

N° Ordre...../FHC/UMBB/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par

**BENNOUIOUA Fatma Zohra**

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Electrique : Electricité Industrielle

**Thème**

---

**Impact Des Défauts Des Modules Sur L'Efficacité  
Energétique D'un Système Photovoltaïque**

---

Devant le jury :

<b>HAMADACHE</b>	<b>MOHAMED</b>	<b>MCB</b>	<b>UMBB</b>	<b>President</b>
<b>KHELIFI</b>	<b>FATEH</b>	<b>MAA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>TADJER</b>	<b>SID AHMED</b>	<b>MCA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Encadrant</b>

Année universitaire 2021/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Département : Automatisation et Electrification des procédés

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Electrique: Electricité Industrielle

**Mémoire de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

***Thème***

---

**Impact Des Défauts Des Modules Sur L'Efficacité  
Energétique D'un Système Photovoltaïque**

---

**Présenté par :**  
**BENNOUIOUA Fatma Zohra**

**Avis favorable de l'encadreur :**  
**Signature TADJER S A**

**Avis favorable du Président du jury**  
**Nom Prénom Signature**

**Cachet et signature**

# *Remerciement*

La louange est à Allah, le Tout Puissant, le Tout Miséricordieux de M'avoir donné la santé et le courage pour mener à bien ce modeste travail, et pour m'avoir fait voir ce jour si important. Qu'Allah guide mes pas toujours vers le droit chemin.

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à mon promoteur Mr TADJER SID AHMED, à qui j'adresse mes sincères remerciements pour sa grande disponibilité son écoute et de sa disponibilité, ses encouragements, son œil critique et l'aide compétente qu'il m'a apporté. J'ai eu le plaisir de travailler avec une personne de qualité tant scientifique qu'humaine. Ainsi que Monsieur BOUROUROU Fares, mon Co-encadreur, à qui les mots ne suffirait pas pour exprimer ma gratitude et le remercier également pour ces conseils pertinents et de m'avoir fait bénéficier de son expérience, son orientation et encouragement.

Je tiens à remercier particulièrement les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail et de prendre part du jury.

Mes vifs remerciements s'adressent à mes enseignants du département Automatisation et électrification des procédés Industriels de la Faculté Des Hydrocarbures et de la Chimie pour leur soutien, et pour la qualité de formation qu'ils nous ont offerte durant toutes ces années d'études.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes très chers amis et collègues qui m'ont apportées leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre parcours.

Enfin, je remercie infiniment toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. Que vous trouverez tous ici le témoignage de ma profonde gratitude pour le temps, la sympathie, la gentillesse et l'aide que vous m'avez apportés.

# *Dédicace*

A mes très chers parents ; aucune dédicace ne saurait suffire pour exprimer mon amour pour vous et ma considération pour tout le sacrifice, l'encouragement, Le soutien et la confiance que vous avez en moi. Je vous aime énormément et je vous serai toujours reconnaissante.

A mes chères sœurs ; les êtres les plus aimés à mon cœur qui n'ont pas cessé de m'encourager tout au long de mes études. Que Dieux vous protège et vous garde toujours auprès de moi.

A toute ma famille paternelle qu'elle soit ou maternelle.

A tous mes amis surtout : Safaa, Loubna, Fairouz, Amira, merci d'avoir fait tout ce chemin avec moi.

A tous mes camarades de la promotion H17, et A mon groupes MAE17".

A tous ceux qui me sont chers et qui j'ai omis de les citer.

*Fatma Zohra*

---

Remerciements	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature et abréviations	
Résumé	
Introduction Générale	1
<b>Chapitre I : Généralité Sur Les Systèmes Photovoltaïques</b>	
I.1. Introduction	5
I.2. Energie solaire	5
I.2.1. Rayonnement solaire extraterrestre	5
I.2.2. Temps solaire vrai (TSV)	7
I.2.3. Position de soleil	7
I.2.4. Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil	8
I.2.5. Rayonnement solaire	9
I.2.5.1. Rayonnement direct	9
I.2.5.2. Rayonnement diffus	9
I.2.5.3. Rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol	9
I.2.5.4. Rayonnement global	9
I.3. Conversion d'énergie solaire	10
I.3.1. Conversion Solaire photovoltaïque	10
I.3.2. Conversion Solaire thermique	11
I.3.3. Conversion Solaire à concentration thermodynamique	11
I.4. la photovoltaïque	11
I.4.1. L'effet photovoltaïque	11
I.4.2. Semi-conducteur	12
I.4.2.1. Formation de la jonction PN	12
I.4.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	13
I.4.3. Description de la structure d'un système photovoltaïque	13
I.4.3.1. De la cellule au champ PV	13
A. Cellule PV.	13
B. Module PV.	15

C. String PV.	15
D. Champ PV ou centrale PV.	15
I.4.4. les principaux composants d'un système photovoltaïque	16
I.4.5. Principe de fonctionnement d'un système Photovoltaïque	16
I.4.6. Différents types (structure) des systèmes PV	17
I.4.6.1. Système PV autonome	17
I.4.6.2. Système PV couplé directement	17
I.4.6.3. Système PV hybride	18
I.4.6.4. Système PV connecté au réseau	18
I.4.6.5. Système PV intégré au bâtiment (BIPV)	19
I.4.6.6. Système PV monté au sol (ground-mounted)	19
I.5. Conclusion	19
 <b>Chapitre II : Etude de l'efficacité énergétique dans les installations photovoltaïques</b>	
II.1. Introduction	21
II.2. Modélisation d'un panneau photovoltaïque	21
II.2.1. Model d'une cellule PV idéal	22
II.2.2. Model de la Cellule photovoltaïque réelle	23
II.2.3. Modules photovoltaïques	26
a) caractéristique d'un GPV élémentaire	26
b) Association en série	27
c) Association en parallèle	27
d) Mise en série/parallèle (mixte)	28
II.3. Points d'étude de l'efficacité énergétique d'un système PV	28
II.3.1. Impact des facteurs climatiques sur les performances électriques des modules PV	29
II.3.1.1. L'influence du faible éclairement	29
II.3.1.2. L'influence de la température	29
II.3.1.3. L'influence du spectre solaire	31
II.3.1.4. L'influence de l'angle d'incidence du rayonnement	31
II.3.1.5. L'influence des ombrages partiels	32
II.3.2. Impact des paramètres internes sur les performances électrique des modules PV	32
II.3.2.1. Effet de la résistance série	32
II.3.2.2. Effet de la résistance parallèle	32

II.3.2.3.Effet du facteur d'idéalité	32
II.3.3.Impact des différents défauts sur les performances électriques des modules PV	34
II.3.3.1.Classification des défauts dans une installation PV	34
II.3.3.1.1.Facteurs externe	34
II.3.3.1.2.Interactions des matériaux	35
A. Décoloration de l'encapsulant	35
B. Délamination	36
C. Fissure des cellules	36
D. Snail trails	36
E. Potential Induced Degradation	36
II.3.3.1.3.Vieillessement des composants	38
II.3.3.1.4.Augmentation de la température au cours du fonctionnement	38
II.3.4. Les méthodes de diagnostic des systèmes PV	38
II.3.4.1.Inspection visuelle	39
II.3.4.2.Approches basées sur le traitement d'image	39
A. Imagerie thermique infrarouge	39
B. Electroluminescence	39
C. Approches basées sur la modélisation analytique	39
II.3.5.Solution des défauts du système photovoltaïque	41
II.4.Choix de la structure du système PV proposé	41
II.4.1. Choix d'un système PV adaptable à l'application	42
II.5. Conclusion	42

## **Chapitre III : Dimensionnement et Commande d'un système**

### **Photovoltaïque**

III.1. Introduction	44
III.2. Description et Principe de fonctionnement du système PV proposé	44
III.2.1. Description du système propose	44
III.2.2. Principe de fonctionnement du système PV proposé	45
III.3. Dimensionnement des paramètres du système PV	47
III.3.1. Dimensionnement des modules solaires	48
III.3.1.1. Choix et calcule des panneaux selon la consommation journalière	50
III.3.2. Dimensionnement du régulateur	58
III.3.3. Dimensionnement de l'onduleur	58

III.3.4. Le dimensionnement des câbles électriques solaires	59
III.4. Commande et régulation de la tension de la chaîne PV	59
III.4.1. Commandes MPPT	60
III.4.1.1. Commande MPPT par la technique P&O	61
III.5. Conclusion	62
<b>Chapitre IV : Simulation D'un Système Photovoltaïque</b>	
IV.1. Introduction	64
IV.2. Bloc diagramme de simulation	
IV.3. Analyse et interprétation des résultats de simulation :	67
IV.3.1. Cas 1 :	67
A. la tension, le courant et la puissance (V, I, P) de la sortie du panneau.	69
B. La tension V <sub>dc</sub> de l'entrée de convertisseur DC-DC	70
C. Le courant et la tension (I, V) de la charge	70
D. Les courbes des états de S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut	71
E. Courbe d'impulsion de commande de convertisseur DC-DC	72
F. La puissance P d'entre et de sortie de système PV	72
IV.3.2. Cas 2 :	72
A. la tension, le courant et la puissance (V, I, P) de la sortie du panneau lors de présence de défaut.	73
B. La tension V <sub>dc</sub> de l'entrée de convertisseur DC-DC dans le cas de présence de défaut.	74
C. Le courant et la tension (I, V) de la charge lors de présence de défaut.	74
D. Les états S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut lors de présence de défaut	75
E. La puissance P d'entre et de sortie de système de panneau PV dans la présence de défaut	76
IV.3.3. Comparaison	76
A. la tension V de la sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut	77
B. le courant I de la sortie du panneau dans la présence et l'absence de défaut	77
C. La puissance de sortie du panneau PV lors de présence et d'absence de défaut.	78
D. La tension V <sub>dc</sub> de l'entrée de convertisseur DC-DC lors de présence et d'absence de défaut	78
E. Le courant et la tension (I, V) de la charge lors de présence et d'absence de	79

défaut.	
F. Les états S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut lors de présence et d'absence de défaut.	79
IV.3.4. Solution	80
IV.4. Conclusion	80
Conclusion Générale	82
Bibliographie	

Figure 1.1. Géométrie schématique des rapports terre-soleil.	6
Figure 1.2. Position du soleil observée d'après l'origine O.	8
Figure 1.3. Position du soleil observée d'après l'origine O.	8
Figure 1.4. Types de rayonnement solaire reçu au sol.	10
Figure 1.5. Rayonnement solaire capté et l'Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.	10
Figure 1.6. Capteur solaire thermique.	11
Figure 1.7. Capteur solaire thermodynamique.	11
Figure 1.8. Jonction PN.	12
Figure 1.9. Structure d'une cellule photovoltaïque.	13
Figure 1.10. cellule PV.	13
Figure 1.11. Schéma d'installation d'un système PV autonome.	17
Figure 1.12. Schéma d'installation d'un système PV connecté au réseau.	18
Figure 2.1. Model de cellule photovoltaïque idéale	22
Figure 2.2. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	23
Figure 2.3. Courbe courant – tension d'un photo-générateur.	26
Figure 2.4. Caractéristique courant-tension de $N_s$ cellule en série	27
Figure 2.5. Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension	27
Figure 2.6. Regroupements des cellules on série/parallèle	28
Figure 2.7. Caractéristique I,P (V) pour différentes valeurs de l'éclairement et temperature fixe.	29
Figure 2.8. Caractéristique I, P (V) pour différentes valeurs de température et une irradiation fixe.	30
Figure 2.9. Caractéristique I, P (V) - variation de température et l'irradiation.	30
Figure 2.10. Spectres solaires et réponses spectrales de a-Si et c-Si en fonction de la longueur d'onde	31
Figure 2.11. Modèle ASHRAE prenant en compte la réflexion du verre par rapport à l'angle d'incidence de la lumière incidente	32
Figure 2.12. Effet de la résistance série sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.	33
Figure 2.13. Effet de la résistance parallèle sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.	33

Figure 2.14. Effet du facteur d'idéalité sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.	33
Figure 2.15. Origines des défauts dans les systèmes PV	34
Figure 2.16. représente les défaut par l'ombrage partiel.	35
Figure 2.17. Classification des méthodes de diagnostic des défauts PV basées sur la modélisation analytique	40
Figure 2.18. Protection du panneau solaire	41
Figure 3.1. Système PV autonome sans stockage.	44
Figure 3.2. Courbe de fonctionnement journalière des machines de l'entreprise étudié	46
Figure 3.3. Courbe de la variation journalière de l'irradiation	47
Figure 3.4. Courbe de la variation journalière de la température	47
Figure 3.5 Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h	50
Figure 3.6. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9 h.	51
Figure 3.7. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17 h.	51
Figure 3.8. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19 h.	52
Figure 3.9. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21 h.	53
Figure 3.10. Variation de point de fonctionnement maximal des PV.	53
Figure 3.11. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h avec défaut.	54
Figure 3.12. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9h avec défaut	54
Figure 3.13. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17h avec défaut.	55
Figure 3.14. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19h avec défaut.	55
Figure 3.15. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21h avec défaut.	56
Figure 3.16. Courbe de Variation de point de fonctionnement maximal des PV (avec défaut).	56
Figure 3.17. Schéma de chaine de conversion PV commandé par MPPT	60
Figure 3.18. Organigramme de la méthode P&O.	62
Figure 4.1. Bloc de diagramme de simulation d'un système PV.	64
Figure 4.2. Modèle de simulation pour la diagnostique de défaut dans un panneau PV	65

Figure 4.3. Modèle de simulation du convertisseur DC-DC	65
Figure 4.4. Hacheur parallèle(Boost)	67
Figure 4.5. Fonctionnement d'IGBT et diode de l'hacheur parallèle	67
Figure 4.6. Courbes de variation de l'irradiation en fonction des heures d'une journée	68
Figure 4.7. Courbes de variation de Température en fonction des heures d'une journée.	68
Figure 4.8. La tension de la sortie du panneau PV	69
Figure 4.9. Le courant de la sortie du panneau PV	69
Figure 4.10. La puissance de la sortie du panneau PV	69
Figure 4.11. La tension de l'entrée de convertisseur DC-DC	70
Figure 4.12. Le courant de la charge	70
Figure 4.13. La tension de la charge.	70
Figure 4.14. État de la commande de la lampe témoin de défaut.	71
Figure 4.15. État de la commande de l'alarme sonneur de défaut.	71
Figure 4.16. État de la commande de disjoncteur d'isolation lors de défaut.	71
Figure 4.17. Impulsion de commande de l'Hacheur.	72
Figure 4.18. Courbe de puissance d'entré et de sortie de système PV.	72
Figure 4.19. La tension de la sortie du panneau PV avec présence de défaut	73
Figure 4.20. Le courant de la sortie du panneau PV avec présence de défaut.	73
Figure 4.21. La puissance de la sortie du panneau PV avec présence de défaut.	73
Figure 4.22. La tension de l'entrée de convertisseur DC-DC avec présence de défaut.	74
Figure 4.23. Le courant de la charge avec présence de défaut.	74
Figure 4.24. La tension de la charge avec présence de défaut.	74
Figure 4.25. La réponse S1 dans le cas de présence de défaut.	75
Figure 4.26. La réponse S2 dans le cas de présence de défaut.	75
Figure 4.27. La réponse S3 dans le cas de présence de défaut.	76
Figure 4.28. Courbe de puissance d'entre et de sortie du panneau avec présence de défaut.	76
Figure 4.29. Tension de sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut	77
Figure 4.30. Le coutant de sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut	77
Figure 4.31. Puissance de sortie du panneau en cas de présence et d'absence de défaut.	78
Figure 4.32. La tension Vdc « présence et absence de défaut »	78
Figure 4.33. Courant de la charge « présence et absence de défaut »	79
Figure 4.34. Tension de la charge « présence et absence de défaut »	79

Figure 4.35. Signaux de détection de la présence et l'absence de défaut.	79
Figure 4.36. Algorithme de compensation de défaut.	80

Tableau I.1. Différents types de cellule silicium les plus connues en constructions des PV	14
Tableau II.1. Présente les caractéristiques d'une cellule PV.	21
Tableau II.2. Représente Quelques exemples des défauts affectant les cellules PV avec une signature visible	37
Tableau III.1. Représente les différents équipements avec leur puissance	44
Tableau III.2. Représente la demande de puissance de l'entreprise	45
Tableau III.3. Représente la Tension du champ en fonction de sa puissance crête	49
Tableau III.4. Résumé de l'état général de notre étude	57
Tableau IV.1. Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC	66

$E\lambda$ :	Distribution du rayonnement du corps noir.
$\lambda$ :	Longueur d'onde en mètre.
TSV :	Le temps solaire vrai.
$\Lambda$ :	Longitude géographique du site.
$\gamma$ :	L'angle d'altitude.
$\psi$ :	L'angle d'azimut.
$\varphi$ :	L'angle latitude.
$\theta_i$ :	L'angle d'incidence.
$\delta$ :	L'angle de déclinaison.
G :	Irradiation ou l'éclairement.
DC :	Direct courant.
AC :	Alternatif courant.
DC-AC :	Direct Current -Alternative Current.
DC-DC :	Direct Current - Direct Current.
GPV :	Générateur Photovoltaïque.
MPPT:	Maximum Power Point Tracking.
PI :	Proportionnel Intégral.
P&O :	Méthode de Perturbation et Observation.
PV:	Photovoltaïque.
PWM:	Pulse Width Modulation.
WC:	Watt Crête.
WP:	Watt Peak.

MG:	Mega Watt.
KW:	kilo Watt.
a-Si:	Silicium amorphe.
CdTe:	Tellure de Cadmium.
I <sub>ph</sub> :	Photo-courant généré par la cellule sous éclaircissement.
I <sub>d</sub> :	Courant de la diode I (V).
I :	Courant généré par la cellule photovoltaïque.
I <sub>cc</sub> :	Courant de court-circuit.
V <sub>co</sub> :	Tension en circuit ouvert.
V :	Tension délivrée par la cellule PV.
I <sub>sat</sub> :	Courant de saturation de la diode dépendant de la température.
T :	Température de la cellule en k.
A :	Facteur d'idéalité de la diode : $A=1$ .
q :	La charge élémentaire ( $q=1.6 \cdot 10^{-19}$ C).
K :	Constant de Boltzmann ( $K=1.38 \cdot 10^{-23}$ joule/kelvin).
R <sub>sh</sub> :	Résistance shunt.
R <sub>s</sub> :	Résistance série.

Le présent travail dédie à l'étude de l'efficacité énergétique dans les systèmes Photovoltaïque. Après une étude détaillé de principe de fonctionnement, des différent structure et architecture des systèmes photovoltaïque; un système d'application industrielle est étudier en détail après l'analyse de son fonctionnement, un dimensionnement des différent partie du system PV qui assure l'alimentation de tel entreprise est effectuée. Ce système PV proposée a était modélisé puis simulé sur MATLAB/Simulink afin d'étudier l'efficacité de ce système PV, contrôler par la technique MPPT basée sur l'Algorithme P&O, dans l'alimentation de l'entreprise au cours de variation des conditions météorologique (température, irradiation) journalière et la minimisation de l'utilisation des sources d'énergie fossile (réseaux de distribution) et l'intégration des énergies renouvelable. Une étude de diagnostic d'impact des différents indices et défauts interne et externe sur le rendement des panneaux et du système PV global, basée sur des informations (données) de fonctionnement réel et des techniques de diagnostic pour éviter la dégradation de niveau de la puissance produit et protéger l'ensemble (les équipements de l'entreprise, le système PV). Une solution des défauts basée sur un système d'Alarme et de contrôle du flux de puissance via un disjoncteur contrôlable et un sectionneur était proposée. Et finalement l'analyse des résultats de simulation est effectuée et des conclusions sont obtenues.

**Mot clé :** PV, Efficacité énergétique, Défaut, Diagnostique, Dimensionnement, Modélisation, Simulation, MPPT, P&O.

This work deals with study of energy efficiency in photovoltaic systems. After a detailed study of the operating principle, the different structure and architecture of photovoltaic systems, an industrial system is studied in detail as application after the analysis of its operating steps, a dimensioning of the different parts of the PV system that ensures the supply of such company is carried out. This proposed PV system was modeled than simulated on MATLAB/Simulink, controlled by the MPPT technique based on the P&O Algorithm, and supply the company during the variation of the meteorological conditions (temperature, irradiation) daily and minimize the use of fossil energy sources (distribution networks) and the integration of the renewable energies. A diagnostic study of the impact of the different internal and external indices and faults on the yield of the panels and the global PV system, based on real operating information (data) and diagnostic techniques to avoid the degradation of the level of power produced and to protect the plant (the company's equipment, the PV system). A solution of the faults based on an alarm system and a control of the power flow via a controlled circuit breaker and a disconnecter was proposed and finally the analysis of the simulation results is performed and conclusions are obtained.

**Keyword:** PV, Energy Efficiency, Fault, Diagnostic, Sizing, Modeling, Simulation, MPPT, P&O.

هذا العمل مخصص لدراسة الفعالية الطاقوية في الأنظمة الكهروضوئية، إذ بعد الدراسة التفصيلية لمبدأ العمل و مختلف البنى و التركيبات الكهروضوئية، تتم دراسة نظام صناعي بالتفصيل كتطبيق بعد تحليل مبدئ عمله و تقييس مختلف اجزاء النظام الكهروضوئي الذي يضمن تغذية المؤسسة .

هذا النظام الكهروضوئي المقترح تمت نمذجته و محاكاته باستعمال البرنامج MATLAB / Simulink من أجل دراسة فعاليته و الذي يتم التحكم فيه بواسطة تقنية MPPT بناءً على الخوارزمية P&O في تغذية المؤسسة أثناء تغير قيم المقادير الجوية اليومية (درجة الحرارة ، الاشعاع) لتقليل استخدام مصادر الطاقة الأحفورية (شبكات التوزيع) و ادماج الطاقات المتجددة.

دراسة تشخيصية لتأثير المؤشرات على الأعطال الداخلية والخارجية المختلفة على مردود الألواح والنظام الكهروضوئي ككل بناءً على المعلومات (البيانات) الواقعية للتشغيل وتقنيات التشخيص لتجنب التدهور في مستوى الطاقة المنتج وحماية كافة النظام (معدات الشركة ، نظام الكهروضوئية). اين تم اقتراح حل للأعطال بالاعتماد على نظام إنذار و تحكم في تدفق الطاقة بواسطة قاطع متحكم فيه و مبدل (فاصل). وأخيراً تمت تحليل نتائج المحاكاة المحصل عليها و تدوين الاستنتاجات.

**كلمات المفتاحية :** النظام الكهروضوئي, فعالية الطاقوية, عطب, تشخيص, تقييس, نمذجة, محاكاة, P&O, MPPT.

Le besoin en énergie électrique a considérablement augmentée à cause de l'industrialisation massive, et l'évolution démographique à travers le monde. Cependant, pour subvenir de nos jours aux besoins en énergie, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, l'orientation vers l'exploitation des ressources en énergie renouvelable inépuisables.

L'électricité photovoltaïque est une technologie remarquable qui transforme le rayonnement lumineux en électricité. L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839, puis connu une utilisation dans le domaine du spatial, avant d'être utilisé comme source d'énergie en site isolé et de connaître le développement qu'on lui connaît aujourd'hui en application industrielle.

Dans ce contexte l'énergie solaire apparaît comme une source importante telle que la quantité d'énergie solaire qui arrive sur la surface de terre dans un jour est dix fois plus que l'énergie consommée.

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque.

Selon les estimations l'énergie rayonnée par le soleil représenterait chaque année 40000 fois les besoins énergétiques que l'humanité consomme sous forme d'énergies fossiles. Malgré cela, l'énergie solaire reste un domaine assez peu exploitée. Néanmoins la prise de conscience collective en fait une énergie douce d'avenir.

Le rôle des panneaux solaires est la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. L'unité de base d'un panneau solaire photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs. Ceux-ci sont capable de transformer l'énergie fournit par le soleil en charge électrique donc en électricité car la lumière du soleil excite les électrons de ces matériaux. Tandis que Le silicium est le principal composant d'une cellule photovoltaïque. Il est choisi pour réaliser les cellules solaires photovoltaïques pour ses propriétés électroniques, caractérisées par la présence de quatre électrons sur sa couche périphérique

Une cellule solaire produit typiquement une puissance de 1,3 W pour une surface de 100 cm<sup>2</sup>. Pour produire plus de puissance, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau photovoltaïque). La mise en série de plusieurs cellules solaires somme les tensions pour un même courant, tandis que la mise en parallèle fait la somme des courants en conservant la tension. La plupart des panneaux solaires photovoltaïques destinés à un usage général sont composés de 36 cellules en silicium mono ou poly cristallin connectées en série pour des applications en 12 V nominal.

Les trois genres de systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés à un réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité; on les retrouve souvent dans les régions éloignées. Les systèmes hybrides : qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, ou si on désire diminuer l'investissement dans les champs de modules photovoltaïques.

La variation des comportements de la source PV par rapport aux conditions météorologiques peut causer des problèmes lors de l'intégration dans les centrales photovoltaïques à grande échelle.

L'intégration des sources PV dans les réseaux nécessite la connaissance du comportement des modules PV en fonction de leurs conditions d'implantation notamment l'impact des défauts sur leur fonctionnement et la production.

Le rendement des cellules PV dépend de la technologie ainsi que des conditions climatiques de fonctionnement. L'existence des défauts en cours de fonctionnement peut affecter les performances énergétiques du système à cause de l'échauffement des cellules en défaut.

Pour améliorer l'**efficacité énergétique** des centrales PV en minimisant les pertes liées à l'occurrence des défauts pour avoir un rendement satisfaisante. Malgré sa valeur environnementale évidente et les efforts pour l'amélioration de la fiabilité de la technologie PV, le vieillissement naturel et les contraintes fonctionnelles peuvent provoquer l'apparition de défauts dans ces systèmes. Le nombre de ces défauts et leurs impacts dans les installations photovoltaïques ne sont pas négligeables même s'ils ont été toujours considérés comme des systèmes à faible taux de pannes.

Les défauts PV représentent moins de 5% du total des défauts de l'installation. La cellule PV est le composant le plus fiable, ces défauts représentent uniquement 2% des défauts incluant les défauts du convertisseur associé, des capteurs et de station. Des pertes de puissance très coûteuses peuvent être à l'origine des défauts PV notamment avec la sensibilité des cellules PV à l'environnement ce qui favorise leurs dégradations.

Ce mémoire a pour objectif d'améliorer l'efficacité énergétique et d'assurer la surveillance d'un système PV alimente une petite entreprise via des panneaux

photovoltaïques. nous s'intéressons à la détection des défauts du GPV. Nous avons mené l'étude donc sur les données côté source PV. Il s'agit de développer des méthodes de diagnostic qui sont simples et économiques en exploitant les courbes caractéristiques basant sur les données réelles provenant d'un module PV existant de puissance maximale 250 Wc.

L'approche développée permet de classifier les données selon la nature de défaut. Cette classification s'obtient en utilisant les points de fonctionnement MPP. cette méthode est très intéressante surtout dans le cas de l'étude de variation de puissance produit prenant les valeurs réelles de l'irradiation et la température, l'étude s'applique sur une centrale PV de 200 kW, développée et simulée sous MATLAB .après le dimensionnement et la modélisation de chaque partie. Afin d'assurer l'énergie nécessaire à l'alimentation d'une entreprise et voir l'impact sur le rendement du système PV et la surveillance des défauts internes et externes des panneaux solaire utilisé pour assurer une solution permettre la continuité de service et l'indication de présence de défaut électrique d'une manière continue.

Le présent travail est subdivisé en quatre chapitres essentiels :

Le premier chapitre est consacré à l'étude de l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïque ou en présente les différents type et la technologie utilisé dans les systèmes PV ainsi que ses différents structure et son principe de fonctionnement.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des pointes d'étude de l'efficacité énergétique des système photovoltaïque et l'impact des différents facteur (défaut) interne et externe sur le rendement du panneaux solaire en détail ainsi que les méthode de diagnostic possible capable de détecté ses défauts.

Le troisième chapitre est dédié au dimensionnement, modélisation et commande de la structure de système photovoltaïque proposé orienté à l'étude de diagnostic des défauts du panneau photovoltaïque et le développement d'un système de surveillance et de protection.

Le quatrième chapitre est spécifie à la simulation du système déjà modélisé et l'analyse des résultats obtenue afin de validé l'efficacité de la solution proposé.

# **Chapitre I**

## **Généralités Sur Les Systèmes Photovoltaïques**

## I.1. Introduction

Ce chapitre est consacré au découvert de l'énergie solaire est ces techniques de conversion en énergie électrique après la description des différents paramètres (grandeurs) spécifiques à la puissance du rayonnement solaire et ces différents modes de conversion. Puis nous aborderons, dans une première partie, le domaine photovoltaïque dans sa généralité. Nous développerons les caractéristiques techniques des cellules PV, afin de définir leurs modes de fonctionnement. La compréhension du fonctionnement d'un générateur PV nous permettra d'appréhender les impacts des différentes grandeurs météorologiques sur les générateurs PV et son influence sur l'énergie produite. Nous présenterons les différentes technologies des cellules utilisées en insistant sur leurs points de fonctionnement selon la variation des conditions climatiques et géographiques.

Dans la seconde partie nous présenterons les différents types et structures des systèmes PV qui permet la collection des connaissances nécessaires au choix judicieuse de la structure qui assure la puissance nécessaire pour l'alimentation d'une charge électrique.

## I.2. Energie solaire

### I.2.1. Rayonnement solaire extraterrestre

Pour comprendre le comportement du rayonnement solaire, les caractéristiques du corps noir devrait être vues brièvement. Le " corps noir " est à la fois un absorbeur et un émetteur de rayonnement électromagnétique avec 100 % d'efficacité à toutes les longueurs d'ondes. La distribution théorique des longueurs d'onde du rayonnement du corps noir est mathématiquement décrite par l'équation de Planck comme suite [1]:

$$E\lambda = \frac{A\lambda^{-5}}{\exp(\frac{B}{\lambda T})-1} \quad (1.1)$$

$E\lambda$  : Distribution du rayonnement du corps noir.

Avec

$$A=3.74 \times 10^{-16} \text{W/m}^2$$

$$B=14.39 \times 10^{-3} \text{mK}$$

$\lambda$  : Longueur d'onde en mètre.

T : Température absolue en K.

L'ensoleillement, qui représente le flux d'énergie émis par unité de temps et par unité de surface du soleil, exprimée en  $\text{W/m}^2$  est donné par la loi de Stefan-Boltzmann :

$$E_s = \sigma T^4 \quad (1.2)$$

Où :

$$\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{W/m}^2.$$

$K^4$  est la constante de Stefan Boltzmann.

T est la température absolue du corps noir.

L'ensoleillement reçu en dehors de l'atmosphère terrestre, nommée la constante solaire, peut être approximativement dérivée selon l'expression (1.3), si on suppose que le soleil est un corps noir. [1]

$$E_s A_s = E_0 A_{0T} \tag{1.3}$$

Avec

$E_s$  : Eclairement de la surface du soleil

$E_0$  : Eclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelé constante solaire.

$A_s$  : Surface du soleil.

$A_{0T}$  : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil

La figure 1.1. montre la géométrie schématique des rapports terre-soleil. En substituant  $E_s$  par l'équation (1.2) et T par 5762°K, on obtient :  $E_0 = 1360 \text{W/m}^2$ .

Puisque l'orbite de la terre ROT n'est pas entièrement constant,  $E_0$  change légèrement tout au long de l'année, on peut déduire que  $1300 \text{W/m}^2 < E_0 < 1390 \text{W/m}^2$ .

Les mesures, par satellite, indiquent que la valeur moyenne de l'année  $E_0$  est de  $1367 \text{W/m}^2$  ; qui est dans la gamme précédente.

En raison de l'orbite elliptique de la terre, l'ensoleillement extraterrestre  $E_0$  sur une surface perpendiculaire au faisceau du soleil dans le jour n de l'année est donné (n variant de 1 à 365 et ce du 01/01 au 31/12 de l'année) par l'équation suivante: tel que n est le nombre de jour.[1]

$$E_0(n) = \left(1 + 0.033 \frac{2\pi n}{365}\right) E_0 \tag{1.4}$$

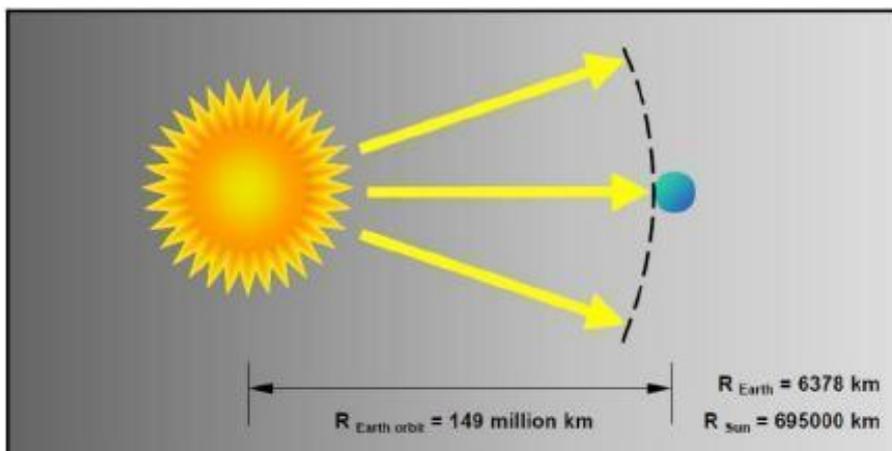


Figure 1.1. Géométrie schématique des rapports terre-soleil. [2]

### I.2.2. Temps solaire vrai (TSV)

Le temps, en heures, appliqué dans les calculs d'énergie solaire est nommé : le temps solaires vrai, là où le soleil croise le méridien de l'observateur à 12:00. La conversion du temps standard local (TSL) au TSV est faite par l'équation suivante:

$$T_{TSV} = T_{TSL} + \frac{12h}{\pi} (\Lambda_{ref} - \Lambda) + B_t(n) \quad (1.5)$$

Avec :

$\Lambda$  est longitude géographique du site.

