



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي



BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA

جامعة باجي مختار عنابة
Année : 2020

Faculté des sciences de l'ingénierie
Département d'électrotechnique

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de :
DOCTORAT EN SCIENCES

Influence des rayonnements parasites sur le rendement des panneaux solaires

Option : Réseaux électriques

Par : KECHAR EL-KHANSSA

Directeur de thèse : Pr AZZAG El-Bahi

Devant le jury :

Président :	OMEIRI Amar	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
Rapporteur :	AZZAG El-Bahi	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
Examineurs :	ADJABI Mohamed	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
	BOULOUEH Messaoud	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma
	LEMZADMI Ahcene	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma
	MENDACI Sofiane	MCA	Université 8 Mai 1945 Guelma

ملخص

دفع استنفاد الاحتياطات الأحفورية وتأثيراتها على البيئة الباحثين في جميع أنحاء العالم إلى إيجاد طاقات بديلة أخرى مثل الطاقات المتجددة وخاصة الطاقة الضوئية. ستكون هذه مع العلم أن أداء الألواح الضوئية يعتمد على مادة أشباه الموصلات ، وموقع تركيبها وخاصة بيئتها. الطاقة حيوية لبلادنا الجزائر حيث ترتفع نسبة أشعة الشمس. في هذا العمل ، درسنا تأثير الاضطرابات الكهرومغناطيسية المنبعثة من محطات الطاقة عالية الجهد على أداء الألواح الكهروضوئية (PV) الموضوعة على مسافات مختلفة عن المصادر التي تنبعث منها الإشعاعات الكهرومغناطيسية ، وقد أجريت الاختبارات في ظروف حقيقية في منطقة عنابة لخط كهرباء عالي الجهد 400 كيلو فولت يربط رمضان جمال بالشافية ، تم تطبيق الاختبارات التجريبية على الوحدات الكهروضوئية أحادية البلورية من النوع LX-80W / 120-36 و متعدد البلورات من النوع BIO-80W . مكنت النتائج التي تم الحصول عليها من تحليل الخصائص التيار- الجهد (I-V) ، الطاقة- الجهد (P-V) في وجود المجال الكهرومغناطيسي. لتوصيف أفضل للمولدات الكهربائية الضوئية (GPV)، نقوم بدراسة الطاقة الكهربائية التي يقدمها GPV إلى الحمولة الخارجية ونستنتج من الطاقة الشمسية كفاءة التحويل الكهروضوئية مع تحكم MPPT (الحد الأقصى لتتبع نقطة الطاقة) لـ 09 ساعات اعتمادا على شدة المجال الكهرومغناطيسي. تتيح النتائج التجريبية التحقق من تأثير الإشعاع الطفيلي على نظام PV باستخدام وحدة التحكم المقترحة.

كلمات مفتاحية:

التداخل الكهرومغناطيسي، مولدات الضوئية ، الأداء ، قيادة MPPT

Résumé

La diminution des réserves fossiles et leurs effets sur l'environnement à pousser les chercheurs du monde entier à trouver d'autres énergies alternatives telles que les énergies renouvelables et particulièrement l'énergie photovoltaïque. Cette énergie sera vitale pour notre pays l'Algérie où le taux d'ensoleillement est très élevé. Sachant que les performances des panneaux photovoltaïques dépendent du matériau du semi-conducteur, du site de son installation et surtout de son environnement.

Dans ce travail, nous avons étudié l'effet des perturbations électromagnétiques émises par les centrales à haute tension sur les performances des panneaux photovoltaïques (PV) placés à différentes distances des sources émettant des rayonnements électromagnétiques. Les tests ont été réalisés en conditions réelles dans la région d'Annaba pour une ligne électrique 400 kV haute tension reliant Ramdane Djamel à Cheffia, les essais expérimentaux ont été appliqués aux modules photovoltaïques mono cristallin de type LX-80W/120-36 et poly cristallin de type BIO-80W. Les résultats obtenus ont permis d'analyser les caractéristiques courant-tension (I-V), puissance-tension (P-V) en présence du champ électromagnétique. Pour une meilleure caractérisation des générateurs photovoltaïques (GPV), nous étudions les puissances électriques délivrées par le GPV à une charge externe et nous déduisons l'efficacité de conversion du système photovoltaïque avec une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) pendant 09 heures en fonction de l'intensité du champ électromagnétique. Les résultats expérimentaux permettent de vérifier l'influence du rayonnement parasite sur le système PV avec le contrôleur proposé.

Mots clés

Perturbations électromagnétiques, rendement, générateurs photovoltaïques, commande MPPT.

Abstract

The depletion of fossil reserves and their effects on the environment push researchers around the world to find other alternative energies such as renewable energies and particularly photovoltaic energy. This energy will be vital for our country Algeria where the sunshine rate is very high. Knowing that the performance of photovoltaic panels depends on the material of the semiconductor, the site of its installation and especially its environment.

In this work, we studied the effect of electromagnetic disturbances issued from high voltage–power stations of a given power on the performance of photovoltaic panels placed at different distances from sources emitting electromagnetic radiation. The tests were carried out under real conditions in the region of Annaba for a power line 400 kV high voltage connecting to Ramdane Djamel to Cheffia, the experimental tests were applied to mono crystalline photovoltaic modules of type LX-80W / 120-36 and polycrystalline of type BIO-80W. The results obtained made it possible to analyze the characteristics current–voltage (I-V), power–voltage (P-V) in the presence of the electromagnetic field.

For a better characterization of the photovoltaic generators (GPV), we study the electrical power delivers by the GPV to an external charge and we deduce the conversion efficiency of the photovoltaic system with a maximum power point tracking command for 09 h depending on the intensity of the electromagnetic field. The experimental results make it possible to check the influence of parasitic radiation on the photovoltaic system with the proposed controller.

Key words

Electromagnetic disturbances · Performance · Photovoltaic generators · Efficiency · Command

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

- *A ma mère et mon père*
- *A mon mari, à mes trois enfants*
- *A ma sœur, à mes frères*
- *A tous les membres de ma grande famille*

Remerciements

Je tiens premièrement à remercier avec prosternation, Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour terminer ce travail.

J'adresse tout d'abord ma profonde reconnaissance à M^r *AZZAG El-Bahi* directeur de thèse pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de rapporter cette thèse, et pour ses conseils et encouragements réguliers, ses qualités scientifiques et humaines ont toujours été une source de motivation.

Je remercie vivement Mr OMEIRI Amar Professeur à l'Université de Badji Mokhtar d'Annaba, pour m'avoir honoré avec sa présence en acceptant de présider le jury de soutenance de cette thèse.

Je remercie également Monsieur ADJABI Mohamed, Professeur à l'Université de Badji Mokhtar d'Annaba, Monsieur LEMZADMI Ahcène, Professeur à Université 8 Mai 1945-Guelma pour l'honneur qu'ils m'ont fait d'avoir accepté d'examiner ce travail de thèse. Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma gratitude pour leur participation au jury.

Je tiens à exprimer mon profond respect à Mr MENDACI Sofiane et Mr BOULOUH Messaoud Professeurs à Université 8 Mai 1945-Guelma, pour nous avoir fait l'honneur de participer à mon jury de thèse.

Je tiens à présenter mes vifs remerciements à Mr Azouzi Hmidate. Je le remercie pour ses précieux conseils et orientations très judicieuses. J'ai été extrêmement sensible à ses qualités humaines. J'espère avoir été digne de la confiance qu'il m'ait accordée et que ce travail est finalement à la hauteur de ses espérances.

Je tiens également à exprimer tout ma gratitude à Mr Ksentini Abdelhamid pour son aide

Enfin, merci à ceux que j'ai oublié de mentionner et qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

ملخص.....	ii
Résumé.....	iii
Abstract.....	iv
Dédicaces.....	v
Remerciements.....	vi
Table des matières.....	ix
Liste des abréviations.....	x
Liste des symboles.....	xii
Liste des tableaux.....	xiii
Liste des figures.....	xvi
Introduction générale.....	1

CHAPITRE.I. L'ETAT DE L'ART : Champs Electromagnétiques basse fréquence et Exposition

I.1 Introduction.....	6
I.2 Champ électromagnétique définition.....	6
I.2.1 Spectre électromagnétique.....	7
I.2.2 Sources de champs électromagnétiques.....	8
I.2.2.1 Sources d'origine naturelle.....	8
I.2.2.2 Sources d'origine artificielle.....	9
I. 3 Champ électromagnétique de basse fréquence.....	9
I.3.1 Les champs électromagnétiques générés par les lignes HT.....	10
I.3.1.1 Rappel sur les lignes électriques HT.....	11
I.3.1.2 Champ Electrique Rayonné.....	11
I.3.1.3 Champ Magnétique Rayonné.....	12
I.3.2 Niveaux de champs rayonnés.....	13
I.4 Compatibilité électromagnétique.....	14
I.4.1 Historique.....	14
I.4.2 Définition.....	15
I.4.3 Décomposition d'un problème de CEM.....	15
I.4.3.1 Les Sources de perturbation.....	16
I.4.3.2 Nature des sources de perturbation.....	17
I.4.3.3 Canal de couplage.....	18
I.4.3.3.1 Couplage par rayonnement.....	19
I.4.3.3.2 Couplage par conduction.....	21
I.5 Conclusion.....	21

CHAPITRE.II. Chaîne photovoltaïque et problématique de l'optimisation

II.1 Définition et historique	23
II.2 Avantages et inconvénients du PV	25
II.3 Développement du photovoltaïque dans le monde	25
II.4 Développement du photovoltaïque en Algérie	27
II.5 La conversion photovoltaïque	30
II.5.1 Principe d'une cellule photovoltaïque	30
II.5.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque	33
II.6 Le module photovoltaïque	35
II.6.1. Constitution	35
II.6.2. Modélisation des caractéristiques de performance d'un module PV	38
II.6.2.1. Le courant de court-circuit I_{cc}	38
II.6.2.2. La tension de circuit-ouvert V_{co}	39
II.6.2.3. Le facteur de forme FF	40
II.6.2.4. La puissance de sortie d'un module PV	41
II.6.3. Paramètres influant sur le comportement du module PV	42
II.6.3.1. Les caractéristiques de transfert du module PV	42
II.6.3.2. Influence de l'ensoleillement	43
II.6.3.3. Influence de la température	44
II.6.3.4. Influence de la résistance série	45
II.6.3.5. Influence de la résistance shunt	46
II.6.4. Conception d'un module photovoltaïque	47
II.6.4.1. Les diodes by-pass	48
II.6.4.2. Les diodes anti-retour	50
II.7. Connexion (GPV-charge)	51
II.7.1 Connexion directe	51
II.7.2 Connexion indirecte par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation	53
II.8. Notions de rendement dans la chaîne photovoltaïque	55
II.8. 1 Rendement η_{pv} de conversion d'un GPV	55
II.8. 2 Rendement du convertisseur η_{conv}	57
II.8. 3 Rendement de la MPPT η_{MPPT}	57
II.8. 4 Rendement de la chaîne photovoltaïque η_{tot}	58
II.9. Conclusion	58

CHAPITRE.III. Recherche du point de puissance maximale (MPPT) et commandes spécifiques des systèmes PV

III.1 Introduction	60
III.2 Poursuite du point de puissance maximale.....	61
III.3 Régulateurs MPPT.....	62
III.3.1 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)	63
III.4 Variation et trajectoire du PPM	64
III.5 Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature	66
III.6 Les Différents types de commandes MPPT	66
III.6.1 la méthode "Perturb and Observ" (P&O).....	66
III.6.2 Principe de la commande "Hill Climbing"	69
III.6.3 Principe de la commande "Incrément de conductance" (IncCond)	71
III.7 Contrôleur flou (FLC)	74
III.8 Conclusion	77

CHAPITRE.IV. La dégradation des modules PV : Etude de l'influence du champ électromagnétique sur le rendement du système PV

- IV.1 Introduction 79
- IV.2 Dégradation d'un module photovoltaïque 80
- IV.3 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques 81
 - IV.3.1. La corrosion 82
 - IV.3.2. La délamination 82
 - IV.3.3. La décoloration 83
 - IV.3.4. Les fissures et bris de verre 84
- IV.4. Structure et modélisation du système étudié 86
 - IV.4. 1. Modélisation électrique du système PV étudié 86
- IV.5 Les champs électromagnétique généré par les lignes HT 91
 - IV.5. 1 Modélisation du réseau électrique 92
 - IV.5. 2 Influence de l'onde électromagnétique sur GPV 93
- IV.6 Expérimentation 95
 - IV.6.1. Caractéristique du modèle étudié 95
 - IV.6.2. Tests sur les Modules PV 97
 - IV.6.3. Présentation des résultats 99
- IV.7 Résultats et discussions 101
- IV.8 Conclusion 107
- Conclusion générale**.....
- Perspective.....
- Bibliographie

Liste des abréviations

CEM : Champs Electromagnétiques

Electro smog : Pollution Electromagnétique

GPV : Générateur Photovoltaïque

HT : Haute Tension

I_{cc} : Courant de Court-Circuit

V_{co} : Tension de Circuit Ouvert

FF : Facteur de Forme

η : Rendement de conversion

MPPT : Recherche du Point de Puissance Maximum

EBF : Extrême Basse Fréquence

THT : Très Haute Fréquence

CE : Champ Electrique

CB : Champ Magnétique

OE: Onde Electrique

OM: Onde Magnétique

C.I.S.P.R.: Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques

C.E.I.: Commission Electrotechnique Internationale

F.C.C.: Federal Communications Commission

I-V: Caractéristique courant-tension

P-V: Caractéristique puissance-tension

DC: Applications Compatibles

PPM: Point de Puissance Maximale

CS: Convertisseur Statique

P&O : Perturb & Observ

IncCond : Incrément de Conductance

FLC : Contrôleur de Logique Floue

CRI : Règle d'Inférence Compositionnelle

GMP : Généralisée Modus Ponens

EVA : Ethylène Vynil Acétate

STC : Conditions Standards

Liste des symboles

K : Constante de boltzmann
 T : Température de la cellule PV
 e : Charge de l'électron
 U_{bo} : tension d'avalanche
 V_{pv} : Tension aux bornes de la cellule PV
 I_0 : Courant de saturation
 R_s : Résistance série
 R_{sh} : Résistance Shunt
 G_0 : Ensoleillement standard
 G : Rayonnement solaire
 FF_0 : Facteur forme du module PV idéal
 P_{max} : Puissance de sortie maximale du module PV
 T_{amb} : Température ambiante
 T_{NCOT} : la température nominale des cellules en fonctionnement
 E : Eclairement
 C : Conductance du GPV
 P_{rec} : Puissance électrique reçue
 P_{pv} : Puissance délivrée par GPV
 A_{eff} : Surface effective du panneau
 A_T : Surface totale du panneau
 η_{pv} : Rendement d'un GPV
 η_{conv} : Rendement du convertisseur
 P_{out} : Puissance délivrée en sortie du convertisseur
 η_{MPPT} : Rendement de la MPPT
 e : Erreur
 Δe : Variation de l'erreur
 α : Rapport cyclique optimal
CC : Electricité à courant continu
 I_D : Courant de diode
 I_{ph} : Courant photoélectrique
 I_{sat} : Courant de saturation inverse

N_s : Nombre de cellules connectées en série

V_T : Tension thermique

k : Nombre d'onde ou pulsation spatiale de l'onde électromagnétique

ω : Pulsation temporelle de l'onde électromagnétique

c : Vitesse de propagation des ondes

β : Constante de phase qui caractérise la propagation

Z_0 : Impédance caractéristique en espace libre

Liste des tableaux

Tab.I.1. Niveaux de champs électromagnétiques rayonnés par les lignes aériennes	13
Tab. II.1. Radiation solaire moyenne dans les trois régions principales de l'Algérie	29
Tab. III. 1. Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue.	75
Tab.IV.1. Caractéristiques électriques du module photovoltaïque mono cristallin Dans les conditions standards «STC»	96
Tab.IV.2. Valeurs du champ électrique et magnétique pour différentes positions (ligne électrique-panneau) et pour différentes puissances générées par la ligne HT.	100
Tab.IV.3. Valeurs de la gamme des champs électriques et magnétiques autour de la ligne de transmission aérienne de 400 kV	101

Liste des figures

Fig. I. 1. Spectre de fréquences	7
Fig. I.2. Ondes électromagnétiques basse fréquence	10
Fig. I.3. Transmission des perturbations	15
Fig. I.4. Différentes sources de perturbations agissant sur un système électrique et/ou électronique	17
Fig. I.5. Les modes de couplage entre la source de perturbation et la victime	18
Fig. I.6. Classification des modes de couplages.....	19
Fig. I.7. Emission en champ électrique	20
Fig. I.8. Emission en champ magnétique	20
Fig. II.1. Les débuts du photovoltaïque: (a) expérience électrochimique de A.E. Becquerel, (b) la première cellule solaire d'Adams et Day	24
Fig. II.2. Approvisionnement énergétique primaire total dans le monde en 2014	26
Fig. II.3. Part de la production des différentes énergies renouvelables	26
Fig. II.4. Taux de croissance annuel d'approvisionnement énergétique mondial de 1990 à 2014	27
Fig. II.5. Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie.....	28
Fig. II.6. Phases du programme algérien des énergies renouvelables	28
Fig. II.7. Potentiel solaire du territoire algérien.....	29
Fig. II.8. Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium (présence d'une jonction PN). 30	
Fig. II.9. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairages.....	32
Fig. II.10. Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque.....	33
Fig. II.11. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série.....	36
Fig. II.12. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle	37
Fig. II.13. Caractéristiques d'un module PV. (a) I-V, (b) P-V.. ..	42
Fig. II.14. Les différentes zones de fonctionnement du module PV.	43
Fig. II.15. Caractéristiques d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante. (a) I-V, (b) P-V.....	44
Fig. II.16. Caractéristiques d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant. (a) I-V, (b) P-V.....	45
Fig. II.17. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance série.	46
Fig. II.18. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance shunt.	47
Fig. II.19. Schéma d'un module photovoltaïque.	48
Fig. II.20. Caractéristiques d'un module PV avec ou sans diode by-pass.	49
Fig. II.21. Rôle de la diode anti-retour.....	50
Fig. II.22. Principe d'une connexion directe entre un PV et une charge.	51
Fig. II.23. Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge.....	52
Fig. II.23. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.	53
Fig. II.24. Chaîne élémentaire de conversion d'énergie photovoltaïque.	55
Fig. III.1. Points de fonctionnement d'un panneau PV avec une charge résistive.. ..	61
Fig. III.2. Caractéristique aux bornes d'un panneau solaire- situation du Point de Puissance Maximale	62
Fig. III.3. Schéma synoptique d'une commande MPPT.....	63

