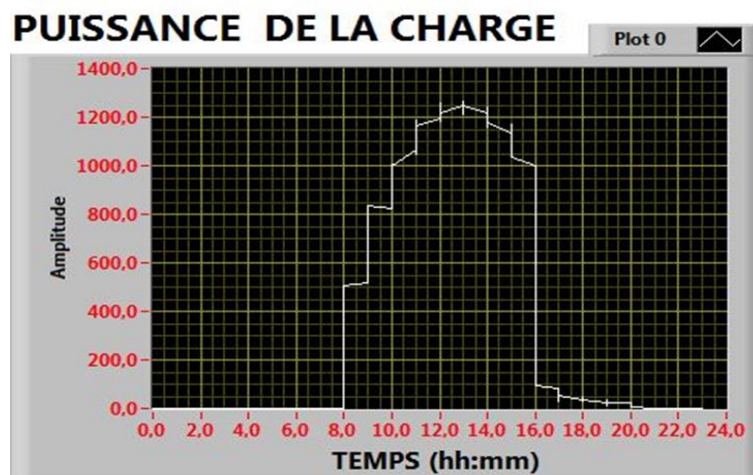


Figure III-10: La puissance au sortie de Générateur.

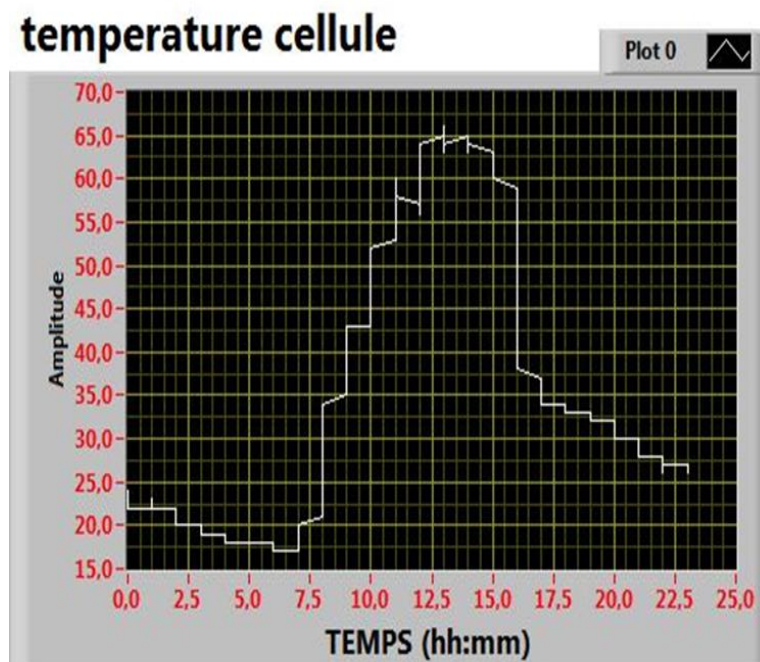


Figure III-12 : température de cellule.

Conclusion.

L'objectif de la troisième chapitre est de développer un programme d'analyse des performance pour un système photovoltaïque .

Ce programme nous permettant de calculer les différents indices de performance pour un système PV et de faire un comparaison entre l'énergie théorique attendu et l'énergie produite par le champ PV .En cas d'écart majeur observé sur longue durée, le système détecte une baisse de production causée par d'éventuels défauts ou anomalies .des commentaires seront données en fin du programme .

En résumé ,ce chapitre nous a permis d'évaluer les performances d'un système PV mieux comprendre comment détecter les défaut et anomalies susceptible de se produire au cours de fonctionnement.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Notre étude a apporté sur l'analyse des performances d'un systèmes photovoltaïques autonome.

En première partie, nous avons présenté les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire a la modélisation et l'analyse de ce système, on a vu ensuite la méthode d'analyse des paramètres des indices de performance à partir d'un fichier de données brutes d'un système photovoltaïque autonome situé à ALGER d'une puissance de 2.1 kw pour la détection et la localisation de défaut dans tels systèmes PV.