$\Lambda_{ref}$  est longitude de référence du TSL.

$B_t(n)$ , en heures, est un facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre, (on peut ajouter jusqu'à 1H); il est donné par l'équation (1.6) :

$$B_t(n) = 0.1645 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 1255 \cos\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.025 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) \quad (1.6)$$

### I.2.3. Position de soleil

La position du soleil sur la sphère céleste est donnée par l'angle d'altitude  $\gamma$  et l'angle d'azimut  $\psi$  figure (1.2). Elle dépend de la date, la période du jour, et de la position géographique de l'observateur.

La date, en nombre de jours  $n$ , détermine l'angle solaire de déclinaison  $\delta$  de la terre, qui est au point  $O$  en radian. Elle est exprimée par l'équation suivante : [3]

$$\delta = 23.45 \frac{\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.7)$$

Le temps de la journée, en heures, est le reflet d'un angle nommé angle horaire du soleil, en radian équivalant à l'heure, qui est donné par l'équation suivante : [3]

$$\omega = (TSV - 12h) \frac{\pi}{12h} \quad (1.8)$$

L'altitude  $\gamma$  et l'azimut  $\psi$  à un certain temps et date, à longitude  $\Lambda$  et à latitude  $\varphi$ , sont alors calculés à partir des équations (1.9) et (1.10)

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (1.9)$$

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\varphi) \sin(\gamma) - \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\gamma)} \quad (1.10)$$

On note que l'azimut solaire  $\psi$  est positif l'après-midi et négatif le matin. Pour des positions sur l'hémisphère nordique, l'angle d'altitude  $\gamma$  est positif entre le lever et le coucher du soleil ; mais sur l'hémisphère méridional, il est négatif. L'angle de déclinaison  $\delta$  pendant l'été est défini positif sur l'hémisphère nordique. L'angle de latitude géographique  $\varphi$  est positif sur l'hémisphère nord et négatif sur l'hémisphère sud.

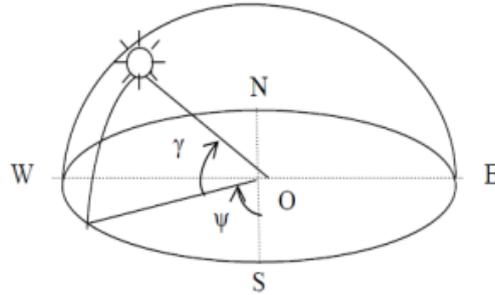


Figure 1.2. Position du soleil observée d'après l'origine O.

#### I.2.4. Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil

La position du soleil vis-à-vis d'un collecteur orienté arbitrairement est déterminée par l'angle d'incidence  $\theta_i$  du rayon du soleil figure (1.3). Pour le plan d'horizon, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénith, par l'équation.

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \quad (1.11)$$

Pour un collecteur incliné avec l'angle  $\beta$  et l'azimut  $\alpha$ , l'angle d'incidence  $\theta_i$  est calculé à partir de l'équation (1.12)

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \cos(\beta) + \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\alpha - \Psi) \quad (1.12)$$

Là où l'angle d'azimut  $\alpha$  d'est-ouest et zéro pour l'orientation sud. L'ensoleillement extraterrestre  $E_0$  reçu par un collecteur arbitrairement orienté est donnée par l'équation (1.13):

$$E_{0\alpha\beta} = E_0 \cos(\theta_i) \quad (1.13)$$

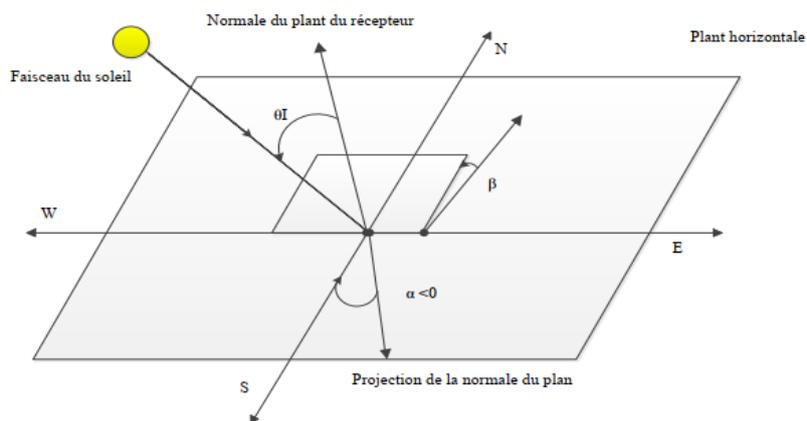


Figure 1.3. Position du soleil observée d'après l'origine O.

### I.2.5. Rayonnement solaire

Il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu sur sol, Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature:[1]

#### I.2.5.1. Rayonnement direct

La conversion du rayonnement direct  $E_D$  ce fait d'une manière trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut  $\alpha$  et d'inclinaison  $\beta$  selon l'équation suivante :

$$E_{D\alpha\beta} = E_D \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(\gamma)} \quad (1.14)$$

Avec  $\gamma$  et  $\theta_i$  sont donnés selon les équations (1.9) et (1.12). On note que le paramètre  $E_{D\alpha\beta}$  peut être mesuré par un instrument nommé Pyroheliometer qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

#### I.2.5.2. Rayonnement diffus

Dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols. [3]

#### I.2.5.3. Rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol

Le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc.)

#### I.2.5.4. Rayonnement global

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol). Dans la figure ci-dessous figure (1.4) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçu sur une surface terrestre.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m<sup>2</sup>).

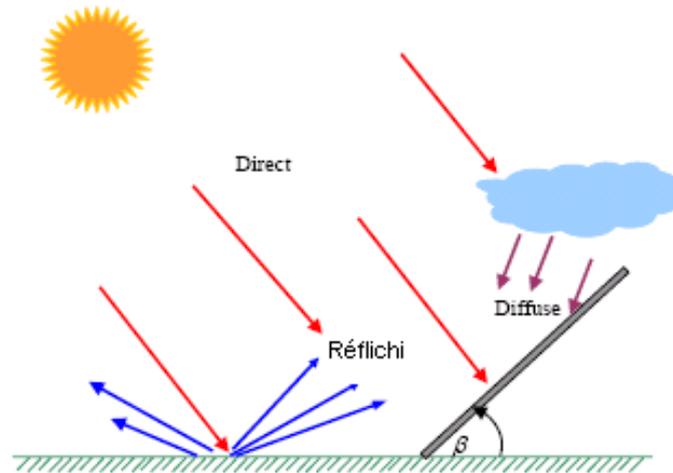


Figure 1.4. Types de rayonnement solaire reçu au sol. [4]

La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [5].

Dans la figure 1.5. ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du lever au coucher du soleil.

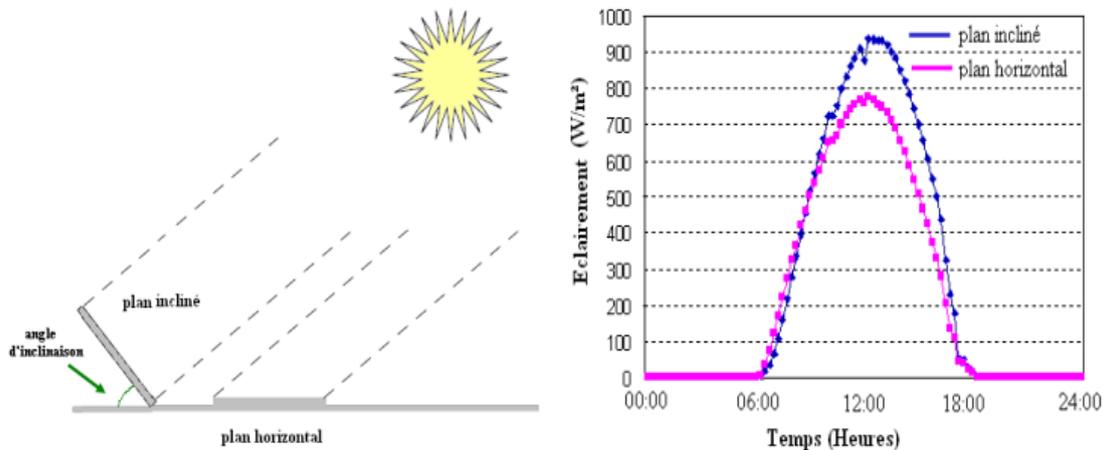


Figure 1.5. Rayonnement solaire capté et l'Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.

## I.3. Conversion d'énergie solaire

Il existe principalement trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire : par effet thermique, par effet thermodynamique, par conversion photovoltaïque. [6]

### I.3.1. Conversion Solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transforme cette énergie en électricité grâce à l'effet photovoltaïque, cette transformation sans action mécanique, non polluante sans bruit, le terme photovoltaïque provient de grec (photo) qui signifie lumière, et de (voltaïque) qui vient du nom d'origine du physicien italien

Alessandro Volta (1754 -1827), alors que le photovoltaïque signifie littérairement (la lumière électricité ), c'est dans la filière de photovoltaïque que s'inscrit notre projet.

### I.3.2. Conversion Solaire thermique

Le principe de l'énergie thermique consiste à transformer l'énergie solaire on énergie thermique grâce à un fluide qui circule dans des panneaux exposés au soleil. L'énergie thermique utilise l'énergie du soleil comme source de chaleur pour chauffer de l'eau ou l'air.



Figure 1.6. Capteur solaire thermique

### I.3.3. Conversion Solaire à concentration thermodynamique

La technologie solaire a concentration thermodynamique pour production d'électricité, cette dernière utilise des miroirs qui concentre l'énergie solaire vers un tube contenant un fluide caloporteur qui se chauffe jusqu'à une température pouvant atteindre 500°C, la chaleur obtenue et transférée à un circuit d'eau, la vapeur produite actionne une turbine couplée à un alternateur qui produit l'électricité. [6]



Figure 1.7. Capteur solaire thermodynamique

## I.4. La photovoltaïque

### I.4.1. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. L'effet photovoltaïque repose sur trois principes dont l'action quasi simultanée engendre la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu utilisable à savoir : [7]

- L'absorption de photons dont l'énergie est supérieure au gap.
- La conversion de l'énergie absorbée en charges électriques libres qui correspond à la création de paires électrons/trous dans le semi-conducteur.
- La collecte de ces particules dans un circuit électrique extérieur.

Un dispositif photovoltaïque doit donc contenir :

- Un matériau absorbant dans la gamme du spectre solaire et possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie.
- Une structure de collecte (de très faible résistance électrique) : électrodes de collecte ou grilles placées en face avant et arrière.

### I.4.2. Semi-conducteur

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur terre : [8]

Il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

#### I.4.2.1. Formation de la jonction PN

Le silicium, comme tous les semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant: il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photo- générateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre. Cette opération est possible par dopage du Silicium. Une jonction PN est créée par l'assemblage de deux barreaux de Silicium de type N et P. Le composant ainsi créé est appelé **diode**.

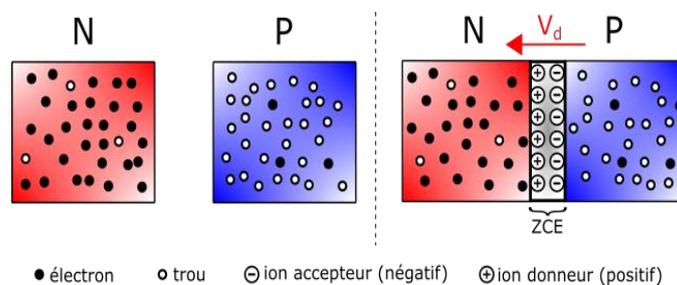


Figure 1.8. Jonction PN

## I.4.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement à base de silicium. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. [5]

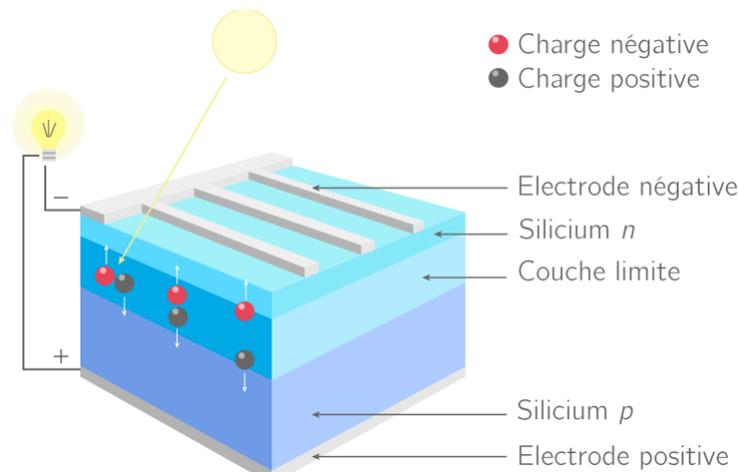


Figure 1.9. Structure d'une cellule photovoltaïque

## I.4.3. Description de la structure d'un système photovoltaïque

### I.4.3.1. De la cellule au champ PV

#### A. Cellule PV

La cellule photovoltaïque représente la plus petite unité dans un système photovoltaïque. Ses dimensions standard sont de 12.5x15 cm. Elle est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur dopé pour créer une jonction PN. [9]

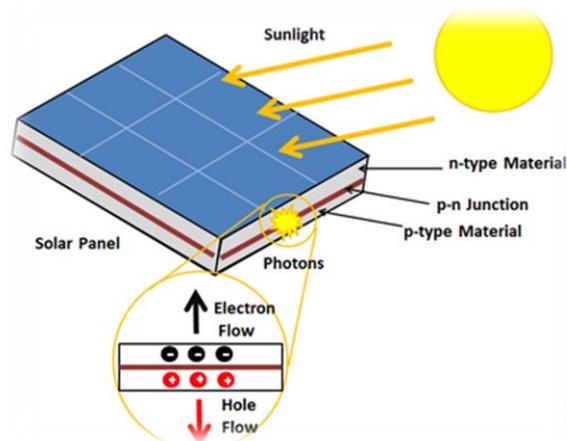


Figure 1.10. cellule PV

Lorsque la cellule est éclairée par le rayonnement solaire, le déséquilibre des charges électriques dans les couches P et N provoque leur mouvement à travers la jonction ce qui crée un champ électrique dont l'intensité appelé photo-courant est proportionnel à l'éclairement reçu sur la surface de la cellule.

On peut distinguer quatre familles de technologies pour réaliser les cellules selon les matériaux utilisés. Chaque technologie présente des avantages en termes de rendement, coût et durée de vie par rapport à l'autre. Aujourd'hui, le silicium cristallin représente la plus grande part du marché du PV en raison de son coût de fabrication et sa durée de vie. Outre ces avantages, le choix d'une technologie repose aussi sur la fiabilité et la tenue des cellules PV selon l'environnement dans lequel elles sont implantées. [9]

### ❖ Les cellules en silicium cristallin

Elles représentent actuellement 97% des parts du marché du photovoltaïque. Il existe deux types de cette technologie : le silicium monocristallin et le silicium poly.

Tableau I.1. Différents types de cellule silicium les plus connues en constructions des PV

Type	Silicium monocristallin	Silicium poly cristallin	Silicium amorphe
			
Rendement	De 12 à 20 %	De 14 à 18 %	De 7 à 10 %
Durée de vie	35 ans	35 ans	Moins de 10 ans
Avantage	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse prix moins élevé que les cristallins bon rendements en diffus
Inconvénient	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux....) Prix élevé	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux....) Prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil.

Le rendement des cellules monocristallines est actuellement de l'ordre de 12 à 20 % en industrie et de 25% en laboratoire. Pour les cellules en silicium poly cristallin, le rendement en industrie est de 14 à 18% et 20.4% en laboratoire. Par contre les cellules de silicium monocristallin ont un coût de fabrication plus élevé. [10]

### ❖ Les cellules à base de couches minces (CIGS)

Les cellules sont obtenues par dépôt d'une couche mince d'un matériau semi-conducteur à base de Cuivre, Indium, Gallium ou Sélénium sur un support. Ils ont un rendement légèrement inférieur compris entre 6 et 8% et un record de 13.4% en laboratoire.

### ❖ Les cellules à base de matériau organique

La partie active des cellules est réalisée à partir de matériau organique. Les recherches actuelles s'intensifient dans le but de produire des cellules à très faible coût.

### ❖ Les cellules à base de pérovskites

Elles font l'objet de recherches intenses et ont atteint un rendement de 27.3% en juin 2018 en laboratoire. Par contre elles pâtissent actuellement de problème de stabilité de la structure. [10]

### ❖ Les cellules hybrides

Elles sont conçues par agencement de cellules de technologies différentes pour améliorer le spectre d'absorption du rayonnement afin d'améliorer le rendement de conversion.

#### **B. Module PV**

Dans les applications habituelles, les niveaux de tension et de courant ne peuvent pas être atteints par une seule cellule PV. Ainsi, quelques dizaines de cellules PV sont connectées en série et en parallèle pour constituer un module PV. Le nombre de cellules diffère d'un module à un autre. Les modules classiques sont formés avec 36, 60 ou 72 cellules en série.

#### **C. String PV**

Un string regroupe un ensemble de modules PV en série afin d'atteindre le niveau de tension exigé par l'application. Le string est doté d'une diode de protection dite diode anti-retour, qui a pour but de bloquer la circulation d'un courant inverse dans le string PV.

#### **D. Champ PV ou centrale PV**

Un champ PV est constitué de plusieurs strings PV composés chacun du même nombre de modules. Ils sont assemblés en parallèle afin d'augmenter le courant, et d'obtenir ainsi la puissance souhaitée pour l'installation PV. [9]

### **I.4.4. les principaux composants d'un système photovoltaïque**

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent du type d'application

En site isolé les principaux composants sont :

- Panneau photovoltaïques (+structure de support).
- Chargeur/régulateur DC/DC.
- Système de stockage (batteries, condensateurs,...)
- Eventuellement un onduleur si la consommation est alimentée en courant alternatif.
- Eventuellement un groupe électrogène en appoint.
- Facultatif : système de monitoring/supervision pour enregistrer les données et éventuellement y accéder à distance ou via un portail web.

En système photovoltaïque connecté au réseau les principaux composants sont :

- Panneaux photovoltaïques (+structure de support).
- Coffret de coupure et de protection courant continu DC.
- Onduleur
- Coffret de coupure et de protection courant Alternatif AC
- Facultatif : système de monitoring/supervision pour enregistrer les données et éventuellement y accéder à distance ou via un portail web. [11]

### **I.4.5. Principe de fonctionnement d'un système Photovoltaïque**

La conversion photovoltaïque, aujourd'hui largement utilisée, peut-être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique.

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique (incluant la chauffe du matériau par les rayons solaires), récupérer toute ou une partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P.

L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque.

### I.4.6. Différents types (structure) des systèmes PV

On appelle système photovoltaïque l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité. Le choix du type des systèmes PV dépend particulièrement des objectifs d'utilisations et des endroits d'installation. Souvent, il existe quatre grandes familles des systèmes PV.

#### I.4.6.1. Système PV autonome

Souvent utilisé dans des endroits qui sont difficilement accessibles ou n'ont pas d'accès à un réseau électrique. Nommés autonome puisqu'il se met principalement sous l'exposition de l'éclairage solaire pour générer de l'énergie sans connexion ou sans avoir besoin de l'assistance du réseau électrique ou de la dépendance d'une quelconque sorte de cogénération. [11]

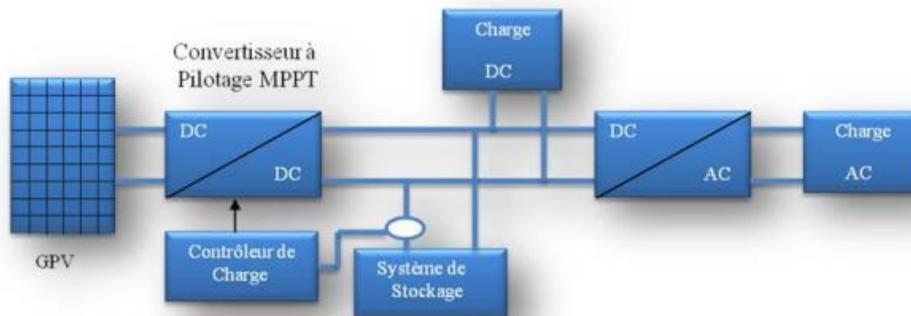


Figure 1.11. Schéma d'installation d'un système PV autonome.

Un système PV autonome typique, montré par la figure (1.11), est constitué d'un GPV, d'une partie d'accumulation et d'une unité de conditionnement qui contient; un régulateur de charge, un dispositif MPPT (traqueur de point de puissance maximale) et parfois un onduleur pour convertir la puissance DC générée en puissance AC requise par les charges AC. [11]

#### I.4.6.2. Système PV couplé directement

Pour un système PV couplé directement, le GPV est raccordé directement à une charge DC ou AC. Par conséquent, la charge ne peut fonctionner que lors de la présence de l'éclairage solaire, une telle installation PV n'est employée que dans des applications limitées. L'application classique de ce type d'installation est pour le pompage de l'eau, dont le GPV fonctionne pour alimenter le moteur de la pompe à eau.

### I.4.6.3. Système PV hybride

Ce type est répandu présentement, il consiste à intégrer d'autres générateurs avec le GPV, Le générateur associé peut être renouvelable tels qu'une turbine éolienne, turbine conventionnel, générateur diesel alimenté par des biocarburants, ou non renouvelable comme un moteur diesel ou le réseau de distribution électrique. Il est même possible d'y intégrer un système thermique afin de chauffer l'eau domestique ou de faire la climatisation en exploitant la chaleur dissipée par le GPV. [11]

### I.4.6.4. Système PV connecté au réseau

C'est le type de système PV le plus installé, à la fin de l'année 2009, 95% des systèmes PV installés en France et 99% au Japon sont connectée au réseau. C'est une connexion directe au réseau électrique interférée par une unité de conditionnement constituée principalement par un onduleur pour assurer la conversion de puissance DC/AC injectée au réseau et un dispositif MPPT associé à un convertisseur DC/DC déterminé selon le besoin énergétique comme il est montré par la figure (1.12).[11] Au cours de disponibilité de l'éclairage solaire, l'énergie produite par ce système PV peut être soit utilisée immédiatement (ce qui est normal pour les systèmes PV intégrés dans les bâtiments commerciaux et les applications industrielles) ou être vendue à l'une des entreprises d'électricité. En effet, le réseau agit comme un système de stockage d'énergie, ce qui signifie que ce type de système n'a pas forcément besoin d'inclure des batteries de stockage puisqu'en cas du manque ou d'absence d'éclairage solaire, si c'est nécessaire, le système peut racheter l'énergie requise du réseau. Cependant, par des mesures optionnelles ou sécuritaires, les batteries peuvent être associées à ce système notamment en cas de panne du réseau électrique.

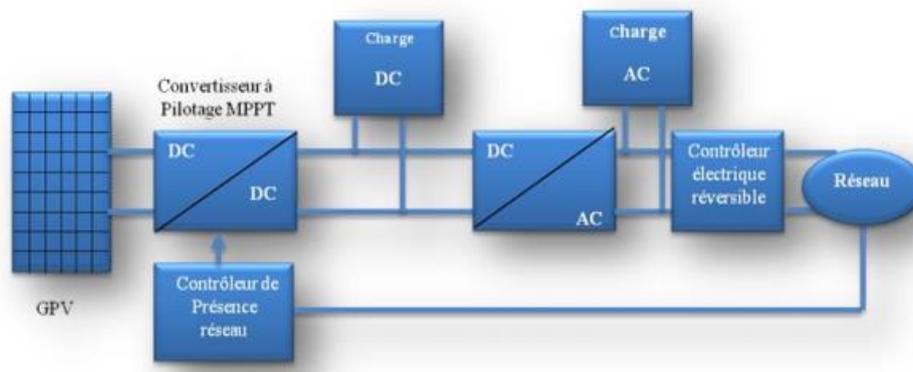


Figure 1.12. Schéma d'installation d'un système PV connecté au réseau.

Parmi les systèmes raccordés au réseau actuellement installés, deux principaux types sont distingués :

### **I.4.6.5. Système PV intégré au bâtiment (BIPV)**

Un système BIPV est composé d'un GPV intégré dans les structures des maisons d'habitation, des bâtiments commerciaux, ou les parcs de stationnement. Les systèmes BIPV ont généralement un angle d'inclinaison fixe mettant production d'énergie plus sensible à l'environnement avoisinant de la construction qui peut contenir des obstacles inamovibles.

### **I.4.6.6. Système PV monté au sol (ground-mounted)**

Pour les systèmes PV montés au sol, les modules sont structurés sous un angle d'inclinaison fixe ou avec des dispositifs suiveurs de soleil afin d'augmenter la production d'énergie. Ce système est principalement installé sur des champs ouverts utilisé pour des applications utilitaires allant de plusieurs kW à plusieurs MW. [12]

## **I.5. Conclusion**

Dans ce chapitre on a présenté le potentiel solaire et les bases de la conversion de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que les différents types des cellules solaires, en passant en revue du fonctionnement des cellules photovoltaïques avec leur rendement dans les conditions réelles. Aussi on a rappelé les différents types (structure) des systèmes PV et leurs utilisation et secteurs d'application pour étudier l'efficacité énergétique de ces systèmes qui fera l'objectif du prochain chapitre.

## **Chapitre II**

### **Etude De L'efficacité Energétique Dans Les Installations Photovoltaïques**

## II.1. Introduction

L'implantation des installations photovoltaïques dans la procédure de production d'énergie électrique devient un besoin mais impermanent important de savoir comment la gérer et la rendre le plus optimale possible et augmenter le rendement ce qui permet de réduire les pertes et démineur les coûts. Et pour cela, dans ce chapitre on va citer les points essentiels pour assurer l'efficacité énergétique dans les installations photovoltaïques.

Commençons tout d'abord par la modélisation d'un système PV et principalement les panneaux solaires dans les conditions idéales et simplifiés puis les points d'étude de l'efficacité énergétique d'un système PV, et par la suite on présente les différents types de défauts affectant les systèmes PV ensuite on va décrire les défauts, leurs origines et leurs impacts ainsi que les méthodes de diagnostic et de surveillance du système au cours de production et enfin le choix de la structure du système PV proposé pour alimenter une entreprise de 200KW.

## II.2. Modélisation d'un panneau photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est le résultat de l'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle. Il existe Deux principaux modèles de la cellule photovoltaïque sont présentés dans la littérature à savoir :

- Modèle à une diode (ou exponentielle simple).
- Modèle à deux diodes.

Tableau II.1. Présente les caractéristiques d'une cellule PV.

Le courant de court-circuit qui est la grande valeur du courant générée par une cellule pour une tension nulle ( $V_{pv}=0$ )	$I_{cc}(cellule) = \frac{I_{cc}}{N_p}$
La tension du circuit ouvert $V_{co}$ de la cellule	$V_{co}(cellule) = \frac{V_{co}}{N_s}$
Le courant maximal de la cellule	$I_{mpp}(cellule) = \frac{I_{mpp}}{N_p}$
La tension maximale de la cellule	$V_{mpp}(cellule) = \frac{V_{mpp}}{N_s}$
La puissance maximale de la cellule	$P_{max} = V_{mpp} * I_{mpp}$
La résistance série de la cellule $R_s$ (cellule)	$\frac{N_p}{N_s} * R_s(module)$

La résistance shunt de la cellule $R_{sh}$ (cellule)	$\frac{Np}{Ns} * R_{sh}(module)$
La puissance au point de puissance maximal MPP ( $V_{opt}, I_{opt}$ )	$P_{max} = V_{opt} * I_{opt}$
Rendement maximum $\eta$	$\frac{P_{max}}{P_m} = \frac{V_{opt} * I_{opt}}{A * G}$

$P_m$  : Puissance à l'entrée de la cellule solaire.

$G$  : L'irradiation qui représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface ( $W / m^2$ ).

$A$  : Surface effective des cellules.

### II.2.1. Model d'une cellule PV idéal

On peut décrire une cellule photovoltaïque d'une façon simple comme une source idéale de courant qui par conséquence délivre un courant par l'excitation des photons, ce courant est proportionnel à la puissance lumineuse incidente. Schéma équivalent de la cellule PV idéale : [13]

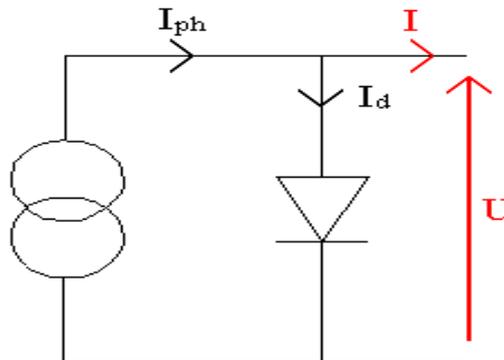


Figure 2.1. Model de cellule photovoltaïque idéale

D'après la loi des nœuds (loi de Kirchhoff) :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode d'où  $V=V_d$ .

Le courant  $I_d$  de la diode :

$$I_d = I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Donc la relation sera :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

$I_0$  : Le courant de saturation inverse de la diode

$V_d$  : La tension à la borne de diode ;

$V_t$  : Potentielle thermique,  $V_t = \frac{KT}{q}$  ; (2.4)

$K$  : La constante de Boltzmann,  $K = 1.381. 10^{-23}$  joules/Kelvin.

### II.2.2. Model de la Cellule photovoltaïque réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réel tient compte d'effets résistifs ce schéma équivalent est constitué

- d'une diode (D),
- une source de courant ( $I_{ph}$ ) caractérisant le photo-courant.
- une résistance série ( $R_s$ ) représentant les pertes par effet Joule.
- une résistance shunte ( $R_{sh}$ ) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à ( $R_s$ ).

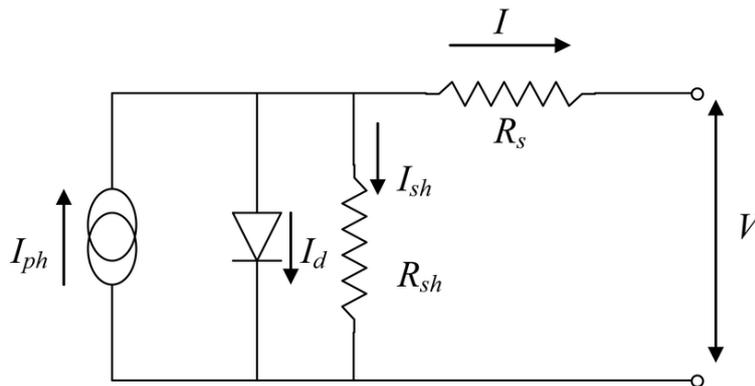


Figure 2.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

- ❖ Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.5)$$

Avec :

$I$  : courant générer par la cellule PV (A).

$I_{ph}$  : photon-Courant crée par la cellule (A).

$I_d$  : courant circulant dans de diode (A)

$I_{sh}$  : courant circulant dans la résistance de shunt(A).

- ❖ Le courant de la résistance shunt :

$$I_{sh} = \frac{V+I_r s}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

❖ Le courant de la diode :

$$I_d = I_s \times \left[ e^{\frac{V+I_r s}{nV_t}} - 1 \right] \quad (2.7)$$

Avec :

$I_s$  : le courant de la saturation de la diode donné par :

$$I_s = K_1 T^3 \times e^{\left(\frac{E_g}{KT}\right)} \quad (2.8)$$

Où :

$$V_t = \frac{K \times T}{q} \quad (2.9)$$

$G_r$  : l'irradiation dans les conditions nominales.

$T$  : température de fonctionnement de la cellule.

$K_i$  : coefficient de la température de court-circuit.

$I_s$  : Courant de saturation de la diode (A), dépendant de la température.

$V$  : tension aux bornes de la cellule (V).

$R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).

$V_{oc}$  : Tension en circuit ouvert de la cellule à la température nominale.

$I_{cc}$  : Courant de court-circuit du panneau à la température nominale.

$N_s$  : Nombre des cellules en série.

$N_p$  : Nombre des cellules en parallèle.

$K_i$  : Coefficients correcteurs d'idéalité.

$n$  : Facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2.

$q$  : Charge de l'électron en C ( $1,602 \cdot 10^{-19}$ ).

$K$  : Constante de Boltzmann en J/K ( $1,381 \cdot 10^{-23}$ ).