Fig. III.4. Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal (a) suite à une variation d'ensoleillement,(b) suite à une variation de charge,(c) suite à une variation de température	65
Fig. III.5. Schéma du principe de la méthode P&O.....	67
Fig. III.6. Organigramme de la méthode de perturber et observer (P&O)	68
Fig. III.7. Relation entre la puissance du GPVet le rapport cyclique du convertisseur statique.....	69
Fig. III.8. Algorithme type de la commande Hill Climbing.....	70
Fig. III.9. Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G.	72
Fig. III.10. Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance.	73
Fig. III.11. Schéma fonctionnel de la base de l'algorithme de logique floue	74
Fig. IV.1. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation	81
Fig.IV.2. Module PV atteint par la corrosion. (a) corrosion de la bordure, (b) corrosion de la boîte de jonction	82
Fig. IV.3. Module photovoltaïque présentant une délamination.....	83
Fig. IV.4. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.....	84
Fig. IV.5. Module photovoltaïque présentant des bris de verre	85
Fig. IV.6. Schéma synoptique du système étudié	86
Fig. IV.7. Caractéristiques I-V d'un module PV	87
Fig. IV.8. Circuit équivalent électrique d'un modèle de diode unique d'une cellule photovoltaïque	88
Fig. IV.9. Schéma bloc d'une cellule photovoltaïque en MATLAB-SIMULINK	90
Fig. IV.10. Caractéristiques I-V et P-V d'un modèle GPV: (a) influence de l'éclairement on $I = f(V)$, (b) influence de l'éclairement on $P = f(V)$	91
Fig. IV.11. Cellule PV sous éclairement et soumise à l'action d'une onde électromagnétique.....	93
Fig. IV.12. Montage de système PV étudié sous la ligne HT 400 Kv.(a) Système PV avec potentiomètre variable, (b) Système PV avec commande MPPT	95
Fig. IV.13. Schéma du montage	97
Fig. IV.14. Mesure de l'ensoleillement et du champ électromagnétique.(a) mesure de champ électromagnétique, (b) mesure d'ensoleillement	98
Fig. IV.15. Mesure de la température interne du panneau photovoltaïque Avec thermomère infrarouge.....	99
Fig. IV.16. Influence de champ électrique sur panneaux mono, poly cristallin pour une puissance générée par la ligne électrique $P= 393\text{MW}$. (a) Influence de champ électrique sur I_{cc} , (b) Influence de champ électrique sur U_{oc}	102
Fig. IV.17. Caractéristique du panneau mono cristallin pour une charge de transport de la ligne de $P=9\text{MW}$. (a) Caractéristiques $I(V)$, (b) Caractéristiques $P(V)$	102
Fig. IV.18. Caractéristiques du panneau poly cristallin pour une charge de transport de la ligne de $P=9\text{MW}$. (a) Caractéristiques $I(V)$, (b) Caractéristiques $P(V)$	103
Fig. IV.19. Caractéristiques du panneau mono cristallin avec influence pour une charge de transport de la ligne de $P=306\text{ MW}$. (a) Caractéristiques $I(V)$, (b) Caractéristiques $P(V)$	103
Fig. IV.20. Caractéristiques du panneau poly cristallin avec influence pour une charge de transport de la ligne de $P=306\text{ MW}$. (a) Caractéristiques $I(V)$, (b) Caractéristiques $P(V)$	104
Fig. IV.21. Variation de l'éclairement en fonction du temps.....	105
Fig. IV.22. Variation de la puissance générée par le panneau mono cristallin en	

fonction des radiations sous l'influence du champ électromagnétique 105

Fig. IV.23. Variation de la puissance générée par le panneau poly cristallin
en fonction de l'éclairement sous l'influence du champ électromagnétique..... 106

Fig. IV.24. Variation de la puissance générée par le panneau poly et mono cristallin
en fonction de l'éclairement sous l'influence du champ électromagnétique..... 106

Introduction générale

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part. Cependant, la plupart de l'énergie électrique est produite par combustion de ressources non renouvelables (carbone, pétrole, gaz, nucléaire) dont le délai d'épuisement est estimé à quelques décennies. De plus, ce type de production d'énergie est très polluant. Le développement des sources d'énergies renouvelables et non polluantes est donc d'actualité.

Parmi les sources d'énergies renouvelables, on compte le vent, les flux marins et océaniques, la géothermie, le solaire PV, etc... Ce dernier est une source d'énergie très puissante. En effet, la puissance du rayonnement solaire au niveau du sol est d'environ 950 W/m^2 [1].

L'énergie solaire photovoltaïque est particulièrement bien adaptée aux enjeux majeurs de notre société : diminution des gisements fossiles et nécessité de lutter contre le changement climatique. L'énergie solaire est inépuisable, disponible partout dans le monde et ne produit ni déchets, ni gaz polluants. C'est la raison pour laquelle le parc photovoltaïque se développe considérablement dans le monde depuis des dizaines d'années. Actuellement, cette énergie suscite un intérêt considérable parmi les scientifiques, les économistes et même parmi les responsables politiques. En effet depuis la dernière crise pétrolière, que le monde a pris conscience, de la nécessité de rechercher des sources d'énergie nouvelle. C'est dans ce cadre que, l'effort technologique a porté sur la recherche et le développement de la filière photovoltaïque. Des études approfondies sur la cellule photovoltaïque en tant que source d'énergie renouvelable ont été réalisées afin d'obtenir des cellules photovoltaïques à bas prix qui sont plus efficaces et en toute sécurité.

Sans aucun doute, l'énergie solaire est un grand atout pour notre pays. En effet, l'Algérie possède un des grands gisements solaires du bassin méditerranéen. Avec plus de deux millions de km² de superficie, l'Algérie reçoit quotidiennement une très grande quantité d'ensoleillement pour produire un maximum d'énergie. Il faut savoir que sur une surface horizontale de 1 m², on peut avoir une puissance de l'ordre de 5 kWh. En plus, sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et sur le Sahara [2].

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision de l'Algérie compte s'appuyer sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie en s'engageant dans une ère énergétique durable. Le photovoltaïque représente 62 % de ce programme contre 23 % pour l'éolien et 9 % pour le solaire thermique [3]. Cette grande concurrence dans la production de l'énergie photovoltaïque pousse les recherches dans le domaine à se développer très rapidement avec de nouvelles technologies atteignant des rendements très élevés.

De nos jours l'électrification par les énergies renouvelables et surtout photovoltaïques est parfaitement adaptée pour différents domaines et surtout les milieux agricoles, sachant que la majorité de ces sites sont isolés et proches des lignes électriques haute tension qui sont aussi des sources d'énergie électromagnétique perturbatrice. L'alimentation de ces zones en énergie électrique basse tension habituelle n'ai pas facile, vue la topographie et leur éloignement des sous-stations électriques. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour ces zones est très utile du point de vue économique et environnemental d'où l'étude des performances des PV du point de vue rentabilité est intéressante [4].

Les lignes électriques sont utiles dans le transport et la distribution de l'énergie électrique, Les quantités de champs électromagnétiques (CEM) qu'elles génèrent lors de leur fonctionnement dépendent du niveau de tension et de la charge qu'elles transportent. Le fait que les systèmes PV que nous utilisons sont placés dans un environnement naturel, ils sont soumis à des perturbations des champs électromagnétiques des lignes de distribution d'énergie. Lors de la conception et de la réalisation de ces systèmes, il convient de tenir compte de l'existence de ces perturbations, et de prévoir des méthodes permettant de réduire suffisamment leur influence, de manière à assurer un fonctionnement sûr dans tous les cas d'utilisation.

La maîtrise des techniques de mesure des CEM rayonnés par les lignes électriques et l'étude de leur impact sur le système photovoltaïque (PV) en général et sur leur rentabilité en particulier, constituent le cadre de recherche de notre travail. Dans ce contexte, nous avons mené une investigation expérimentale dans la région d'Annaba pour une ligne électrique de haute tension 400kV reliant Ramdane Djamel à Chaffia dans les conditions réelles, les essais expérimentaux ont été appliqués aux générateurs photovoltaïques (GPV) mono cristallin de type LX-80W/120-36 et poly cristallin de type BIO-80W.

La méthodologie suivie est consisté : dans un premier lieu à faire des mesure permettant d'étudier le comportement des champs électrique et magnétique générés par des lignes haute tension (HT) fonctionnant dans des couloirs parallèles et posant des problèmes de parasitage sur les PV. Ceci dans le but de créer une base de données concernant la caractérisation expérimentale, des champs électromagnétiques de 50Hz qui influent sur le rendement du système PV, qui sera mise à la disposition des partenaires concernés. Ces différents constats ont motivé des travaux de recherche sur l'optimisation et le contrôle de la chaîne photovoltaïque. Cette dernière assure une meilleure exploitation de cette source d'énergie tout en améliorant le rendement énergétique et assure un contrôle robuste de la fluctuation rencontrée.

C'est dans ce contexte que cette thèse s'inscrit. Elle tente d'apporter une solution afin d'avoir une chaîne de conversion photovoltaïque fiable en terme d'optimisation de la puissance récoltée du panneau solaire dans des lieux perturbés par les champs électromagnétiques.

Cette thèse comporte quatre chapitres : Le premier chapitre du manuscrit a évoqué les connaissances et l'état de l'art en matière d'exposition aux champs électromagnétiques basse fréquence. Il a permis de nous éclairer sur les différents types de rayonnement électromagnétiques basse fréquence d'origine artificielle. Nous avons passé en revue la bibliographie existante sur le thème " caractérisation de l'environnement électromagnétique au voisinage des lignes haute tension".

Dans le deuxième chapitre, On commence par l'historique de développement de l'effet photovoltaïque ainsi que les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire. Ensuite, on présente l'évolution de cette énergie et sa place par rapport aux autres énergies dans le monde ainsi qu'en Algérie.

Ensuite, on expose la théorie de la jonction PN (structure de base de la cellule solaire) à revoir l'équilibre, on a défini aussi les quatre paramètres de la cellule à savoir : le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}), le facteur de forme (FF) et le rendement de conversion (η), puis on a étudié le principe de fonctionnement des cellules solaires ainsi que leurs caractéristiques principales et les paramètres influant sur le comportement du module PV. On conclut ce chapitre par l'étude des connexions (GPV-charge) et le rendement dans la chaîne photovoltaïque.

Dans le troisième chapitre, On étudie le principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) et les différents techniques de commande MPPT

Dans le dernier chapitre, on a étudié les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, ainsi que les résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques (I-V) et (P-V) des PV mono et poly cristallin exposés à ondes électromagnétique produites par une ligne HT 400 kV.

Le manuscrit se termine par une conclusion générale où nous présentons l'ensemble des résultats obtenus dans le cadre de ce travail avec les perspectives, une référence bibliographique a été colligée et répertoriée par ordre d'apparition dans le manuscrit.

CHAPITRE I

**L'ETAT DE L'ART : Champs
Electromagnétiques basse fréquence et
Exposition**

I.1 Introduction

Dans notre travail de doctorat, nous nous intéressons à la caractérisation de l'émission électromagnétique de réseaux électrique en haute tension.

Dans les lignes électriques, les trois phases traversées par les variations rapides des courants deviennent des antennes émettrices d'ondes électromagnétiques, dont l'impact sur d'autre dispositif comme pour notre étude les panneaux photovoltaïque peut entraîner l'apparition de perturbations sur leur rentabilité.

Les lignes électriques sont les sources d' « Electrosmog », les plus abondantes dans l'environnement. Les quantités de champs qu'elles génèrent lors de leur fonctionnement dépendent du niveau de tension et de la charge qu'elles transportent. Afin d'éviter les problèmes d'interférence avec leur environnement, ces champs électromagnétiques doivent être maintenus dans des limites de références fixées par des organisations de protection contre les rayonnements non ionisants [5] [6].

Afin de positionner notre travail, nous commençons ce chapitre par un état de l'art dans le domaine des champs électromagnétiques basse fréquence . Il a permis de nous éclairer sur les différents types de rayonnement électromagnétiques basse fréquence d'origine naturelle et artificielle. Nous avons passé en revue la bibliographie existante sur le thème “caractérisation de l'environnement électromagnétique au voisinage des lignes haute tension.

I.2 Champ électromagnétique définition

Un champ électromagnétique est la représentation dans l'espace de la force électromagnétique qu'exercent des particules chargées. Concept important de l'électromagnétisme, ce champ représente l'ensemble des composantes de la force électromagnétique s'appliquant sur une particule chargée se déplaçant dans un référentiel galiléen. Une particule de charge q et de vitesse v subit une force qui s'exprime par :

$$\vec{F} = q(\vec{E} + \vec{v} \wedge \vec{B})$$

Où \vec{E} est le champ électrique et \vec{B} est le champ magnétique. Le champ électromagnétique est l'ensemble (\vec{E}, \vec{B}) .

I.2.1 Spectre électromagnétique

Le spectre électromagnétique englobe les sources naturelles et artificielles des champs électromagnétiques [7]. Ces champs sont classés en fonction de leurs fréquences, l'ensemble de ces fréquences forme le spectre électromagnétique. Dans la Figure (I-1) la plupart des champs électriques ou magnétiques produits par l'homme varient de façon rapide et régulière. Ce sont des champs alternatifs, caractérisés par leurs intensités et leurs fréquences. Ils sont aussi caractérisés en plus de la bande de fréquence, par leur longueur d'ondes et par leurs natures. Les CEM de haute fréquence ou de radiofréquence se situent entre 10 MHz et 300 GHz. Dans cette partie du spectre électromagnétique, de larges plages de fréquences sont utilisées pour les applications de télécommunication. Les téléphones mobiles et les antennes relais émettent ainsi des champs dits de haute fréquence de 900 MHz ou 1,8 GHz

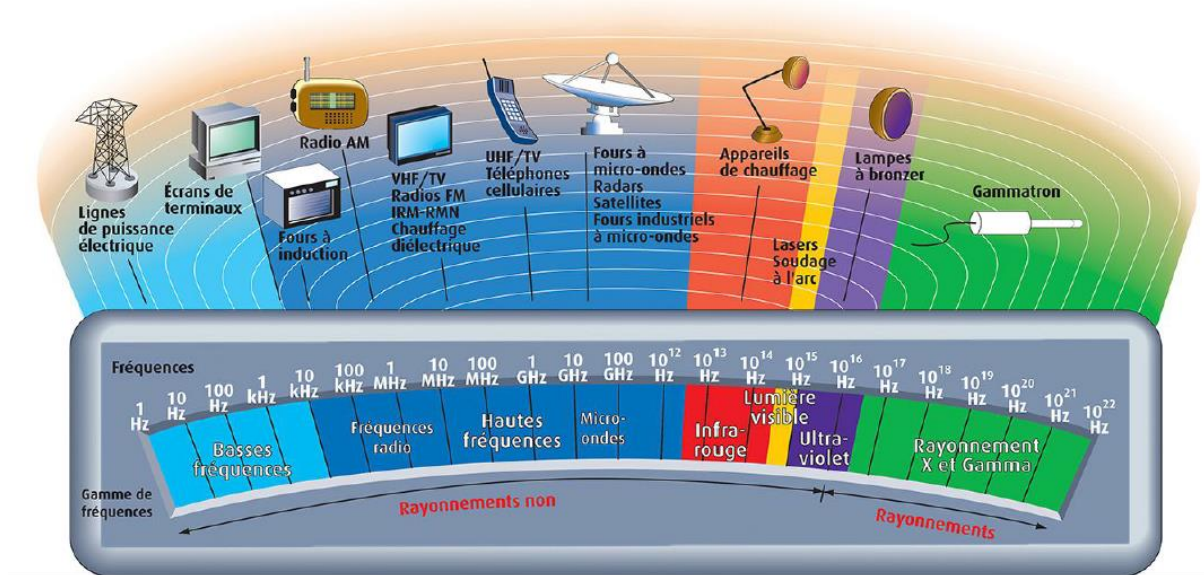


Fig. I. 1. Spectre de fréquences [8]

Ceux de 0 à 300 Hz sont dits d'extrême basse fréquence (EBF), les lignes de transport de l'énergie électrique et tous les équipements qui consomment ou acheminent de l'électricité émettent des champs à 50 Hz. Toutefois, certains appareils électriques et installations industrielles transforment cette électricité à 50 Hz soit en courant continu, (comme dans les applications Industrielles de l'électrochimie par exemple), soit en fréquences plus élevées, comme dans (les applications industrielles et domestiques de chauffage par induction ou de four à micro-ondes) [8].

I.2.2 Sources de champs électromagnétiques

Les champs électromagnétiques ou rayonnements électromagnétiques sont d'une manière générale une forme de transport d'énergie sans support matériel. L'utilisation de ces rayonnements couvre de nombreuses applications dans une très large gamme de fréquence.

On peut distinguer deux types de rayonnements électromagnétiques : rayonnements ionisants et non ionisants.

Les rayonnements électromagnétiques non ionisants, c'est à dire que l'énergie photonique est trop faible pour provoquer l'ionisation d'une molécule biologique. Tandis que les rayonnements ionisants comme les rayons X ou gamma sont constitués de photons qui transportent suffisamment d'énergie pour rompre les liaisons moléculaires.

Les photons des ondes électromagnétiques qui se situent dans la gamme de fréquence de l'alimentation électrique ou des radiofréquences sont beaucoup moins énergétiques et ne possèdent pas cette propriété.

I.2.2.1 Sources d'origine naturelle

La plupart des champs électromagnétiques naturels ont une fréquence de 0 Hz : ce sont des champs statiques, tels que le champ magnétique terrestre qui oriente l'aiguille aimantée de la boussole, et le champ électrique atmosphérique, qui peut atteindre des valeurs très élevées sous les nuages orageux et aux niveaux des pôles terrestres. Toutefois, d'autres sources naturelles produisent, quant à elles, des champs électromagnétiques qui varient dans le temps et dont certains ont une fréquence très élevée. On peut citer : l'électricité statique, la foudre et les rayonnements électromagnétiques à très haute fréquence THT.