L'objectif de notre travail c'est en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économique de tels systèmes ,un algorithme pour l'analyse des défauts conduisant à une baisse de production. Suite à une étude bibliographique sur la méthode d'analyse, pour ce cas nous utilisant la norme internationale CEI 61724 fournit des recommandation pour le suivi et l'analyse des performances électriques des systèmes photovoltaïques pour diagnostic des défauts. l'utilisation de cette analyse pour évaluer l'impact des différents défauts sur la performance du champ PV a été largement appliquée.

Références bibliographique

Références bibliographiques

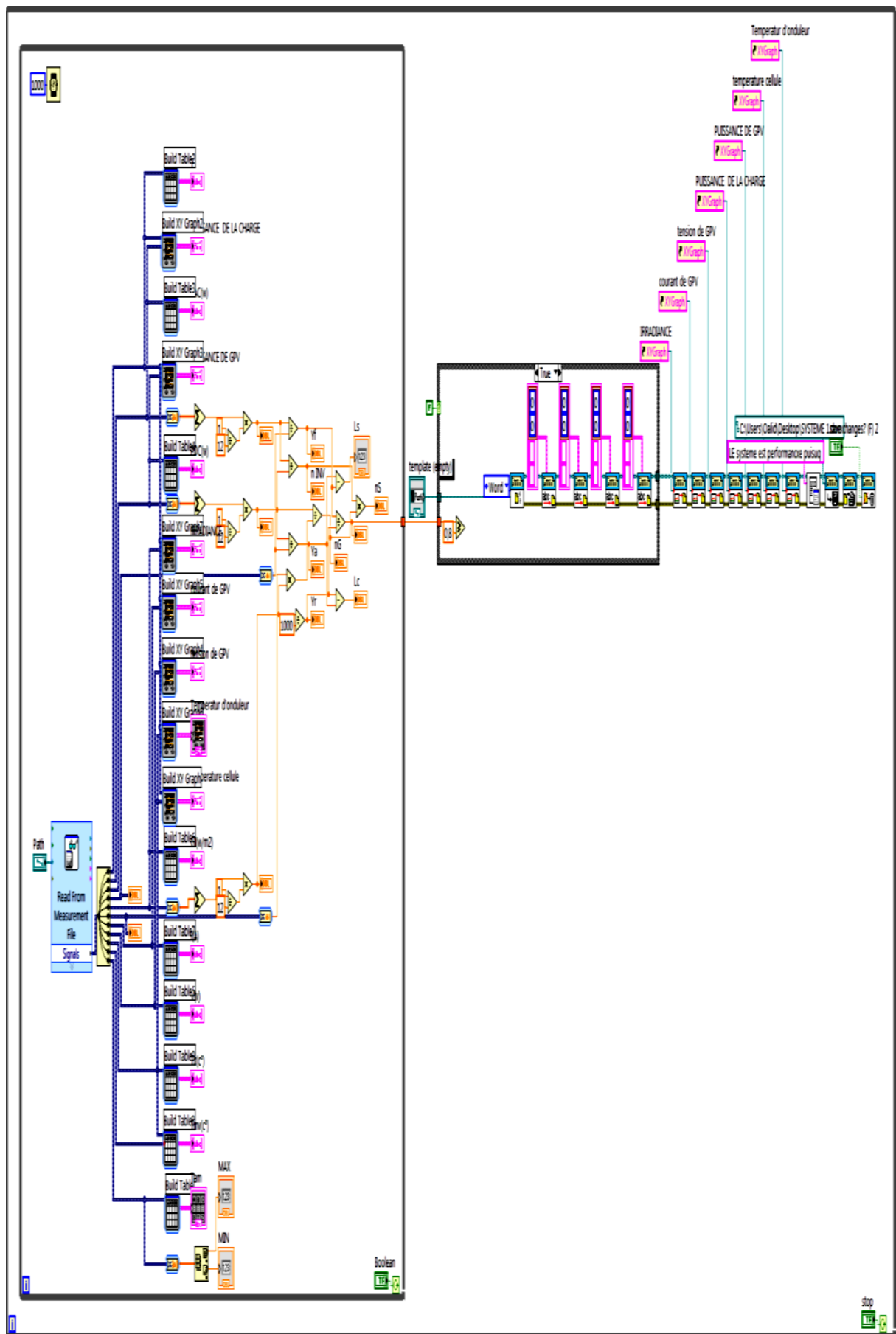
- [1] : Aminata. Sarr, «Simulation du système hybrides Photovoltaïque », mémoire de doctoral 1998, canada.
- [2]: R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems »,Ph.D,P.e U.S merchant Marine Academy,Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [3] : M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [4] : « Les piles solaires, le composant et ces applications » Edition.Masson (1985).
- [5] : A. buyers « les système photovoltaïques » guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
- [6]: A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- [7] : T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME).
- [8] : C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger » .2006.
- [9] :A. Guen, « contribution à l'étude des système de télécommunications mobiles. Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- [10] : www.solarelectripower.org.
- [11] : N. Achaibou,A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.