$E_{g0}$  : Énergie de gap de cellule en Ev.

$T$  : Température effective de la cellule (degré Kelvin).

$T_r$  : Température nominale.

$V_t$  : Tension thermique à la température T.

$I_{rs}$  : Courant de saturation réversible

$R_{sh}$  : Résistance shunt(ou parallèle) ( $\Omega$ ).

❖ Le courant délivré par le module PV est donc :

L'expression de la caractéristique I(V) est :

$$I = I_{ph} - I_s \times \left[ e^{\left(\frac{V+I_r s}{n \times V_t}\right)} - 1 \right] - I_{sh} \quad (2.10)$$

- ❖ Le photon-courant est proportionnel à l'éclairement et dépend aussi de la température, son expression est la suivante:

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  représente le courant maximum généré par la cellule lorsqu'elle est soumise à un court-circuit  $V = 0$ . Comme  $R_s \ll R_{sh}$ , on peut admettre que  $I_{ph} \approx I_{cc}$  pour  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , alors on a :

$$I = I_{cc} - \left[ e^{\frac{(V+Irs)}{nVt}} - 1 \right] - \frac{V+Irs}{Rsh} \quad (2.11)$$

- ❖ Le courant de saturation  $I_s$  :

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ( $R_{sh} = \infty$ ) l'équation (2.11) se simplifie à

$$I = I_{cc} - I_s \left[ e^{\frac{(V+Irs)}{nVt}} - 1 \right] \quad (2.12)$$

Où :

$I$  : le courant fourni par la cellule ;

$v$  : la tension aux bornes de la cellule ;

Les équations établies jusqu'à présent ne sont valables que pour un mode de fonctionnement spécifique en termes d'éclairement et de température. Pour généraliser la modélisation pour différents éclaircements et températures, on utilise le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

Alors la nouvelle valeur du courant de court-circuit  $I_{cc}$  pour une irradiation  $G$  et une température  $T$  données est calculée selon l'équation suivante :

$$I_{cc}(G, T) = I_{ccr} \frac{G}{1000} \times [1 + \alpha(T - T_{ref})] \quad (2.13)$$

Avec :

$I_{cc}$  : le courant de court-circuit mesuré sous une irradiation  $1000\text{W/m}^2$ .

$\alpha$  : le coefficient de variation du courant en fonction de la température ( $\alpha=0.65e-3$ ).

$T_{ref}$  : la température de référence,  $298^\circ\text{K}$  ( $25^\circ\text{C}$ ).

Le courant de saturation de la diode dépend de la température. Sa valeur pour une température  $T$  donnée est calculée par :

$$I_s(T) = I_{sr}(T_{ref}) \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{ne} * \left( \frac{-q.Eg}{NK} \right) * \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (2.14)$$

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc...), la puissance électrique  $P(W)$  disponible aux bornes d'une cellule PV est :

$$p = V * I \quad (2.15)$$

Avec :

(W) : puissance fournie par la cellule PV.

(v) : tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

(A) : intensité débitée par la cellule PV.

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie" (figure 2.3), et la tension au point de puissance maximale  $V_{max}$  est inférieure à la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ , de même que le courant fourni  $I_{pmax}$  est inférieur, pour cette même tension, au courant de court-circuit  $I_{cc}$ . [14]

L'expression de la puissance en ce point est donnée par :  $P_{max} = V_{max} * I_{max}$

La figure (2.3), présente la courbe courant-tension d'un photo-générateur avec les points importants qui le caractérise :

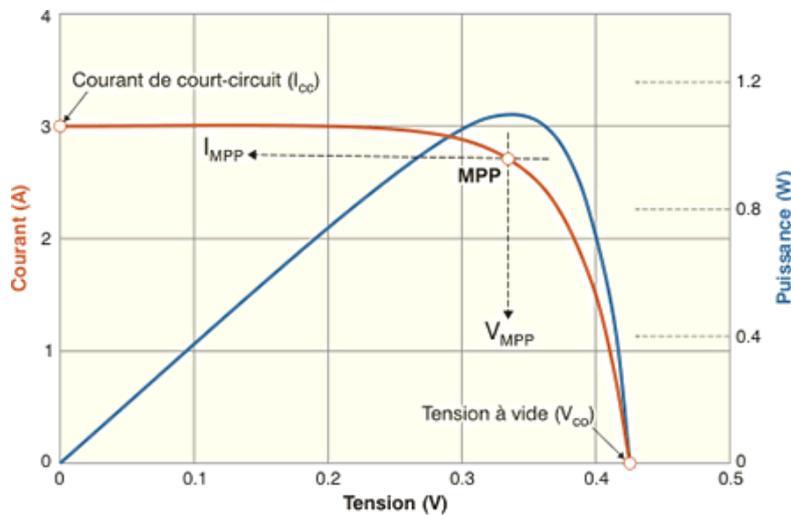


Figure 2.3. Courbe courant – tension d'un photo-générateur.

Le panneau photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques montés en série ( $N_s$  modules) et en parallèle ( $N_p$  modules).

### II.2.3. Modules photovoltaïques

#### a) caractéristique d'un GPV élémentaire

On décrit un GPV élémentaire par les paramètres suivants :

- La puissance de crête  $P_c$  : puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ( $25^\circ\text{C}$  et un éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$ ).
- la tension à vide  $V_{OC}$  : tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- le courant de court-circuit  $I_{cc}$  : courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

- le point de fonctionnement optimum,  $(V_{mp}, I_{mp})$  : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_{mp} = V_{mp} \cdot I_{mp}$
- le rendement : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- le facteur de forme : rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule. [14]

**b) Association en série**

Une association de  $(N_s)$  cellule en série figure (2.4) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.

L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de  $(N_s)$  cellules. [14]

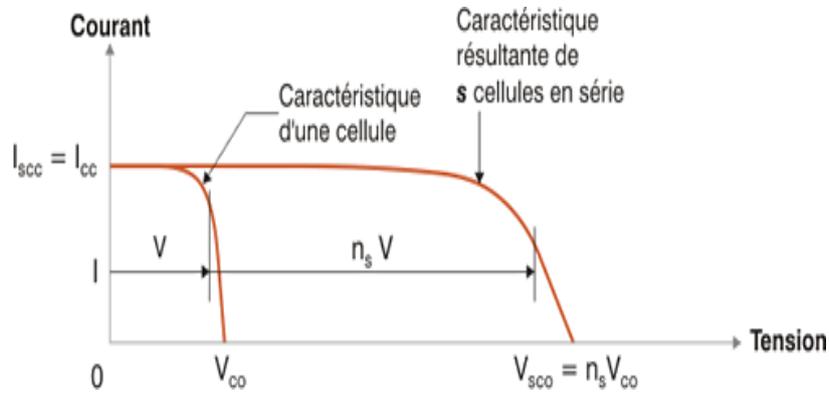


Figure 2.4. Caractéristique courant-tension de  $N_s$  cellule en série

**c) Association en parallèle**

Une association parallèle de  $(N_p)$  cellule figure (2.5) est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.

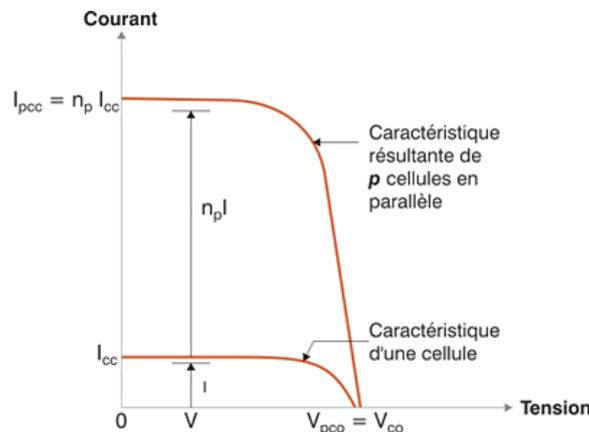


Figure 2.5. Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension

L'expression générale on fonctions de nombres de cellules :

$$P_{PV} = I_{PV} \cdot V_{PV} = \left[ I_{cc} - N_p I_s \left( e^{\frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{N_s + N_p}} - 1 \right) - \frac{V_{PV}}{R_p} - \frac{R_s I_{PV}}{R_p} \right] \cdot V_{PV} \quad (2.16)$$

$N_s$  : Nombre de cellules en série ;

$N_p$  : Nombre de cellules en parallèle ;

**d) Mise en série/parallèle (mixte)**

La plupart des applications domestiques et industrielles ont besoin d'une grande puissance, le module photovoltaïque est par conséquent regroupé en grand nombre des cellules photovoltaïques. Pour utiliser l'énergie photovoltaïque à grande échelle, les cellules sont connectées entre elles en série pour augmenter la tension et en parallèle et pour augmenter le courant, ce que n'appelle une forme mixte ou série/parallèle.

La tension générée par une cellule photovoltaïque au silicium mono ou multi cristallin, fonctionnant au point de puissance maximale sous l'éclairement de référence de  $1kW.m^{-2}$ , est de l'ordre de 0,55 V, le courant est fonction de la surface de la cellule. Il convient donc de grouper en série et parallèle des cellules élémentaires pour adapter tension et courant en fonction des contraintes de la charge à alimenter. [13]

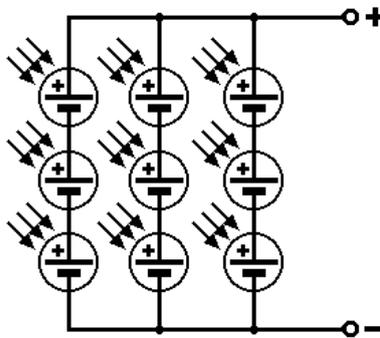


Figure 2.6. Regroupements des cellules on série/parallèle

**II.3. Points d'étude de l'efficacité énergétique d'un système PV**

Pour améliorer l'efficacité énergétique dans un système photovoltaïque on va étudier les facteurs intérieurs et extérieurs les plus influents, sur le comportement des modules de différentes filières, pour tenter de rendre le PV plus fiable et prévisible. Il est donc indispensable d'assurer la surveillance de la source PV en développant des méthodes de diagnostic sensibles aux défauts et robustes aux changements des conditions météorologiques notamment l'éclairement et la température. Pour atteindre à l'objectif qui est l'amélioration

des rendements des cellules est de contribuer au développement de méthodes de diagnostic de défauts affectant les modules PV lorsqu'ils fonctionnent en environnement extérieur.

### II.3.1. Impact des facteurs climatiques sur les performances électriques des modules PV

Les modules PV sont caractérisés dans des conditions STC. Or, ces conditions correspondent à un ciel clair sans pollution pour un soleil assez haut dans le ciel, un module dans le plan normal aux rayons du soleil (optimum) et une température de cellule de 25°C (qui n'est jamais le cas pour un module qui fonctionne à 1000 W/ m<sup>2</sup>). [9]

Le rendement des modules peut différer du rendement STC, principalement à cause de quatre facteurs météorologique qui sont expliqués brièvement ci-dessous :

#### II.3.1.1. L'influence du faible éclairement

Pour de nombreux modules commerciaux, le rendement n'est pas constant en fonction de l'éclairement, Ce phénomène est bien souvent négligé par les fabricants, qui ne donnent aucune indication sur le comportement de leur module à faible éclairement.

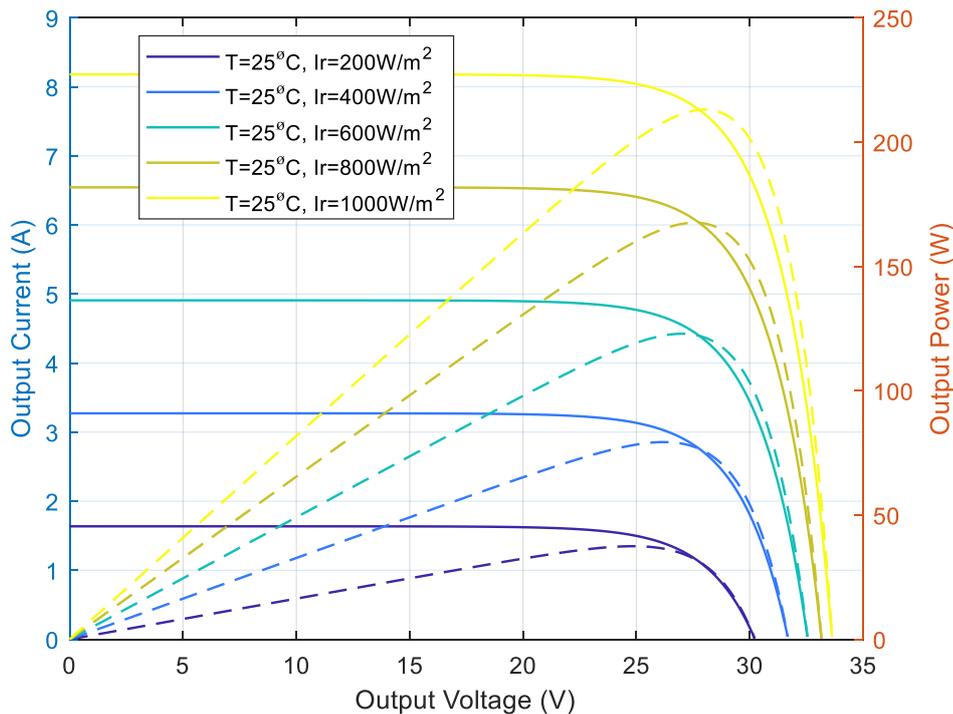


Figure 2.7. Caractéristique I,P (V) pour différentes valeurs de l'éclairement et température fixe.

#### II.3.1.2. L'influence de la température

L'effet de la température sur le panneau varie en fonction de l'éclairement, de la température ambiante, de la vitesse du vent, du montage du module (intégré au toit ou aéré) et tous ces paramètres changent en fonction du site choisi pour l'installation des modules. De plus les coefficients liés à la température diffèrent en fonction des matériaux utilisés pour la fabrication du module.

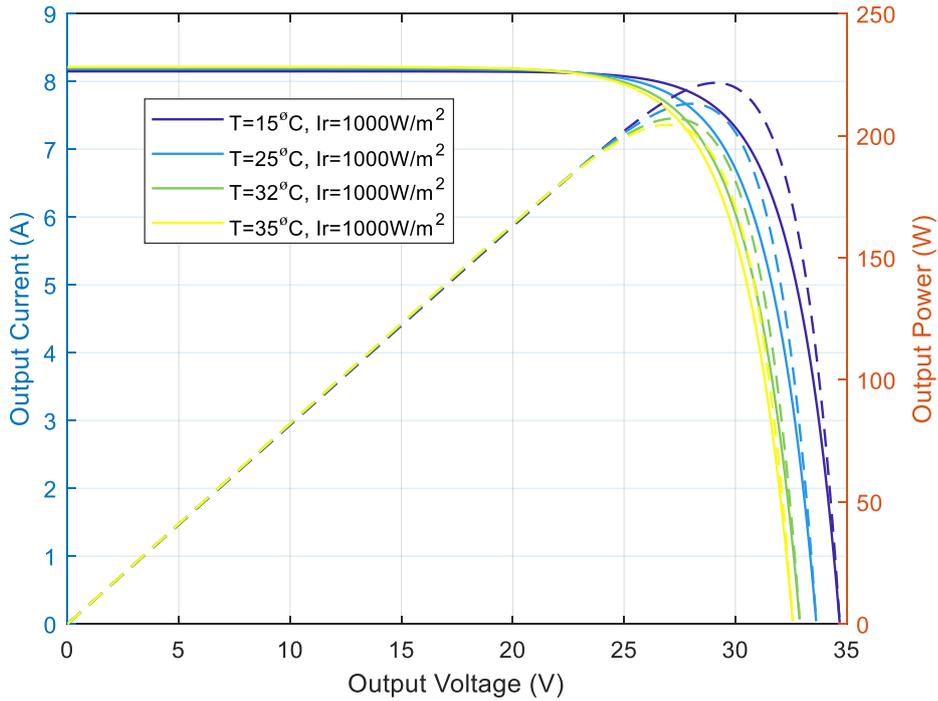


Figure 2.8. Caractéristique I, P (V) pour différentes valeurs de température et une irradiation fixe.

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules PV. La figure 2.8. Décrit le comportement du module sous un éclairement fixe de 1000W/m<sup>2</sup>, et à des températures comprises entre 15°C et 40°C. Nous remarquons que le courant augmente avec la température; par contre la tension de circuit ouvert diminue. Ceci entraîne une diminution de la puissance maximale disponible.

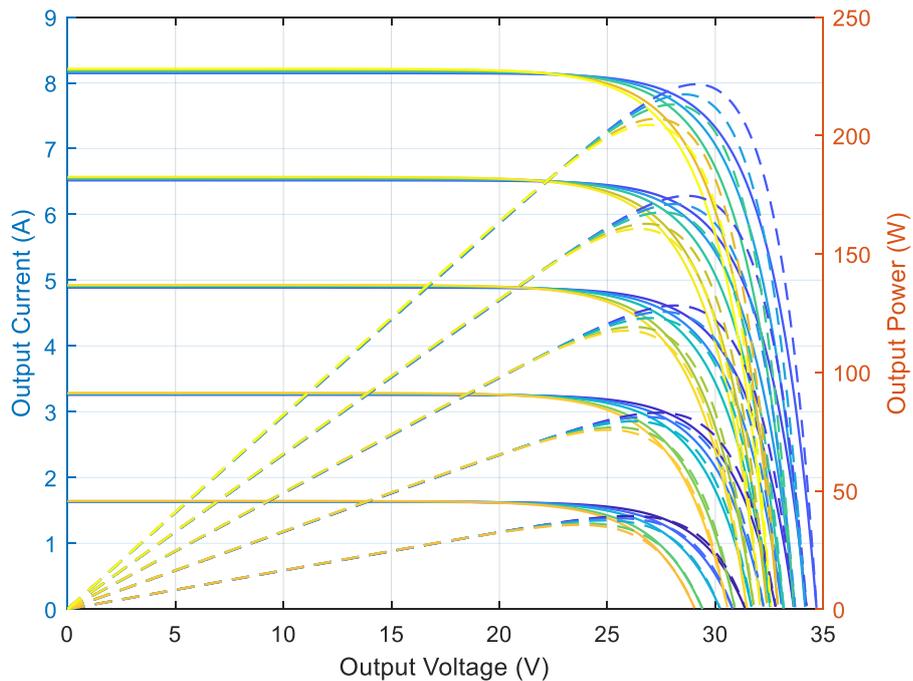


Figure 2.9. Caractéristique I, P (V) variation de température et l'irradiation.

### II.3.1.3. L'influence du spectre solaire

Tous les modules n'ont pas la même réponse spectrale. Elle dépend de la technologie. Le silicium cristallin et le CIGS ont une bande d'absorption qui va de 300 à 1120 nm alors que le silicium amorphe et le CdTe ne couvrent que la plage qui va de 350 à 800 nm. De plus le spectre solaire, en raison du changement continu de la position du soleil (donc de l'AM) et de la composition de l'atmosphère, change tout le temps. Cette variation continue du spectre solaire a pour conséquence une variation, différente suivant la filière, du courant photo-généré et donc de la puissance fournie par le module. [16]

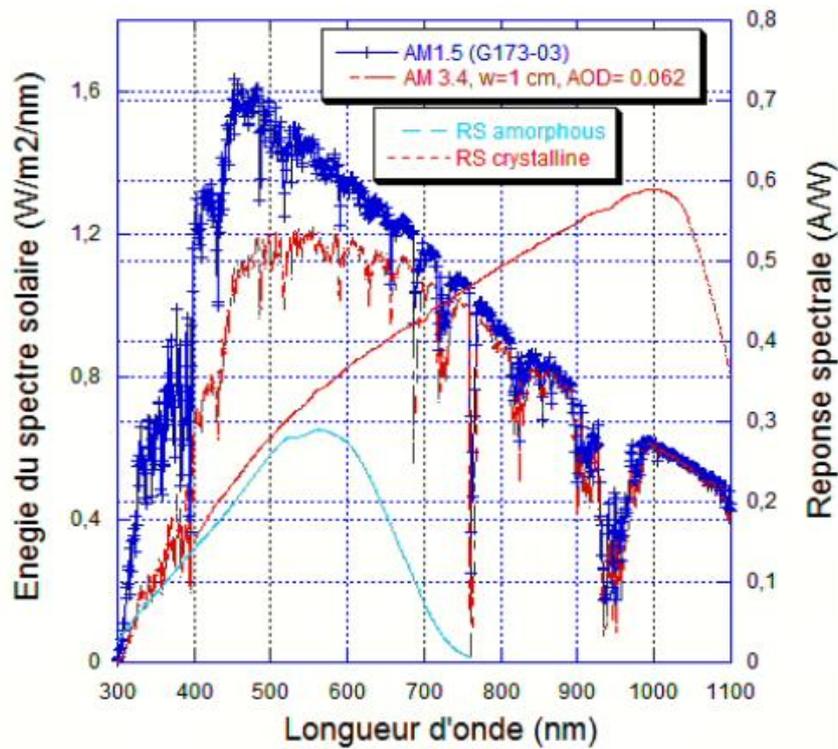


Figure 2.10. Spectres solaires et réponses spectrales de a-Si et c-Si en fonction de la longueur d'onde

### II.3.1.4.L'influence de l'angle d'incidence du rayonnement

Quel que soit le module, la lumière incidente doit traverser plusieurs couches successives avant de pouvoir atteindre la cellule. Dans les conditions STC, les rayons lumineux arrivent perpendiculairement au plan du module. Or, en condition réelle d'utilisation, les rayons peuvent provenir de n'importe quelle direction. Ce qui engendre une perte proportionnelle au cosinus de l'angle d'incidence, mais également une perte liée aux réflexions sur le verre qui peuvent s'ajouter aux pertes globales pour des angles d'incidence supérieurs à 50°. [16]

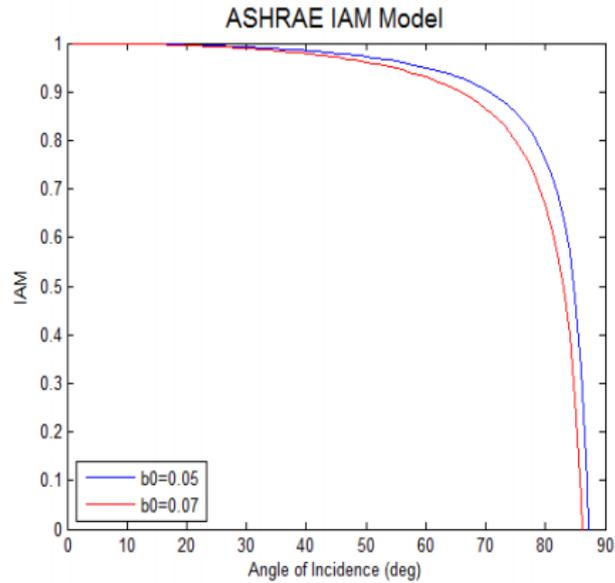


Figure 2.11. Modèle ASHRAE prenant en compte la réflexion du verre par rapport à l'angle d'incidence de la lumière incidente

### II.3.1.5. L'influence des ombrages partiels

D'autres pertes, cette fois-ci uniquement liées au site d'implantation, sont les ombrages et la saleté qui viennent diminuer les performances des modules PV. [16]

## II.3.2. Impact des paramètres internes sur les performances électrique des modules PV

### II.3.2.1. Effet de la résistance série

La résistance série caractérise les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques des cellules. Comme la montre la Figure (2.12. (a)), la résistance série ( $R_S$ ) agit sur la pente de la caractéristique ( $I-V$ ) dans la zone où le module PV se comporte comme un générateur de tension. On remarque que lorsque  $R_S$  augmente, la valeur de la tension optimale ( $V_{mpp}$ ) diminue, mais le courant optimal ( $I_{mpp}$ ) reste presque constant. Par conséquent, la puissance maximale (MPP) augmente avec la diminution de la résistance série (Figure 2.12. (b)). [17]

### II.3.2.2. Effet de la résistance parallèle

La résistance parallèle représente la résistance de fuite provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des irrégularités ou impuretés. L'effet de la résistance parallèle sur les caractéristique  $I-V$  et  $P-V$  du module PV est montré sur la Figure (2.13. (a) et (b)). [17]

### II.3.2.3. Effet du facteur d'idéalité

L'influence du facteur d'idéalité de la diode sur les caractéristiques  $I-V$  et  $P-V$  du module PV est montrée sur la Figure (2.14) Ce facteur à un effet considérable sur la zone de

la puissance maximale du module PV. On remarque que lorsque le facteur d'idéalité augmente, la valeur de la puissance maximale (*MPP*) diminue et vice-versa. [17]

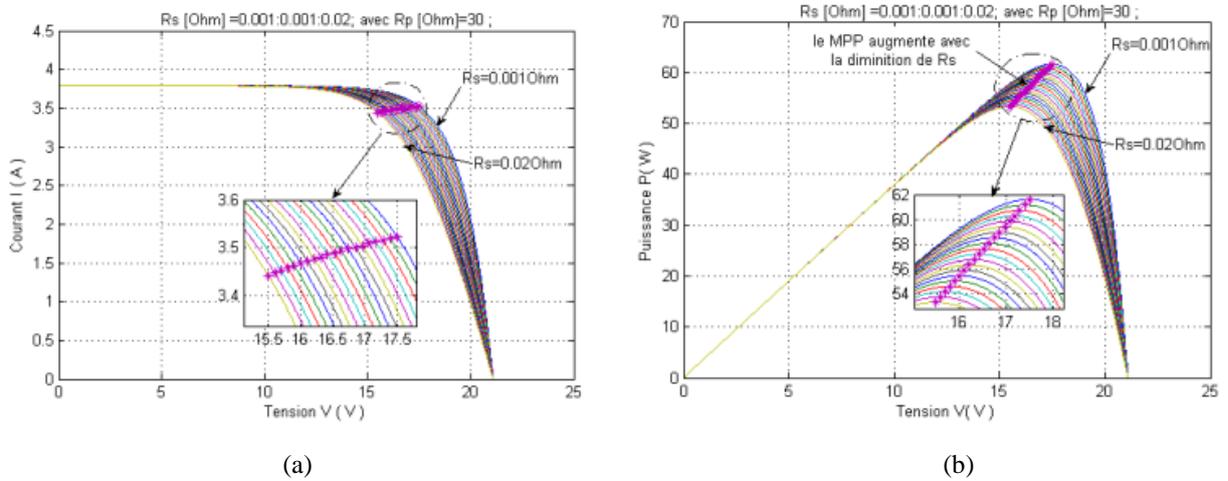


Figure 2.12. Effet de la résistance série sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.

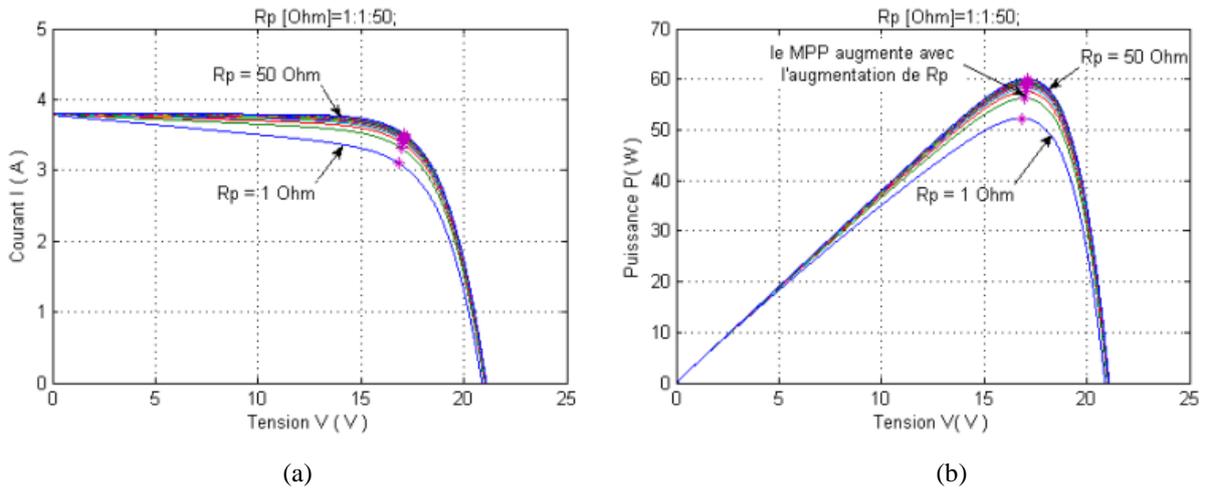


Figure 2.13. Effet de la résistance parallèle sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.

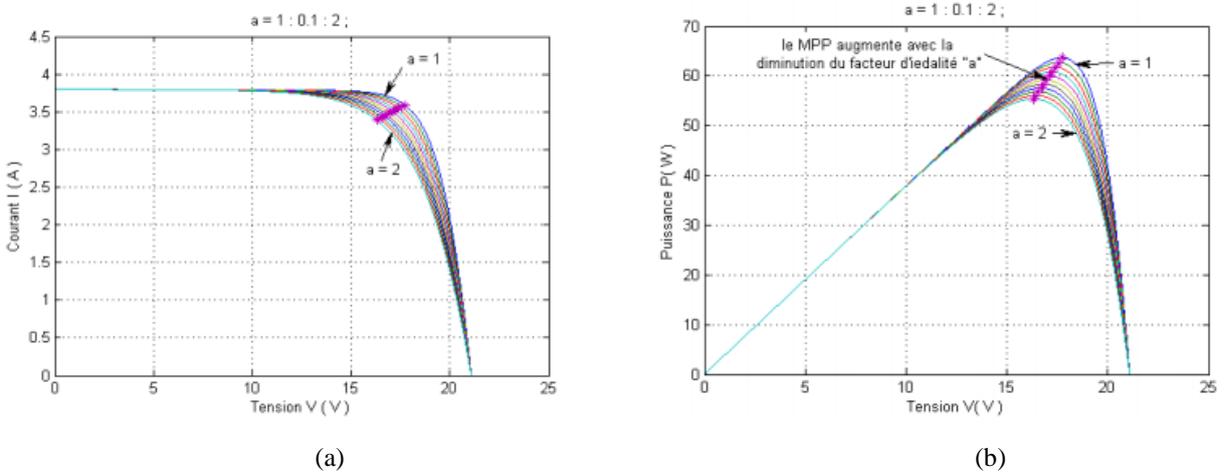


Figure 2.14. Effet du facteur d'idéalité sur les caractéristiques (a) I-V et (b) P-V du module PV.

### II.3.3. Impact des différents défauts sur les performances électriques des modules PV

#### II.3.3.1. Classification des défauts dans une installation PV

Un défaut sur le système PV est un évènement qui peut apparaître avant ou après la mise en production du système photovoltaïque. On propose de classer les causes d'apparition d'un défaut PV selon quatre origines. [9]

##### II.3.3.1.1. Facteurs externe

Ils regroupent les défauts d'origines environnementales et les défauts dus à un mauvais conditionnement. Les défauts environnementaux peuvent être temporaires comme l'ombrage partiel dû au passage des nuages ou permanent tels que l'ombrage causé par un objet imprévu. Il existe plusieurs exemples de ces ombrages permanents causés par des plantes, des lignes de transport d'électricité et par des modules voisins. La salissure des panneaux ou '*soiling*' est aussi l'un des facteurs environnementaux dégradants. Il s'agit de l'accumulation de la poussière due à la pollution de l'air, du dépôt de sable dans le désert par exemple ou du *soiling* biologique comme le dépôt des feuilles d'arbres ou les déjections d'oiseaux. [9]

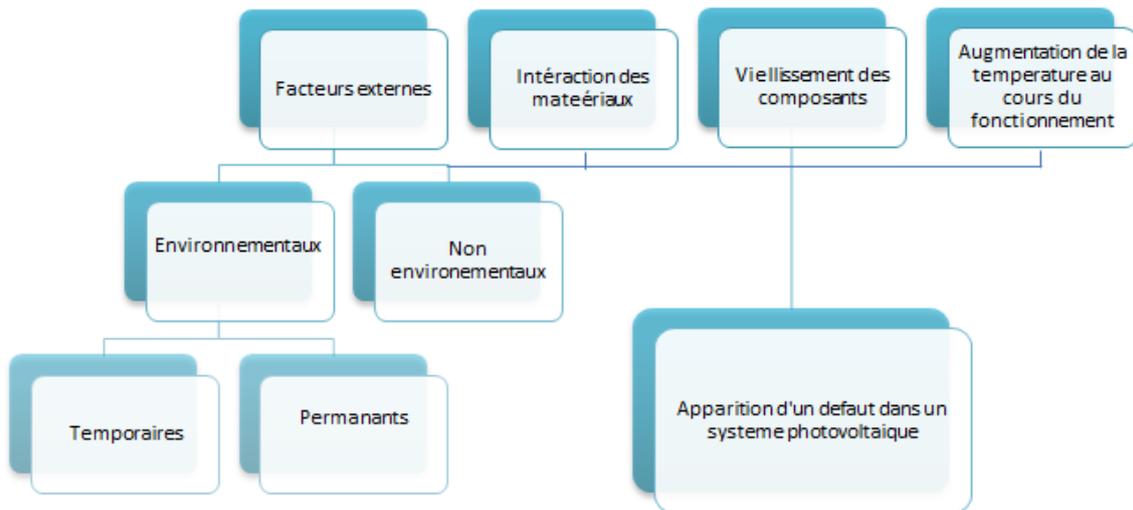


Figure 2.15. Origines des défauts dans les systèmes PV

Ces défauts ont tous pour conséquence de réduire la surface des cellules exposées à l'irradiation solaire. De fait on observe une perte de la puissance produite. De plus, ces défauts provoquent dans certains cas la formation des points chauds locaux. Si la température de la cellule atteint une valeur élevée (typiquement  $>150^{\circ}\text{C}$ ), elle peut être irrémédiablement endommagée et donc causer un problème de sécurité (incendie). La grêle est aussi un facteur environnemental qui peut causer des fissures des cellules.