I.2.2.2 Sources d'origine artificielle

Dans l'environnement électromagnétique de basse fréquence : Ce sont les réseaux de haute tension qui constituent la principale source de champ électrique, les appareils industriels et domestiques sont les principales sources des champs magnétiques, ces champs Extrême basse fréquence (EBF) on les rencontre souvent dans l'environnement général, domestique.

- **Dans l'environnement général :** L'énergie électrique en provenance des centrales est transportée jusqu'aux agglomérations par des lignes à haute tension. La tension est ensuite abaissée par des transformateurs auxquels se rattachent les lignes de distribution locale. Les CE et CB au-dessous des lignes aériennes peuvent atteindre respectivement 12 kV/m et 30 μ T. A proximité des centrales et des sous-stations, les champs électriques peuvent atteindre 16 kV/m et les champs magnétiques 270 μ T.
- **Dans l'environnement domestique :** Les intensités des champs électriques et magnétiques dans les habitations dépendent de nombreux facteurs ; de la distance aux lignes de transport, du nombre et du type d'appareils électriques utilisés, ou encore de la position et de la configuration des conducteurs électriques intérieurs. Les champs électriques au voisinage de la plupart des appareils domestiques ne dépassent pas 500 V/m et le champ magnétique est généralement inférieur à 150 μ T. Dans les deux cas, le champ peut être nettement plus élevé à proximité immédiate de l'appareil, mais il diminue rapidement avec la distance.

I. 3 Champ électromagnétique de basse fréquence

Les champs électrique et magnétique font partie des rayonnements dits « non ionisants » : ils ne sont pas suffisamment énergétiques pour éjecter un électron d'un atome ou d'une molécule. Dès lors que des charges électriques sont en mouvement, apparaît un champ électromagnétique variable dans le temps [9] et [10]. Ce phénomène est formé de 2 ondes liées (Figure I .2) : une onde électrique (OE) et une onde magnétique (OM) qui se déplacent ensemble à la vitesse de la lumière et qui sont caractérisées par une fréquence et une longueur d'onde. La fréquence f est le nombre d'oscillations de l'onde par unité de temps, mesuré en hertz (1 Hz =1 cycle par seconde).

La longueur d'onde λ est la distance parcourue par l'onde, pendant la durée d'une oscillation (ou d'un cycle). Les champs liés au transport de l'énergie électrique sont des champs d'extrême basse fréquence. Ce qui nous donne une énergie de 2.10^{-13} eV en théorie de propagation. Ce régime est atteint dans le cas du 50 Hz lorsque l'on se situe à 6000 km de la source. En pratique, ces champs se découpent en champ électrique (CE) et magnétique (CB) et agissent indépendamment l'un de l'autre et sont mesurés séparément.

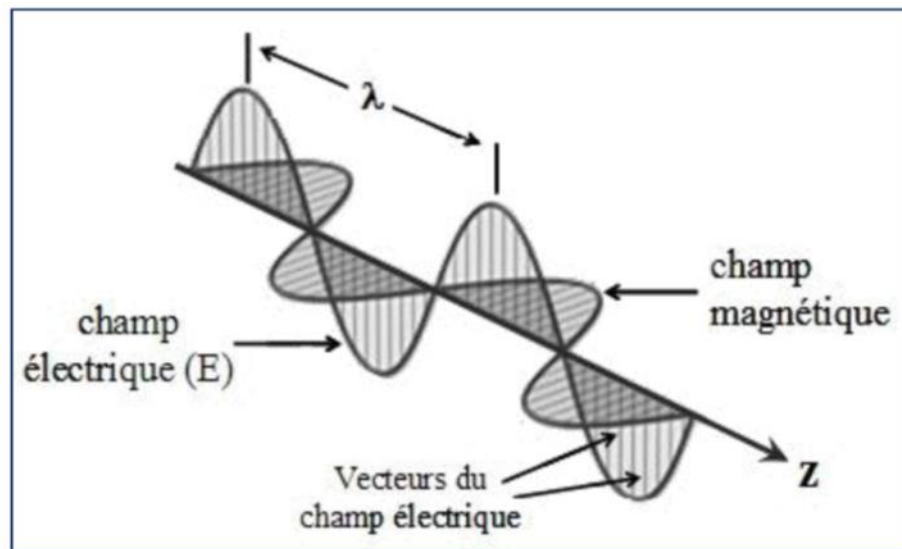


Fig. I.2. Ondes électromagnétiques basse fréquence

I.3.1 Les champs électromagnétiques générés par les lignes HT

Les lignes de transport d'énergie électrique haute tension sont des sources d'énergie électromagnétique, lors de leur fonctionnement elles produisent de l'énergie rayonnante (radiations) et de l'énergie non rayonnante (champs). La fréquence des lignes à haute tension (50 ou 60 Hz) est si faible que l'élément rayonnant est presque négligeable [11]. Par conséquent les lignes hautes tensions peuvent être considérées comme produisant des champs électrique et magnétique uniquement et qui constituent le sujet de notre travail.

I.3.1.1 Rappel sur les lignes électriques HT

Ces lignes sont composées de 3 phases. Chaque phase peut être constituée d'un faisceau de plusieurs conducteurs espacés de quelques décimètres facilitant ainsi le transport de l'énergie. L'avantage du triphasé est que la somme des tensions et la somme des courants sur l'ensemble des trois phases est égale à zéro. Ceci a pour effet de diminuer le champ électrique et magnétique quand on s'écarte des phases. Le transit de l'électricité par les lignes est toujours accompagné par la présence :

- d'un champ électrique (CE) qui est lié à :
 - La tension.
 - La proximité des autres phases, du (des) câble(s) de garde, de la terre ou tout objet à proximité.
 - La configuration de la ligne (380 kV, 220 kV, ...).

- d'un champ magnétique (CB) qui est lié à :
 - La valeur du courant circulant dans les conducteurs.
 - La configuration de la ligne.

Plus la tension (et donc le courant en régime normal d'utilisation), sera élevée, plus les champs électrique et magnétique seront importants.

I.3.1.2 Champ Electrique Rayonné

Le champ électrique apparaît dans les lignes de transmissions s'il y a des tensions dans les phases des lignes et ne dépend pas du courant électrique qui les traverse. S'il y a des courants dans les conducteurs, en plus du champ électrique, un champ magnétique est formé autour de la ligne de transmission. L'intensité du champ électrique dépend de la disposition géométrique des conducteurs et de la valeur de la tension appliquée, elle diminue avec l'éloignement par rapport à la source. Tenant compte que le potentiel électrique à la surface du sol est nul, il est préférable de mesurer le champ électrique à une hauteur aussi élevée que possible par rapport au sol.

L'intensité du champ électrique produite par les lignes hautes tensions dépend des facteurs suivants [12] :

- La distance entre les conducteurs et le sol.
- L'espacement entre les phases si nous avons deux circuits l'un à côté de l'autre ainsi que la configuration géométrique des conducteurs.
- Par le milieu environnant (si nous avons grand objet à proximité comme les arbres, Clôtures, etc.).
- La distance tangentielle à l'axe de la ligne de transmission.
- L'altitude du point de mesure par rapport à la terre et la tension de la ligne.

I.3.1.3 Champ Magnétique Rayonné

Le champ magnétique dépend aussi des positions géométriques du point de mesure, de la distance qui sépare les phases des lignes et de leurs hauteurs géométriques par rapport au sol ; il ne dépend pas du niveau de tension mais il est directement proportionnel au courant transporté par la ligne. Le champ magnétique varie beaucoup plus avec la variation de la charge de la ligne et il est affecté par plusieurs facteurs :

- Les intensités des courants qui circulent dans les conducteurs (généralement les lignes haute tension transportent un courant moyen de 700 A).
- La garde au sol de la ligne ; nous pouvons remarquer que l'intensité du champ magnétique est maximale sous les conducteurs et diminue rapidement avec l'éloignement de la distance à l'axe du pylône.
- L'espacement des conducteurs par rapport à l'axe du pylône ainsi que la transposition des phases diminuent le champ magnétique. Par exemple, pour une ligne "non transposée" si les phases des deux côtés de la ligne sont dans le même ordre de haut en bas, nous avons un champ magnétique qui diminue avec l'inverse du carré de la distance de la ligne. Alors que pour les lignes "transposée" les permutations des phases des deux côtés de la ligne donnent une réduction du champ magnétique qui est inversement proportionnelle au cube de la distance.

I.3.2 Niveaux de champs rayonnés

Le champ magnétique 50 Hz des réseaux électriques est proportionnel au courant parcourant les conducteurs, en s'éloignant des conducteurs il décroît rapidement de manière inversement proportionnelle avec la distance. Le champ électrique des réseaux électriques décroît aussi rapidement lorsque l'on s'éloigne des câbles.

Les tableaux (I-1) donnent les ordres des grandeurs des intensités de champs rayonnés par les lignes hautes tension [8].

Ordres de grandeur des champs électromagnétiques des lignes aériennes		
Champs des lignes aériennes	Champ électrique (V/m)	Champ magnétique (μT)
400 kV	(1) - 5000	(1) - 30
	(2) - 2000	(2) - 12
	(3) - 200	(3) - 1.5
225 kV	(1) - 3000	(1) - 20
	(2) - 400	(2) - 03
	(3) - 40	(3) - 0.3
90 kV	(1)- 1000	(1)-10
	(2)-100	(2) - 01
	(3)- 10	(3) -0.1
20 kV	(1) -250	(1)- 06
	(2)-10	(2)-0.2
	(3)- négligeable	(3)-négligeable
220 kV	(1)-09	(1)-0.4
	(2)-0.3	(2)-négligeable
	(3)- négligeable	(3)- négligeable
(1)- sous la ligne ;(2)- à 30 m de l'axe ;(3)-à 100 m de l'axe		

Tab.I. 1. Niveaux de champs électromagnétiques rayonnés par les lignes aériennes [8]

I.4 Compatibilité électromagnétique

I.4.1 Historique

La compatibilité électromagnétique ou CEM est une science relativement récente en tant que tel. Pourtant, dès le début des communications radio dans les années 1930, des problèmes d'interférence radio étaient déjà apparus. En 1933, Création du C.I.S.P.R. (Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques) par la C.E.I. (Commission Electrotechnique Internationale), il développe des normes pour éviter les interférences. Durant la deuxième guerre mondiale l'utilisation des appareils électroniques s'est accélérée (radio, navigation, radar), les interférences se multiplient entre la radio et les systèmes de navigation aérienne. Le C.I.S.P.R. continue son activité de recherche et propose des techniques de mesures des perturbations et recommande des valeurs limites d'émission. Ces valeurs limites recommandées par le C.I.S.P.R. sont adoptés par plusieurs pays européens. L'augmentation la plus significative des problèmes d'interférences est apparue avec l'invention des composants électroniques à haute densité, tels que le transistor bipolaire dans les années 1950, le circuit intégré dans les années 1960, et les puces à microprocesseur dans les années 1970. Par ailleurs, le spectre fréquentiel utilisé devient beaucoup plus large, afin de subvenir aux besoins croissants de transmissions d'information. L'American Federal Communications Commission (F.C.C.) a publié en 1979 des normes limitant les émissions électromagnétiques de tous les appareils électroniques car ceux-ci devenaient plus sensibles aux interférences. Les valeurs limites définies par la FCC correspondent dans l'ensemble à celles recommandées par le CISPR. A partir du premier janvier 1996 tout produit mis sur le marché européen doit satisfaire aux exigences des normes CEM d'émission et d'immunité.

I.4.2 Définition

La compatibilité électromagnétique (CEM) est un domaine dont le but est de rendre compatible le fonctionnement d'un équipement électronique sensible dans un environnement électromagnétique perturbé. Un système électro magnétiquement compatible doit respecter trois critères :

- Il ne produit aucune interférence avec d'autres systèmes.
- Il n'est pas susceptible aux émissions des autres systèmes.
- Il ne produit aucune interférence avec lui-même.

Le champ d'action de la CEM est vaste :

- Phénomènes physiques (foudre, décharges électrostatiques, rayonnement, courants conduits)
- Domaine d'application (télécommunications, équipement spatial et militaire, contrôle commande, instrumentation, électronique de puissance).
- Gamme de fréquence (de quelques Hz a quelques dizaines de GHz).

I.4.3 Décomposition d'un problème de CEM

Lors de l'analyse d'un problème de perturbation électromagnétique, on constate que le problème englobe trois éléments : une source de perturbation qui émet de l'énergie électromagnétique, un canal de couplage au travers duquel l'énergie de ces perturbations se propage et enfin un récepteur qui capte cette énergie, la traite et la superpose à sa fonction normale. Si les perturbations reçues par ce dernier sont trop élevées et provoquent des interférences, alors on parle de victime de ces perturbations.



Fig. I.3. Transmission des perturbations

On parle d'interférence lorsque l'énergie transmise dépasse un niveau critique qui entrave le bon fonctionnement de récepteur.

Il y a trois moyens de réduire les perturbations à un niveau acceptable :

1. Supprimer ou diminuer l'émission à la source.
2. Rendre le couplage le plus inefficace possible.
3. Rendre le récepteur moins susceptible aux émissions.

I.4.3.1 Les Sources de perturbation

Si nous nous intéressons à l'environnement électromagnétique d'un équipement, nous pouvons distinguer les sources de perturbation d'origine naturelles et les sources de perturbation qui tiennent à l'activité humaine (Figure I-4).

Parmi les sources de perturbations d'origine naturelles, nous pouvons citer :

- La foudre (décharge électrostatique entre nuages ou entre nuage et sol).
- Les rayonnements cosmiques et en particulier solaires.

Parmi les sources de perturbations qui découlent de l'activité humaine, on peut distinguer trois catégories :

- Les sources de rayonnement électromagnétique volontairement créées par l'homme : émetteurs radio, télévision, radar, téléphones portables, etc.
- Les sources de perturbation involontaires qui proviennent de l'utilisation de l'électricité :

lignes de transport d'énergie, éclairage fluorescent, moteurs électriques, alimentations des systèmes électroniques, etc.

- Les décharges électrostatiques qui impliquent le corps humain ou des matériaux mis en mouvement par l'homme.

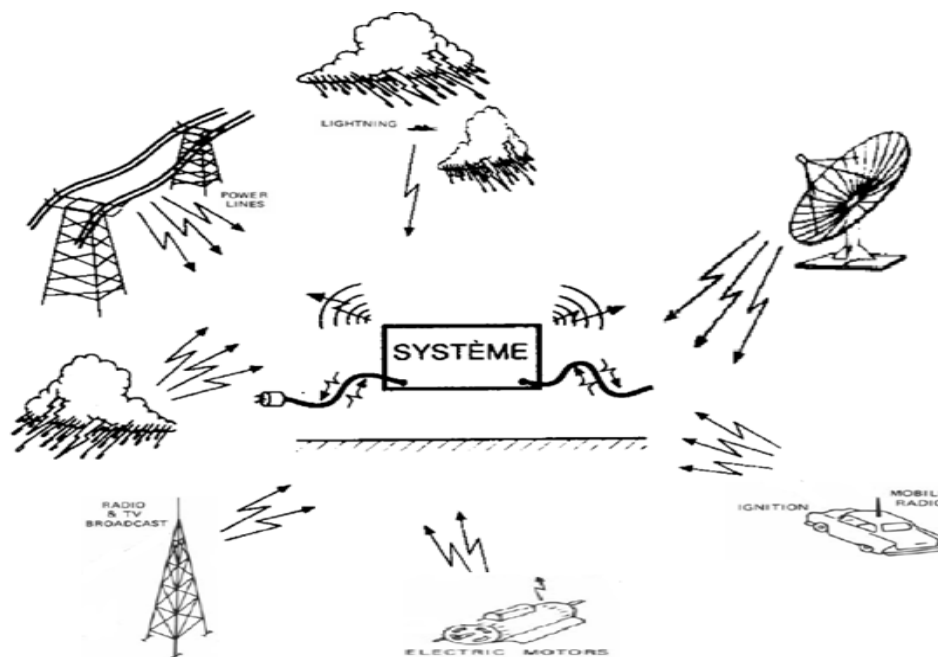


Fig. I.4. Différentes sources de perturbations agissant sur un système électrique et/ou électronique

I.4.3.2 Nature des sources de perturbation

Les perturbations électromagnétiques peuvent prendre deux formes distinctes : les perturbations dites conduites et celles dites rayonnées. Les gammes de fréquences correspondant à chacune d'elles sont différentes et complémentaires.

Les signaux parasites émis par la source sont propagés vers la source d'énergie (ou vers la charge) qui est désignée par le terme de "victime", de plusieurs façons, liées à leur environnement respectif. Deux cas peuvent alors se présenter :

- Si la source et la victime sont voisins avec ou sans liaison galvanique, le couplage est dit proche et il peut être de nature capacitive, inductive ou résistive. Les outils d'analyse font appel à des modèles de types réseau électrique où les couplages sont représentés par des capacités, des mutuelles ou des résistances (dans le cas de liaisons galvaniques directes). Les phénomènes perturbateurs sont dans ce cas les variations rapides de courant ou de tension (di/dt , dv/dt).

Ce type de perturbations est appelé perturbations conduites et elles se développent dans les câbles ou conducteurs de liaisons aux réseaux, sources d'énergie ou charges.

- Si source et victime sont éloignées et sans liaison galvanique, la perturbation est transmise par une onde électromagnétique, on parle de perturbations rayonnées ou propagées.

I.4.3.3 Canal de couplage

Un couplage est le phénomène de propagation des perturbations qui se produit entre la source et la victime. Les modes de couplage peuvent être classifiés selon le type de perturbation et selon le support de propagation en de 2 manières :

- Couplage par conduction : propagation d'une tension ou d'un courant sur des conducteurs (fils reliant le signal, les commandes ou les alimentations).
- Couplage par rayonnement : propagation d'un champ électromagnétique dans un milieu non conducteur (air, autre type de matériau isolant).