- [12]: I. Tsuda, K. Kurokawa, K. Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35, pp 503 –508, 1994.
- [13]: D. Thévenard, and M. Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003.
- [14]: Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004.
- [15]: Z. Bachi, S. Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida.
- [16] : D. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools » PV Horizon, Canada, 2001. ARTICLE PDF.
- [17] NORME International CEI 61724. 1998.
- [18] G. B. Alers, "Photovoltaic Failure Analysis: Techniques for Microelectronics and Solar," in PV Module Reliability Workshop, Colorado, USA, 2011.
- [19] D. L. King, J. A. Kratochvil, M. A. Quintana and T. J. McMahon, "Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing," in Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Anchorage, AK, USA 2000, pp. 1487 – 1490.
- [20] L. Schirone and F. P. Califano, "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry," in Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994, pp. 846-849.
- [21] K.-H. Chao, S.-H. Ho and M.-H. Wang, "Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system," Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 97-105, 2008.

- [22] A. Drews, A. C. de Keizer, H. G. Beyer, E. Lorenz, J. Betcke, et al., "Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations," *Solar Energy*, vol. 81, pp. 548-564, 2007.
- [23] S. K. Firth, K. J. Lomas and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," *Solar Energy*, vol. 84, pp. 624-635, 2010.
- [24] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," *Energy Conversion and Management*, vol.51, pp. 1929-1937, 2010.
- [25] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno and K. Naito, "A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray," presented at the Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002.
- [26] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation " in *Industrial Electronics*, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195 – 2199.
- [27] E. E. Van Dyk and E. L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules," *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 333-344, 2004.
- [28] E. L. Meyer and E. Ernest van Dyk, "The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance " in *Photovoltaic Specialists Conference*.
- [29] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz and W. Herrmann, "Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1986-1993, 2006.
- [30] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 127- 134, 2003.
- [31] D. Stellbogen, "Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields," in *Photovoltaic Specialists Conference*, 1993.2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE 2005, pp. 1331 - 1334.

- [32] F. Barruel, N. Chantreuil and A. Labrunie, "Procédé de diagnostic de la défaillance d'un générateur photovoltaïque," France Patent FR2944647 (A1), 2010-10-22,2010.
- [33] B. Raison, "Détection et localisation de défaillance sur un entraînement électrique," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [34] R. Isermann, Fault Diagnosis Systems - An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance, 2006.
- [35] D. King, W. Boyson, and J. Kratochvil, "Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems," 29th *IEEE PV Specialists Conference*, 2002.
- [36] T. Nordmann, "Performance of PV systems under real conditions," in European workshop on life cycle analysis and recycling of solar modules, the waste challenge, Brussels, 2004.
- [37] PVPS, "Analysis of Photovoltaic Systems," Report IEA-PVPS T2-01, 2000.