Les défauts dus à un mauvais conditionnement sont essentiellement les défauts de fabrication, d'installation, de transport ou de câblage. Chaque fabricant possède ses propres procédés de contrôle pour vérifier les qualités optiques et le comportement électrique de chaque cellule. A la fin de fabrication, un *flashage* de chaque module PV est effectué dans les conditions STC (Standard Test Condition) pour vérifier les performances du module. La caractéristique I(V) obtenue par ce *flashage* est envoyée au client. Afin d'éviter les défauts de transport, l'assemblage des cellules doit être bien solide. En effet, un assemblage bien réalisé garantit une résistance des modules PV face aux chocs (intempéries de forte intensité par exemple) et plus particulièrement lors du transport pour un long voyage.



Figure 2.16. représente les défaut par l'ombrage partiel.

### II.3.3.1.2. Interactions des matériaux

La combinaison des différents matériaux utilisés dans un module PV est à l'origine de présence des plusieurs défauts. En effet, les conditions de formation de ces défauts sont liées aux sources induites par les matériaux et les procédés. L'apparition de ce genre de défauts est souvent favorisée par les facteurs d'environnement (humidité, chaleur,...). Ces interactions peuvent donner lieu à des phénomènes visibles tels que **la décoloration de l'encapsulant** (jaunissement ou brunissement), **la corrosion**, la fissure des cellules ou **la délamination**. Ces interactions peuvent également se traduire par des dégradations électriques telles que la déconnexion des cellules, **le court-circuit** et le défaut PID (Potential Induced Degradation) qui n'ont pas d'effets visuels. Nous allons définir par la suite quelques types de défauts et les conditions relatives à leur apparition.

#### A. Décoloration de l'encapsulant

Il s'agit du jaunissement ou du brunissement des cellules. Ceci est causé par la dégradation du matériau de l'encapsulant qui est généralement l'EVA (Ethylene Vinyl Acetate). Ce défaut provoque un changement dans la transmission de l'éclairement solaire atteignant la surface des cellules et par conséquent une réduction de la production. L'origine du défaut est liée aux effets thermiques et se traduit par un léger jaunissement et aux effets photo-thermiques tels

que l'exposition à la lumière Ultra-Violet qui entraîne le brunissement foncé des cellules. Vu l'impact de ce type de décoloration, le pré-conditionnement des modules par rapport à l'exposition UV est nécessaire pour préserver leurs performances sur le long terme. [15]

### **B. Délamination**

Ce défaut consiste en la perte d'adhérence entre les différentes couches de la cellule PV. Les principales causes de ce défaut sont liées aux contraintes environnementales, l'exposition aux rayonnements UV et l'élévation anormale de la température des cellules.

### **C. Fissure des cellules**

En plus des dommages mécaniques qui peuvent survenir lors de l'installation ou l'assemblage des cellules, les fissures peuvent être causées par des problèmes mécaniques internes. En effet, afin de protéger les cellules contre la délamination et la corrosion, il est nécessaire d'établir une bonne adhérence entre les couches. Cependant, une adhérence trop forte peut générer de fortes contraintes mécaniques internes surtout dans le cas des cellules à couches minces. Ajoutons à cela les contraintes thermodynamiques induites par les cycles thermiques qui peuvent aussi provoquer des fissures. [15]

### **D. Snail trails**

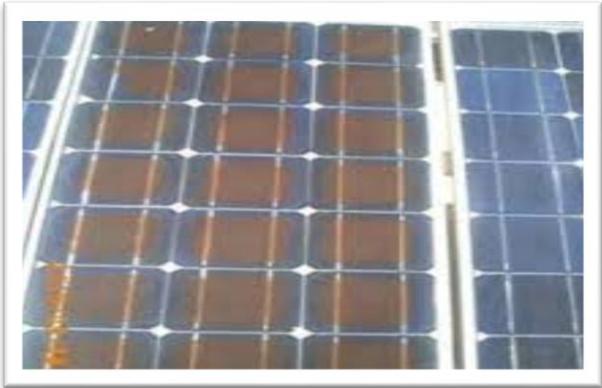
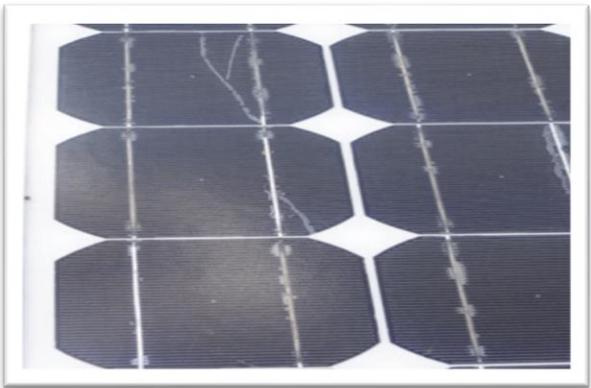
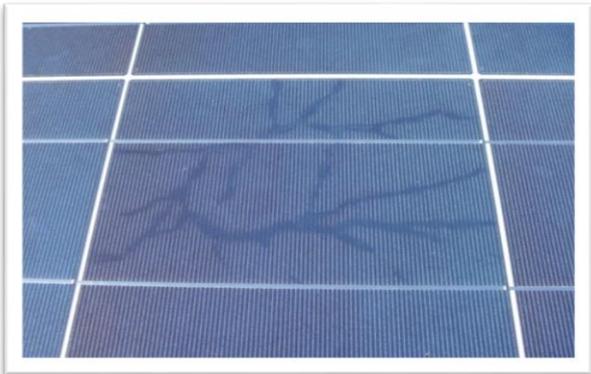
L'étude de (Kim et al., 2016) indique que les fissures cellulaires, les additifs du film EVA, les additifs chimiques utilisés sur la surface des cellules ainsi que des facteurs climatiques, par exemple l'humidité, peuvent accélérer la formation de ces défauts. Ils se traduisent par l'apparition de micro fissures qui se propagent sur la surface de la cellule et donnent l'illusion d'un sentier d'escargot d'où l'appellation snail trail. [18]

### **E. Potential Induced Degradation**

C'est un défaut qui affecte les modules situés au plus près du potentiel bas d'un string. Ils sont alors soumis à une tension très élevée de l'ordre de 900V à 1000V provoquant ainsi la formation des courants de fuite entre les cellules et le cadre du module. Les modules réalisés en silicium et en couches minces sont les plus affectés par ce défaut. Il existe 3 types de défauts PID (PID-c, PID-d et PID-s).

Le type PID-s est le plus fréquemment observé. Il peut même conduire à une défaillance totale du module PV. Suite à ce défaut, le facteur de forme (FF) de la caractéristique I(V) se dégrade. Ceci peut être modélisé par une dégradation des paramètres internes de la cellule ; diminution de la résistance  $R_{shunt}$  ( $R_{sh}$ ) et augmentation du facteur d'idéalité de(s) la diode(s). Les variables accélérant l'apparition de ce défaut sont les conditions ambiantes, la configuration du système ainsi que les paramètres de conception du module. [19]

Tableau II.2. Représente Quelques exemples des défauts affectant les cellules PV avec une signature visible

Type de défaut	Signature physique
Décoloration de l'encapsulant	
délamination	
Fissure de la cellule	
Snail trails	

### **II.3.3.1.3. Vieillessement des composants**

Outre les défauts cités, le vieillissement naturel peut être aussi à l'origine de plusieurs autres défauts. Ceci a été prouvé par une étude approfondie menée sur 4325 modules PV en silicium mono et poly-cristallin après plus de 11 ans de fonctionnement. [20] D'après cette étude, les défauts les plus fréquents dus au vieillissement sont les décolorations de l'encapsulant suivis des défauts de soudure. Le détachement du cadre du module et la formation de bulles d'air sur sa face arrière résultent aussi du vieillissement. Finalement, les éléments les plus fiables à long terme sont les cellules PV.

Le vieillissement d'un système PV est un processus continu dans le temps, mais plusieurs facteurs peuvent influencer sa dynamique, tels que le *mismatch*, la pénétration de l'humidité qui accélère la corrosion qui par la suite contribue à la dégradation des contacts. Le *mismatch* est un problème qui se traduit par des conditions opérationnelles non-uniformes entre les cellules ou les branches constituant le système PV. C'est une inadéquation de point de vue électrique c'est-à-dire que les cellules ne sont pas parfaitement identiques ou du point de vue conditions de fonctionnement telles que l'ombrage partiel ou l'orientation des modules. Il a été démontré par [21] qu'un lien de 'boucle fermée' existe entre le problème de *mismatch* et le vieillissement, puisque le vieillissement génère une inadéquation qui à son tour favorise le vieillissement principalement à cause des effets thermiques. Par conséquent, non seulement le *mismatch* dégrade la production, mais il peut affecter aussi la durée de vie des modules PV.

### **II.3.3.1.4. Augmentation de la température au cours du fonctionnement**

Comme nous l'avons déjà évoqué, le fonctionnement à une température élevée favorise la formation des défauts dus à l'interaction des matériaux. Il contribue aussi à accélérer le vieillissement des composants qui à son tour peut être à l'origine de certains défauts. Ceci est le cas des diodes de protection qui vieillissent rapidement et se comportent comme des impédances ou les contacts qui se dégradent et conduisent à des défauts de type circuit-ouvert.

## **II.3.4. Les méthodes de diagnostic des systèmes PV**

Parallèlement à l'accroissement des systèmes photovoltaïques, le développement de leur maintenance ainsi que l'évaluation précise de leurs performances sont nécessaires pour tenir la promesse d'une durée de vie opérationnelle de 25 ans sans perte significative de production. En se basant sur des études développées dans la littérature, nous décrivons dans

cette partie le choix de la méthode de diagnostic par rapport à chaque défaut ainsi que ses principaux avantages et inconvénients.

#### **II.3.4.1. Inspection visuelle**

C'est une étape de diagnostic préliminaire réalisée avant ou après la mise en production d'un système PV. Le module PV est inspecté avant et après qu'il ait été soumis à des essais de stress ou de contraintes environnementales, électriques ou mécaniques en laboratoire afin de prévoir sa réponse et ses performances après la mise en production. Il s'agit essentiellement d'évaluer la conception des modules au cours de la pré-phase de production, la qualité de production et la durée de vie des modules. Les tests les plus courants sont : le cycle thermique, le cycle humidité-gel, l'exposition à la chaleur humide, l'irradiation UV, la charge mécanique, l'impact de la grêle, l'exposition extérieure et le stress thermique. [19]

#### **II.3.4.2. Approches basées sur le traitement d'image**

Les méthodes basées sur l'imagerie les plus utilisées sont l'imagerie thermique infrarouge et l'électroluminescence.

##### **A. Imagerie thermique infrarouge**

Le but d'une inspection thermographique est de détecter les défauts avant que ne se produise une baisse substantielle de production ou que des dommages matériels graves ne se produisent. L'imagerie thermique infrarouge permet de détecter les points chauds et d'autres défauts qui ne peuvent être détectés par inspection visuelle. La distribution hétérogène de la température au niveau de la surface du module PV indique la présence des défauts et leurs origines peuvent être identifiées selon le gradient de la température.

##### **B. Electroluminescence**

Lors d'une inspection par électroluminescence, les cellules solaires sont alimentées par un courant d'excitation externe défini tandis que la caméra prend une image des photons émis. Les zones endommagées d'un module solaire apparaissent sombres ou rayonnent moins que les zones saines. La haute résolution des images permet de détecter certains défauts plus précisément que par les images thermiques. L'électroluminescence est particulièrement efficace dans le cas des fissures, des microfissures et des défauts de contacts. [19]

##### **C. Approches basées sur la modélisation analytique**

La modélisation analytique d'un système physique consiste à décrire par des relations mathématiques les liens entre les entrées, les états et les sorties à partir des principes physiques qui régissent le comportement du système. Le modèle ainsi obtenu permet de prévoir le comportement du système par la résolution des équations. Ce modèle sera considéré

comme modèle de référence ou du comportement sain (aucune présence de défaut) du système réel surveillé.

Pour ce qui concerne les systèmes PV, les modèles analytiques sont le plus souvent basés sur le modèle électrique équivalent d'une cellule PV avec **la prise en compte du nombre de cellules en série  $N_s$  et en parallèle  $N_p$** . D'après l'étude sur ce type d'approches, nous proposons de classer les méthodes de diagnostic en 3 sous -groupes.

La première repose sur l'analyse de la puissance produite, La deuxième se base sur l'analyse des rapports RI entre les courants estimés et mesurés et/ou les rapports RV entre les tensions mesurées et estimées et/ou les rapports RP entre les puissances produites mesurées et estimées côté DC. L'analyse de ces rapports a été faite dans des études avec une technique MPPT mise en place dans le système surveillé. Enfin le dernier groupe s'appuie sur l'estimation des paramètres intrinsèques du système étudié.

Ces méthodes sont utilisées dans le cas des défauts électriques simples tels que **le circuit-ouvert** (déconnexion des strings), **le défaut de ligne**, le défaut de connectique entre les modules ou les strings PV, et dans les cas des **défauts environnementaux** principalement l'ombrage partiel. On trouve dans certains des travaux cités qu'ils sont aussi capables de détecter des défauts multiples comme **l'ombrage partiel** et **le court-circuit** des modules PV, le défaut de diodes by-pass avec un défaut de connectique.

En conclusion, ces approches nécessitent de disposer d'un modèle analytique suffisamment précis et de choisir un seuil optimal pour une détection fiable et robuste.[9]

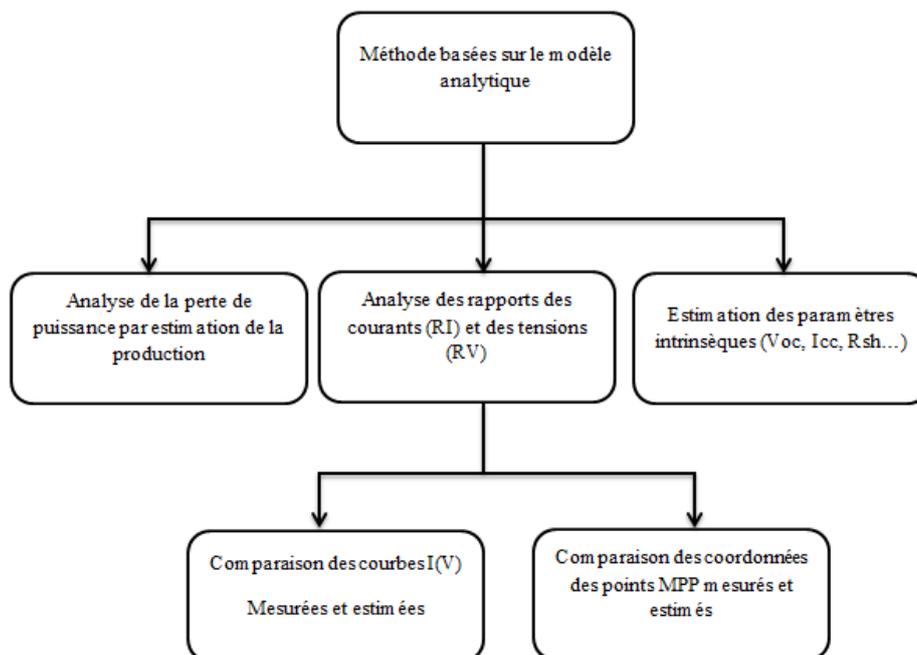


Figure 2.17. Classification des méthodes de diagnostic des défauts PV basées sur la modélisation analytique

### II.3.5. Solution des défauts du système photovoltaïque

Les solutions proposées pour les différents défauts de système PV pour la protection du panneau photovoltaïque qui se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série ou bien en parallèle afin de produire la puissance souhaitable.

Lorsque nous concevons une installation des panneaux photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leurs fonctionnement on cas d'ombrage dans ce cas il a deux types de protection sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module photovoltaïque.

- la protection en cas de connexions en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- La protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass).

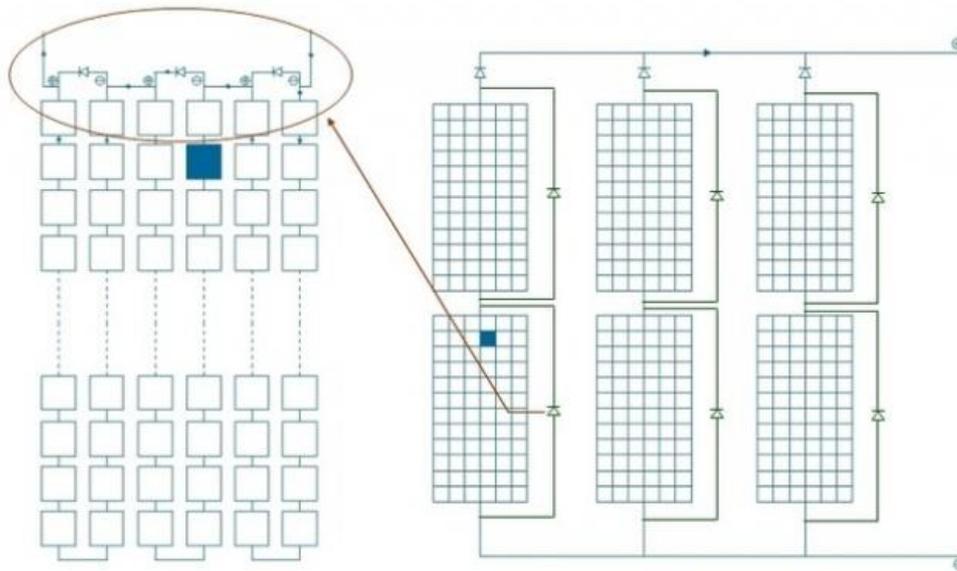


Figure 2.18. Protection du panneau solaire

### II.4. Choix de la structure du système PV proposé

Pour l'utilisation des systèmes solaires il faut toujours respecter l'équilibre entre l'énergie produite par le générateur et l'énergie consommée par l'utilisateur en respectant les deux principes suivants :

- L'énergie produite par le générateur photovoltaïque doit être toujours supérieure ou égale aux demandes de l'utilisateur en énergie à chaque moment.
- La nécessité que l'utilisateur respecte la consommation d'énergie évaluée.

#### **II.4.1. Choix d'un système PV adaptable à l'application**

Le choix d'un type de système PV dépend de l'emplacement de l'installation et la disposition des équipements nécessaires pour faire complet la réalisation de ce type de système.

Le choix d'un système **autonome** est préférable dans la condition des sites éloignés ou dans le cas de systèmes des petites puissances ou systèmes nécessitant une alimentation embarquée (satellite, véhicule ...).

Le choix d'un système connecté au réseau est préféré pour les cas des systèmes qui nécessitent la continuité de service de plusieurs degrés de sécurité et de fiabilité, et dans le cas des systèmes de grande puissance, aussi pour le cas des réseaux multi-sources.

Alors que le choix de la structure de système PV est relié des différents services ou charges dédiés à alimenter, parmi les structures des systèmes PV on distingue :

- Structure sans batterie sans convertisseur.
- Structure avec convertisseur DC-DC (commandable ou non commandable / avec ou sans batterie).
- Structure avec convertisseurs DC-DC et DC-AC (commandable ou noncommandable / avec ou sans batterie).

Ces différentes structures pouvant être monophasés ou triphasés.

#### **II.5. Conclusion**

On a étudié dans ce chapitre la modélisation et les différents points d'étude de l'efficacité énergétique d'un système PV qui englobe les facteurs intérieurs et extérieurs les plus influents, l'impact des différents défauts sur les performances et le comportement électriques des modules PV de différentes filières qui nécessitent l'installation de plateformes en extérieur afin de les prendre en compte et d'après l'étude bibliographique réalisée sur les approches de diagnostic développées pour les systèmes PV, on a constaté que le choix d'une méthode dépend des connaissances disponibles sur le système, parfois de sa taille, de ses caractéristiques et du type de défaut à diagnostiquer. Enfin, ce chapitre aborde aussi le choix de la structure du système PV proposé qui sera étudié dans les prochaines parties.

## **Chapitre III**

### **Dimensionnement et Commande d'un système Photovoltaïque**

### III.1. Introduction

Après la modélisation de chaque partie de l'installation, ceci nous a conduits à déterminer le fonctionnement du système à chaque heure de la journée et de l'année, La puissance débitée à l'utilisation est en fonction des caractéristiques des éléments du système, des données d'éclairement solaire et de la température.

Dans cette partie on s'intéresse par le dimensionnement du système PV déjà proposé et la déduction de ses caractéristiques ce qui permet de l'étudier l'influence des commandes (MPPT) sur la qualité de l'énergie (la tension de sortie délivrée par la structure PV proposé).

### III.2. Description et Principe de fonctionnement du système PV proposé

#### III.2.1. Description du système proposé

Notre étude est consacrée à un système PV autonome triphasé d'une structure avec convertisseurs commandable. Selon le schéma de principe illustré par la figure 3.1.

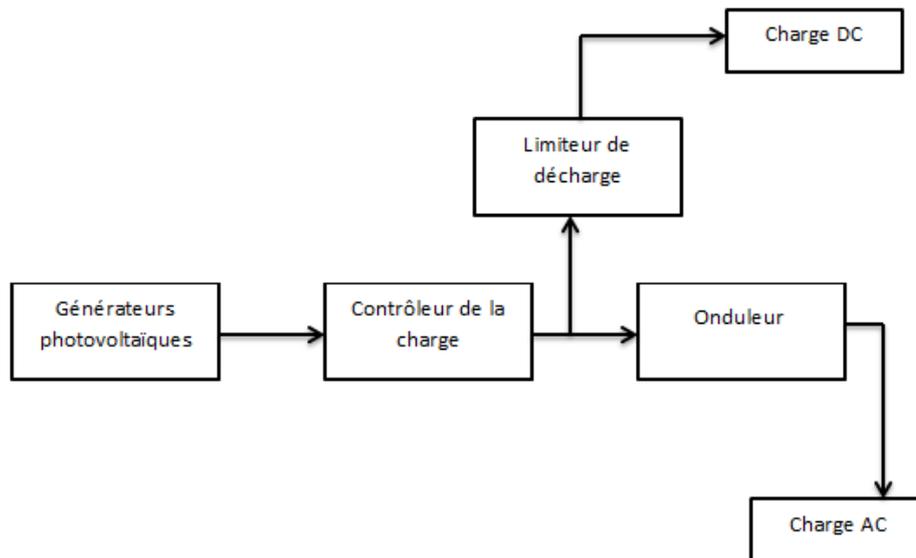


Figure 3.1. Système PV autonome sans stockage

Dédié à l'alimentation d'une entreprise de fabrication des articles en plastique comporte des machines électriques de différentes puissances se résume dans le tableau suivant :

Tableau III.1. Représente les différents équipements avec leur puissance

Equipements	Puissance (KW)
Moteur asynchrone 1	34
Moteur asynchrone 2	18.5
Moteur asynchrone 3	5.5
Moteur asynchrone 4	1.7
Moteur asynchrone 5	18.5

Moteur asynchrone 6	2.4
Moteur asynchrone 7	2.2
Moteur asynchrone 8	4.5
9 résistances	9*1.5
résistance	2.5
résistance	1.5
lampes	12*0.075
divers	43
<b>TOTAL</b>	148.7

### III.2.2. Principe de fonctionnement du système PV proposé

Comme tous système PV les panneaux solaire subies à l'irradiation solaire avec une température dépend aux conditions météorologique et géographique qui va engendrer en sortie des panneaux une tension à vide  $V_{oc}$  et un courant dépend de la charge connectée au système, cette tension sera transformer au courant alternatif via un onduleur triphasé après quel sera adapter à travers un convertisseur DC-DC (hacheur).

Le fonctionnement du système PV doit être conforme avec le fonctionnement et la demande de puissance de l'entreprise qui fonctionne selon le principe suivant :

Tableau III.2. Représente la demande de puissance de l'entreprise

<b>Equipements</b>	<b>Puissance (KW)</b>	<b>Facteur d'utilisation journalière</b>	<b>Puissance final (KW)</b>
Moteur asynchrone 1	34	1	34
Moteur asynchrone 2	18.5	0.7	12.95
Moteur asynchrone 3	5.5	0.7	3.85
Moteur asynchrone 4	1.7	0.7	1.19
Moteur asynchrone 5	18.5	0.7	12.95
Moteur asynchrone 6	2.4	0.9	2.16
Moteur asynchrone 7	2.2	1	2.2
Moteur asynchrone 8	4.5	1	4.5

9 résistances	9*1.5	0.9	12.15
résistance	2.5	0.9	2.25
résistance	1.5	1	1.5
lampes	12*0.075	0.4	0.36
divers	43	0.2	8.6
<b>TOTAL</b>	148.7	/	98.66

Généralement le départ de fonctionnement sera de 6h à 8h par des éléments (11 résistances ) qui nécessitant une puissance de 15KW, après un moteur asynchrone de 34kw sera démarrer, puis après 5min le moteur de 2,4KW et celui de 0.4KW seront démarrer jusqu'à 9h ou les moteurs de puissances 18.5kw, 5.5kw, 1.7kw et 18.5kw et 2.2kw démarrent le fonctionnement jusqu'à 13h ou les moteurs de puissances 18.5kw, 5.5kw, 1.7kw et 18.5kw et 2.2kw sont arrêtés jusqu'au 17h puis reprendre ses fonctionnement une autre fois jusqu'à 19h, de 19h jusqu'à 21h ,il nous est en fonctionnement une puissance d'environ 60kw.

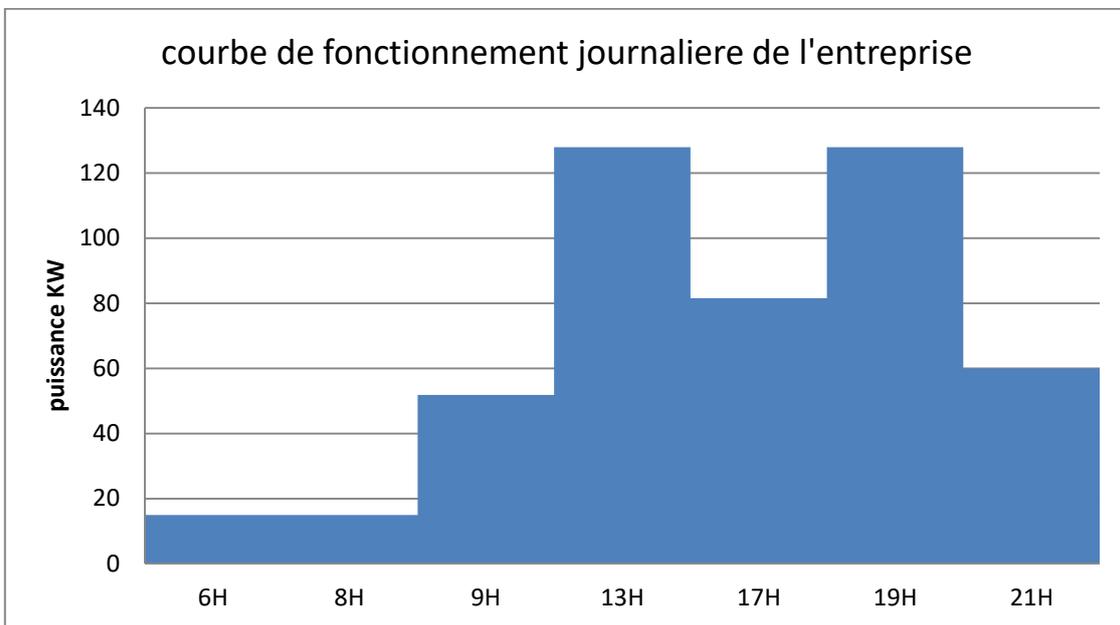


Figure 3.2. Courbe de fonctionnement journalière des machines de l'entreprise étudié

Donc le système PV doit assurer au moins les mêmes puissance nécessaire de fonctionnement de l'entreprise pendant les même durée, ceci nécessite selon la variation de l'irradiation et la température au court de la journée un nombre équivalent des panneaux qui doivent assurent la même puissance demandée, comme représenté dans la figure suivante

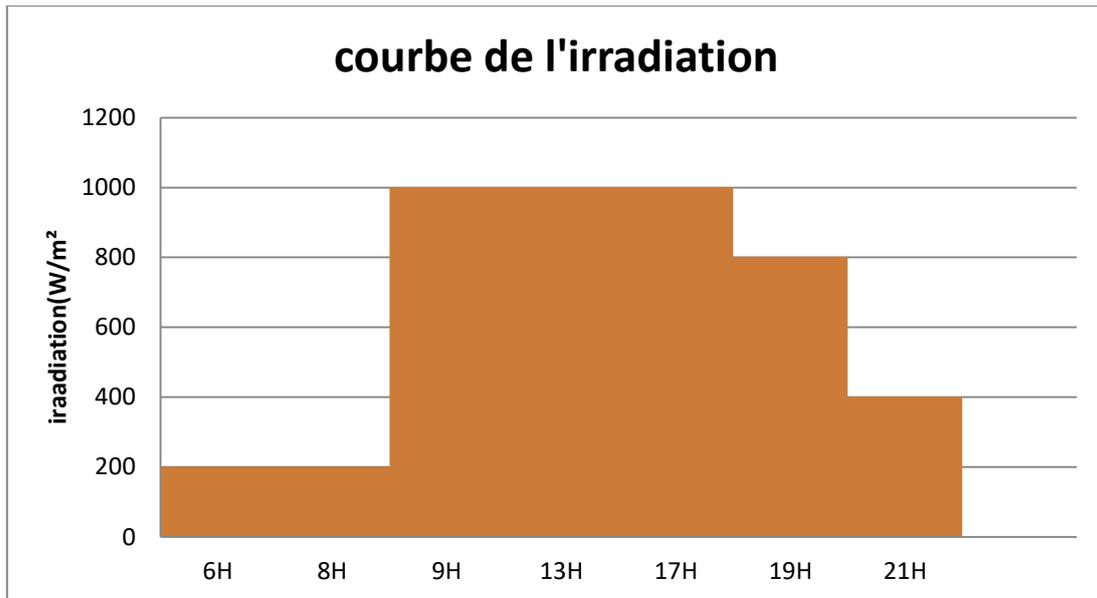


Figure 3.3. Courbe de la variation journalière de l'irradiation

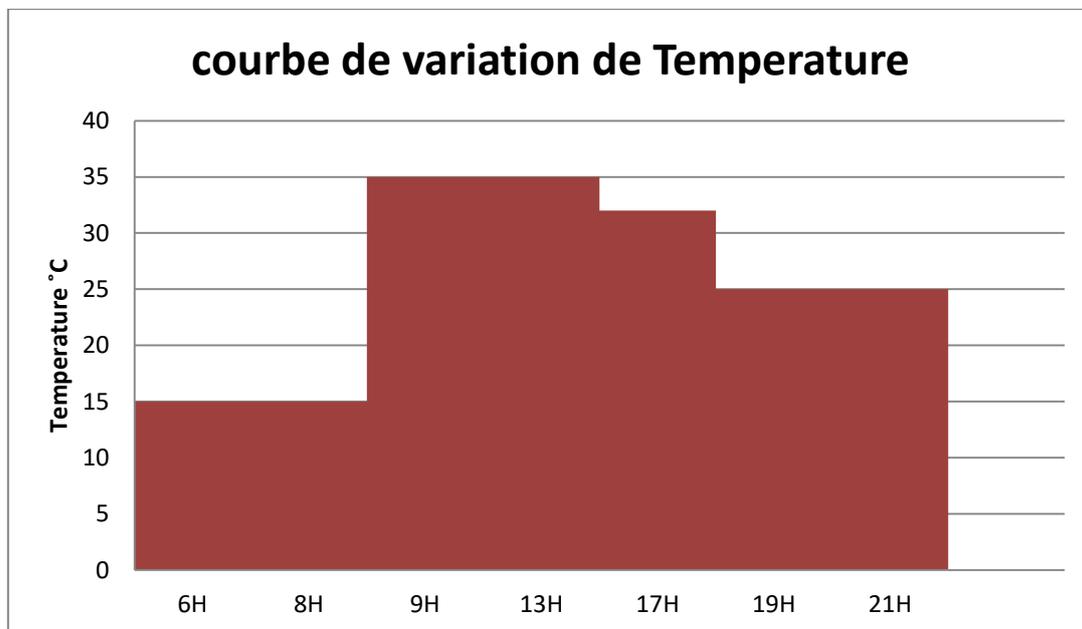


Figure 3.4. Courbe de la variation journalière de la température

### III.3. Dimensionnement des paramètres du système PV

Les éléments de la structure choisie doivent être dimensionnés selon le besoin énergétique et le régime de fonctionnement des équipements de la société. On considère le rendement et les pertes des différents constituants du système.