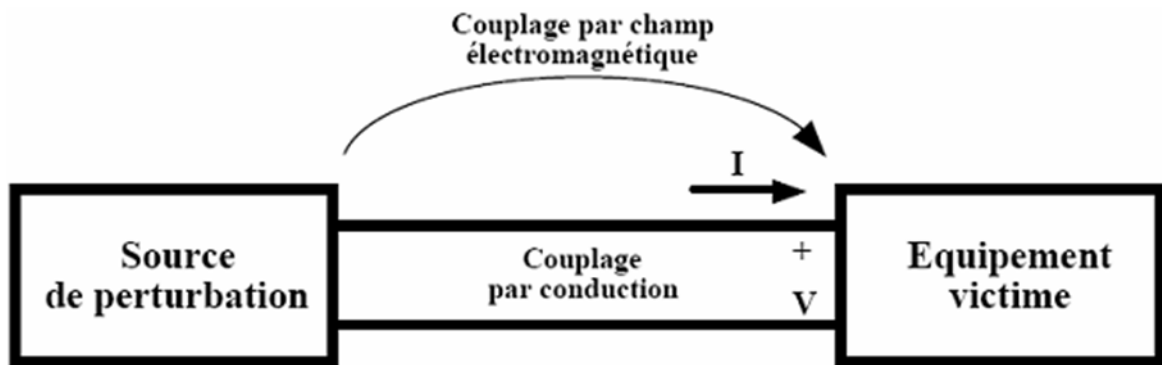


Fig. I.5. Les modes de couplage entre la source de perturbation et la victime

La Figure I.6 résume les principaux mécanismes de couplage. L'interprétation de ces trois modes de couplage est étroitement liée au comportement général des sources de rayonnement électromagnétique.

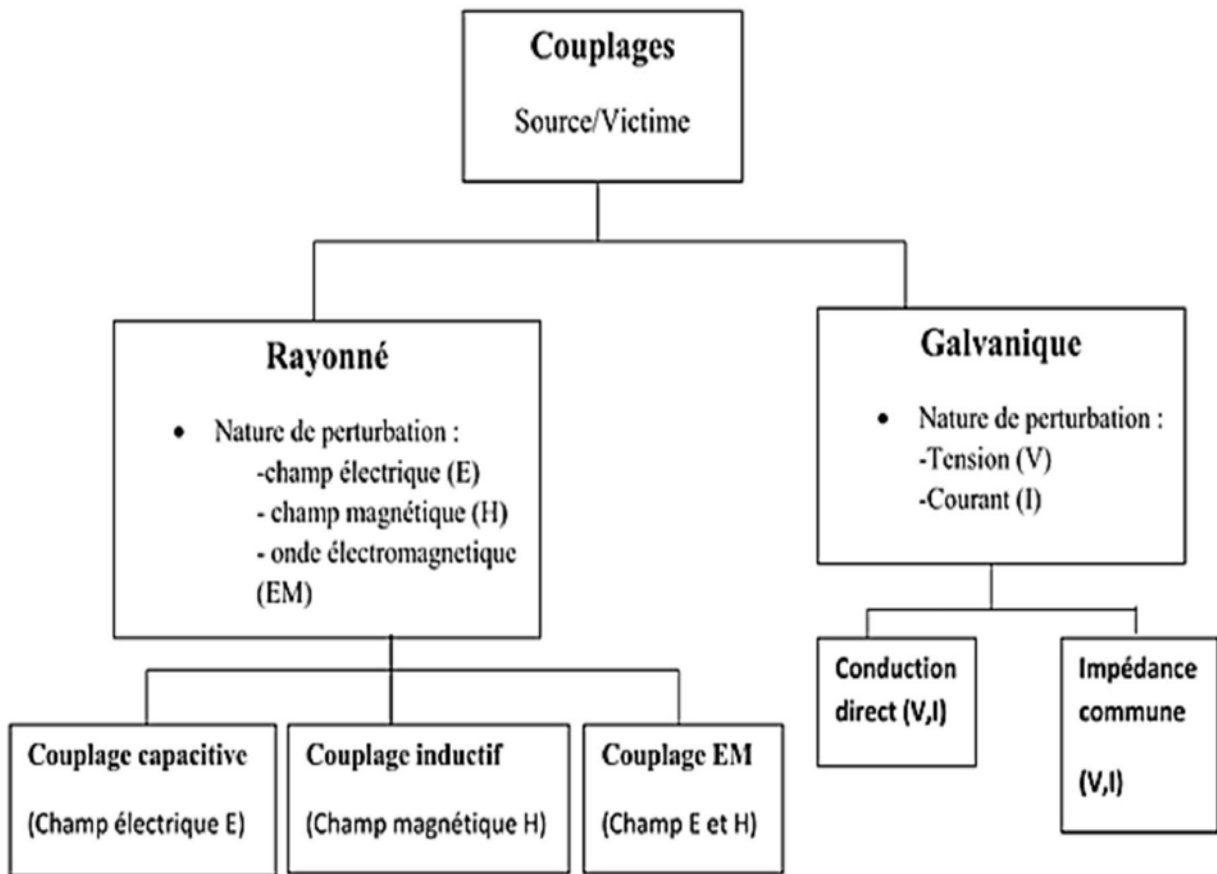


Fig. I.6. Classification des modes de couplages

I.4.3.3.1 Couplage par rayonnement

Les circuits électriques lorsqu'ils sont soumis à des différences de potentiel ou parcourus par des courants, produisent des champs électromagnétiques dans l'espace. Leurs intensités dépendent de la nature, la fréquence et la distance par rapport à la source.

La description du champ électromagnétique généré par un système est souvent difficile car chaque système contient en général plusieurs sources qui contribuent au rayonnement. Il peut y avoir un certain nombre de (petites) boucles de courant, dont chacun peut être assimilé à un dipôle magnétique. D'autre part, il peut y avoir une contribution importante des courants en mode commun circulant dans les câbles de connexion. Ces derniers peuvent être assimilés à des dipôles électriques.

- Le champ électrique s'exprime en V/m. Son émission est produite par un circuit électrique à haute impédance soumis à une différence de potentiel élevée v (Figure I-7).
- Le champ magnétique s'exprime en A/m. Son émission est produite par un circuit basse impédance parcouru par un courant i (Figure I-8).

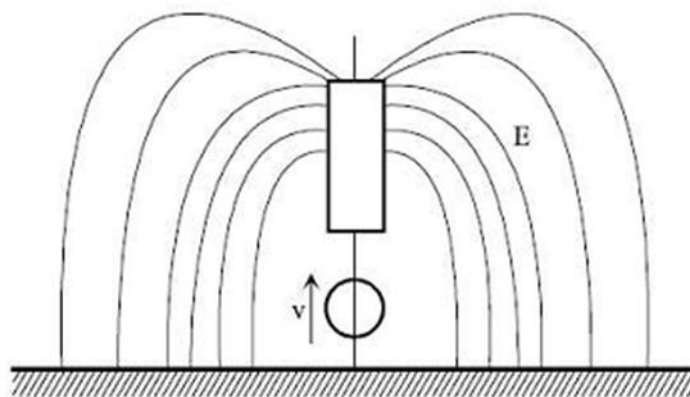


Fig. I.7. Emission en champ électrique

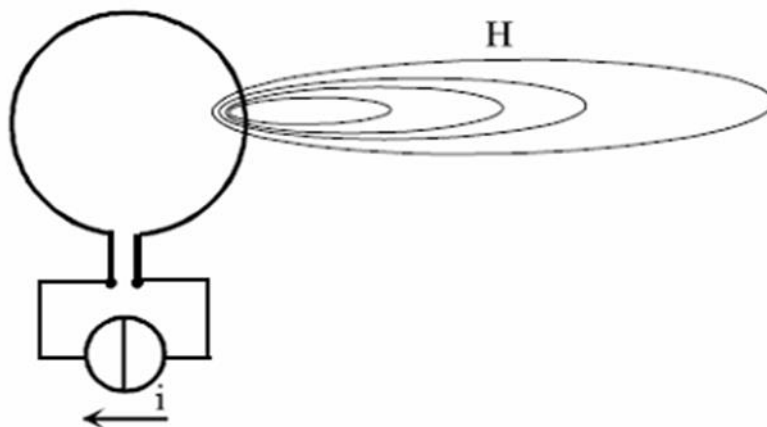


Fig. I.8. Emission en champ magnétique

I.4.3.3.2 Couplage par conduction

Les perturbations électromagnétiques peuvent également être transmises en utilisant comme canal les connexions électriques entre différents équipements. Ces perturbations sont alors nommées perturbations conduites. Le couplage par conduction se produit lorsque la source de perturbation et la victime sont reliées entre elles par un conducteur. Il se fait en deux modes :

- le mode commun : En mode commun, les signaux se propagent dans le même sens sur tous les conducteurs. Les courants de mode commun reviennent par la masse. Ce mode représente 10 % des cas. Il est aussi appelé mode "parallèle", "longitudinal", ou mode "asymétrique".
- Le mode différentiel : le mode différentiel est le mode idéal de la transmission des signaux qui représente 90 % des cas. Dans ce mode, tout le courant qui entre dans le récepteur revient vers la source par un fil de retour. Il est appelé aussi mode "série", "normal", ou mode "symétrique".

I.5 Conclusion

Dans ce premier chapitre du manuscrit nous avons évoqué les connaissances et l'état de l'art en matière d'exposition aux champs électromagnétiques basse fréquence. Nous avons procédé à un classement des différentes sources de rayonnement électromagnétique dans le spectre de fréquence avec une attention particulière à ceux d'extrême basse fréquence générés par les lignes de transport énergétique (domaine de notre étude).

L'utilisation de l'énergie électrique est croissante dans plusieurs domaines (domestique, industriel ...etc.) sous différentes formes (sinusoïdale, modulé, pulsé...etc.). L'étude du comportement des éléments distincts des réseaux électriques (les lignes, les sous-stations...) a permis de voir le risque de rayonnement électromagnétique généré par ces lignes non seulement sur les êtres vivants (être humain, animaux, plantes... etc.), mais aussi sur les systèmes photovoltaïque installé aux milieux isolée, donc une grande inquiétude sur les éventuelles perturbations liées aux rayonnements électromagnétiques sur ces installations PV.

Tous les systèmes PV influés par le champ électromagnétique de ligne haute tension sont donc soumis à des risques d'interférences obligeant leurs concepteurs à tenir compte de ces critères de compatibilité électromagnétique. Ils y parviennent par l'adoption de méthodes d'analyse, pour le recours à des techniques de protection.

CHAPITRE II

Chaîne photovoltaïque et problématique de l'optimisation

On rappelle dans ce chapitre l'histoire de l'effet photovoltaïque ainsi que les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire. Ensuite, on décrit le développement de cette énergie dans le monde et spécifiquement en Algérie.

II.1 Définition et historique

Le mot « photovoltaïque » (PV) est composé de deux mots ; « photo » qui veut dire lumière et « voltaïque » (d'après le nom du physicien italien Alessandro Volta (1745-1825) qui a découvert la première batterie électrochimique) qui veut dire électricité. Donc la définition de la conversion photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité à l'aide d'une cellule photovoltaïque. La principale source lumineuse inépuisable étant le soleil.

- L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel (1788-1878) en 1839. Il plaçait deux électrodes enrobées de platine dans un récipient avec un électrolyte et a déterminé un courant circulant entre elles (Figure II-1-a), Becquerel a constaté que l'intensité du courant a changé lorsqu'il est exposé à la lumière. Il s'agissait de l'effet photovoltaïque externe,
- En 1873, l'ingénieur britannique Willoughby Smith et son assistant Joseph May ont découvert que le semi-conducteur sélénium a changé sa résistance lorsqu'il est exposé à la lumière. Il s'agissait de l'effet photovoltaïque interne, dans lequel les électrons sont arrachés par la lumière et devenus donc des porteurs de charge libres dans le semi-conducteur,
- Trois années plus tard, les anglais William Adams et Richard Day ont découvert qu'une tige de sélénium munie d'électrodes de platine peut produire de l'énergie électrique lorsqu'elle est exposée à la lumière (Figure II-1-b). Il a été prouvé pour la première fois qu'un corps solide peut directement convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique,

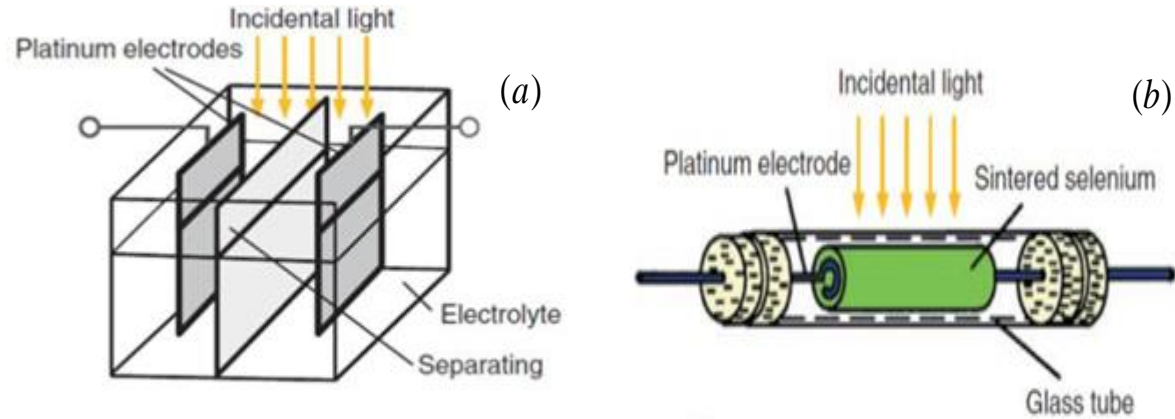


Fig .II.1. Les débuts du photovoltaïque: (a) expérience électrochimique de A.E. Becquerel, (b) la première cellule solaire d'Adams et Day [13]

- En 1883, l'inventeur américain Charles Fritts construit un petit "Module" de cellules de sélénium en les couvrant avec une très mince électrode d'or, d'une superficie d'environ 30 cm² en obtenant un rendement de conversion d'environ 1%,
- En 1904, Albert Einstein (1879-1955) expliqua la théorie de cet effet,
- Au même temps et dans le même domaine, il y avait d'autres avancées technologiques : En 1916 le chimiste polonais Jan Czochralski a découvert le processus de croissance cristalline (qui prend son nom), il est devenu donc possible de produire des monocristaux semi-conducteurs de haute qualité,
- En 1949, William B. Shockley (1910–1989) a établi la théorie de la jonction PN [14], et a lancé les bases théoriques des cellules solaires utilisées aujourd'hui,
- Sur cette base, Daryl Chapin, Calvin Fuller et Gerald Pearson ont développé, dans les laboratoires Bell, la première cellule solaire de silicium d'une superficie de 2 cm² et un rendement allant jusqu'à 6 % et l'ont présenté au public le 25 Avril 1954 [15],
- Ce rendement a atteint les 10 % dans les années qui ont suivi, mais avec des prix élevés du module solaire (le prix par Watt était environ 1000 fois plus que le prix d'aujourd'hui) donc ils étaient utilisés uniquement pour des applications spéciales,
- Le 17 Mars 1958, Le premier emploi aérospatial de l'énergie photovoltaïque employée par le satellite artificiel américain Vanguard,

- Dans les années 1960, le développement en photovoltaïque était très avancé en utilisant des nouveaux matériaux semi-conducteurs comme l'arséniure de gallium (GaAs),

Les recherches dans ce domaine continuent à se développer très rapidement avec de nouvelles technologies atteignant des rendements très élevés.

II.2 Avantages et inconvénients du PV

L'énergie photovoltaïque présente des avantages énormes tels que :

- Gratuité de cette ressource et énormité de son potentiel réparti sur le globe terrestre,
- Propreté durant son utilisation,
- Grande fiabilité,
- Peu d'entretien,
- Grande souplesse de production (variant de milliwatts aux mégawatts),
- Utilisation autonome et décentralisée.

Malgré ces avantages intéressants, il y a aussi des inconvénients tels que :

- Source diffuse du rayonnement solaire qui nécessite de grandes surfaces,
- Technologie coûteuse,
- Facteur de charge faible,
- Stockage difficile,
- Difficulté à recycler les composants du système,
- Investissement élevé dépendant des décisions politiques.

II.3 Développement du photovoltaïque dans le monde

Grâce à ses avantages intéressants, l'énergie photovoltaïque se développe considérablement dans le monde depuis une vingtaine d'années. Le parc solaire photovoltaïque croît en moyenne de 35 % par an depuis 1998.

En 2015, l'industrie photovoltaïque mondiale a connu une augmentation de 50 GW (40 GW en 2014) de puissance PV installées, atteignant 229 GW de capacité cumulée, soit plus de 100 fois la capacité en 2000. Les prévisions pour 2016 et 2017 étaient respectivement, de 61 GW et 67 GW de nouvelles installations mondiales (Solar Power Europe 2016).

Cette diminution de la demande mondiale en 2017 est peut-être en raison de la réduction des mesures de soutien aux secteurs prévus par certaines nations. Néanmoins, les analystes et les employés du secteur sont optimistes quant à l'avenir de l'énergie photovoltaïque.

(Figure II-2) [16].

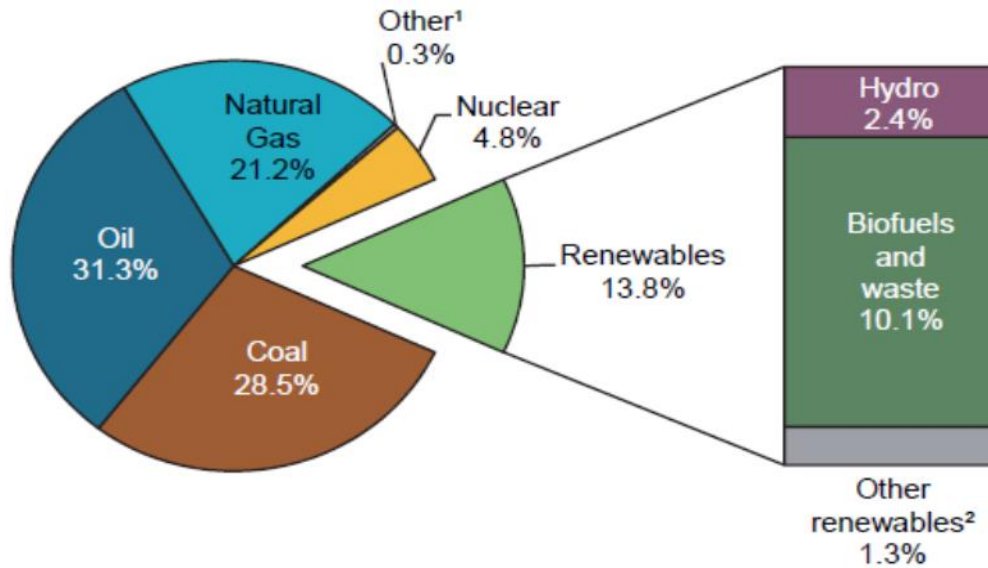


Fig .II.2. Approvisionnement énergétique primaire total dans le monde en 2014 [13]

Le taux de 2.5 % pour l'énergie solaire est relativement faible par rapport à la totalité des énergies renouvelables. Cependant les recherches très avancées dans ce domaine tendent à améliorer ce taux (Figure II-3) [16].