Annexe



Résumé

Ce travail présente un modèle de programmation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque PV fonctionnant dans les conditions météorologiques des sites d'installation. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergies renouvelables et ils sont important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance des générateurs PV sont basées sur la caractéristique courant-tension des modules.

Ce modèle a été validé à partir des données expérimentales d'un système photovoltaïque autonome installé à ALGER. Les résultats du modèle de notre programme ont été comparés aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Ce modèle de programme peut être utilisé, pour analyser la performance d'un système PV et nous avons choisi la norme internationale CEI 61724 pour vérifier notre paramètre.

Mots clés :

Photovoltaïque ,performance diagnostic norme CEI 61724

Abstract

This work presents a programming model to predict the performance of a PV photovoltaic system operated in weather conditions installation sites. The standalone photovoltaic systems are widely used in applications of renewable energy sources and they are important to have an ability to evaluate the performance of the installed system. The mathematical equation developed for modeling the performance of PV generators are based on the current-voltage characteristic of the modules. This model was validated from experimental data of an autonomous photovoltaic system in ALGER. Model results of our program were compared with experimental results in the same operating conditions and climate. This program model can be used to analyze the

performance of a PV system and we choose the international standard IEC 61724 to check our setting.

Key word

Photovoltaics, performance, diagnosis, standard international IEC 61724

المخلص:

هذا العمل يقدم نموذج برمجة أداء اشتغال نظام الألواح الشمسية في شروط الارصدة لموقع التركيب. الألواح الشمسية الموصولة بالشبكة مستعملة على نطاق واسع في تطبيقات مصادر الطاقة القابلة للتجديد ومن المهم امتلاك القدرة لتقييم أداء الأنظمة المركبة, ان المعادلات الرياضية المطورة لعرض اداء توليد الكهرباء من الألواح الشمسية والتي تتركز على مواصفات الجهاز شدة التيار-توتر الألواح الشمسية, هذا النموذج المختار يبين البيانات التجريبية لنظام الألواح الشمسية المستقلة (الموقع الجزائر). هذا النموذج من البرمجة المتطورة يمكن ان يستعمل لتحليل اداء نظام الألواح الشمسية و استعننا بالهيئة العالمية الالكترونية للتقييس 61724 لتسهيل عملية التحليل .

كلمات مفتاحية

الألواح الشمسية , الاداء , الهيئة العالمية الالكترونية 61724

Matériel requis : LabVIEW

UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
OPTION : TECHNOLOGIE DES SYSTEMES ELECTRO-ENERGETIQUES DE
SOURCES D'ENERGIES RENOUVELABLES

Proposé et dirigé par :

Mr. BOUCLAGEM Ahmed

Présenté par :

OUALID Mokhtar

THEME

***Elaboration d'un programme d'aide au diagnostic pour
un système photovoltaïque autonome***

Résumé

Ce travail présente un modèle de programmation pour prédire la performance d'un système photovoltaïque PV fonctionnant dans les conditions météorologiques des sites d'installation. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont largement utilisés dans les applications des sources d'énergies renouvelables et ils sont important d'avoir une capacité à évaluer la performance des systèmes installés. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance des générateurs PV sont basées sur la caractéristique courant-tension des modules. Ce modèle a été validé à partir des données expérimentales d'un système photovoltaïque autonome installé à ALGER. Les résultats du modèle de notre programme ont été comparés aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Ce modèle de programme peut être utilisé, pour analyser la performance d'un système PV et nous avons choisi la norme internationale CEI 61724 pour vérifier notre paramètre.

Mots clés :

Photovoltaïque ,performance diagnostic norme CEI 61724

N° d'ordre : ...

2015 / 2016