On peut calculer l'énergie produite par un module solaire à partir des données de l'irradiation qui est un paramètre local de site, et la puissance crête du module qui est fournie par le constructeur.

L'irradiation c'est l'énergie totale reçue sur un plan perpendiculaire aux rayons du soleil par jour. Elle est exprimé en kilowatt heure par mètre carré et par jour (kWh/M<sup>2</sup>\*j).

Les méthodes de dimensionnement utilisées couramment sont basées principalement sur des bilans énergétiques des systèmes photovoltaïques, dont le caractère intrinsèque non linéaire est négligé. Une fois que les éléments du système ont été choisis, au moins provisoirement, le dimensionnement des composants suit quelques règles communes.

### III.3.1. Dimensionnement des modules solaires

La puissance crête d'un module peuvent être définir par la puissance qu'il délivre sous un rayonnement solaire de 1000 W/m<sup>2</sup>, on l'exprime en watt crête (Wc) ou watt peak (Wp). On peut à l'aide de ce paramètre, lorsque l'on connaît l'irradiation sur les lieux du projet à implanter, de déterminer l'énergie produite par un module en une journée. Les estimations de puissance plus précises se font à l'aide des courbes caractéristiques fournies par les constructeurs qui sont en fonction du rayonnement solaire et de température.[22] Pour dimensionner les modules solaires on précède en trois étapes :

- **Phase 1 : Calcule de l'énergie consommée par jour (Ec)**

Pour pouvoir dimensionner correctement le générateur PV, il est obligatoire d'évaluer la puissance électrique des applications à alimenter et de définir précisément les besoins en énergie de l'utilisateur qui permet donc de calculer consommation journalière. L'énergie électrique à consommer s'exprime par :

$$E_c = P \times t \quad (3.1)$$

Ec : énergie consommée

P : puissance de fonctionnement de l'appareil

t : temps d'utilisation

Pour calculer la consommation totale d'une installation, on calcule d'abord l'énergie électrique consommée en 24 heures par chaque équipement ou chaque fonction électrique et ensuite on les additionne. Elle s'exprime par :

$$E_c = \sum P_i \times T_i \quad (3.2)$$

Pi : puissance électrique d'un appareil i exprimée en Watt (W)

Ti : durée de l'utilisation de cet appareil i en heure par jour (h/j)

La figure (3.2) montre la consommation journalière de l'installation.

- **Phase 2 : Calcule de l'énergie à produire**

L'énergie produite doit, à un coefficient correcteur près, égaler l'énergie consommée, généralement on prend la puissance maximale de l'installation multiplié par 1.5 pour obtenir la puissance nécessaire à l'alimentation de l'installation.

$$Ep = \frac{Ec}{K} \quad (3.3)$$

Ep : énergie produite

Ec : énergie consommée

K : coefficient correcteur.

Le coefficient "k" tient compte de l'incertitude météorologique et de l'inclinaison non corrigé des modules suivant la saison. Ainsi le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal, le rendement des différents équipements constituant l'installation PV et des pertes dans les câbles et connexions. Pour les systèmes avec batterie, le coefficient k est en général compris entre 0.55 et 0,75.

- **Phase 3 : Calcul de La puissance crête du générateur à installer**

La puissance crête du générateur à installer dépend de l'irradiation du lieu. Elle s'exprime par la formule suivante :

$$Pc = \frac{Ep}{Ir} \quad (3.4)$$

Pc : puissance crête (Wc)

Ep : énergie produite par jour (Wh/j)

Ir : irradiation quotidienne (KWh/M<sup>2</sup>\*j), moyenne annuelle.

Ce qui revient à :

$$Pc = Ec \div (K * Ir) \quad (3.5)$$

La figure (3.3) on prend la courbe de la variation de l'irradiation pendant la journée.

- **La tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque**

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale :

Tableau III.3. Représente la Tension du champ en fonction de sa puissance crête [23]

Puissance crête (WC)	500WC	De 501WC à 2000WC	De 2001WC à 10000WC	Plus de 10000 WC
Moins de tension de champ (V)	12	24	48	96

- **Nombre de panneaux photovoltaïques à utiliser**

A partir de la puissance crête des panneaux on peut déterminer le nombre de panneaux solaire nécessaires à l'installation :

$$N_{pt} = \frac{\text{puissance crete total}}{\text{puissance crete unitaire des panneaux}} \quad (3.6)$$

Les modules connectés en série

$$N_{ps} = \frac{V_g}{V_p} \quad (3.7)$$

$V_g$  : tension totale du générateur

$V_p$  : la tension délivrée par un seul panneau photovoltaïque.

Les modules connectés au parallèle

$$N_{pp} = \frac{N_{pt}}{N_{ps}} \quad (3.8)$$

$N_{pt}$  : nombre total de panneaux photovoltaïques

$N_{ps}$  : nombre de panneaux connectés en série

### III.3.1.1 Choix et calcul des panneaux selon la consommation journalière

- Les courbes ci-dessous sont sans présence de défaut.

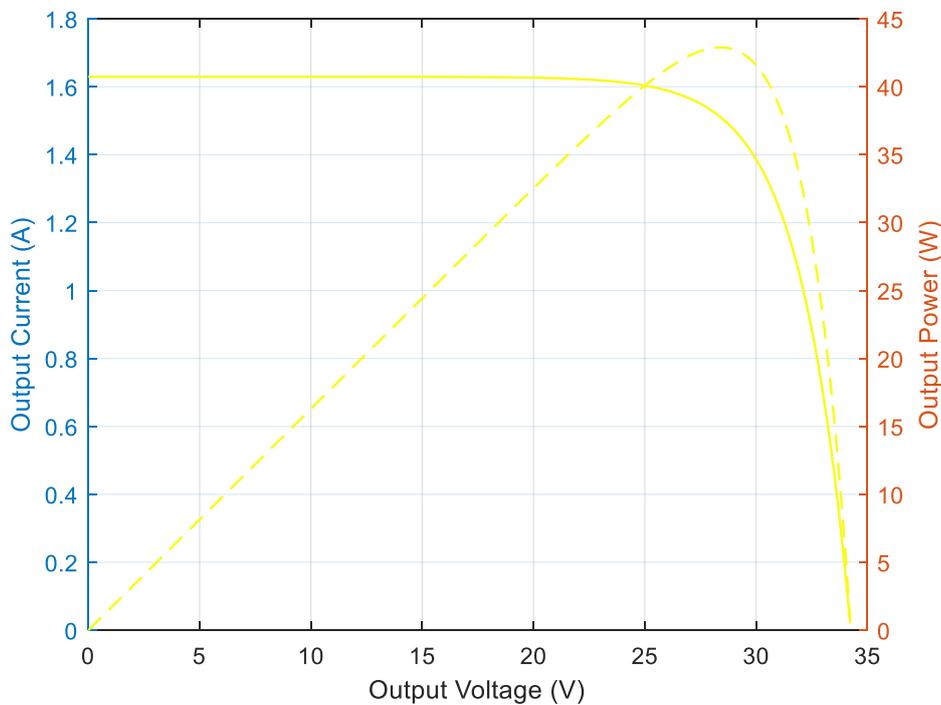


Figure 3.5. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h

La figure (3.5) présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h qui donne une puissance maximale de 43W. Ou l'irradiation est d'environ 200 avec température 15 tandis que les machines nécessitant une puissance de 15KW (figure3.2) ceci permet de calculer le nombre des panneaux nécessaire afin d'assurer tel puissance qui est :

$15000/43=384$  panneaux qui donne dans les conditions STC 250 W.

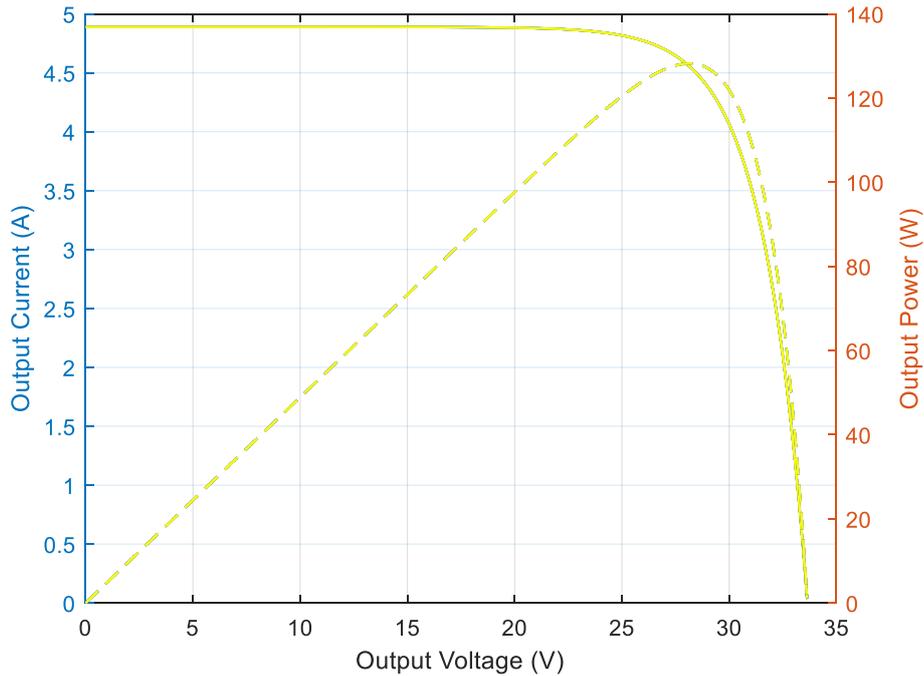


Figure 3.6. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9h.

La figure 3.6. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9h qui donne une puissance maximale de 128W Ou l'irradiation est d'environ 600 avec température 15 tandis que les machines nécessitant une puissance de 52KW (figure3.2) ceci permet de calculer le nombre des panneaux nécessaire afin d'assurer tel puissance qui est :

$52000/128=407$  panneaux qui donne dans les conditions STC 250 W.

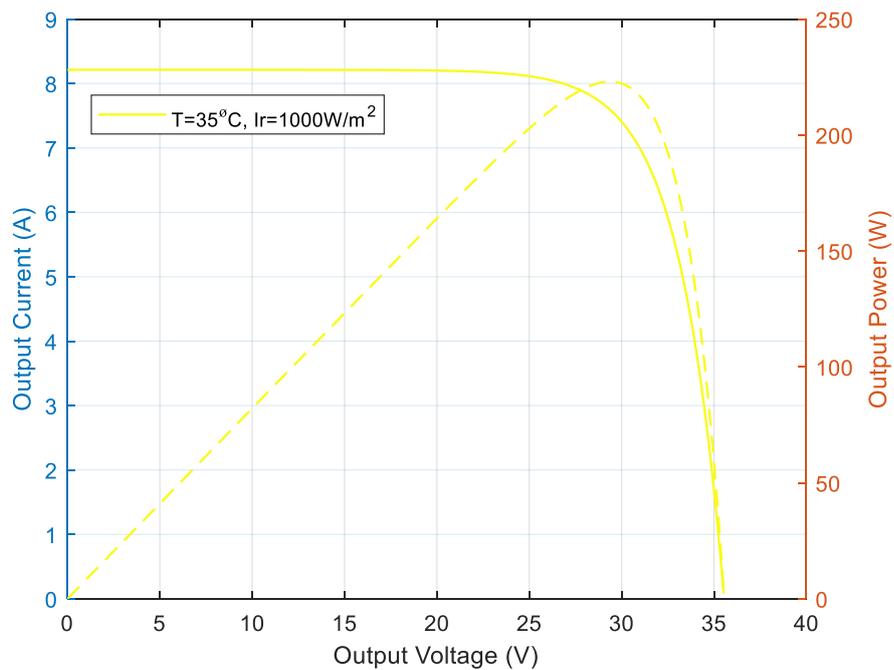


Figure 3.7. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17h.

La figure 3.7. présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17h qui donne une puissance maximale de 220W Ou l'irradiation est d'environ 1000 avec température 35 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 128KW (figure3.2) de 9-13h et 80KW à 13-17h, ceci permet de calculer le nombre des panneaux nécessaire afin d'assurer tel puissance qui est :

$$128000/220= 581 \text{ panneaux a 9-13h} \quad \text{et} \quad 80000/220=364 \text{ panneaux de 13 jusqu'à 17h}$$

Qui donne dans les conditions STC 250 W.

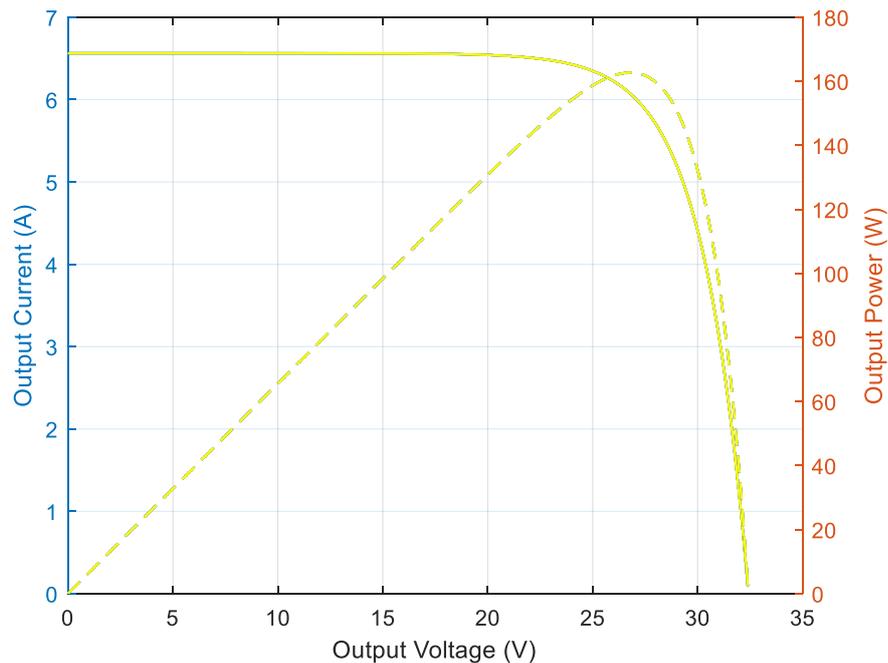


Figure 3.8. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19h.

La figure 3.8. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19h qui donne une puissance maximale de 160W Ou l'irradiation est d'environ 800 avec température 32 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 128KW (figure3.2), ceci permet de calculer le nombre des panneaux nécessaire afin d'assurer tel puissance qui est :

$$128000/160= 800 \text{ panneaux, qui donne dans les conditions STC 250 W}$$

La figure 3.9. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21h qui donne une puissance maximale de 80W Ou l'irradiation est d'environ 400 avec température 25 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 60KW (figure3.2), ceci permet de calculer le nombre des panneaux nécessaire afin d'assurer tel puissance qui est :

$$60000/80= 750 \text{ panneaux qui donne dans les conditions STC 250 W.}$$

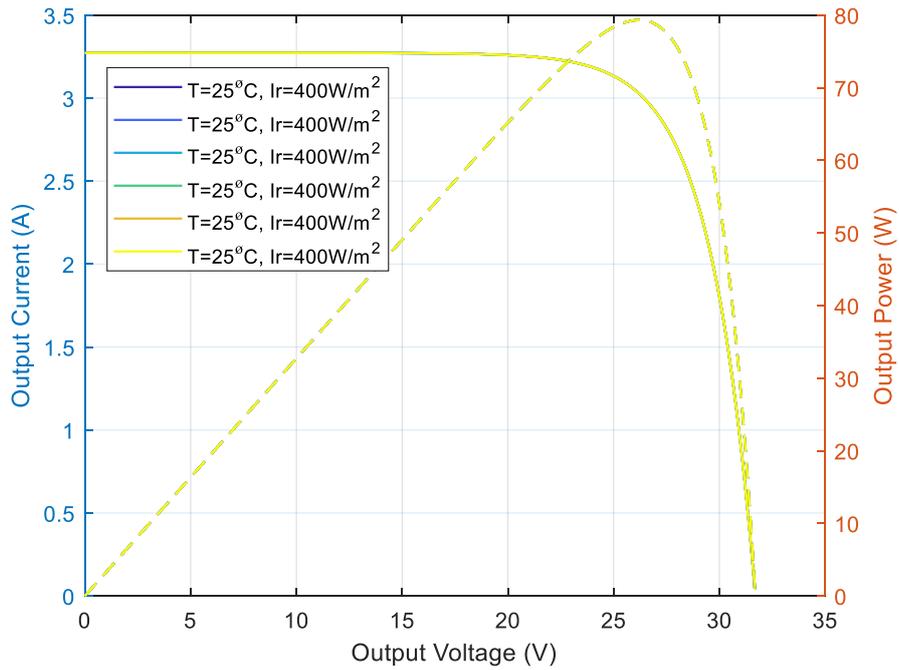


Figure 3.9. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21h

Cette Courbe résume la variation de point de fonctionnement maximal des PV (sans présence de défaut) selon la variation journalière de la température et l'irradiation.

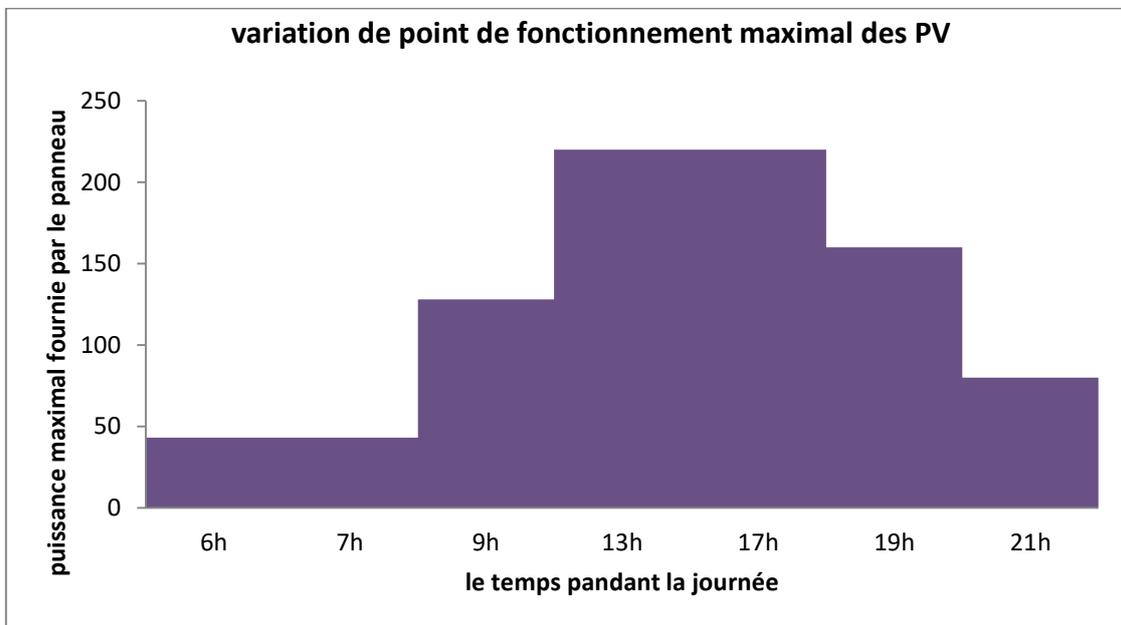


Figure 3.10. Variation de point de fonctionnement maximal des PV.

- Les Courbes ci-dessous sont citées avec présence de défaut

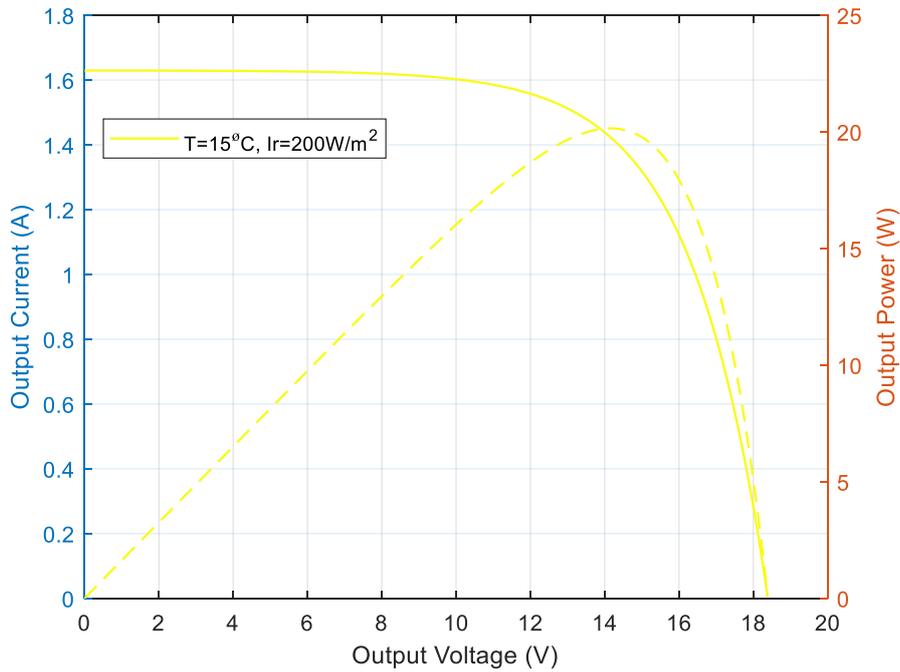


Figure 3.11. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h avec défaut.

La figure 3.11. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 6-7h qui donne une puissance maximale de 20W Ou l'irradiation est d'environ 200 avec température 15 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 15KW (figure3.2)

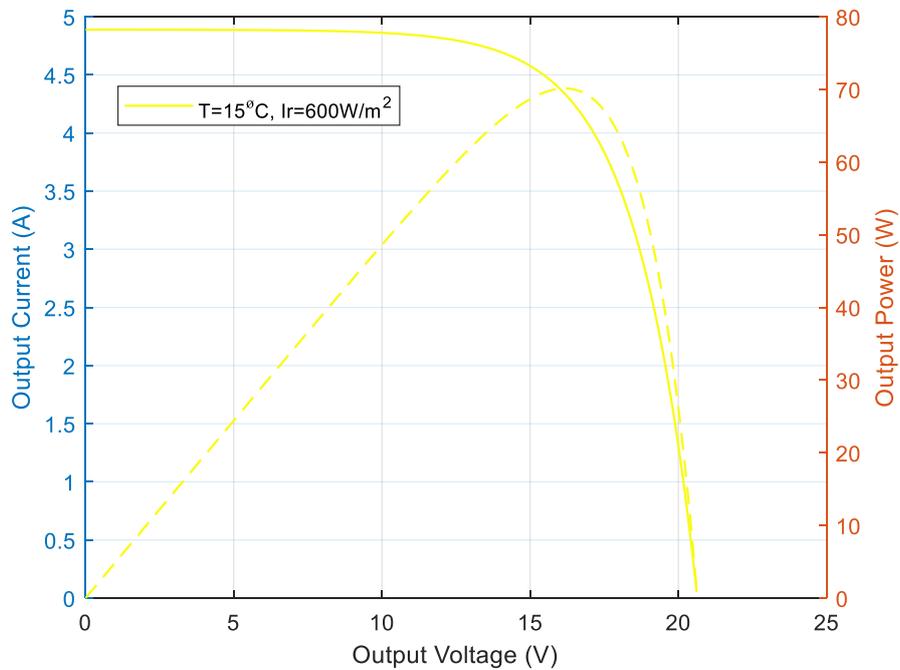


Figure 3.12. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9h avec défaut.

La figure 3.12. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 7-9h qui donne une puissance maximale de 70W Ou l'irradiation est d'environ 200 avec température 15 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 128KW (figure3.2).

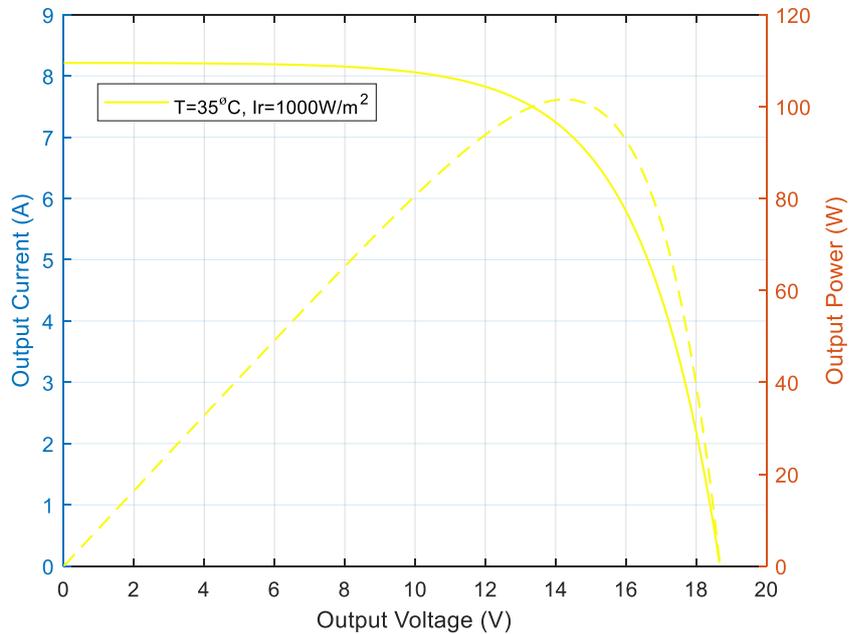


Figure 3.13. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17h avec défaut.

La figure 3.13. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 9-17h qui donne une puissance maximale de 100W Ou l'irradiation est d'environ 1000 avec température 35 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 128KW à 9-13h et 80KW à 13-17h (figure3.2).

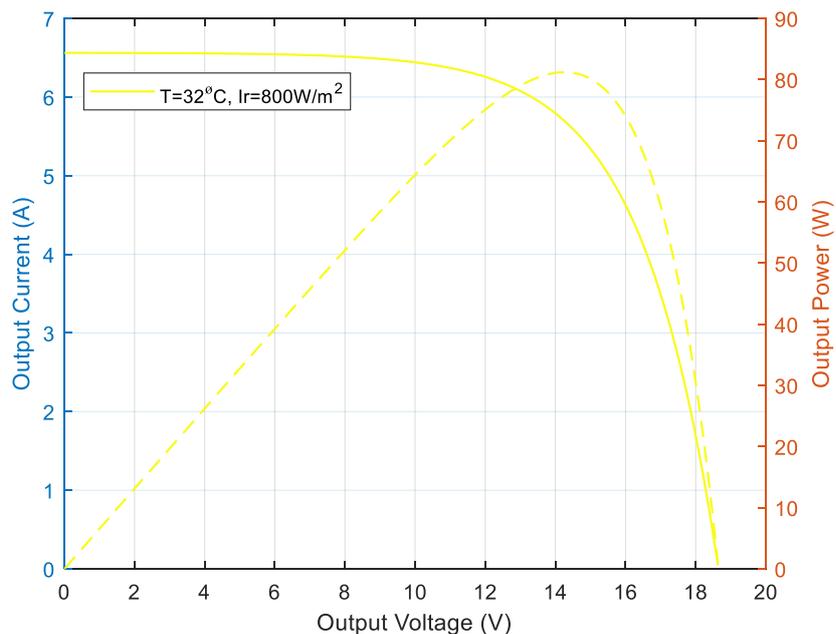


Figure 3.14. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19h avec défaut.

La figure 3.14. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 17-19h qui donne une puissance maximale de 160W Ou l'irradiation est d'environ 800 avec température 32 .tandis que les machines nécessitant une puissance de 128KW (figure3.2).

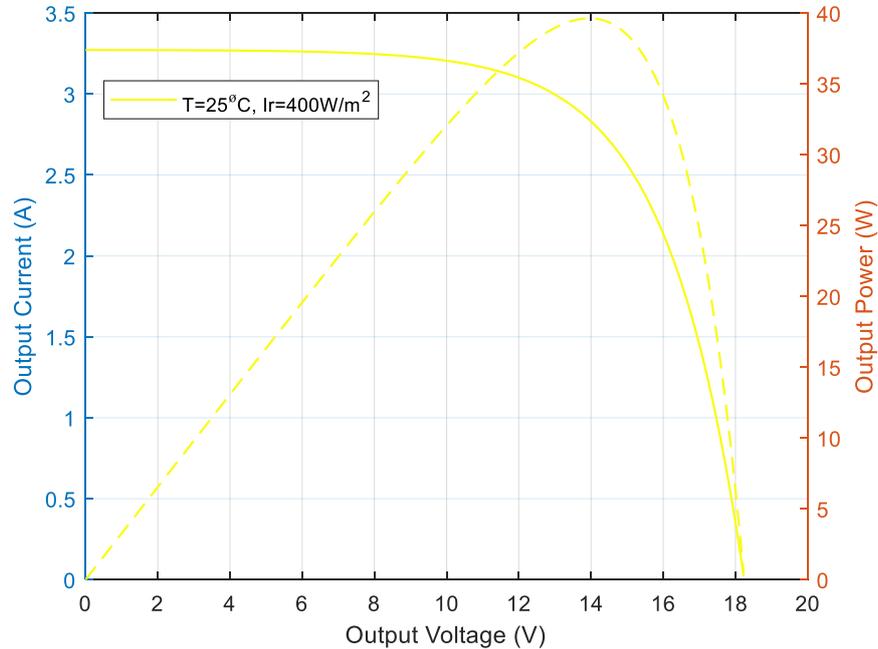


Figure 3.15. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21h avec défaut.

La figure 3.15. Présente le point de fonctionnement maximal de PV entre 19-21h qui donne une puissance maximale de 40W Ou l'irradiation est d'environ 400 avec température 25 tandis que les machines nécessitant une puissance de 60KW (figure3.2).

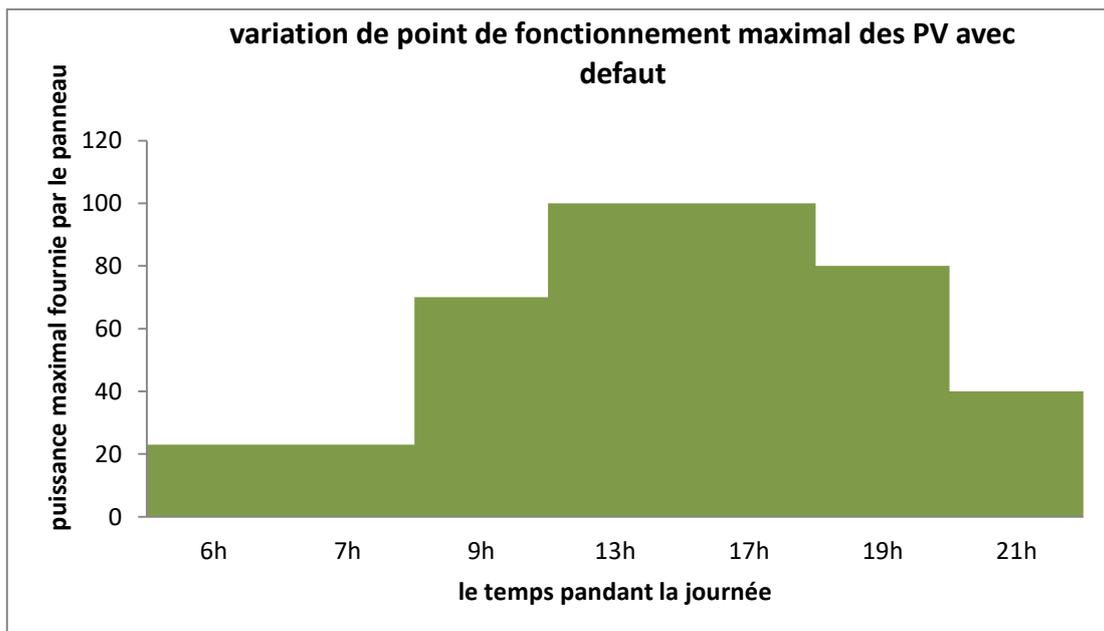


Figure 3.16. Courbe de Variation de point de fonctionnement maximal des PV (avec défaut)

Le tableau III.4. Résume l'influence des paramètres météorologique ainsi que les défauts sur le dimensionnement et le calcul du nombre du panneau nécessaire pour fournir la puissance demandée instantanément par les équipements de l'entreprise.

Tableau III.4.résumé de l'état général de notre étude.