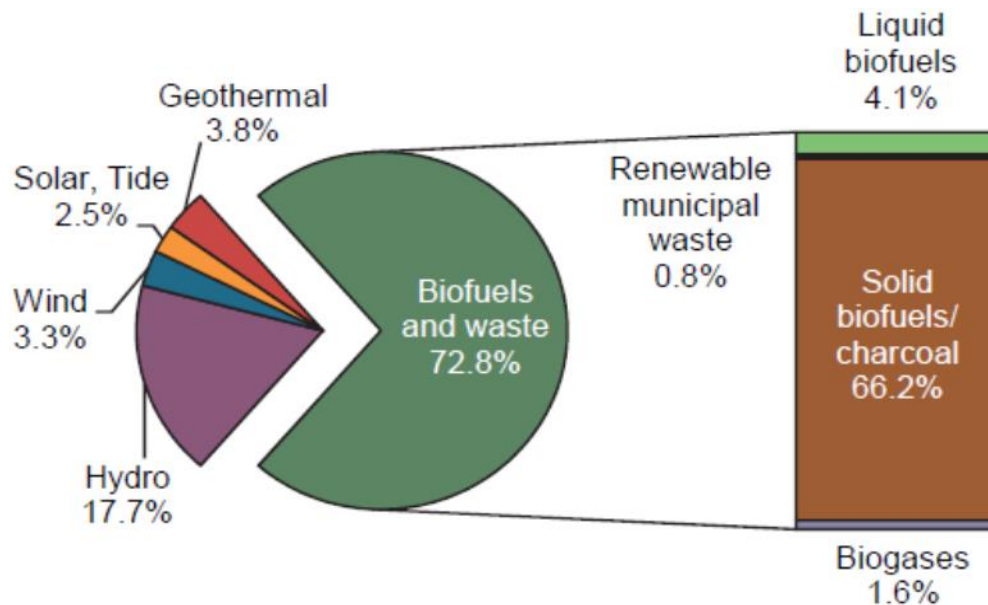


Fig .II.3. Part de la production des différentes énergies renouvelables [16]

Depuis 1990, les sources d'énergie renouvelables ont augmenté d'un taux annuel moyen de 2.2 %, ce qui est légèrement supérieur au taux de croissance des TPES mondiales de 1.9 %. La croissance a été particulièrement élevée pour les énergies photovoltaïque et éolienne, qui ont augmenté d'un taux moyen annuel de 46.2 % et 24.3 % respectivement (Figure II-4) [16].

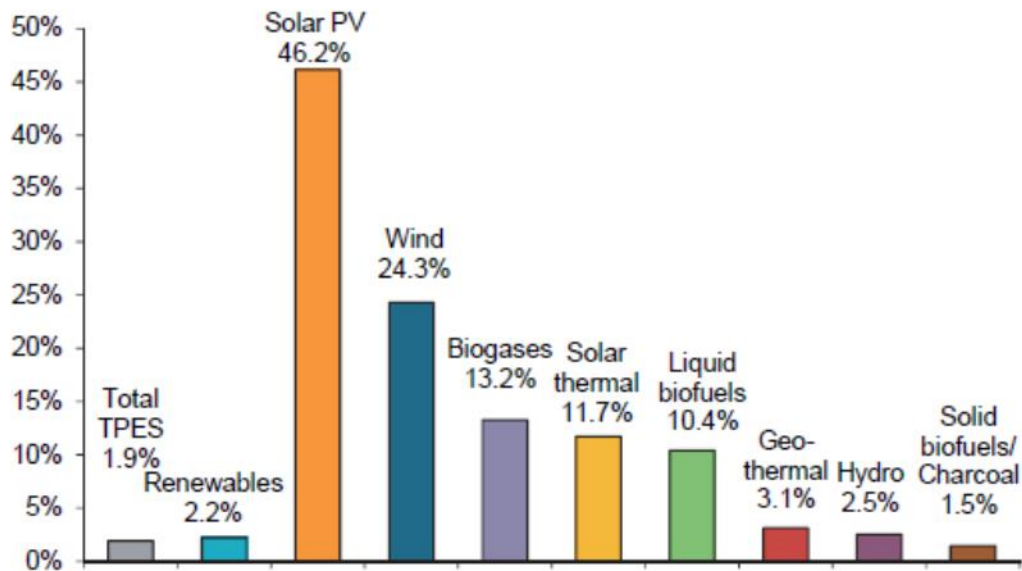


Fig .II.4. Taux de croissance annuel d'approvisionnement énergétique mondial de 1990 à 2014 [16]

II.4 Développement du photovoltaïque en Algérie

L'Algérie s'engage avec une grande volonté sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions sérieuses et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Un programme très ambitieux est envisagé pour développer les énergies renouvelables durant la période 2015-2030, consiste à installer une capacité totale de 22000 MW, répartie suivant le diagramme de la Figure II-5 [3].

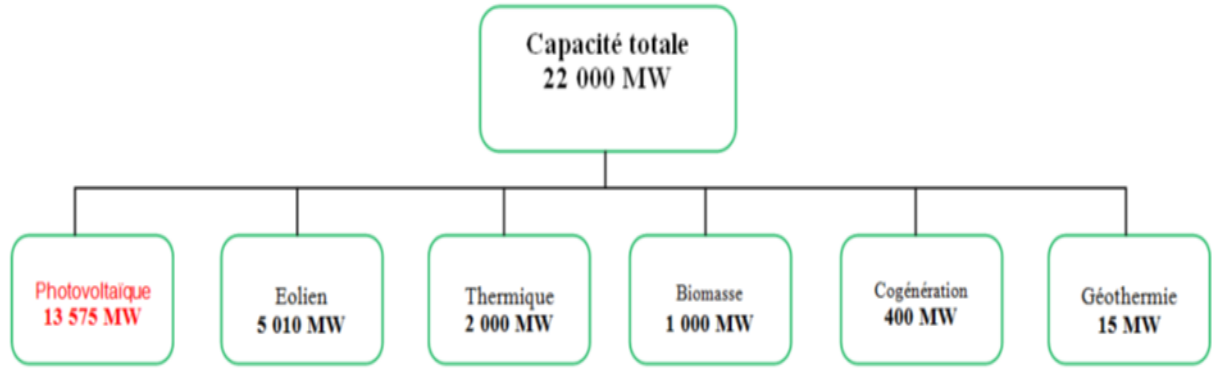


Fig .II.5. Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie

Le photovoltaïque représente 62 % du programme contre 23 % pour l'éolien et 9 % pour le thermique (Figure II-6) [3].

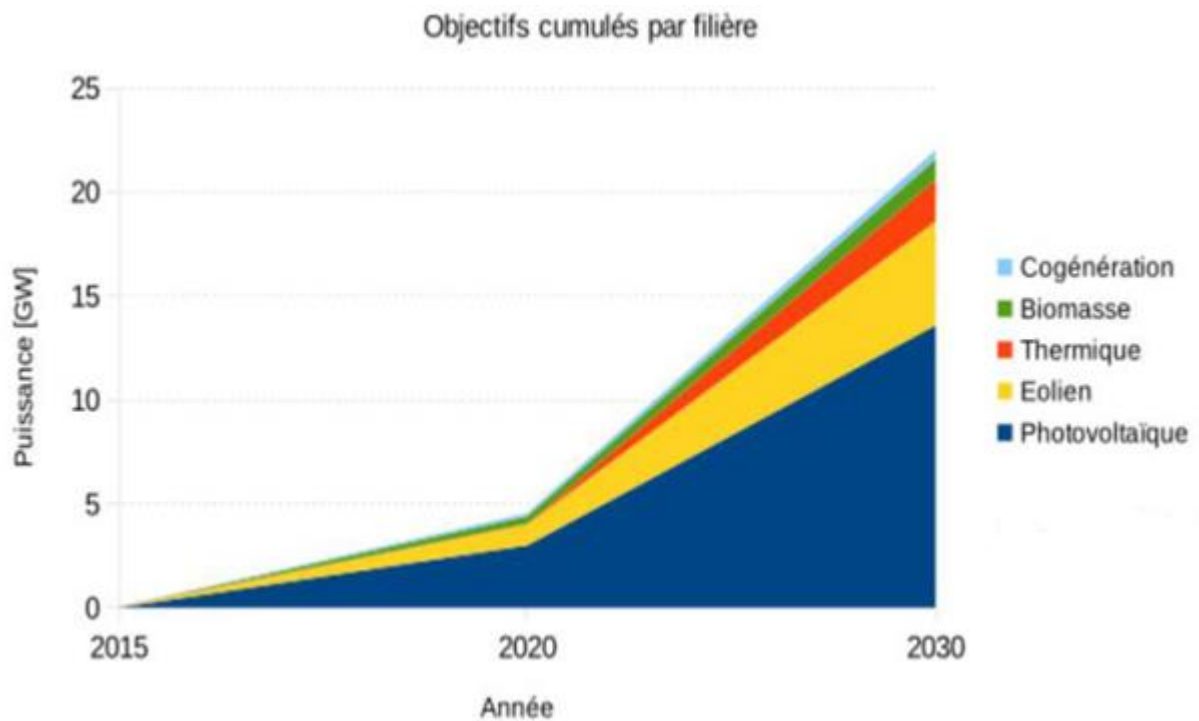


Fig .II.6. Phases du programme algérien des énergies renouvelables [17]

Cette importance envers l'énergie photovoltaïque est due au potentiel solaire important à travers tout le territoire algérien (FigureII-7), principalement au sud, qui pousse les responsables algériens à penser à une stratégie énergétique qui repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire.

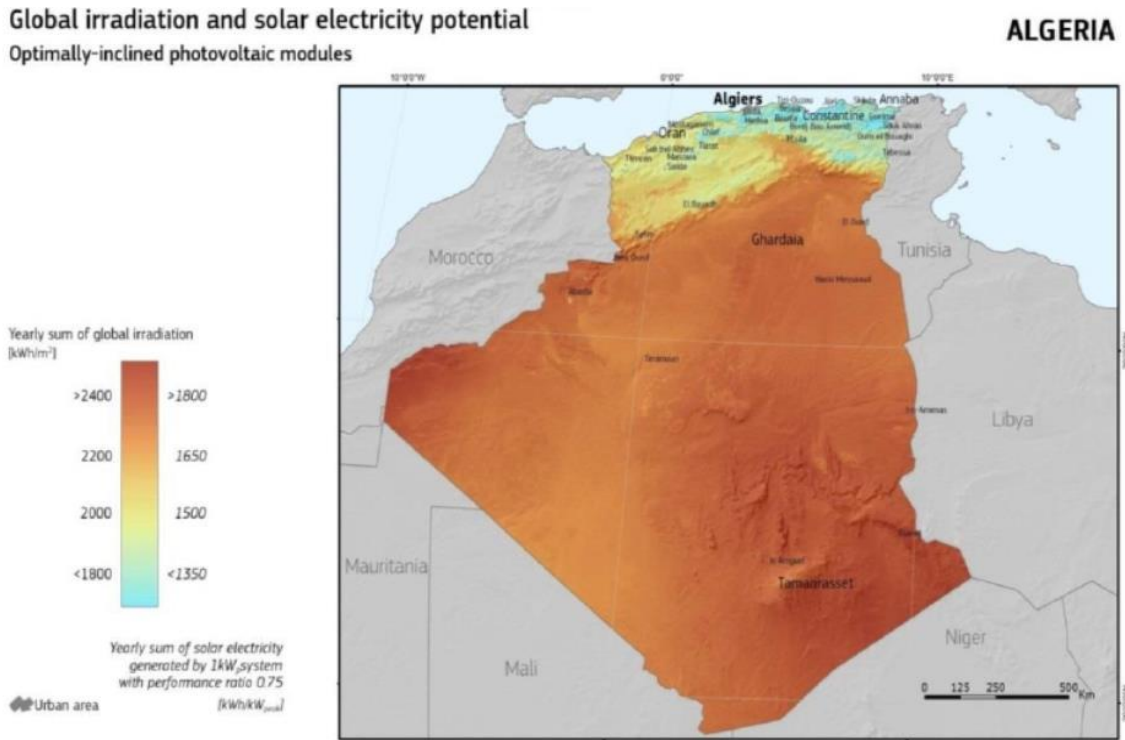


Fig .II.7. Potentiel solaire du territoire algérien [3]

La radiation solaire moyenne dans les trois régions principales de l'Algérie tirée de cette carte est résumée dans le tableau suivant (Tableau II-1). La valeur élevée de cette radiation (3000 kWh/m²/an) dans le Sahara justifie le choix de cette région pour les installations photovoltaïques.

Région	Nord	Hauts-Plateaux	Sahara
Radiation solaire moyenne (kWh/m ² /an)	1800	2200	3000

Tab. II.1. Radiation solaire moyenne dans les trois régions principales de l'Algérie [3]

II.5 La conversion photovoltaïque

II.5.1 Principe d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur, absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérés, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique de nature continu (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (FEM) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé effet photovoltaïque. La (Figure II-8) illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium [18].

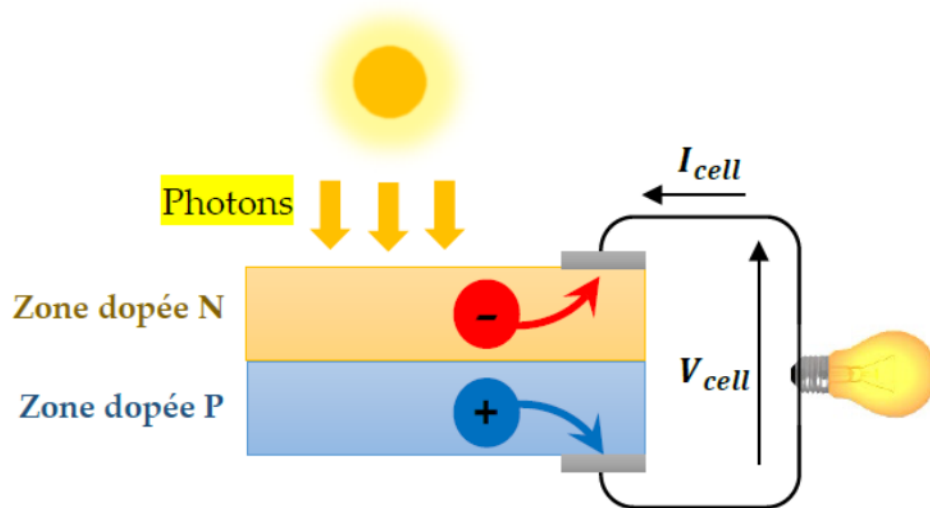


Fig .II.8. Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium (présence d'une jonction PN).

Comparable à une diode utilisée classiquement en électronique, une cellule PV peut être réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore). Entre les deux zones se développent une jonction PN avec une barrière de potentiel.

La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode (contact avant) et surtout de collecteurs d'électrons, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux électrons par collision. Si l'énergie transmise est supérieure à celle associée à la bande interdite (E_g) du semi-conducteur, des paires électrons-trous sont alors créés dans cette zone par arrachement des électrons. Sous l'effet d'un champ électrique qui règne dans cette zone, ces porteurs libres sont drainés vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique dans la cellule PV et une différence de potentiel supportée entre les électrodes métalliques de la cellule, communément nommée tension de circuit ouvert (V_{co}), fortement dépendante de la température. Le courant maximal I_{max} se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit (I_{cc}) dépendant fortement du niveau d'éclairement (E).

Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670 nm.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau,...). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV.

Si le gap du matériau est grand, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [19].

Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1,4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1.12eV et un rendement maximum théorique d'environ 29% pour une simple jonction.

La tension maximale d'une cellule PN en circuit ouvert est d'environ 0.5V à 0.8V. Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV appelé courant de court-circuit. Les valeurs prises par ces deux paramètres peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure II-9 présente les caractéristiques typiques mesurables $I_{\text{cell}}=f(V_{\text{cell}})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant (E_1) et dans l'obscurité (E_2) [20]. Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une diode dysfonctionnelle.

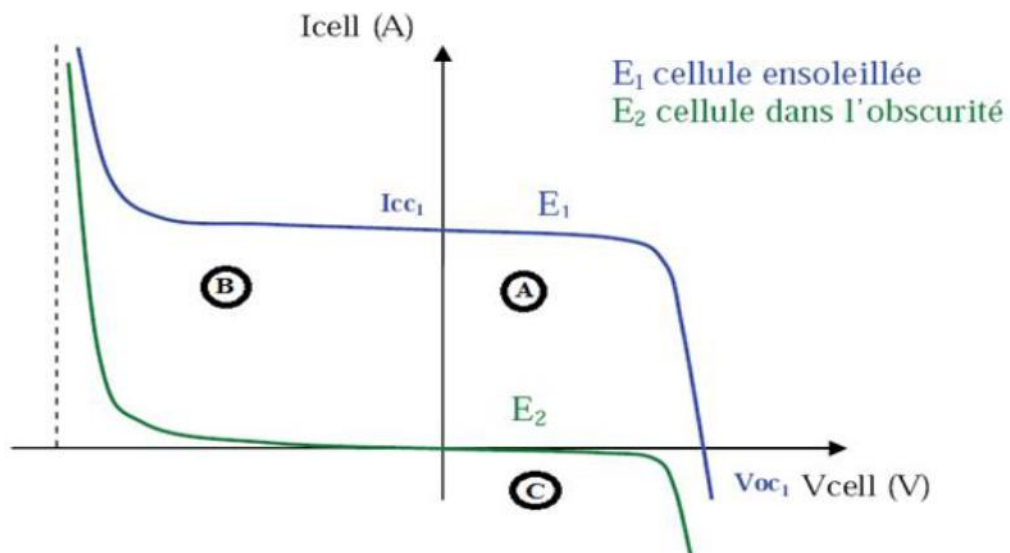


Fig. II.9. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.

II.5.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire (Figure II-9). La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [21]. Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant B et dans le quadrant C. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local est possible. Le fonctionnement dans le quadrant A est le fonctionnement normal, en effet dans ce cas, la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie.

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par les schémas présentés sur la Figure II-10.

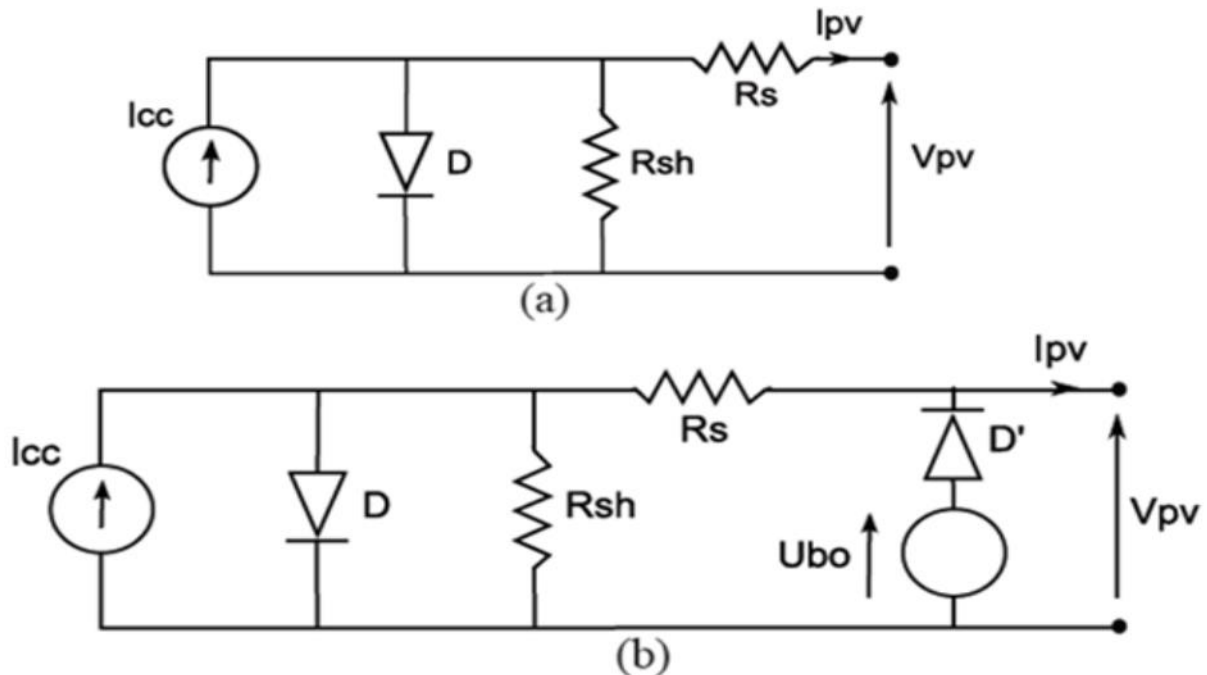


Fig .II.10. Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque [22]

La (Figure II-10 a) modélise la cellule PV dans les quadrants A et C. Pour simuler la caractéristique de la cellule dans le quadrant B une quatrième branche est rajoutée en parallèle (Figure II-10 b). Cette branche est constituée d'un générateur de tension U_{bo} (tension d'avalanche) [23] et d'une diode mise en série. Celle-ci modélise le fonctionnement de la cellule PV lorsqu'elle est polarisée en inverse. Dans le cas où la cellule PV fonctionne en générateur (quadrant A), elle produit un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairement.

L'équation du courant de sortie en statique dans la zone A (fonctionnement en générateur) est donnée par :

$$I_{pv} = I_{cc} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s)}{KT}} - 1 \right\} - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II-1})$$

Cette expression est directement liée au circuit équivalent de la cellule dans le quadrant A.

Avec $\alpha = \frac{KT}{e}$ où K est la constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23} \text{J.K}^{-1}$), T la température de la cellule PV et q ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$) la charge de l'électron.

Dans l'expression ci-dessus (Eq. II-1) : I_{pv} représente le courant fourni par la cellule dans le quadrant A, V_{pv} est la tension aux bornes de la cellule PV, I_0 est le courant de saturation et I_{cc} représente le courant de court-circuit de la cellule PV.

La résistance série (R_s) modélise les différentes pertes de connectiques et de contacts et la résistance shunt (R_{sh}) caractérise les courants de fuite de la cellule [24].

Cette modélisation statique d'une cellule PV polarisée est très simple et peut être facilement mise en œuvre dans les outils de simulation. Les limites de ce modèle sont l'absence de modélisation de la dynamique de la cellule et des phénomènes d'échauffement au sein de la cellule. Néanmoins ce modèle permet de reproduire les principaux comportements d'une cellule PV dans les conditions réelles de fonctionnement et ses interactions avec les autres éléments du système. Un modèle dynamique est développé par Katsutoshi [25].

II.6 Le module photovoltaïque

II.6.1. Constitution

La cellule est le constituant élémentaire du module photovoltaïque. Elle représente un générateur photovoltaïque de faible puissance. En effet, dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V. Ainsi, les modules photovoltaïques sont réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [26]. Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure II-11.

L'équation (II-2) donne respectivement la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit d'une association série de n_s cellules.

$$V_{CO_{ns}} = n_s \cdot V_{CO} \qquad I_{CC_{ns}} = I_{CC} \qquad (II-2)$$

La surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste encore très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension et la puissance de l'ensemble. Les modules PV commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{CO_{ns}}=36*0.6V=21.6V$) afin d'obtenir une tension optimale du module V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

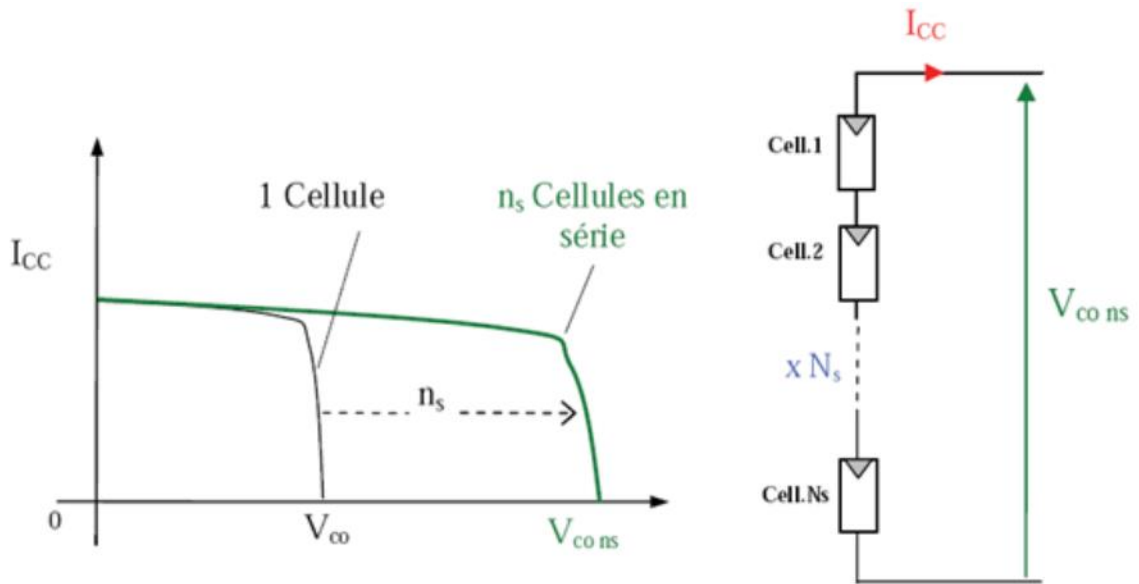


Fig .II.11. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série [27].

Il est également possible de faire une association parallèle de n_p cellules dans le but d'accroître le courant de sortie du module PV ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (Figure II-12).

L'équation II-3 donne respectivement le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{CCn_p} = n_p I_{CC} \qquad V_{CO n_p} = V_{CO} \qquad (II-3)$$

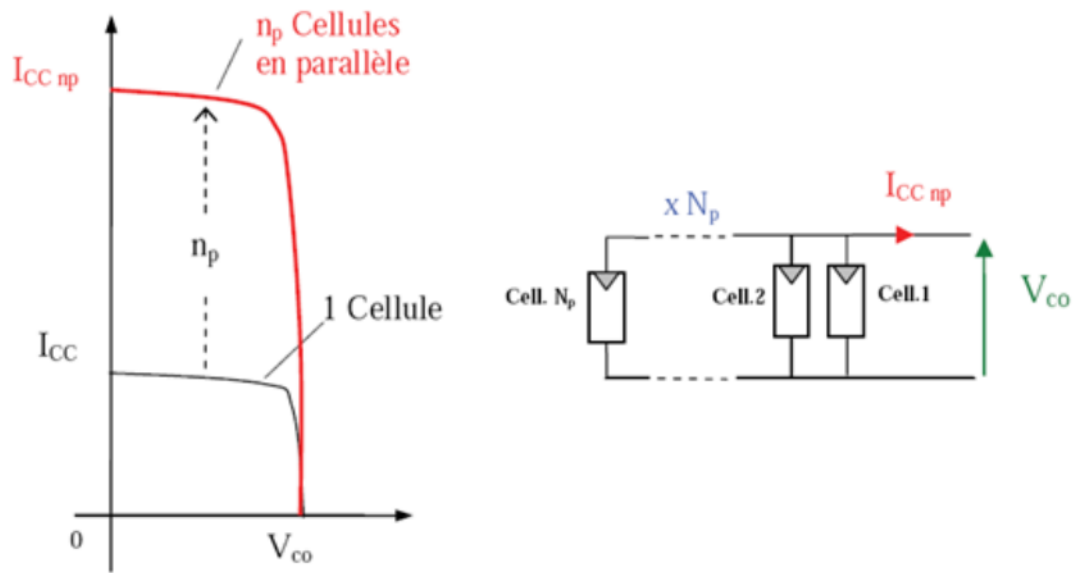


Fig. II.12. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle [27]

La caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque peut être considérée comme la résultante d'une association d'un réseau de n_s fois n_p cellules. Ainsi, la puissance disponible en sortie (P_{pv}) du module PV constitué est donnée par :

$$P_{pv} = n_s \cdot V_{pv} \cdot n_p \cdot I_{pv} \quad (\text{II-4})$$

II.6.2. Modélisation des caractéristiques de performance d'un module PV

Les quatre plus importantes caractéristiques électriques d'un module PV sont le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, le facteur de forme, et la puissance de sortie maximale (P_{\max}) en fonction de l'ensoleillement et de la température du module PV.

II.6.2.1. Le courant de court-circuit

Le courant de court-circuit d'un module PV correspond à la valeur du courant débité lorsque le module est court-circuité. Pour des niveaux d'ensoleillement normaux, le courant de court-circuit d'un module PV peut être considéré comme équivalent à une photo courant, proportionnel à l'ensoleillement G (W/m^2). Cependant, cela peut induire un écart par rapport aux mesures réelles. Ainsi, une loi de puissance à exposant α , est introduite pour tenir compte de la non-linéarité due à la photo courant. Le courant de court-circuit des modules photovoltaïques tend à augmenter légèrement avec l'augmentation de la température du module. Pour l'étude de la performance du module PV, la modélisation de cette variation du courant de court-circuit peut être considérée comme négligeable. Ainsi, le courant de court-circuit du module PV peut être simplement calculé par la relation suivante :

$$I_{CC} = I_{CC0} \left(\frac{G}{G_0} \right)^\alpha \quad (\text{II-5})$$

Où I_{CC0} est le courant de court-circuit du module PV sous l'ensoleillement standard G_0 , tandis que I_{CC} est le courant de court-circuit du module PV sous le rayonnement solaire G ; α traduit les effets non-linéaires dus au photocourant.

II.6.2.2. La tension de circuit-ouvert V_{co}

La tension en circuit-ouvert d'un module PV correspond à la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée. La relation qui relie la tension en circuit-ouvert à l'ensoleillement est représentée par une fonction logarithmique basée sur l'équation de la diode idéale. L'effet de la température sur la tension en circuit ouvert se traduit par une augmentation exponentielle du courant de saturation avec la température [28]. Ceci entraîne quelques difficultés pour les comportements observés des modules PV en fonctionnement réel.

Des conditions supplémentaires ou quelques paramètres de correction doivent être introduits pour tenir compte de la résistance shunt, de la résistance série et de la non-idéalité de la diode. Basé sur le modèle donné par Van Dyk [29] et en tenant compte de l'effet de la température, la tension en circuit-ouvert, pour un ensoleillement et une température donnée, peut être exprimée par :

$$V_{co} = \frac{V_{co0}}{1 + b \cdot \ln\left(\frac{G_o}{G}\right)} \left(\frac{T_0}{T}\right)^\gamma \quad (\text{II-6})$$

Où V_{co0} est la tension de circuit-ouvert du module PV sous l'ensoleillement standard, V_{co} est la tension de circuit-ouvert du module PV sous le rayonnement solaire ; γ traduit les effets non linéaires de la température sur la tension et b représente une constante technologique sans dimension du module [29].

II.6.2.3. Le facteur de forme FF

Le facteur de forme mesure la déviation de la caractéristique réelle courant-tension (I-V) de la caractéristique idéale. Les modules PV ont généralement une R_s et une R_{sh} qui leur sont associées. Les deux types de résistances parasites contribuent à réduire le facteur de forme. L'expression du facteur de forme est donnée par la relation suivante [30].

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{R_s}{V_{co}/I_{cc}} \right) \quad (\text{II-7})$$

$$FF_0 = \frac{V_{con} - \ln(V_{con} + 0,72)}{1 + V_{con}} \quad (\text{II-8})$$

Où FF_0 est le facteur forme du module PV idéal sans les effets résistifs, V_{con} est la valeur normalisée de la tension en circuit-ouvert à la tension thermique donnée par :

$$V_{con} = \frac{V_{co}}{nKT/q} \quad (\text{II-9})$$

Où n représente le coefficient d'idéalité ($1 < n < 2$).

Le facteur de forme est un paramètre sans dimension qui permet de juger de la qualité d'un module photovoltaïque. Il peut être également défini comme le rapport entre la puissance maximale de sortie et le produit entre le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert du module [31] :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II-10})$$

P_{\max} représente la puissance de sortie maximale du module PV, Le facteur de forme, même dans le cas d'une cellule idéale, ne peut dépasser 0,89 [32] puisque les équations courant-tension sont régies par les équations de Boltzman sous forme exponentielle. Donc, il ne pourra pas exister une courbe courant-tension rectangulaire. Le paramètre FF dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction PN, du matériau, de la résistivité des contacts métalliques.

II.6.2.4. La puissance de sortie d'un module PV

Le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert d'un module solaire photovoltaïque à l'instant t peuvent être donnés par les expressions Eq. II-11 et Eq. II-12 [33]

$$I_{cc}(t) = [I_{cc, stc} + K_i (T_m(t) - 25)] \cdot \frac{G(t)}{1000} \quad (\text{II-11})$$

$$V_{co}(t) = V_{co, stc} - K_v \cdot T_m(t) \quad (\text{II-12})$$

$I_{cc, stc}$ est le courant de court-circuit dans les conditions standard de test, K_i ($A/^{\circ}C$) est le coefficient de température du courant de court-circuit, $G(t)$ (W/m^2) est l'ensoleillement sur le plan des modules PV, $V_{co, stc}$ est la tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test, K_v ($V/^{\circ}C$) est le coefficient de température de la tension de circuit-ouvert, $T_m(t)$ est la température moyenne d'un module. Elle est donnée par l'expression :

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad (\text{II-13})$$

T_{amb} ($^{\circ}C$) est la température ambiante, T_{NCOT} ($^{\circ}C$) est la température nominale des cellules en fonctionnement. La puissance à la sortie d'un module photovoltaïque à l'instant t peut être donnée par l'équation Eq. II-14.

$$P_{pv}(t) = V_{co}(t) \cdot I_{cc}(t) \cdot FF \quad (\text{II-14})$$

II.6.3. Paramètres influant sur le comportement du module PV

Les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent généralement qu'un dimensionnement approximatif du système PV [34]. Nous présentons dans cette partie l'influence de certains paramètres météorologiques (température, humidité, ensoleillement) et électriques (résistance série, résistance shunt) sur les performances d'un module PV telles que les caractéristiques électriques I-V et P-V, la puissance nominale.

II.6.3.1. Les caractéristiques de transfert du module PV

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque mettent en évidence son comportement vis-à-vis des charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température en particulier. En effet, c'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La Figure II-13 donne les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV pour un éclairement et une température donnés.

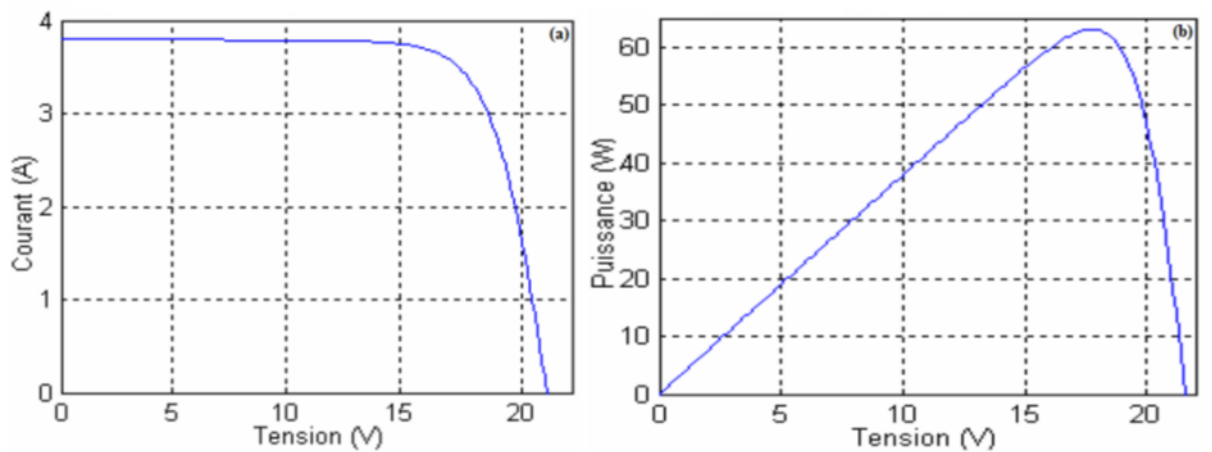


Fig. II.13. Caractéristiques d'un module PV. (a) I-V, (b) P-V.