Heure de la journée	Température °C	Irradiation W/m <sup>2</sup>	Puissance consommé par l'entreprise KW	Puissance fournie par le panneau (sans défaut)	Puissance fournie par le panneau (avec défaut)	Nombre de Panneaux nécessaire
6-7h	15	200	15	43	23	350
7-9h	15	600	52	128	70	410
9-17h	35	1000	9-13h ==128 13-17h ==80	220	100	582
17-19h	32	800	128	160	80	800
19-21h	25	400	60	80	40	750

Exemples de calcul de la puissance perdu du à la présence de défaut :

**1. Cas de défaut dans 10 panneaux :** 0.8 % (800 panneaux)

- 6-7h : 15 KW, la puissance perdus du au défaut est  $(43*10-20*10)=230W$ .
- 7-9h : 52 KW, la puissance perdus du au défaut est  $(128*10-70*10)=580W$ .
- 9-13h : 128KW, la puissance perdus du au défaut est  $(220*10-100*10)=1200W$ .
- 13-17h : 80KW, la puissance perdus du au défaut est  $(220*10-100*10)=1200W$ .
- 17-19h : 128KW, la puissance perdus du au défaut est  $(160*10-80*10)=800W$ .
- 19-21h : 60KW, la puissance perdus du au défaut est  $(80*10-40*10)=400W$ .

Donc qu'on devise la puissance perdue sur la puissance fournie par le panneau on obtient le nombre de panneaux à ajouter pour compensé le défaut sans que rien n'arrive aux équipements de l'entreprise.

Par exemple dans le deuxième cas :

- $580/128=5$  panneaux a ajouté pour compense.

Dans le reste des cas on obtient le même nombre des panneaux a cause de la puissance fournie par le panneau avec présence de défaut qui a diminuée dans tous les cas a la moitié de puissance des panneaux sans défauts.

**Solution**

Il faut ajoute un nombre de panneau =5 afin de compense le manque de puissance.

**2. Cas de défaut dans 20 panneaux :** 1.6% (800 panneaux)

- 6-7h : 15 KW, la puissance perdue du au défaut est  $(43*20-20*20)=460W$ .
- 7-9h : 52 KW, la puissance perdue du au défaut est  $(128*20-70*20)=1160W$ .
- 9-13h : 128KW, la puissance perdue du au défaut est  $(220*20-100*20)=2400W$ .
- 13-17h : 80KW, la puissance perdue du au défaut est  $(220*10-100*10)=2400W$ .
- 17-19h : 128KW, la puissance perdue du au défaut est  $(160*20-80*20)=1600W$ .
- 19-21h : 60KW, la puissance perdue du au défaut est  $(80*20-40*20)=800W$ .

### III.3.2. Dimensionnement du régulateur

On sépare pour ce calcul les deux fonctions du régulateur : charge et décharge. On note que le dimensionnement de la régulation de charge (à l'entrée) est en fonction de la puissance du générateur donc du courant produit par les modules (courant de charge). Et pour le dimensionnement de la régulation de décharge (à la sortie), il est en fonction de la puissance totale des récepteurs donc du courant consommé par ces récepteurs (courant de décharge ou courant d'utilisation). [23]

- **Tension nominale (U)** : Elle doit être celle du générateur photovoltaïque.
- **Courant d'entrée** : L'intensité admissible du courant d'entrée du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale produite par le générateur. L'intensité maximale d'un module PV est fournie par le constructeur et le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal.
- **Courant de sortie** : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale appelée simultanément par les récepteurs, cette intensité peut être déterminée par la formule:

$$I_{max} = \frac{P_{cg}}{U} \quad (3.9)$$

$P_{cg}$  : la puissance crête du générateur photovoltaïque qui est calculé comme suit :

$$P_g = P_c * N_p * N_s \quad (3.10)$$

$P_{cp}$  : puissance crête d'un seul panneau

$N_{pp}$  : nombre des panneaux en parallèle

$N_{ps}$  : nombre des panneaux en série

### III.3.3. Dimensionnement de l'onduleur

Le convertisseur de courant se dimensionne en fonction de plusieurs critères :

- **La tension d'entrée** : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur.
- **La tension de sortie** : en Algérie nous utilisons comme monophasé 220/230 V, 50Hz.
- **La puissance nominale** : c'est la puissance que les appareils consomment en électricité.
- **La puissance maximale** : l'onduleur doit être capable de fournir une grande puissance

(Généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale). Cela est utile pour les appareils qui possèdent un moteur, à cause de la forte augmentation de leur consommation lors du démarrage.[23]

• **Le rendement** : correspondons à une partie de l'électricité transformée et consommée par le convertisseur de courant (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée). Il faut contrôler ce rendement, sachant qu'un bon produit se situe autour de 90%.

On calcule la puissance apparente d'onduleur comme suit :

$$P_{ond} = (P_{cg}^2 + P_r^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.11)$$

$P_{cg}$  : puissance crête du générateur PV

$P_r$  : puissance réactive [KVAR], donne par

$$P_r = P * \frac{\sin(\beta)}{\cos(\beta)} \quad (3.12)$$

On prend :  $\sin(\beta) = 0.6$  et  $\cos(\beta) = 0.8$

### III.3.4. Le dimensionnement des câbles électriques solaires

Le transport de l'énergie des modules jusqu'au régulateur de charge est garanti par des câbles électriques spécifiques. Ces câbles sont des câbles solaires qui ont la capacité à résister aux conditions liées à leur utilisation. Ils sont les seuls à pouvoir assurer une longue durée de vie tout en minimisant les pertes d'énergie.

La résistance d'un câble électrique dépend de la résistivité ( $\rho$ ) du matériau utilisé (cuivre, argent, fer, ...), de la longueur du câble, de sa section, et de sa température. La résistance des câbles s'exprime par

$$R = \frac{L * \rho}{S} \quad (3.13)$$

R : la résistance en ( $\Omega$ )

$\rho$  : la résistivité en ( $\Omega.m$ )

L : la longueur du câble en (m)

S : la section du câble s en ( $mm^2$ )

### III.4. Commande et régulation de la tension de la chaîne PV

Vue la variation des conditions climatiques et de fonctionnement des équipements de consommateur, la tension délivrée par le système PV peut avoir des variations d'amplitude et de fréquence provoquent la dégradation de la qualité de l'énergie fournie par la source PV et diminuent le rendement de l'installation. [24]

Plusieurs techniques de commandes sont intégrées au système PV (comme la commande MPPT, PI, Floue ...) pour résoudre un tel problème, ces techniques permettent qu'un générateur PV fonctionne dans ces conditions optimales. On s'intéresse à implémenter un contrôleur (régulateur) qui par conséquent commande le convertisseur dans le but d'extraire le maximum de puissance par des technique dites « poursuite du point de puissance maximale » pour permettre au générateur photovoltaïque d'optimiser son rendement dans la production d'énergie tout en assurant une parfaite adaptation entre ce dernier et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

### III.4.1. Commandes MPPT

Par définition, une commande MPPT est un algorithme associé à un étage intermédiaire d'adaptation dans le but de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance où cette commande place le système par l'intervention de convertisseur au point de fonctionnement maximum ( $V_{MPP}$  et  $I_{MPP}$ ).

La chaîne de conversion photovoltaïque optimisée à travers un convertisseur statique commandé par une MPPT est représentée par le schéma suivant :[25]

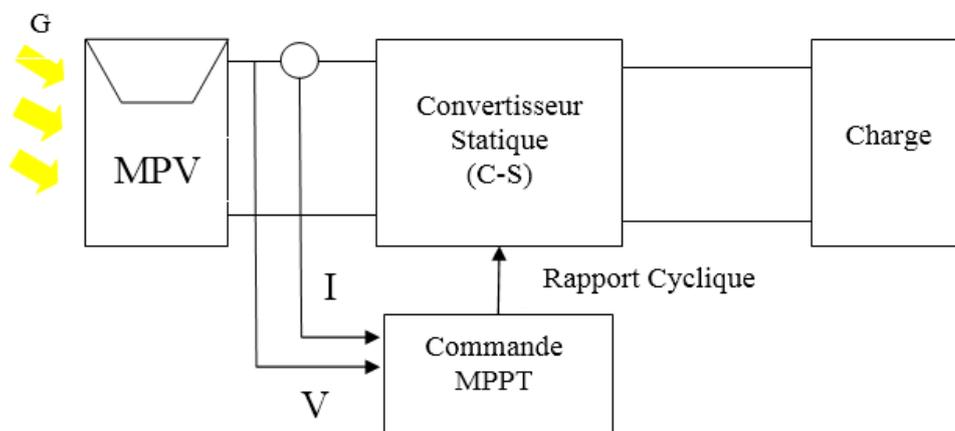


Figure 3.17. Schéma de chaîne de conversion PV commandé par MPPT

Le principe de fonctionnement de la commande MPPT est basé sur l'implémentation des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du module solaire pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Ces commandes doivent estimer et comparer la puissance avec celle de l'instant précédent, et atteignent rapidement le point de fonctionnement MPP. Les performances de ces

commandes sont liées à la rapidité et à la manière d'osciller autour de ce même point, aussi à la robustesse pour éviter les divergences dû aux changements d'ensoleillement ou de charge.

L'application de ces méthodes est basée sur le déplacement de point de fonctionnement en augmentant  $V_{PV}$ , lorsque  $\frac{d(P_{PV})}{d(V_{pv})}$  est positif ou en diminuant  $V_{PV}$  lorsque  $\frac{d(P_{PV})}{d(V_{pv})}$  est négatif.

Le générateur PV fonctionne à sa puissance maximale ( $P_{max}$ ) lorsque :

$$P_{max} = I_{opt} * V_{opt} \quad (3.14)$$

Le rendement d'un module MPPT est défini par :

$$\eta = \frac{\int_0^t P_m(t) dt}{\int_0^t P_{max}(t) dt} \quad (3.15)$$

Il existe plusieurs méthodes MPPT, Les stratégies MPPT les plus utilisées sont : la méthode perturbation et observation (P&O) traditionnelle, et la méthode de la logique floue (FL), Dans notre chapitre on intéresse à simplifier la commande MPPT par la technique P&O. [26]

#### III.4.1.1. Commande MPPT par la technique P&O

Le principe de fonctionnement de processus de la technique P&O est établi par une perturbation et observation du système. Initialement on considère que le panneau PV fonctionne à un point qui est différent de point MPP, ensuite on perturbe périodiquement le système en augmentant ou en diminuant la tension de fonctionnement du module PV ( $V_{ref}$ ) avec un  $\Delta V$ , puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de rapport cyclique de convertisseur. Pour connaître si la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP, on doit calculer la puissance fournie par le panneau à l'instant « K », puis on doit la comparer avec celle de la précédente de l'instant « k-1 ». Si la nouvelle puissance de sortie augmente et  $P(k) > p(k - 1)$ , la perturbation de la tension continue dans la même direction, si l'inverse et  $P(k) < p(k - 1)$ , la perturbation renverse sa direction de manière opposée du dernier cycle. L'organigramme suivant résume le fonctionnement de la commande P&O :[27]

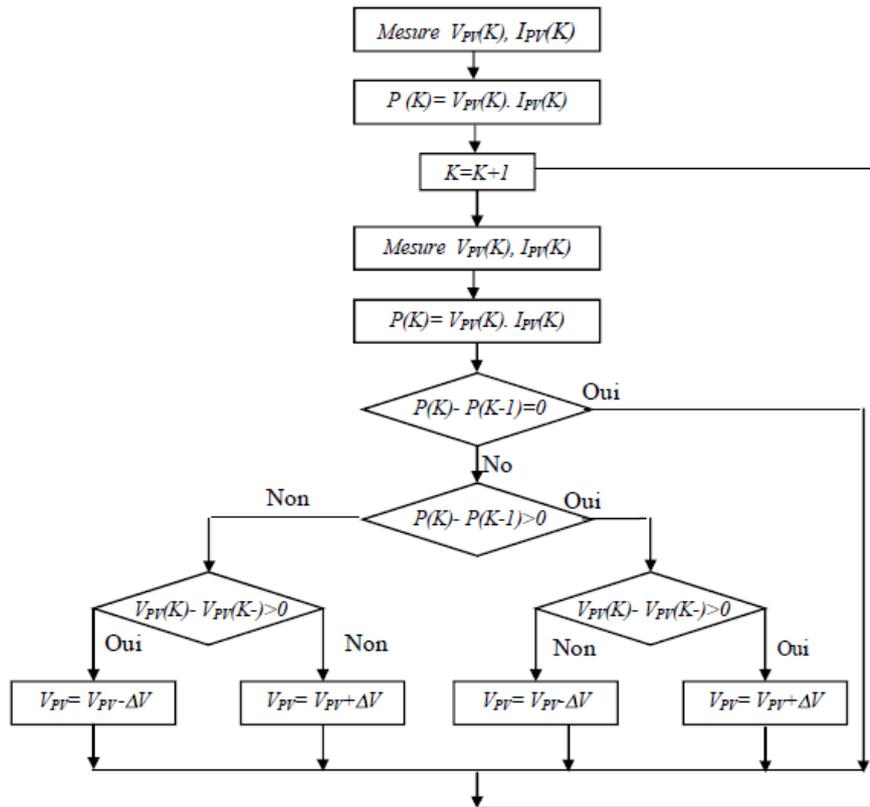


Figure 3.18. Organigramme de la méthode P&O.

L'algorithme P&O peut être représenté mathématiquement par l'expression suivante [27]

$$V_K = V_{K-1} + \Delta_v * \text{signe}\left(\frac{d_p}{d_v}\right) \quad (3.16)$$

Le dimensionnement et la technique de commande présentés dans cette partie est dédié à l'étude des performances énergétique d'un système PV a fin de vérifier son efficacité pour l'exploitation dans les domaines industriel.

### III.5. Conclusion

Après le choix et la présentation du principe de fonctionnement de la structure d'un système PV orienté à l'alimentation d'une petite entreprise, le dimensionnement des paramètres essentiel de ce système tel que la cellule, le panneau photovoltaïque, le régulateur, le convertisseur DC-DC sont présente avec la technique de commande MPPT basée sur l'Algorithme P&O pour l'implanter sur MATLAB et Simuler le fonctionnement de système qui sera détaillé dans le prochaine chapitre.

## **Chapitre IV**

### **Simulation D'un Système Photovoltaïque**

## IV.1. Introduction

Le présent chapitre consacré à la simulation sous MATLAB/Simulink d'un système PV dédiée à l'électrification d'une petite entreprise afin d'étudier l'efficacité énergétique du système PV dans les secteurs industriels.

Le présent travail illustre l'étude de l'influence de la variation journalière des paramètres météorologiques, la température et l'éclairement solaire, sur la puissance produite par le système PV déjà proposé, dimensionnée et modélisée, ainsi que l'apparition d'un défaut au niveau du panneau photovoltaïque. Afin de proposer après l'analyse des résultats une solution adéquate avec le diagnostic effectuée sur le système.

## IV.2. Bloc diagramme de simulation

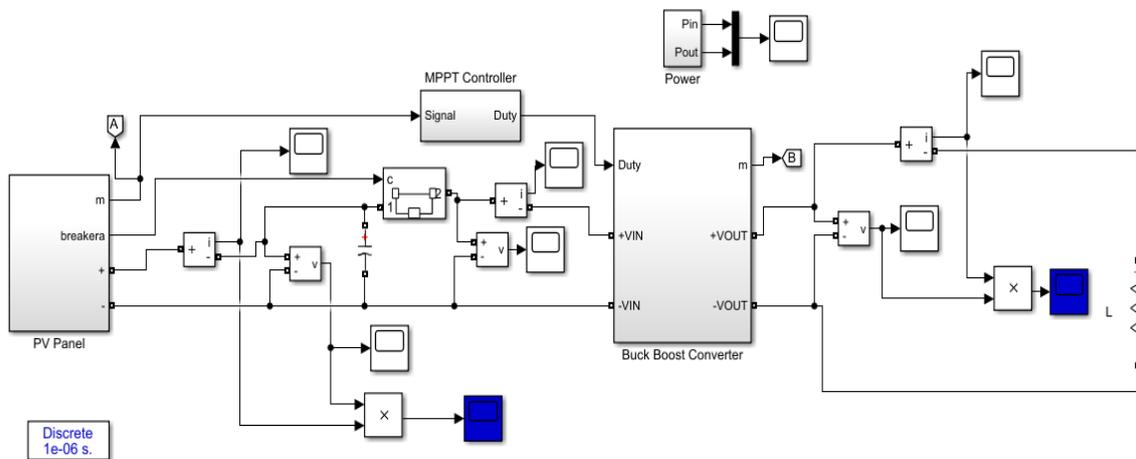


Figure 4.1. Bloc diagramme de simulation d'un système PV

La figure 4.1 présente le bloc diagramme de simulation d'un système PV autonome basé sur des panneaux solaires poly-cristallin de puissance 250W dans les conditions standards de température et d'irradiation ( $25^{\circ}\text{C}$ ,  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ), qui alimente une charge via un convertisseur DC-DC.

La figure 4.2 présente le modèle de simulation pour la diagnostic de défaut dans un panneau PV représenté par son modèle d'une seule diode et comme située d'un bloc de programmation sur MATLABFUNCTION pour la variation de la température  $T$  et les irradiances  $G$ , et un autre bloc de diagnostic comporte le programme d'indication de présence de défaut et d'alarme ou :

-Lorsque le système PV subit un défaut inférieure à 5% une indication par une lampe témoin (S1) s'enclenche.

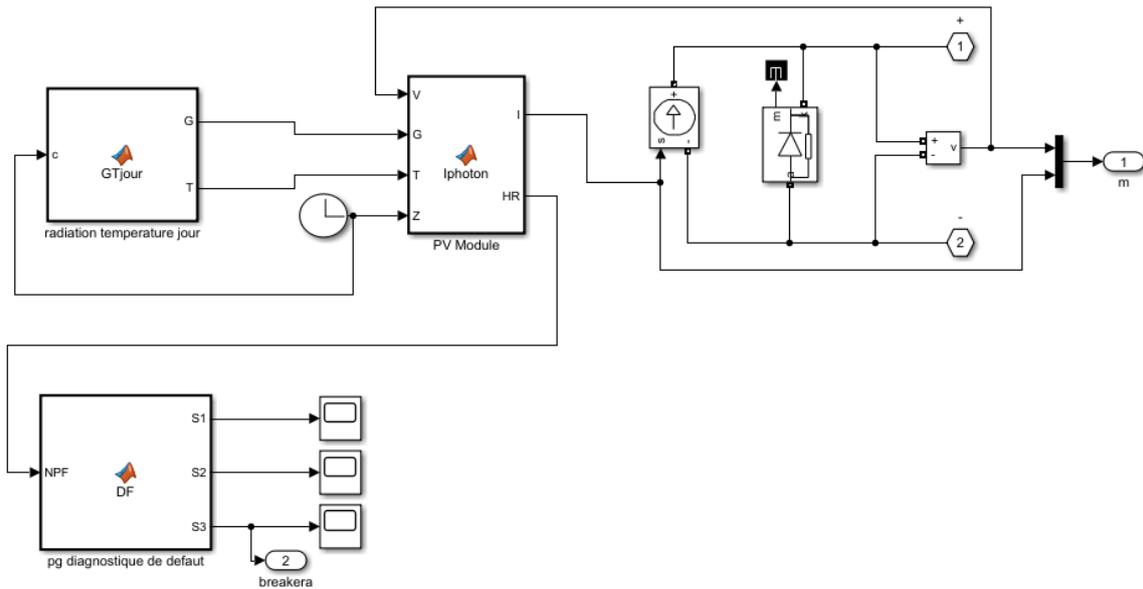


Figure 4.2. Modèle de simulation pour la diagnostique de défaut dans un panneau PV

-Lorsque le défaut devient plus de 5% et inférieure a 10% avec l'indication de la lampe témoin (S1), une Alarme sonneur (S2) sera activé par le programme de diagnostique afin d'attirer l'attention d'augmentation de défaut et le risque de perte d'une puissance importante de celle produit par le système PV.

-Lorsque le défaut dépasse 15% avec la lampe (S1) et l'alarme sonneur (S2) une intervention automatique devient obligatoire afin de protégé les équipements, ceci est assurer via le déclenchement d'un disjoncteur contrôlable par le programme de diagnostique.

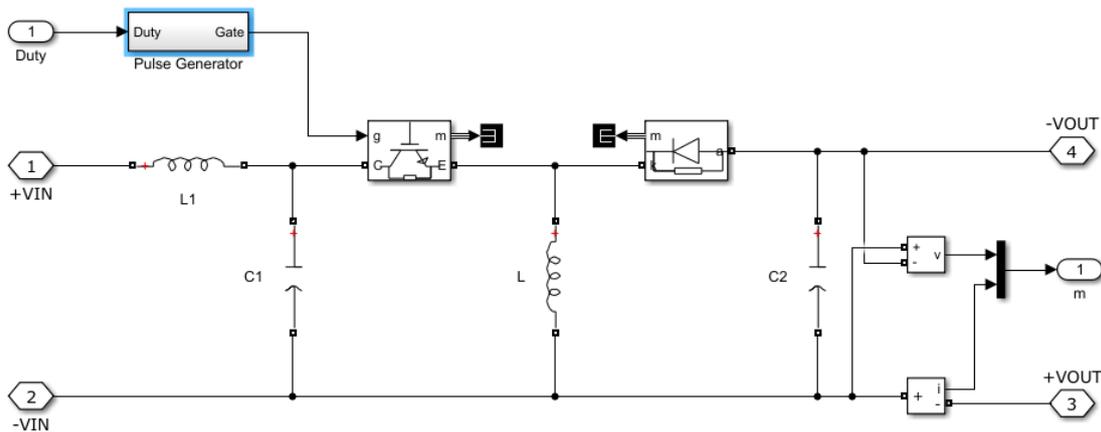


Figure 4.3. Modèle de simulation du convertisseur DC-DC

Il y a un plusieurs topologies des convertisseurs DC-DC. Ils sont classés par catégorie selon que la topologie isolée ou non isolée. Les topologies isolées emploient un transformateur d'isolement fonctionnant à haute fréquence, elles sont très employées souvent dans les alimentations à découpage. Les topologies les plus connues dans la majorité des

applications sont le Flyback, en demi-pont et en pont complet. Dans les applications photovoltaïques (PV), les systèmes de couplage avec le réseau électrique emploient souvent ces types de topologies quand l'isolement électrique est préféré pour des raisons de sûreté.

**La topologie Boost** est employée pour augmenter la tension. Les systèmes de production de l'énergie emploient un convertisseur boost pour augmenter la tension de sortie au niveau du service avant l'étage de l'onduleur. Puis, il y a des topologies capables d'augmenter et de diminuer la tension telles que le Buck-Boost, le Cuk, et le Sepic. Les convertisseurs DC-DC peuvent être vus comme des transformateurs DC-DC.[6]

Le tableau 4.1 résume les principaux rapports de transformation en fonction du rapport cyclique pour les différentes structures de convertisseurs statiques avec et sans isolement galvanique. Où D désigne le rapport cyclique du convertisseur et K le rapport de transformation du transformateur d'isolement.[6]

Tableau IV.1. Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC

<b>Convertisseur</b>	<b>Rapport de transformation en fonction de (D)</b>	<b>Isolement galvanique</b>
<b>Buck</b>	D	Non
<b>Boost</b>	$\frac{1}{1-D}$	Non
<b>Buck-Boost</b>	$\frac{-D}{1-D}$	Non
<b>Cuk</b>	$\frac{-D}{1-D}$	Non
<b>Sepic</b>	$\frac{D}{1-D}$	Non
<b>Flyback</b>	$K \frac{D}{1-D}$	OUI
<b>Push-pull</b>	KD	OUI
<b>Forward</b>	KD	OUI

Le hacheur parallèle permet d'élever (d'augmenter) la tension. Il est aussi dit : hacheur survolteur, car la tension moyenne de la source réceptrice est supérieur à la tension moyenne de la source génératrice.

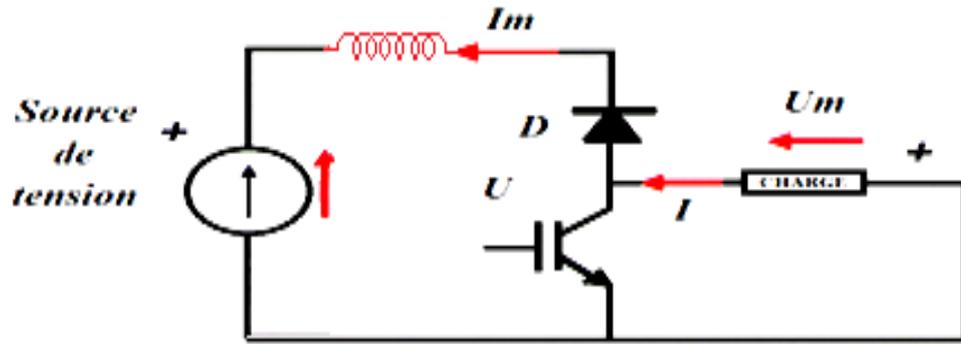


Figure 4.4. Hacheur parallèle(Boost)

Le transistor (IGBT) est commandé à la fermeture durant  $\alpha T_e$  et la diode conduit durant  $(1 - \alpha) T_e$  (effet de récupération de l'énergie).

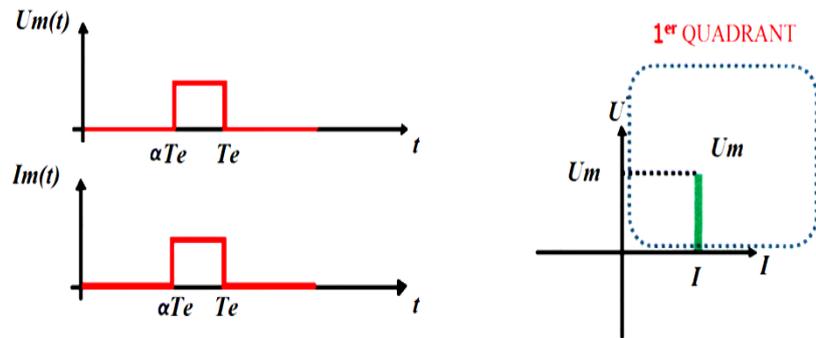


Figure 4.5. Fonctionnement d'un IGBT et diode de l'hacheur parallèle

La tension moyenne à la sortie d'un hacheur parallèle est :

$$U_m = \frac{1}{T_e} \int_0^{T_e} U_m(t) dt = (1 - \alpha) \cdot U \quad (4.1)$$

Le hacheur parallèle ne peut fonctionner que le premier quadrant du plan  $(I, U_m)$  lorsqu'on varie  $\alpha$ .

### IV.3. Analyse et interprétation des résultats de simulation :

#### IV.3.1.Cas 1 :

Au départ on a simulé le système global de la figure 4.1 **sans présence de défaut** utilisant des panneaux de 250W subie aux grandeurs similaires de température et l'irradiation présenté par les figures (4.6), (4.7), (4.8) jusqu'à (4.18) suivants.

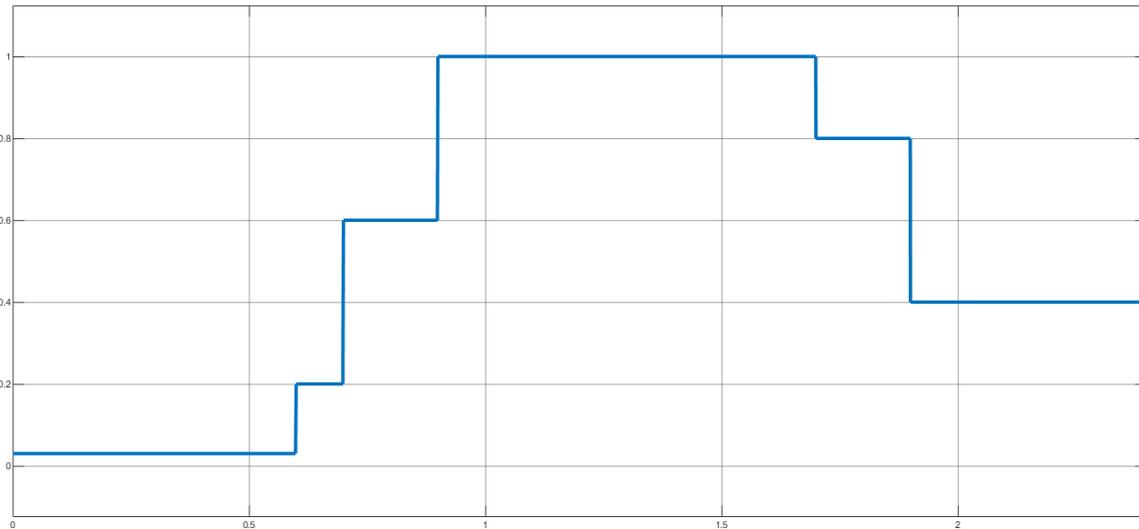


Figure 4.6. Courbes de variation de l'irradiation en fonction des heures d'une journée

La figure 4.6. représente le résultat de simulation sur MATLAB/Simulink d'un modèle de l'irradiation ou elle varie selon les heures de la journée de 200W/m<sup>2</sup> de 6-7h puis 600 W/m<sup>2</sup> de 7-9h et 1000 W/m<sup>2</sup> de 9h-17h et 800 W/m<sup>2</sup> de 17-19h et prendre une valeur de 400 W/m<sup>2</sup> de 19-21h.

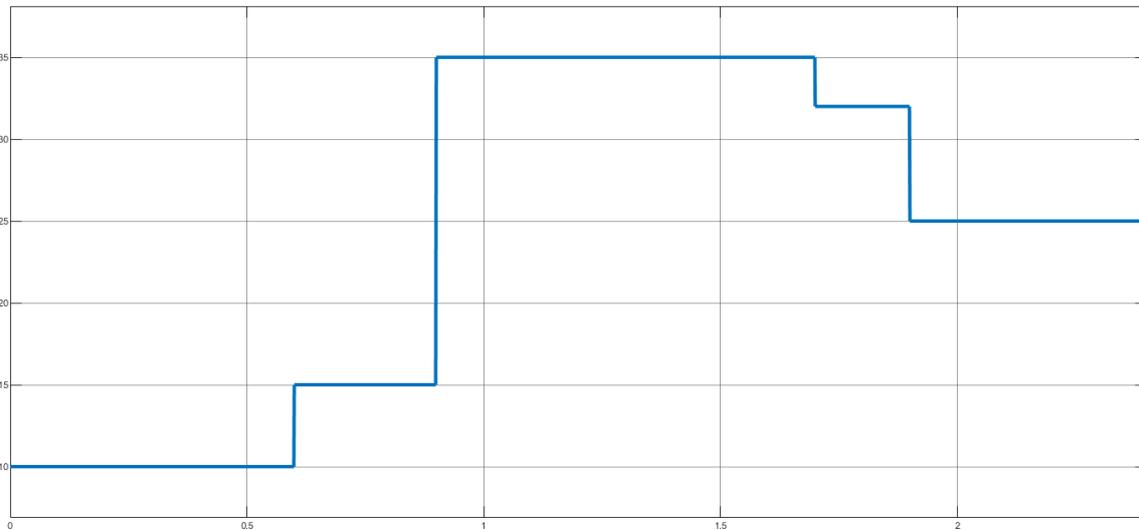


Figure 4.7. Courbes de variation de Température en fonction des heures d'une journée.

La figure 4.7. représente le résultat de simulation sur MATLAB/Simulink d'un modèle de température ou elle varie selon les heures de la journée de 15°C de 6-7h puis 15°C de 7-9h et 15°C, 35°C de 9h-17h et 32°C de 17-19h et prendre une valeur de 25°C de 19-21h.

Cette variation de température et de l'irradiation permet au système PV de délivres une puissance correspondant à une tension et un courant dépend de la charge implanté selon les figures 4.8, 4.9, 4.10 jusqu'à 4.18.