Le comportement du module PV dépend de la zone dans laquelle se trouve le point de fonctionnement. La Figure II-14 montre les trois principales zones de fonctionnement de la caractéristique I-V.

Dans la zone 1, le courant reste constant quelle que soit la tension, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant. Dans la zone 3, la tension est presque constante malgré la variation du courant, dans ce cas le module photovoltaïque est assimilable à un générateur de tension. La zone 2 qui correspond au coude de la caractéristique I-V est la région intermédiaire entre les deux zones précédentes. Elle représente la meilleure région pour le fonctionnement du module PV en générateur photovoltaïque.

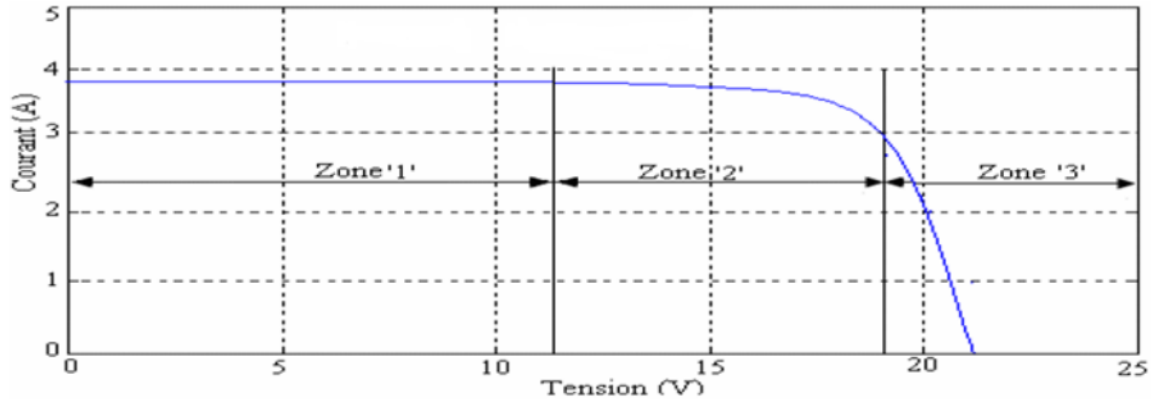


Fig .II.14. Les différentes zones de fonctionnement du module PV.

Le point optimal caractérisé par une puissance de sortie maximale peut être déterminé dans cette zone. La zone de fonctionnement du module PV dépend de la charge mais également des paramètres météorologiques dont l'influence sur les caractéristiques du module PV peut être déterminant pour ses performances.

II.6.3.2. Influence de l'ensoleillement

La caractéristique courant-tension dépend directement du rayonnement incident. En effet, l'augmentation du flux lumineux se traduit par un déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants. En effet, le courant de court-circuit est proportionnel à l'irradiation. Cependant, l'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension en circuit-ouvert. La tension en circuit ouvert est très faiblement influencée par l'éclairement. La puissance augmente fortement avec l'éclairement. La Figure II-15 donne l'évolution des caractéristiques I-V et P-V d'un module PV en fonction de l'éclairement E (W/m^2).

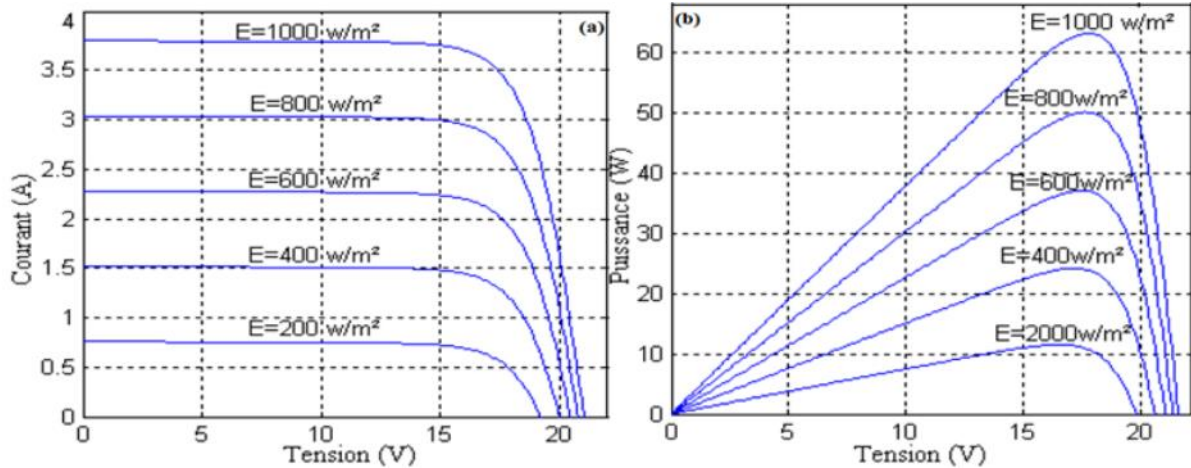


Fig .II.15. Caractéristiques d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante. (a) I-V, (b) P-V.

II.6.3.3. Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température.

La Figure II-16 représente les caractéristiques I-V et P-V d'un module PV en fonction de la température, sous un éclairement constant. Elle montre que, plus la température augmente plus le rendement diminue. Une augmentation de la température entraîne une chute importante de la tension de circuit-ouvert (de l'ordre de $-0.4\%/^{\circ}\text{K}$) [35] tandis que le courant de court-circuit varie peu avec l'augmentation de la température. Globalement, une augmentation de la température entraîne une perte non négligeable de la puissance.

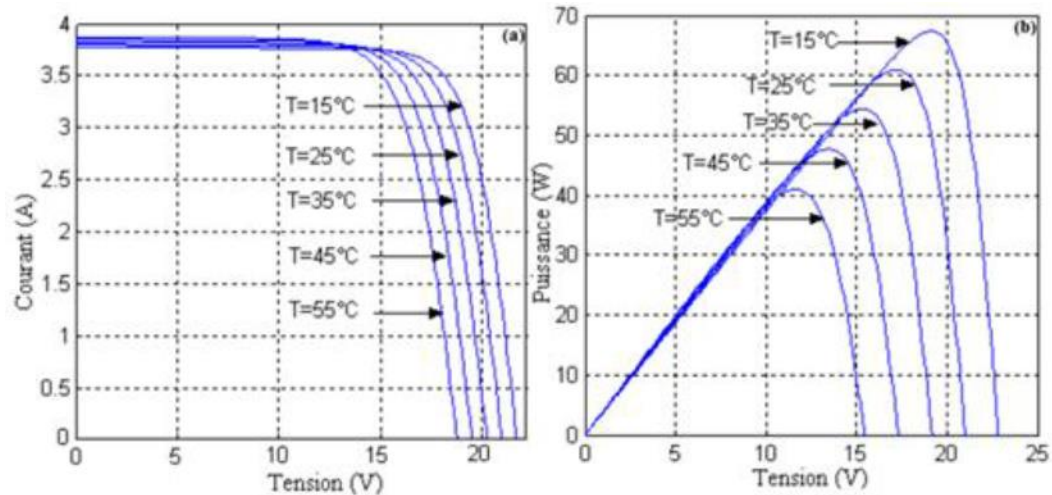


Fig .II.16. Caractéristiques d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant. (a) I-V, (b) P-V.

II.6.3.4. Influence de la résistance série

La résistance série est la résistance interne de la cellule. Elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [36]. La Figure II-17 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V du module. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe I-V dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum [37]. La puissance du module PV diminue avec l'augmentation de la résistance série. Des études [38] ont montré que l'augmentation de l'humidité entraîne une augmentation de la résistance série du module et par conséquent une diminution de la puissance maximale du module.

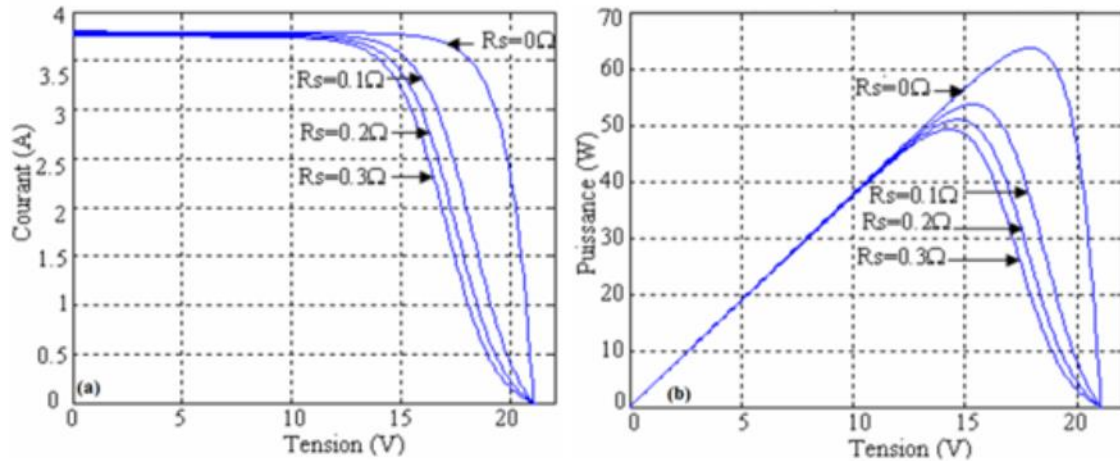


Fig .II.17. Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance série.

(a) I-V, (b) P-V.

II.6.3.5. Influence de la résistance shunt

La résistance shunt prend en compte les courants de fuite qui interviennent entre les bornes d'une cellule photovoltaïque [31]. La résistance shunt est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de faibles variations du courant (proche du courant de court-circuit). La Figure II-18 montre que cette influence sur la caractéristique I-V du module se traduit par une augmentation de la pente de celle-ci dans la zone correspondante à un fonctionnement du module PV en source de courant. La diminution de la résistance shunt traduit souvent l'apparition de dégradations dans le module. En effet, plus la résistance shunt est faible, plus le courant qui la traverse est important et par conséquent le courant produit par le module est plus faible.

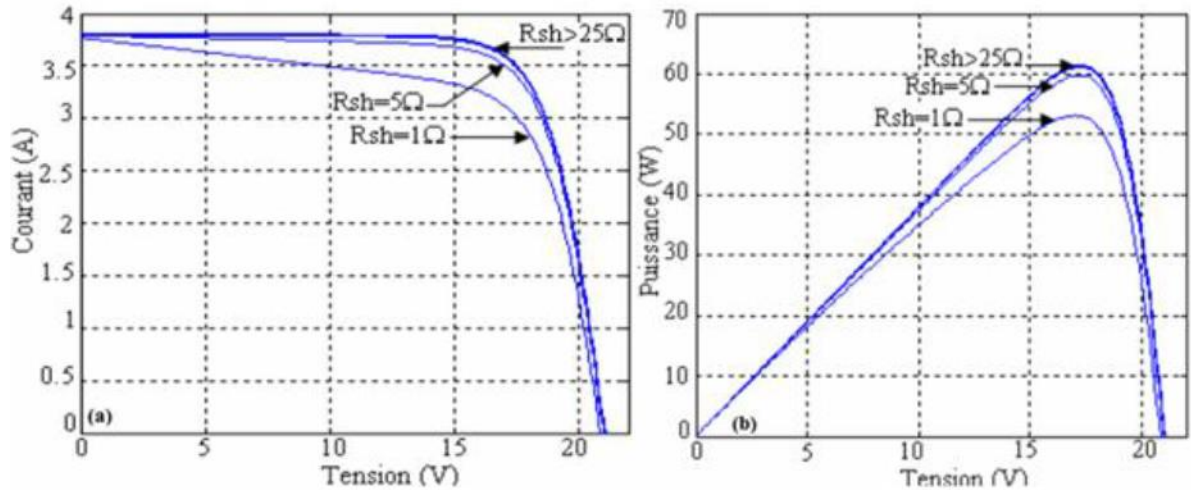


Fig. II.18. Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance shunt.

(a) I-V, (b) P-V.

II.6.4. Conception d'un module photovoltaïque

Au sein d'un module PV les cellules interconnectées sont rassemblées en bloc de x cellules. Un module PV est constitué de la mise en série de « b » blocs et de « a » blocs en parallèle. Nous verrons, dans la suite, pourquoi x est généralement égal à 18 cellules lors de la mise en série.

La conception d'un module PV repose encore aujourd'hui sur des raisons historiques. A l'origine, l'énergie solaire était réservée aux applications en sites isolés. La tension de fonctionnement de ces installations était donc imposée par la tension des batteries utilisées pour stocker l'énergie. Ces systèmes fonctionnant avec des batteries au plomb avec des tensions de 12V, 24V ou 48V. Cette raison historique explique que la quasi-totalité des modules existants aujourd'hui aient encore une tension de sortie de 12 ou 24V.

Les modules étant conçus pour pouvoir fonctionner sur ces systèmes, ils ne sont en réalité qu'une mise en série de cellules pour obtenir la tension désirée, 36 cellules pour 12V ($b=2$) et 72 cellules pour 24V ($b=4$). Aujourd'hui, très peu d'études remettent en cause cette conception historique qui n'est pas optimisée pour un fonctionnement connecté au réseau.

La conception d'un module photovoltaïque impose de s'assurer que les composants de ce dernier ne risquent pas d'être détruits au cours d'un fonctionnement dans les quadrants B et C (Figure II-9).

Dans ces zones les cellules PV fonctionnent en récepteurs et des risques de destruction existent. Pour les protéger de ces risques deux types de protection sont mis en place dans les installations photovoltaïques : la diode by-pass et la sécurité contre-courant. De nouvelles architectures de modules PV sont présentées pour limiter les impacts des ombrages, mais ces solutions ne sont pas développées industriellement.

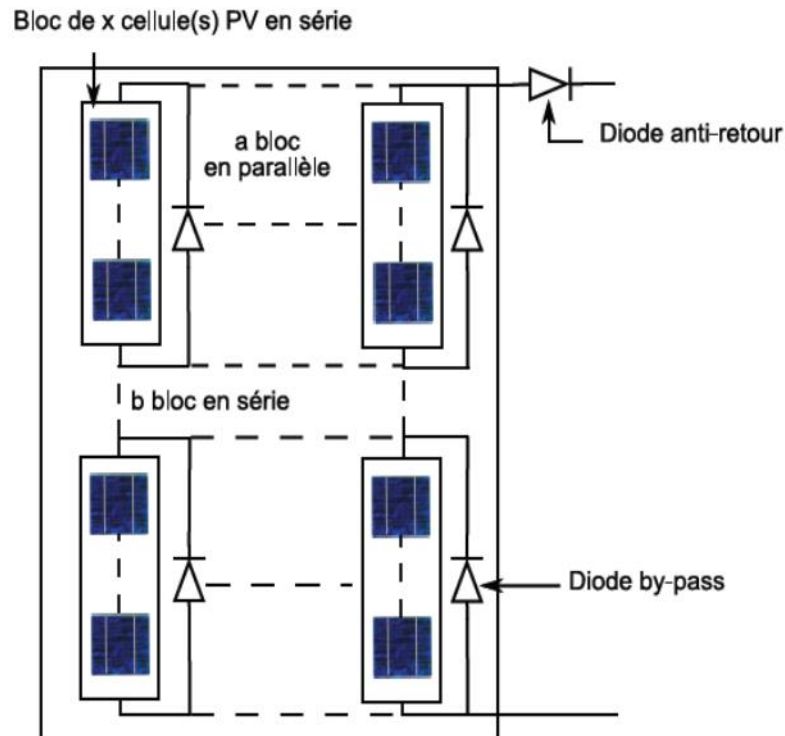


Fig .II.19. Schéma d'un module photovoltaïque.

II.6.4.1. Les diodes by-pass

Il est possible que sous l'effet d'un ombrage ou de la température que toutes les cellules placées en série n'aient pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode by-pass pour empêcher le fonctionnement, dans la zone B de la Figure II-9 (en inverse), d'une cellule ombragée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. Pour empêcher cette destruction, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser U_{bo} (environ 12V, aussi appelé tension d'avalanche). Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être mise en parallèle au maximum toutes les 20 cellules [41] pour les technologies silicium.

Dans les faits, pour des raisons de simplicité de réalisation, une diode by-pass est placée en parallèle de chaque groupe de 18 cellules constituant le module. Deux diodes by-pass sont nécessaires pour un module 12V et quatre pour un de 24V.

Sur la Figure II-20, la courbe bleue est la caractéristique d'un bloc de 18 cellules PV connectées en série. La courbe rouge est elle aussi la caractéristique d'un bloc de 18 cellules PV connectées en série mais sous un éclairement plus élevé. Le bloc ayant la caractéristique bleue est soumis à un éclairement plus faible, son courant de court-circuit est donc plus faible. Si ces deux blocs sont connectés en série sans protection (courbe noire) et que la charge impose au module PV de fonctionner au point P_{\max} (V_{02}), alors la cellule la moins éclairée (en bleu) va fonctionner en inverse et risque de se détruire si la tension à ses bornes s'approche de la tension d'avalanche.

Pour éviter ce risque, des diodes by-pass sont classiquement mises toutes les 18 cellules PV pour s'assurer qu'aucune cellule, quelles que soient les conditions, ne puisse fonctionner proche de sa tension d'avalanche. Sur la Figure II-20, les caractéristiques en pointillées correspondent aux caractéristiques du module PV en présence de diodes de by-pass.