**A. la tension, le courant et la puissance (V, I, P) de la sortie du panneau.**

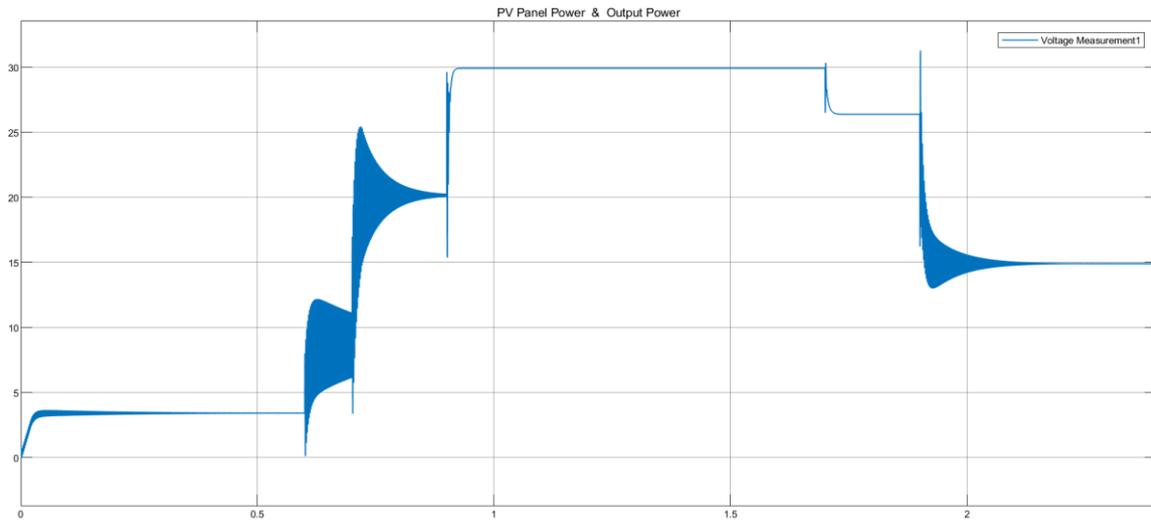


Figure 4.8. La tension de la sortie du panneau PV

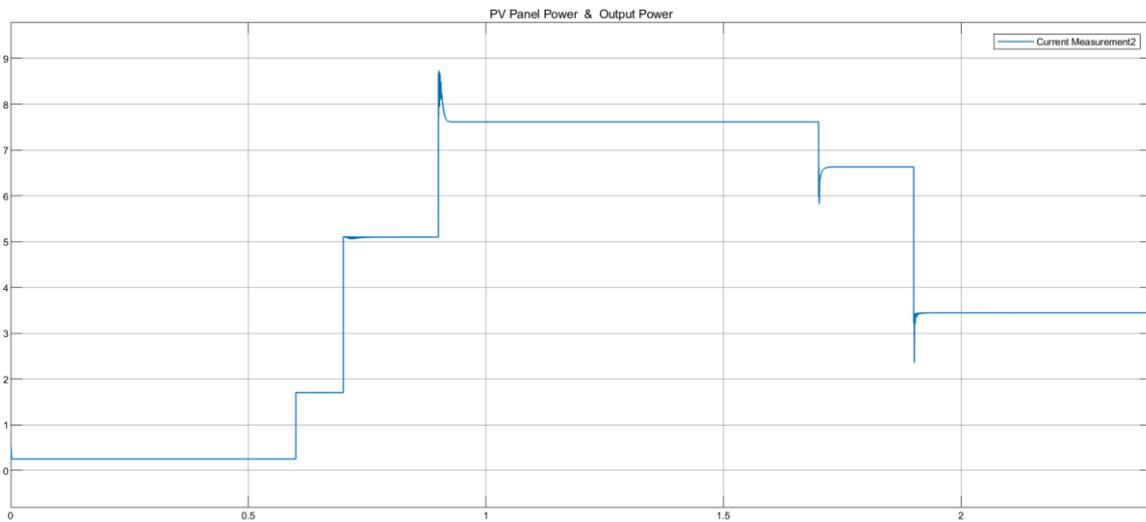


Figure 4.9. Le courant de la sortie du panneau PV

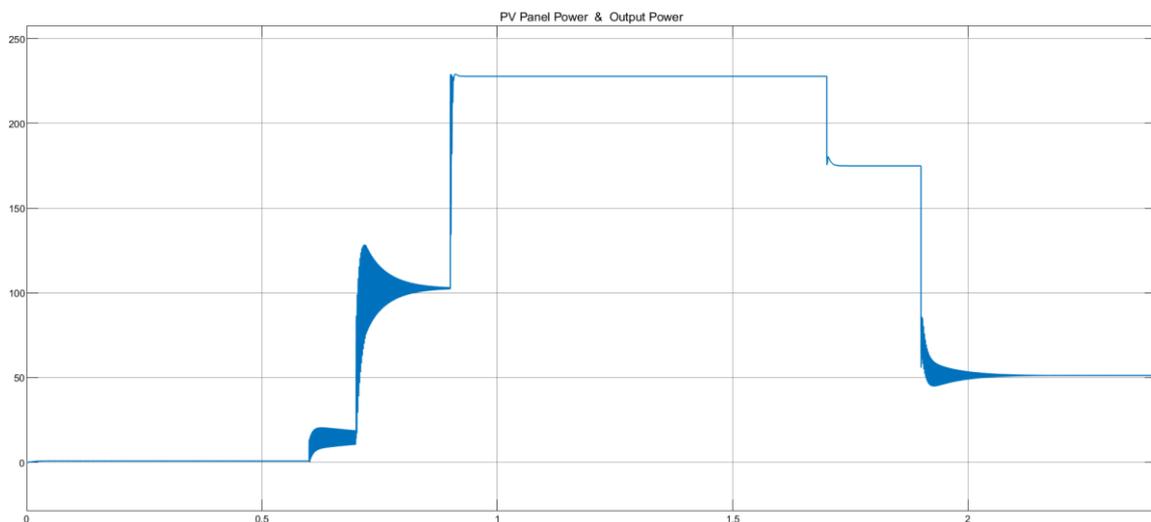


Figure 4.10. La puissance de la sortie du panneau PV

**B. La tension Vdc de l'entrée de convertisseur DC-DC**

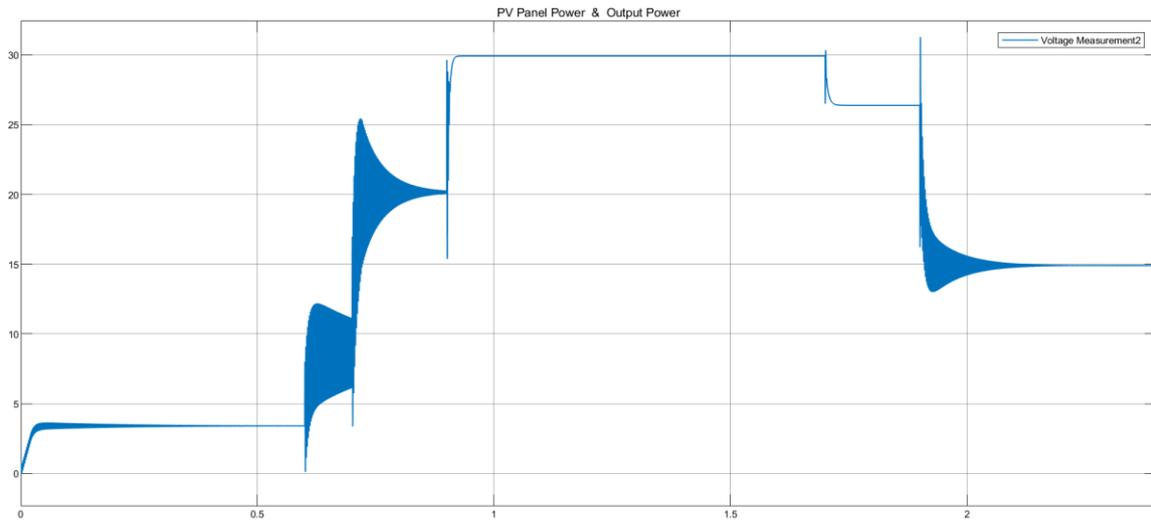


Figure 4.11. La tension de l'entrée de convertisseur DC-DC

**C. Le courant et la tension (I, V) de la charge**

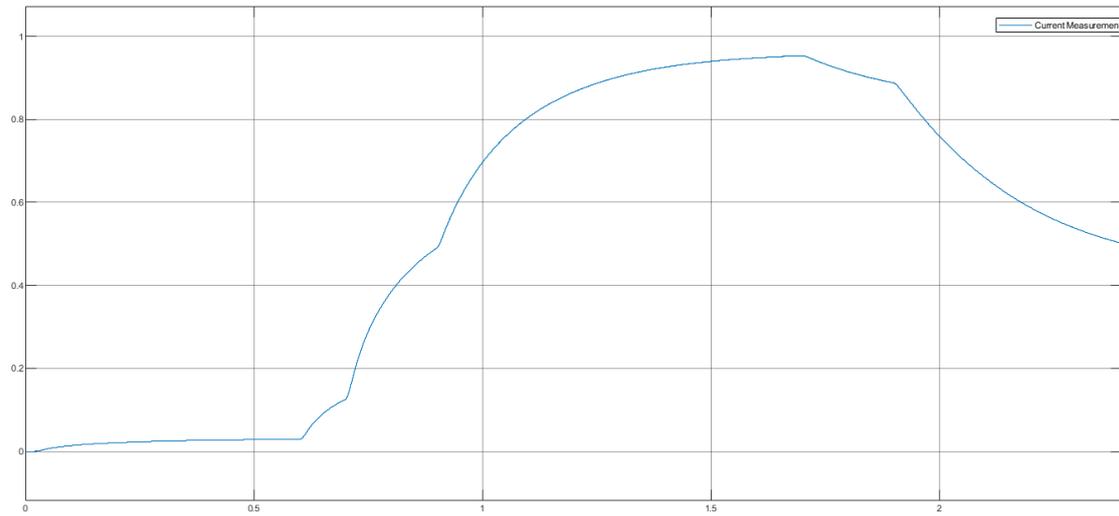


Figure 4.12. Le courant de la charge

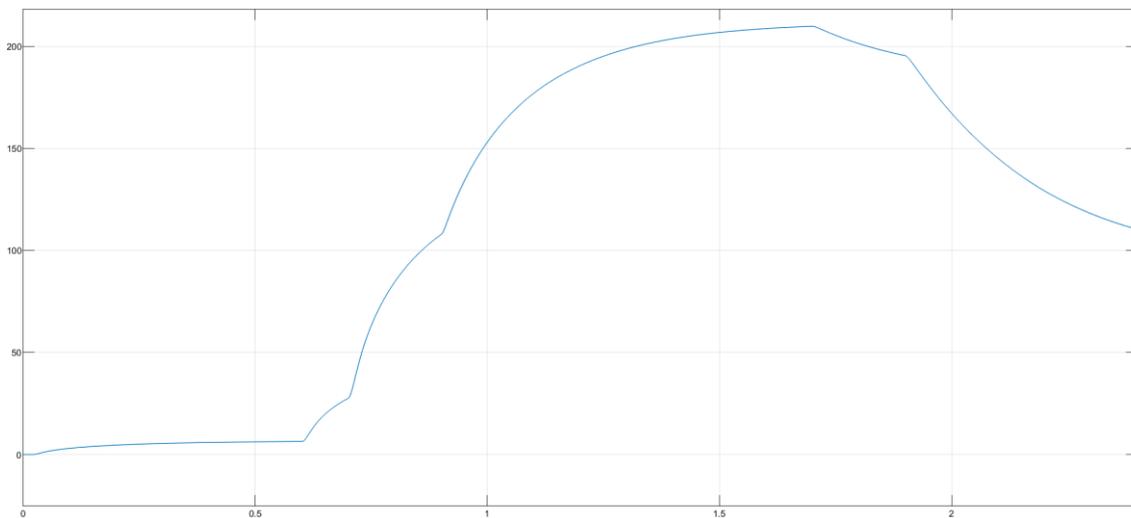


Figure 4.13. La tension de la charge

**D. Les courbes des états de S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut**

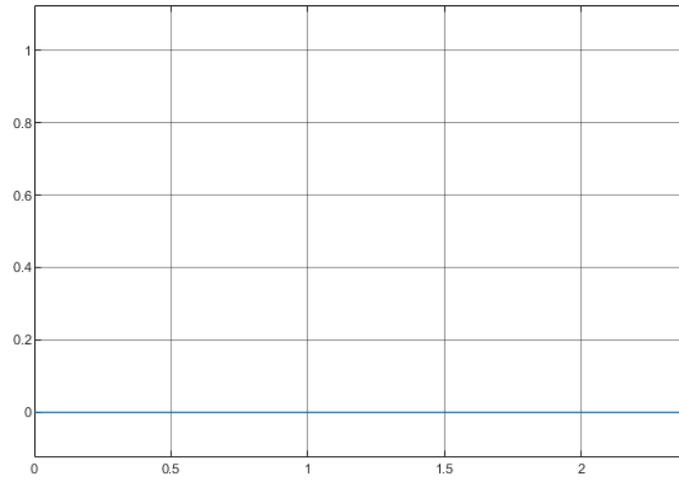


Figure 4.14. État de la commande de la lampe témoin de défaut

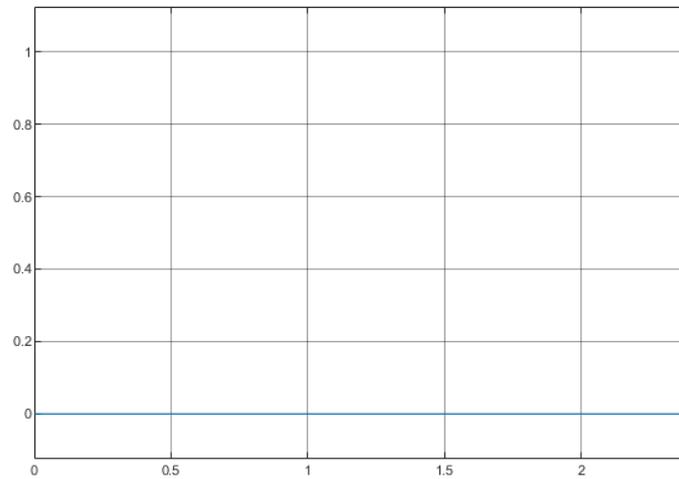


Figure 4.15. État de la commande de l'alarme sonneur de défaut

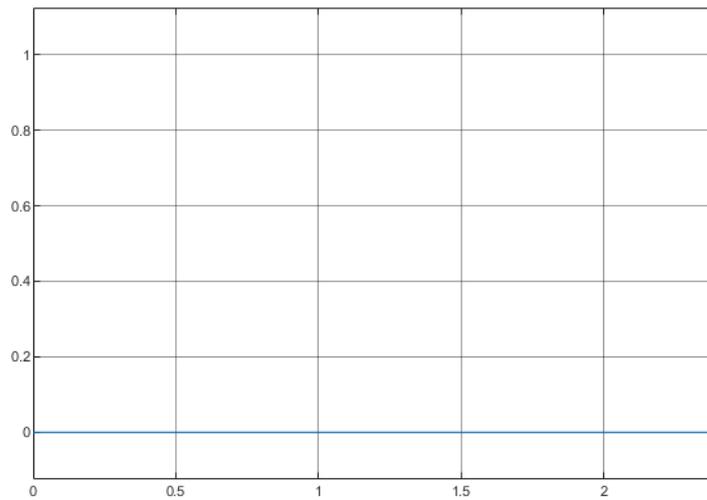


Figure 4.16. État de la commande de disjoncteur d'isolation lors de défaut

### E. Courbe d'impulsion de commande de convertisseur DC-DC

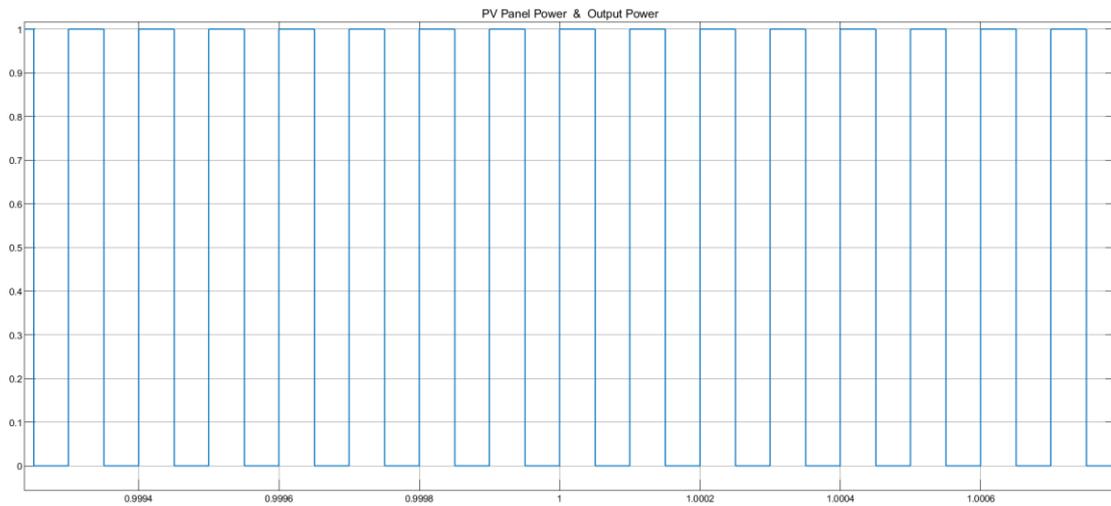


Figure 4.17. Impulsion de commande de l'Hacheur

### F. La puissance P d'entre et de sortie de système PV

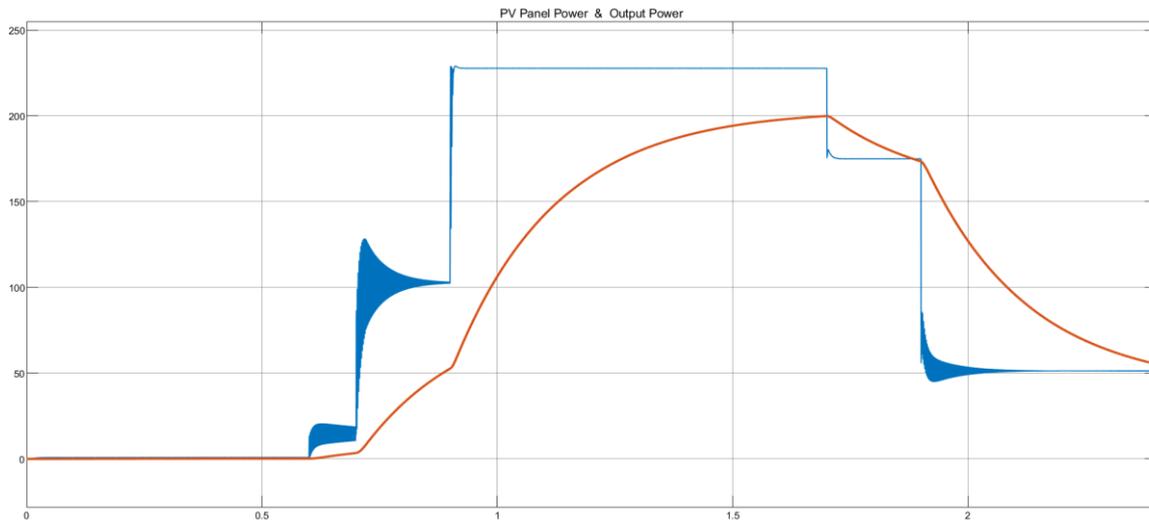


Figure 4.18. Courbe de puissance d'entre et de sortie de système PV

#### IV.3.2.Cas 2 :

Afin de suivre l'influence de l'apparition d'un défaut des panneaux PV on a créé sur le bloc de simulation un ensemble de défauts apparus à 7h du matin un défaut de 4 panneaux défectueux et un autre défaut de 8 panneaux apparaît à 13h et afin d'avoir une précision d'étude on a créé un défaut plus important de 16 panneaux à 15h.

Les figures (4.19) jusqu'à (4.28) suivantes présentent les courbes de simulation avec présence de défaut.

**A. la tension, le courant et la puissance (V, I, P) de la sortie du panneau lors de présence de défaut.**

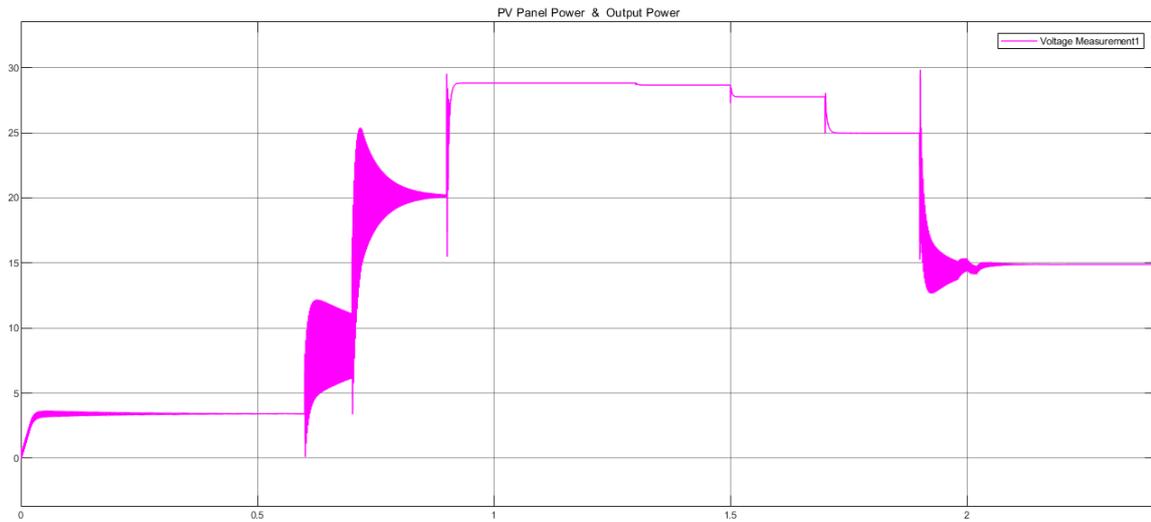


Figure 4.19. La tension de la sortie du panneau PV avec présence de défaut

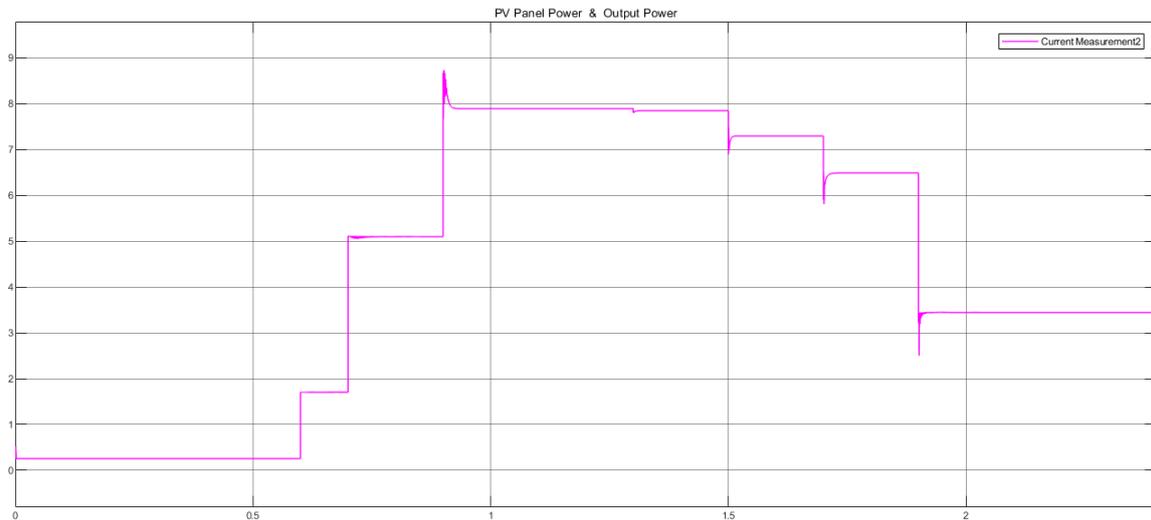


Figure 4.20. Le courant de la sortie du panneau PV avec présence de défaut.

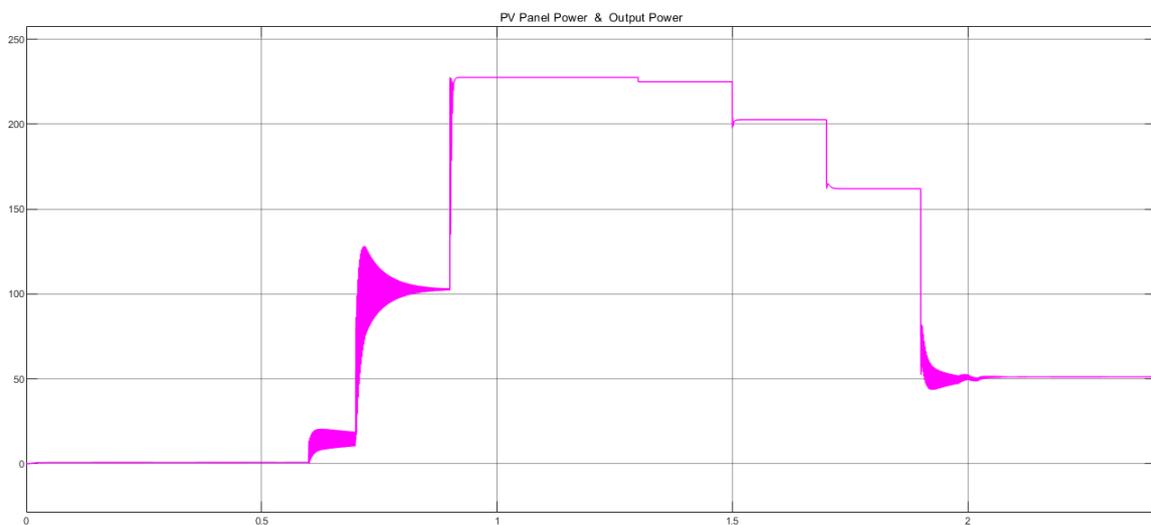


Figure 4.21. La puissance de la sortie du panneau PV avec présence de défaut.

**B. La tension Vdc de l'entrée de convertisseur DC-DC dans le cas de présence de défaut.**

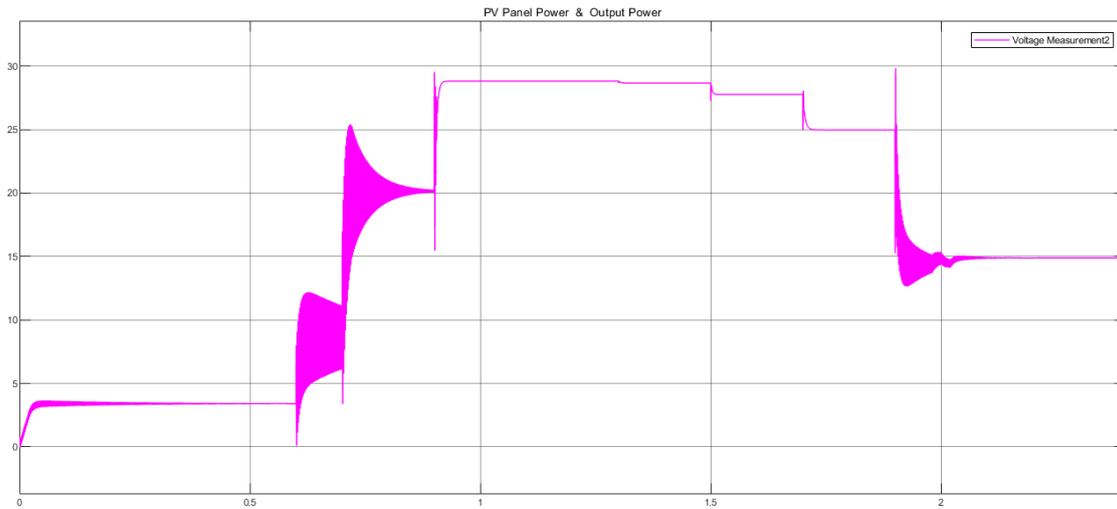


Figure 4.22. La tension de l'entrée de convertisseur DC-DC avec présence de défaut.

**C. Le courant et la tension (I, V) de la charge lors de présence de défaut.**

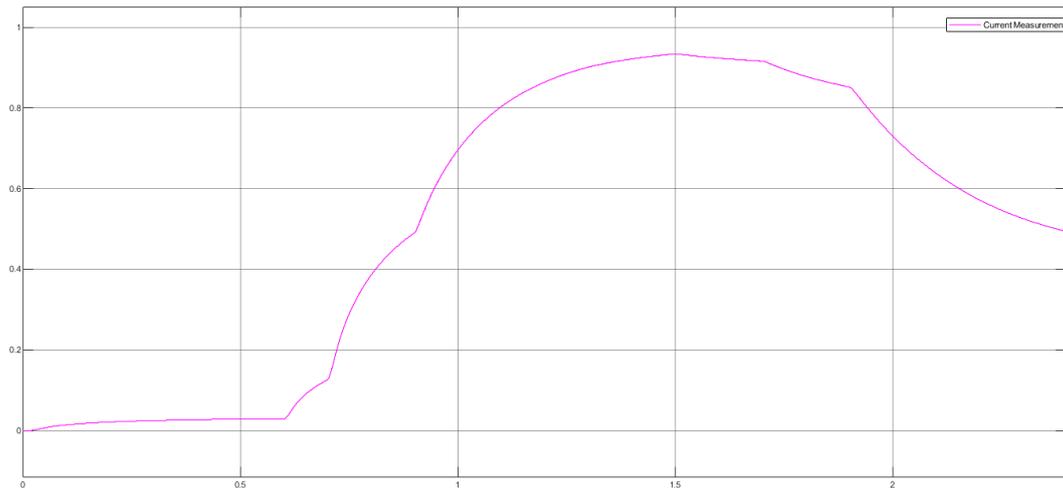


Figure 4.23. Le courant de la charge avec présence de défaut.

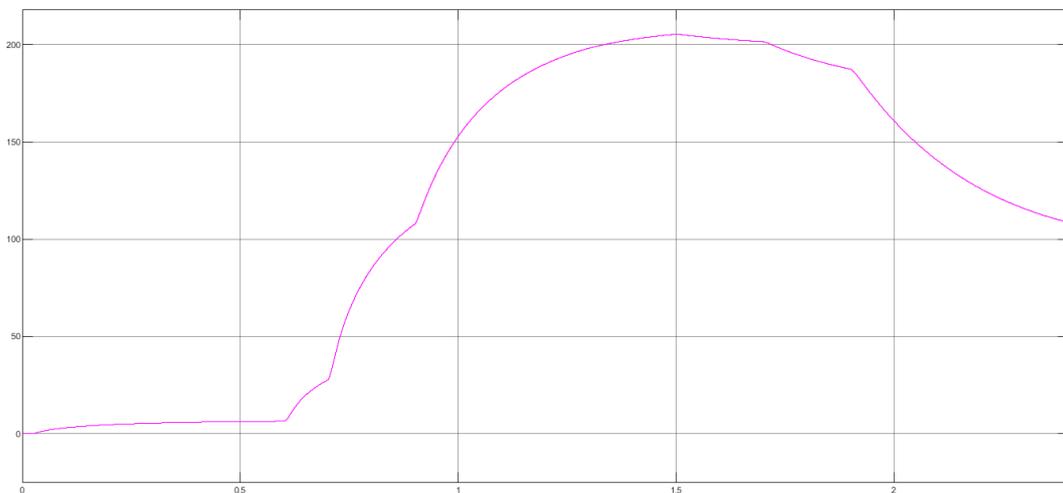


Figure 4.24. La tension de la charge avec présence de défaut.

**D. Les états S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut lors de présence de défaut**

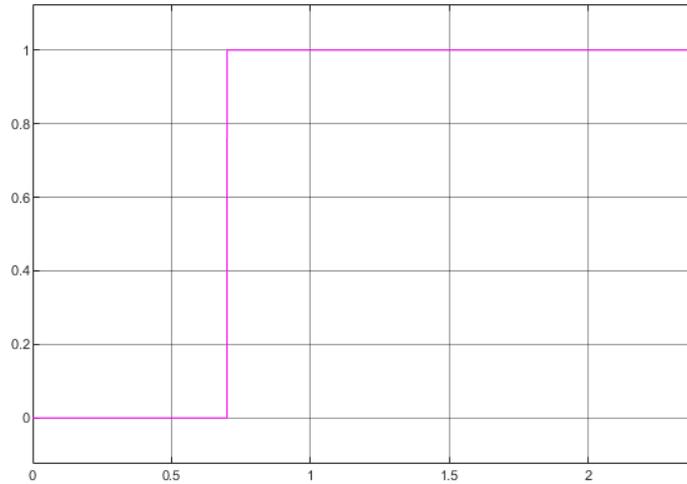


Figure 4.25. La réponse S1 dans le cas de présence de défaut.

La figure 4.25. Présente l'état de signal de commande de la lampe témoins de présence de défaut ou en remarque que la lampe est éteint ( $S1=0$ ) jusqu'à la présence de défaut ou la lampe s'allume et ( $S1=1$ ) prendre la valeur un.

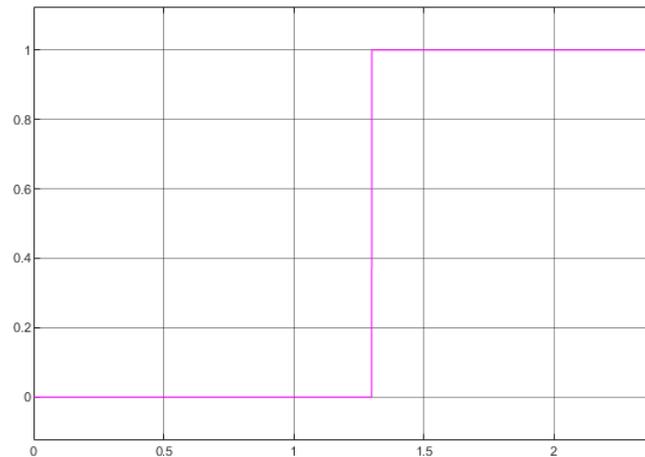


Figure 4.26. La réponse S2 dans le cas de présence de défaut.

La figure 4.26. Présente l'état de signal de commande de l'alarme sonneur de présence de défaut ou en remarque que l'alarme est éteint ( $S1=0$ ) jusqu'à la présence de défaut ou l'alarme déclenche lorsque ( $S1=1$ ) prendre la valeur un.

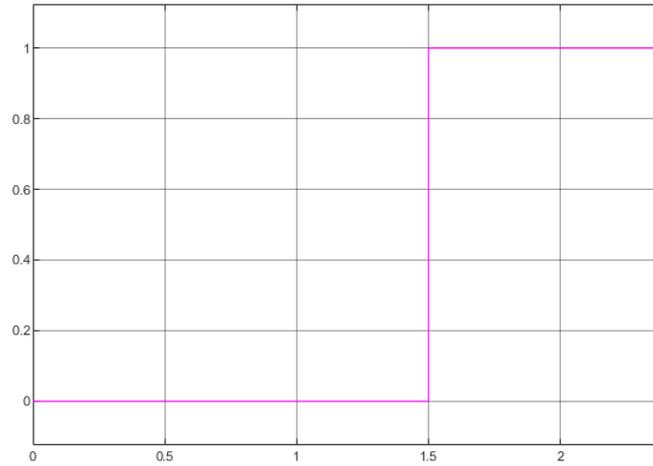


Figure 4.27. La réponse S3 dans le cas de présence de défaut.

La figure 4.27. Présente l'état de signal de commande de disjoncteur d'isolation de présence de défaut ou en remarque que le disjoncteur est fermé ( $S1=0$ ) jusqu'à la présence de défaut ou le disjoncteur déclenche lorsque ( $S1=1$ ) prendre la valeur un.

### E. La puissance P d'entre et de sortie de système de panneau PV dans la présence de défaut

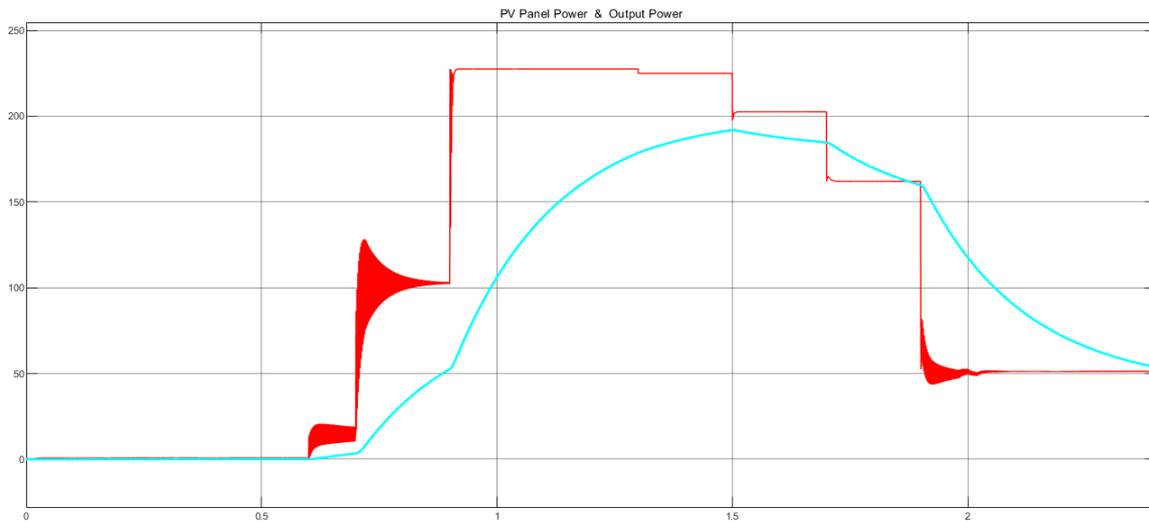


Figure 4.28. Courbe de puissance d'entre et de sortie du panneau avec présence de défaut.

### IV.3.3.Comparaison

Afin de comparée les résultats on superpose les courbe de ces résultat pour visualiser la variation de puissance dû à la présence d'un défaut ce qui est présenté par les figure (4.29) jusqu'à (4.35) suivants.

**A. la tension V de la sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut**

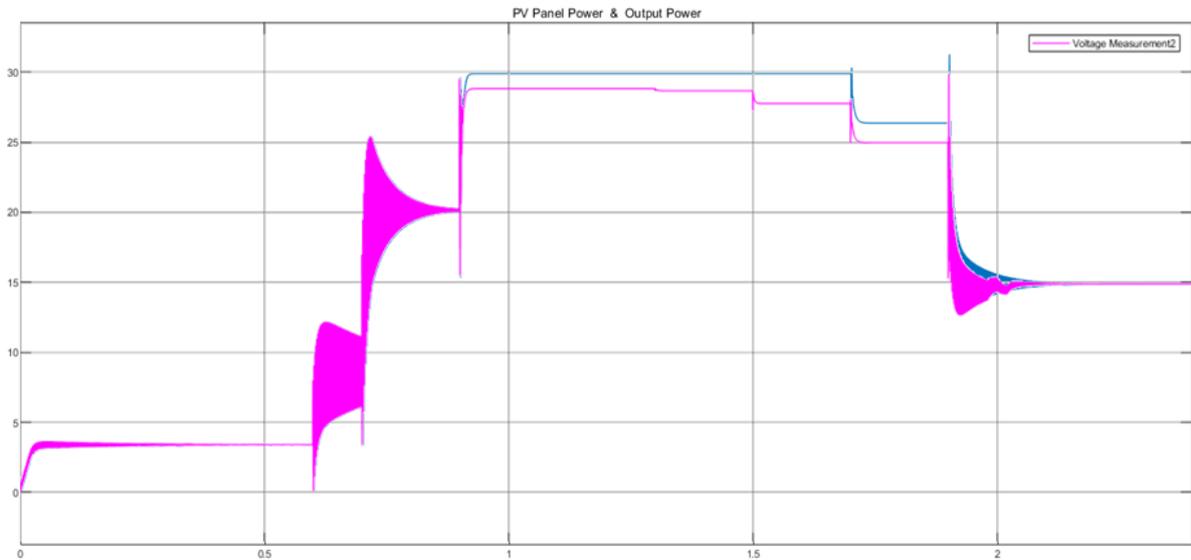


Figure 4.29. Tension de sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut

On remarque que la valeur de la tension de sortie du panneau lors de présence d'un défaut de 4 panneaux défectueux est moins de celle donné avant la présence de défaut, cette différence de tension peut être visualisé mieux lorsque le défaut devient plus grand (de 8,16 panneaux).

**B. le courant I de la sortie du panneau dans la présence et l'absence de défaut**

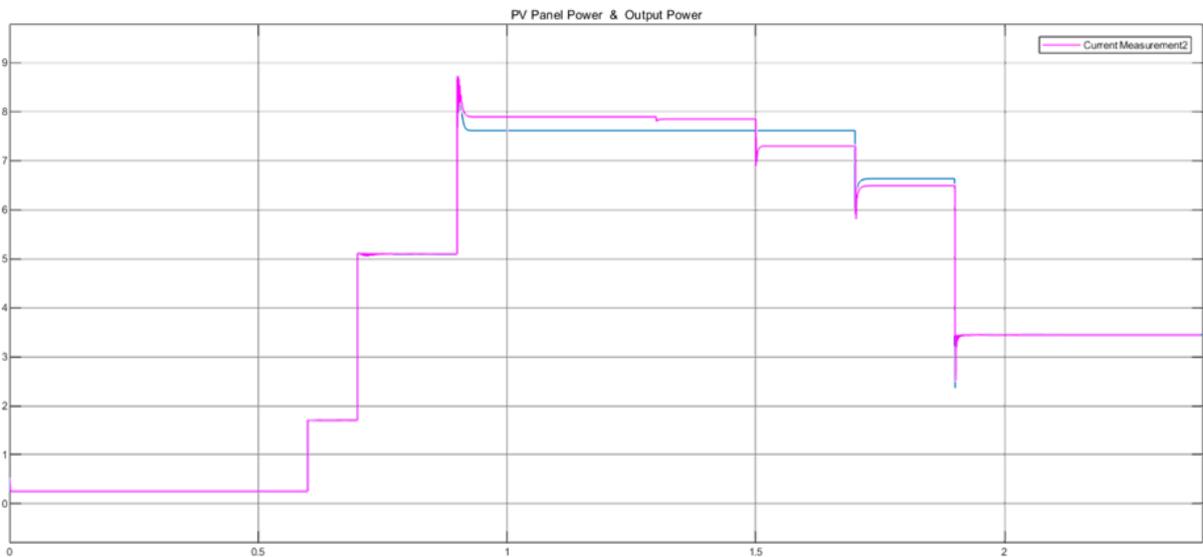


Figure 4.30. Le coutant de sortie du panneau lors de présence et d'absence de défaut

**C. La puissance de sortie du panneau PV lors de présence et d'absence de défaut.**

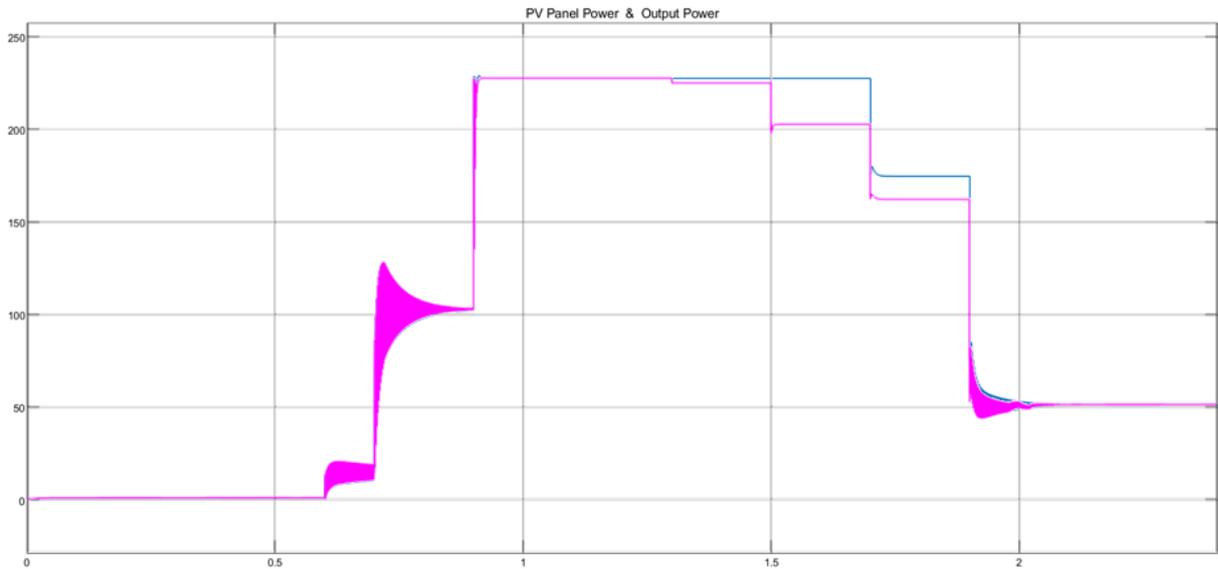


Figure 4.31. Puissance de sortie du panneau en cas de présence et d'absence de défaut.

On remarque que la valeur de la puissance délivré par les panneaux lors de présence d'un défaut de 4 panneaux défectueux est moins de celle donné avant la présence de défaut, cette différence de tension peut être visualisé mieux lorsque le défaut devient plus grand (de 8,16 panneaux) de 230W jusqu'à 210W par exemple.

**D. La tension Vdc de l'entrée de convertisseur DC-DC lors de présence et d'absence de défaut de défaut**

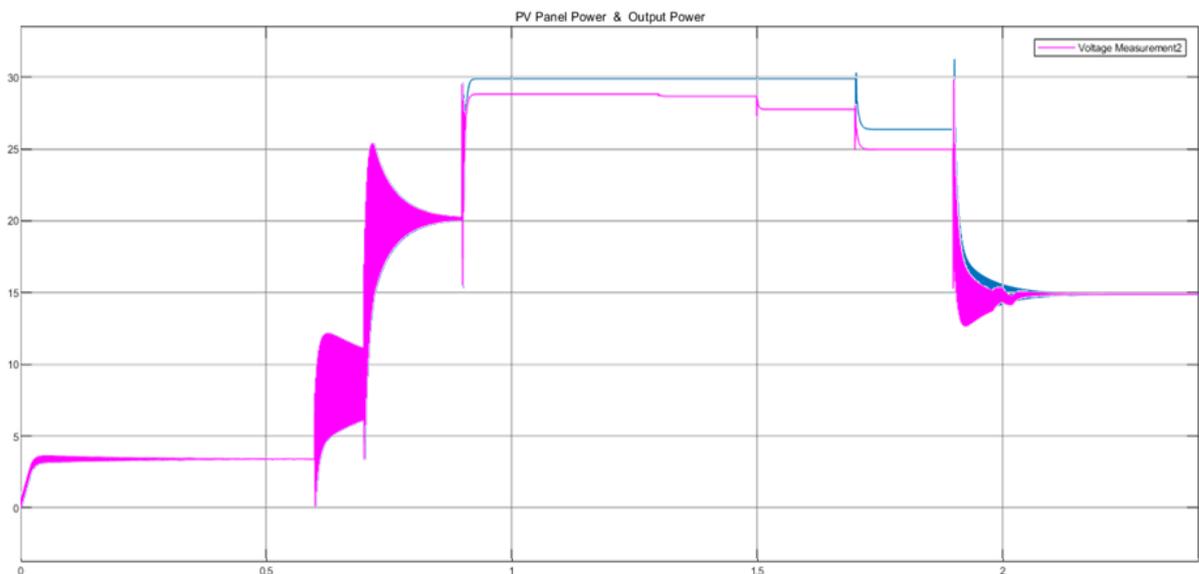


Figure 4.32.la tension Vdc « présence et absence de défaut »

**E. Le courant et la tension (I, V) de la charge lors de présence et d'absence de défaut**

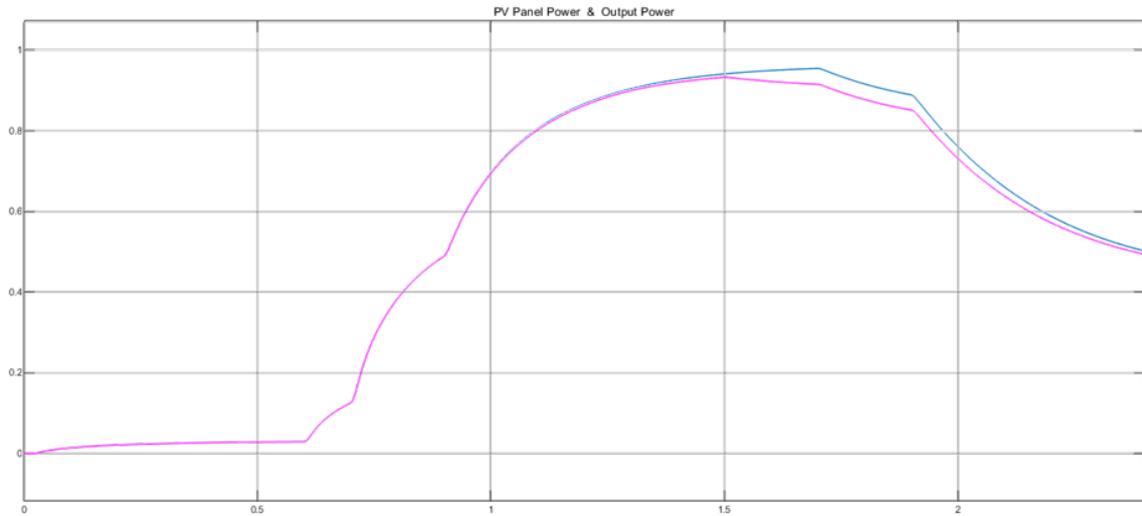


Figure 4.33. Courant de la charge « présence et absence de défaut »

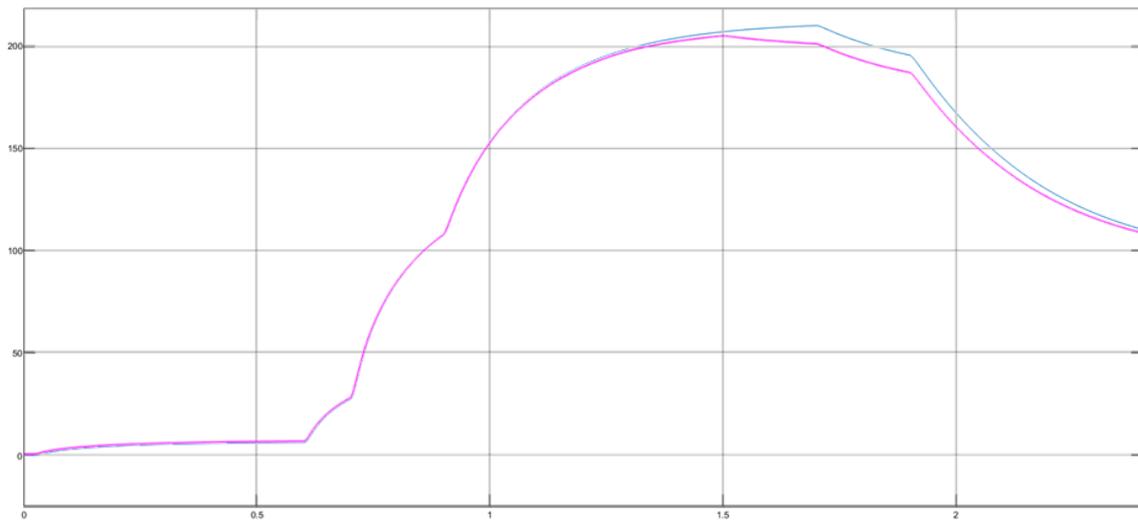


Figure 4.34. Tension de la charge « présence et absence de défaut »

**F. Les états S1, S2 et S3 de programme de détection de défaut lors de présence et d'absence de défaut.**

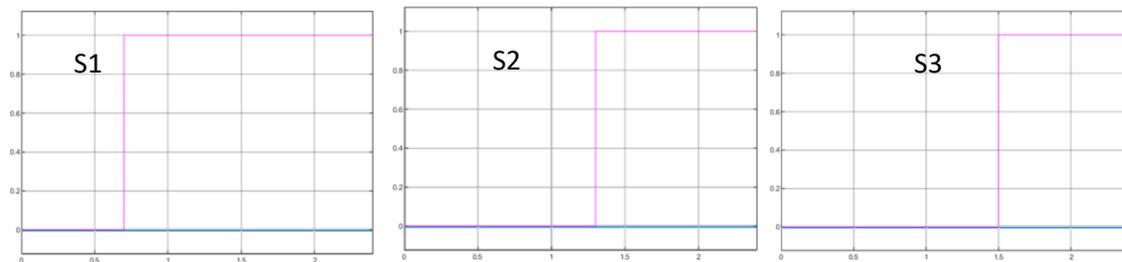


Figure 4.35. Signaux de détection de la présence et l'absence de défaut.

Le programme d'alarme basée sur l'information délivrée par le programme de diagnostic et de détection de défaut qui envoie un signal comporte le nombre des panneaux

subiet a un défaut puis réagit selon le cas ou S1 le signal de commande de la lampe témoin de détection de défaut devient un (1) même lorsque on aura un défaut inferieur a 5 panneaux défectueux. Dans le cas où les défauts deviennent plus de 5 et inferieur à 15 panneaux défectueux avec la lampe témoin une alarme sonneur contrôlé par S2 S'active. Si le défaut devient plus grand (plus grave) plus de 15 panneaux défectueux un disjoncteur contrôler par le signal S3 doit être déclenché afin d'isoler l'atelier et assurer la protection des équipements jusqu'à la maintenance du défaut.

#### IV.3.4. Solution

On propose d'utilisé un ensemble des panneaux de puissance au moins capable de compenser la puissance perdue lors de l'apparition d'un défaut grave (plus de 15 panneaux de 250W défectueux) afin d'assurer la continuité de service et l'efficacité énergétique de système Photovoltaïque et alimenter les équipements par la puissance demandé jusqu'à l'entretien des panneaux défectueux.

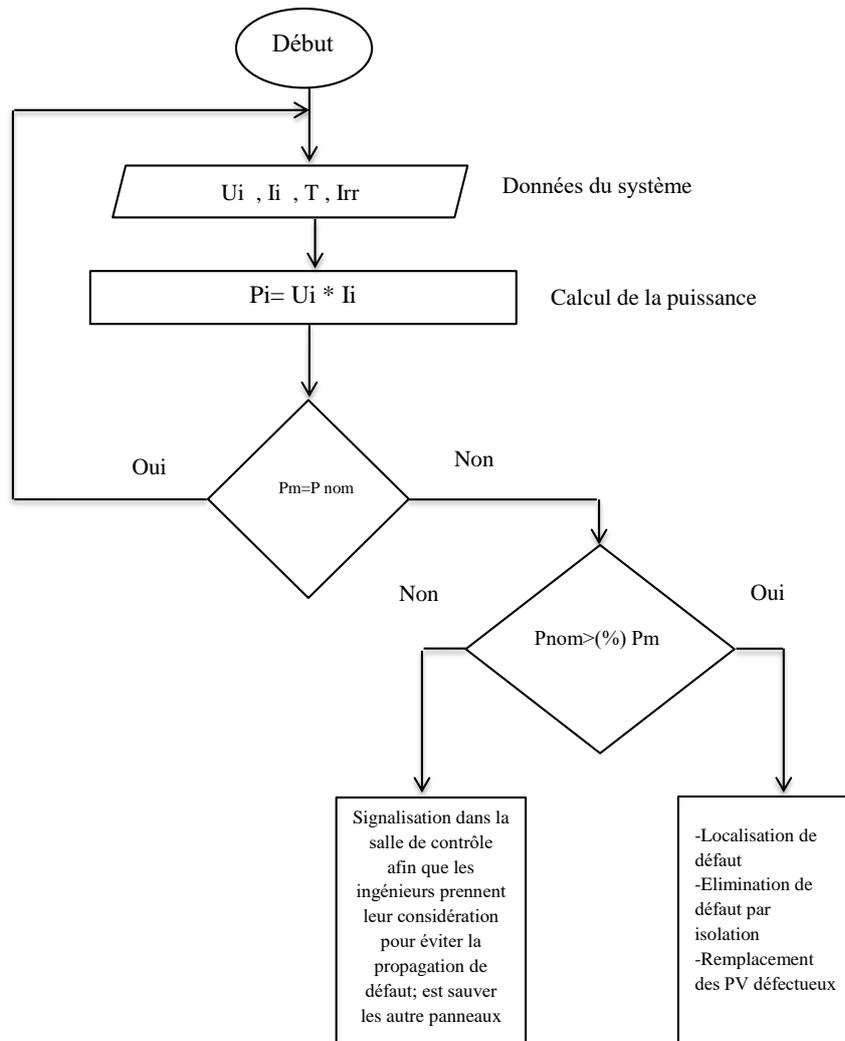


Figure 4.36. Algorithme de compensation de défaut.

La solution proposé consiste a développé un algorithme (figure 4.36) s'intègre au programme de diagnostic de défaut et contrôler un disjoncteur de branchement de l'ensemble des panneaux de réserve au système PV global puis assurer le débranchement lorsque la maintenance de système PV accomplit.

#### **IV.4. Conclusion**

La simulation sous MATLAB d'une structure photovoltaïque composé principalement d'un ensemble des panneaux raccordé en série et en parallèle pour former un champ PV qui assure l'alimentation d'une charge électrique (entreprise) via un convertisseur DC-DC Contrôler en MPPT basée sur la technique P&O au cours de présence de certains défauts d'un degré variable surveillée par un système de diagnostic basée sur un algorithme de détection de défaut. L'analyse des résultats obtenus nous a confirmé l'efficacité de système de diagnostic proposé et la compensation de la puissance perdu lors de l'apparition d'un défaut ce qui assure une efficacité énergétique du système photovoltaïque dans l'alimentation de l'entreprise.

L'étude présente dans ce mémoire était consacrée à l'étude de l'efficacité énergétique d'implantation d'un système photovoltaïque dans les domaines industriels. Le départ de l'étude de l'énergie solaire est la technologie photovoltaïque disponible pour convertir cette énergie renouvelable en énergie électrique par des systèmes PV basés sur des panneaux solaires constitués d'une cellule élémentaire construite généralement à base de matériaux semi-conducteurs ayant la propriété de transformer la puissance de rayonnement solaire en énergie électrique, connectés en série et en parallèle pour avoir la tension et le courant (la puissance) nécessaires selon l'application.

Les changements des points de fonctionnement étaient analysés selon la variation journalière réelle de la température et l'irradiation afin d'assurer la satisfaction de puissance nécessaire en fonctionnement des machines selon ces régimes de fonctionnement journaliers dans la chaîne de production de l'entreprise choisie pour l'application d'étude d'environ 200 kW basant sur les caractéristiques  $P(V)$  et le modèle mathématique de la cellule PV implanté sur MATLAB (étendu au champ PV) qui nous a permis d'avoir des courbes de variation des points de fonctionnement et la puissance totale produite correspondant qui doivent être supérieures ou égales à la puissance maximale nécessaire par l'entreprise qui a été déduite après dimensionnement des équipements et ceci nous a permis de dimensionner et choisir la structure de système PV proposée pour alimenter telle entreprise.

Les différents facteurs influents sur les systèmes photovoltaïques et qui peuvent avoir (causer) des défauts internes ou externes, qui ont été cités en détail avec leur impact et leur influence sur la dégradation de l'efficacité énergétique, des méthodes de diagnostic et de solution ont été proposées avec l'utilisation de la technique MPPT basée sur la commande P&O. La position d'un système de surveillance des défauts qui permet d'indiquer par une lampe témoin, la présence d'un simple défaut qui ne dépasse pas 2% ou l'enclenchement d'une alarme sonneur si la valeur de défaut augmente au-delà de 2% mais ne dépasse pas une certaine limite choisie 5% ce qui nécessite l'intervention d'un programme de protection qui isole le système photovoltaïque afin d'éviter les risques. Lorsque le défaut devient supérieur à 2% et inférieur à 5%, une solution basée sur la connexion d'un ensemble de panneaux de réserve avec un système PV contrôlé par l'intermédiaire d'un disjoncteur commandable conditionnellement avec l'alarme.

La validation de ces résultats obtenus après l'analyse des modèles simulés sur MATLAB nous a permis de confirmer la possibilité d'amélioration de l'efficacité énergétique du système PV proposé pour alimenter l'entreprise et le programme proposé permet de détecter la

présence de défaut d'une manière continue et que la solution proposé peuvent compenser la dégradation en puissance subie au système PV.

- [1]. Yassine LASMI, «Optimisation de la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque par les techniques intelligentes ». Mémoire de magister université Sétif, 2013.
- [2]. Ou Albani oualid, «Etude d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT». Mémoire de Master université BADJI MOKHTAR-ANNABA, 2019.
- [3]. M.Djarallah, «Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique, ». Thèse de doctorat en sciences, Université de Batna 2008.
- [4]. [https://www.researchgate.net/figure/Composantes-du-rayonnement-solaire-Le-rayonnement-solaire-arrive-au-sol-directement-et\\_fig23\\_285322379](https://www.researchgate.net/figure/Composantes-du-rayonnement-solaire-Le-rayonnement-solaire-arrive-au-sol-directement-et_fig23_285322379).
- [5]. N.SAADAOUI, «Modélisation et extraction automatique des paramètres d'un générateur photovoltaïque, ».Mémoire de Magister, département d'Electrotechnique, Université Ferhat Abbes-Sétif1 2010.
- [6]. A.BOUALEM, « Etude, dimensionnement et optimisation d'un système Photovoltaïque dédié à l'optimisation de la consommation énergétique d'une petite entreprise ».mémoire de master ENST 2020.
- [7]. Vincent BENAMARA, « ÉTUDE ET SIMULATION D'UN PANNEAU SOLAIRE RACCORDÉ AU RÉSEAU ». École de technologie supérieure université du Québec 2012.
- [8]. F.Heroguel, « Les cellules photovoltaïques ». Ecole normale supérieure, Lyon épreuve de projet, 2007.
- [9]. Siwar FADHEL, «Efficacité énergétique et Surveillance d'un microgrid à courant continu alimenté par des panneaux photovoltaïques, » Thèse de doctorat de l'université Paris-Saclay 2020.
- [10]. IEA, 2018a. Global Energy & CO2 Status Report 2017.
- [11]. Mr HACHANA Oussama, « ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE EN VUE DU DIAGNOSTIC », Thèse de doctorat Université Ferhat Abbes-Sétif1 2015.
- [12]. IEA report, « Trends in photovoltaic applications—Survey report of selected countries between 1992 and 2009 ». IEA, Paris, France, IEA Rep. IEAPVPS T1-19:2010.
- [13]. A.BENCHACHA, « Etude de système photovoltaïque ». mémoire de master université M'hamed Bougera Boumerdes 2019
- [14]. S. Vighetti « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion » thèse de doctorat université de Grenoble 2010.
- [15]. Parretta, A.Bombace, R., 2005. « Optical degradation of long-term, fieldaged c-Si photovoltaic modules ». Sol. Energy Mater. and Sol. Cells 86, 349–364.

- [16]. T. Mambrini « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies ». thèse de doctorat. STITS 2014.
- [17]. A.TOULATI « Modélisation et simulation sous MATLAB/SIMULINK d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » mémoire de master université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2014.
- [18]. Kim, N., Hwang, K.-J., Kim, D., Lee, J.H., Jeong, S., Dae, H., 2016. Analysis and reproduction of snail trails on silver grid lines in crystalline silicon photovoltaic modules. *Sol.Energy* 124, 153–162.
- [19]. IEA, 2014. Review of Failures of Photovoltaic Modules (No. T13- 01).
- [20]. M. Kuitche, J., Pan, R., TamizhMani, G., 2014. Investigation of Dominant Failure Mode(s) for FieldAged Crystalline Silicon PV Modules Under Desert Climatic Conditions. *IEEE J. Photovolt* 4, 814–826.
- [21]. Manganiello, P., Batalo, M., Vitelli, M., 2015. A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop. *IEEE Trans. Indus. Electron* 62, 7276–7286.
- [22]. ZIDANE Ammar , « Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz » ,thèse de master Université Abderrahmane Mira – Bejaïa.
- [23]. BOUMAIZZA ABDERAOUF ; Etude technicoéconomique d'un système PV en utilisant le logiciel RETscreen ; mémoire de fin d'étude master ; université de Badji Mokhtar Annaba.
- [24]. T.Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, F.Olivié et F. Bagui, « Amélioration du fonctionnement des systèmes photovoltaïques suite aux brusques variations des conditions météorologiques et de la charge » , *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N°1 (2008) 107 – 117.
- [25]. HAKOUMI Ahmed, BENAMAR Abdeldjalil, « Commande MPPT et contrôle d'un système photovoltaïque 3KW par la logique floue », *Mémoire De Fin D'étude En Vue De L'obtention Du Diplôme : Master En Electrotechnique, Option : Commande Electrique ; Université Ahmed Draia Adrar ; juin 2019*
- [26]. N.Aouchiche, M.S Aït Cheikh, A Malek ; article scientifique : Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation ; Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER BOUZAREAH ; Division Energie Solaire Photovoltaïque ; *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 16 N°3 (2013) 485 – 498.

[27]. Hamouche Newfel, Raghdadi Imed, « Etude comparative des différentes techniques MPPT dans un système PV », Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master en Électrotechnique, Université Badji Mokhtar Annaba ; 2019.

## Résumé

---

Le présent travail dédie à l'étude de l'efficacité énergétique dans les systèmes Photovoltaïque. Après une étude détaillé de principe de fonctionnement, des différent structure et architecture des systèmes photovoltaïque; un système d'application industrielle est étudié en détail après l'analyse de son fonctionnement, un dimensionnement des différent partie du system PV qui assure l'alimentation de tel entreprise est effectuée. Ce système PV proposée a était modélisé puis simulé sur MATLAB/Simulink afin d'étudier l'efficacité de ce système PV, contrôler par la technique MPPT basée sur l'Algorithme P&O, dans l'alimentation de l'entreprise au cours de variation des conditions météorologique (température, irradiation) journalière et la minimisation de l'utilisation des sources d'énergie fossile (réseaux de distribution) et l'intégration des énergies renouvelable. Une étude de diagnostic d'impact des différents indices et défauts interne et externe sur le rendement des panneaux et du système PV global, basée sur des informations (données) de fonctionnement réel et des techniques de diagnostic pour éviter la dégradation de niveau de la puissance produit et protéger l'ensemble (les équipements de l'entreprise, le système PV). Une solution des défauts basée sur un système d'Alarme et de contrôle du flux de puissance via un disjoncteur contrôlable et un sectionneur était proposée. Et finalement l'analyse des résultats de simulation est effectuée et des conclusions sont obtenues.

## Abstract

This work deals with study of energy efficiency in photovoltaic systems. After a detailed study of the operating principle, the different structure and architecture of photovoltaic systems, an industrial system is studied in detail as application after the analysis of its operating steps, a dimensioning of the different parts of the PV system that ensures the supply of such company is carried out. This proposed PV system was modeled than simulated on MATLAB/Simulink, controlled by the MPPT technique based on the P&O Algorithm, and supply the company during the variation of the meteorological conditions (temperature, irradiation) daily and minimize the use of fossil energy sources (distribution networks) and the integration of the renewable energies. A diagnostic study of the impact of the different internal and external indices and faults on the yield of the panels and the global PV system, based on real operating information (data) and diagnostic techniques to avoid the degradation of the level of power produced and to protect the plant (the company's equipment, the PV system). A solution of the faults based on an alarm system and a control of the power flow via a controlled circuit breaker and a disconnecter was proposed and finally the analysis of the simulation results is performed and conclusions are obtained.