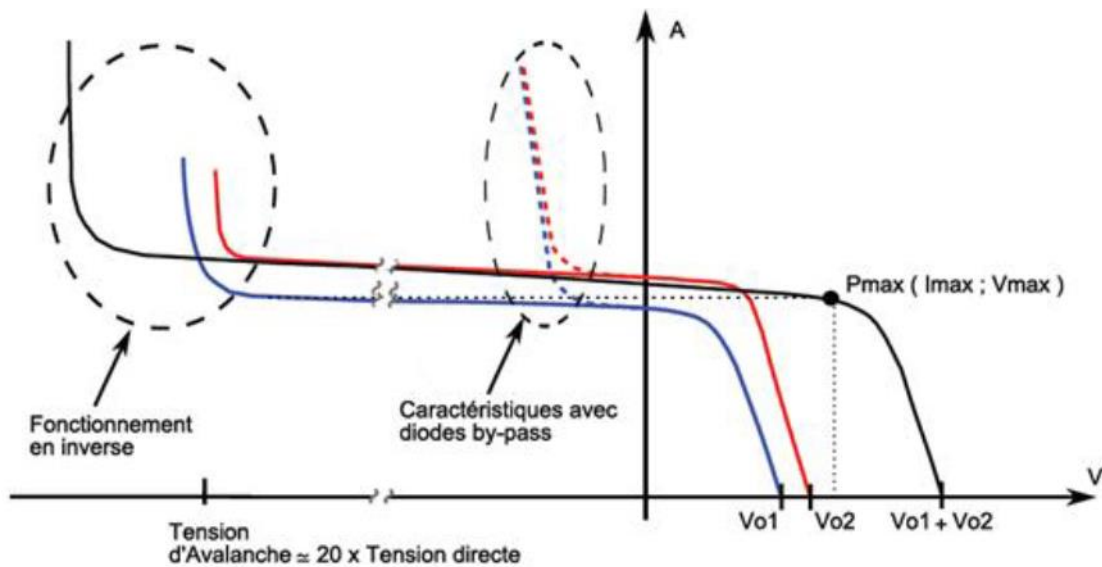


Fig .II.20. Caractéristiques d'un module PV avec ou sans diode by-pass.

II.6.4.2. Les diodes anti-retour

Lors d'un assemblage de cellules PV en parallèle, un deuxième phénomène néfaste à la production photovoltaïque intervient lorsque la tension d'une cellule dépasse sa tension en circuit ouvert. Dans ce cas, la cellule va fonctionner dans la zone C (Figure II-9) et va absorber du courant afin de compenser cette augmentation de tension. Les cellules éclairées vont donc débiter dans les cellules ombragées. L'utilisation d'une diode anti-retour (aussi appelée diode série) ou d'un fusible dans une chaîne de cellules permet d'éviter leur destruction (Figure II-19). Cette protection est nécessaire si une branche de modules PV n'est pas en mesure de supporter le courant total débité par les autres branches mises en parallèle. Pour le silicium cristallin le problème apparaît à partir de 4 branches en parallèle. Dans le cas de l'utilisation d'un fusible, ce dernier doit être dimensionné à $I_{\max} = I_{sc} \times 1,25$. L'utilisation d'une diode induit une perte de puissance proportionnelle à la chute de tension dans la diode [42] [43].

La diode anti-retour (Figure II.21) évite qu'un panneau devienne un récepteur de puissance, ce phénomène est possible lorsque l'on branche les panneaux entre eux en parallèle (pour éviter que l'un débite sur l'autre), ou qu'une batterie débite sur le panneau (par exemple pendant la nuit).

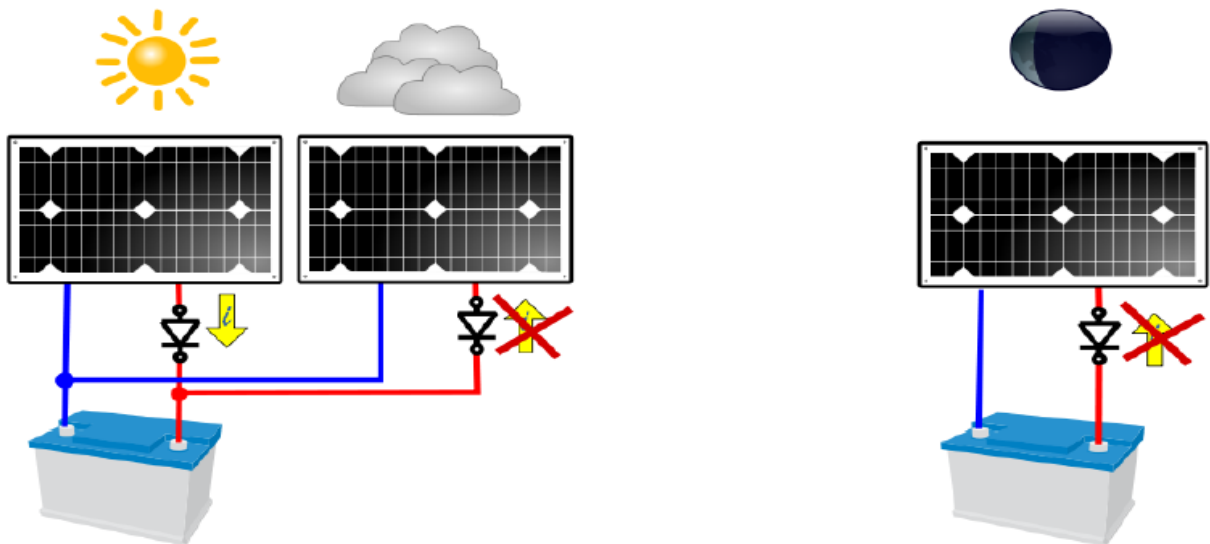


Fig .II.21. Rôle de la diode anti-retour.

II.7. Connexion (GPV-charge)

II.7.1 Connexion directe

Lorsqu'on branche directement une charge avec un GPV sans passer par un autre dispositif électrique, on est dans le cas d'une connexion directe. Dans ce cas, le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté [44] [45].

Actuellement, ce type d'application peut se résumer à un champ photovoltaïque ayant une tension V_{PPM} fixée par la tension nominale de l'application. Ce choix est principalement lié à la simplicité, la fiabilité et le faible coût de l'opération (Figure II-22).

La présence de la diode anti-retour est indispensable pour empêcher la circulation d'un courant négatif vers le module PV.

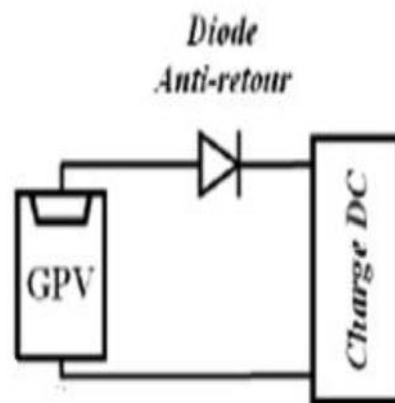


Fig .II.22. Principe d'une connexion directe entre un PV et une charge.

Cependant, cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Ce qui la restreint à des applications nécessitant une tension fixe ou faiblement variable (cas d'une batterie). C'est le cas des batteries de stockage dans les systèmes isolés. Toutefois, un examen plus approfondi de ces applications montre que, même dans ce cas, le transfert d'énergie électrique disponible aux bornes du GPV vers la charge dépend fortement de l'état de la batterie ayant une tension à ses bornes variant d'un pourcentage non négligeable. Plus généralement, la puissance extraite d'un GPV connectée directement à une application est souvent très éloignée du maximum de puissance (PPM) que peut délivrer le GPV, comme l'illustre la Figure II-23.

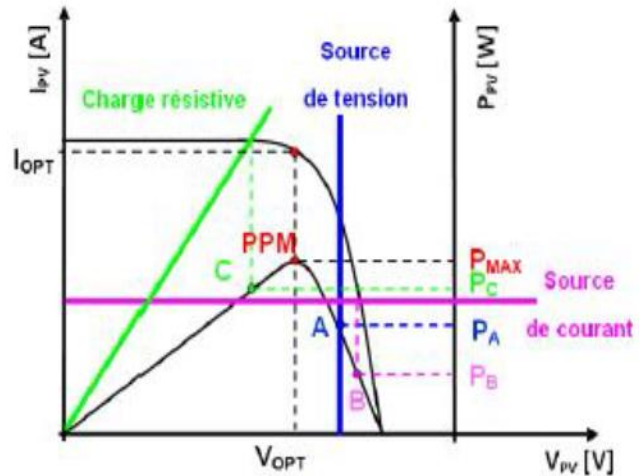


Fig .II.23. Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge.

Comme le schématise la Figure II-22, un GPV peut être connecté directement à trois types de charges continues :

- une charge de type source de tension continue,
- une charge de type source de courant continue,
- une charge purement résistive.

Trois points de fonctionnement A, B, C respectifs peuvent être identifiés fournissant une puissance P_A , P_B et P_C . Ces cas de figures montrent que le GPV est mal exploité et ne fournit pas la puissance maximale potentielle. La différence étant perdue sous forme de chaleur dissipée dans le générateur [46].

D'autre part, certains types de charges ont besoin de tensions et courants alternatifs.

La connexion directe n'est alors pas possible car le GPV fournit un courant continu. A travers ces exemples, on peut montrer rapidement les limites de la connexion directe autant sur les pertes de production qu'elle entraîne que sur les limites des applications compatibles (DC).

II.7.2 Connexion indirecte par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation

L'intérêt d'introduire un étage d'adaptation, comme indiqué sur la Figure II-24, est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source GPV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du GPV et d'autre part, de la charge.

L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (CS) [47].

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost,...),
- introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forward,...),
- connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

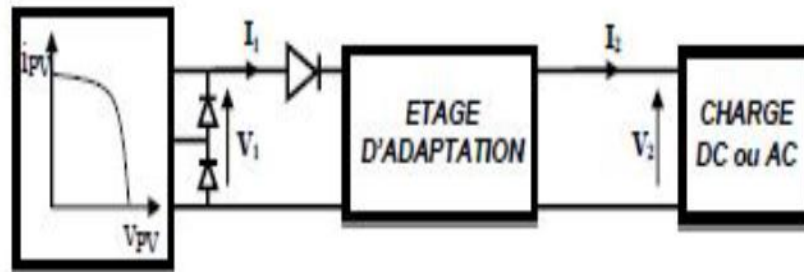


Fig .II.24. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.

Donc, l'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge et permet l'extraction de la puissance optimale à tout instant. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. En sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du PPM [48,49].

En pratique, pour que l'étage d'adaptation joue le rôle d'interface idéale (sans pertes) entre les deux éléments, plusieurs conditions sont à respecter :

- le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire,
- le transfert de la puissance du PV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation.

II.8. Notions de rendement dans la chaîne photovoltaïque

Dans les travaux de recherche qui traite de la chaîne de conversion photovoltaïque, il est indispensable de définir les différentes notions de rendement qui sont utilisées par la communauté scientifique et sur lesquels nous nous repons pour effectuer des comparaisons entre différents générateurs et chaînes. Pour bien expliquer la notion de rendement, prenons le cas d'une chaîne de conversion PV simple comme celle décrite Figure II-25. Nous avons un GPV, un adaptateur ou un convertisseur statique et une charge ; à ce niveau, on peut parler de plusieurs rendements.

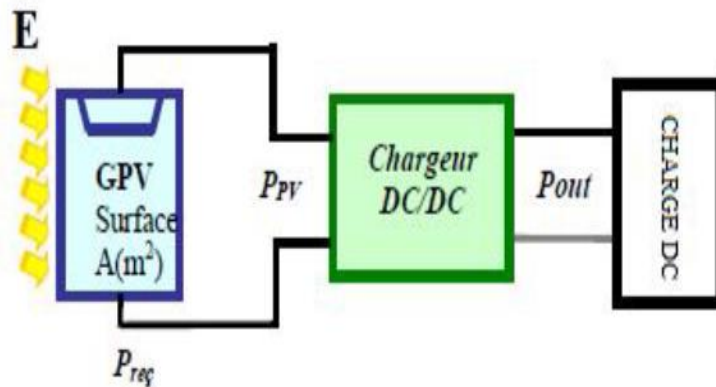


Fig .II.25. Chaîne élémentaire de conversion d'énergie photovoltaïque.

II.8. 1 Rendement η_{pv} de conversion d'un GPV

Lorsque l'on s'intéresse à l'énergie photovoltaïque, le premier rendement à définir est celui concernant la conversion de l'énergie solaire en électricité par l'intermédiaire d'un GPV. En effet, le rendement de conversion η_{pv} est un critère important pour évaluer l'efficacité énergétique d'un GPV. Ce rendement correspond au rapport entre la puissance électrique effectivement délivrée par les cellules PV lorsqu'elles sont éclairées par un éclairement connu et normé sur la quantité d'énergie équivalente électrique reçue.

On peut définir la puissance électrique équivalente reçue P_{rec} par un panneau de surface A à un niveau d'éclairement E :

$$P_{rec} = E \cdot A \quad (II-15)$$

Le rendement caractérisant le taux de conversion photons-électrons d'un panneau solaire photovoltaïque, est alors défini selon l'équation (II.16)

$$\eta_{pv} = \frac{P_{pv}}{G \cdot A_{eff}} \quad (\text{II-16})$$

Où P_{pv} correspond à la puissance délivrée par GPV, A_{eff} , la surface effective du panneau PV sous le rayonnement solaire G , représentant uniquement la partie active du capteur PV effectuant la conversion des photons en électrons. Cette dernière grandeur ne doit pas être confondue avec la surface totale du panneau comprenant l'infrastructure et souvent notée A_T .

Le rendement η_{pv} dépend du matériau de conversion utilisé et des pertes liées à la technologie mise en œuvre pour réaliser une cellule. Parmi les matériaux les plus utilisés, on trouve le silicium (Si) sous diverses formes cristallines (monocristallin, poly cristallin ou bien amorphe). Les rendements η_{pv} les plus courants des modules PV actuellement commercialisés sont de l'ordre de :

- 12,7% pour le silicium amorphe hydrogéné,
- 15% pour le silicium multi-cristallin,
- 23% pour le silicium monocristallin.

II.8. 2 Rendement du convertisseur η_{conv}

Nous définissons le rendement du convertisseur noté η_{conv} , généralement fourni par les documents constructeurs, par la relation (II.17) en notant P_{out} la puissance délivrée en sortie du convertisseur.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (\text{II-17})$$

Ce rendement est lié principalement à la technologie des éléments réactifs du convertisseur statique (condensateur, inductance) et les interrupteurs à base de semi-conducteur (transistor, diode).

II.8. 3 Rendement de la MPPT η_{MPPT}

Le rendement que nous définissons en sortie du générateur GPV est lié au point de fonctionnement réel du générateur PV et de son éloignement par rapport au point optimal .Il permet de mesurer l'efficacité de la commande permettant de forcer le point de fonctionnement du générateur PV au plus près du point optimal et peut être aussi appelé rendement de la commande MPPT. Il est défini par la relation (II.18) :

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{pv}}{P_{max}} \quad (\text{II-18})$$

Avec P_{max} dépendant des paramètres physiques du panneau et des conditions météorologiques et P_{pv} , la puissance effectivement délivrée par un GPV dépendant de la présence d'une commande utilisée dans le convertisseur (MPPT).

Les installations de production d'électricité autonomes (systèmes photovoltaïques particulièrement en sites isolés) sont soumises, aux risques du champ électromagnétique induits par les lignes haute tension. Régulièrement, les composants de ces installations (régulateurs MPPT, onduleurs), peut endommager entraînant une baisse de fiabilité.

II.8. 4 Rendement de la chaîne photovoltaïque η_{tot}

Le rendement total de la chaîne photovoltaïque est défini comme le produit des trois rendements définis précédemment.

$$\eta_{tot} = \eta_{pv} \cdot \eta_{conv} \cdot \eta_{MPPT} \quad (\text{II-19})$$

II.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé le concept GPV, en expliquant l'origine physique de l'effet photovoltaïque et l'interaction photon-électron, ensuite nous avons décrit les principales caractéristiques et les verrous technologiques des éléments constitutifs de ce GPV. Nous avons montré l'impact du changement des conditions météorologiques sur les caractéristiques d'un GPV en fonction d'éclairement et la température et leur influence sur la puissance délivrée par un GPV.

Afin de mieux exploiter l'énergie délivrée par le GPV, la mise en œuvre d'une chaîne de conversion est nécessaire. Chaque élément de cette chaîne a un rôle bien défini pour un fonctionnement désiré selon le cahier de charge de l'utilisateur.

Dans ce contexte, nous avons vu les implications sur le rendement d'une installation

PV de la caractéristique non linéaire de ce générateur. Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec une fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT.

CHAPITRE III

Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT

III.1 Introduction

La synthèse des différents comportements d'un générateur photovoltaïque, effectuée au chapitre II, montre que dans la plupart des cas, cette source n'est pas correctement adaptée à une charge. Généralement un étage d'adaptation, comprenant un ou plusieurs convertisseurs statiques, permet de transformer les grandeurs électriques continues en grandeurs adaptées à la charge.

La puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules. Ces deux variables influençant le comportement du système présentent des fluctuations quotidiennes et saisonnières. Pour ces raisons, le panneau photovoltaïque ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé ; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge à ses bornes. À cet effet et en fonction du type de cette charge, un dispositif de contrôle devra être intégré dans le circuit de commande du convertisseur. Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

Des méthodes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximaux de leurs caractéristiques sans qu'à priori ces points soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés ni quelles sont les raisons de ce changement. Pour le cas de sources énergétiques comme notre panneau solaire cela se traduit par des points de puissance maximale. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglais (MPPT). Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

III.2 Poursuite du point de puissance maximale

Le point de fonctionnement du panneau dépend de la tension appliquée à ses bornes, on essaie toujours de faire fonctionner le panneau avec sa puissance maximale P_{\max} donc au MPP et la tension correspondante est dite optimale. La Figure III.1 illustre la caractéristique I-V et le point de fonctionnement pour différentes charges résistives, donc il faut utiliser une charge qui fonctionne avec la tension optimale du PV donc au MPP pour tirer du maximum de la puissance du générateur photovoltaïque ou dans le cas général utiliser un convertisseur DC/DC (étage d'adaptation) pour forcer la tension photovoltaïque à sa valeur optimale quelle que soit la tension de fonctionnement de la charge DC.

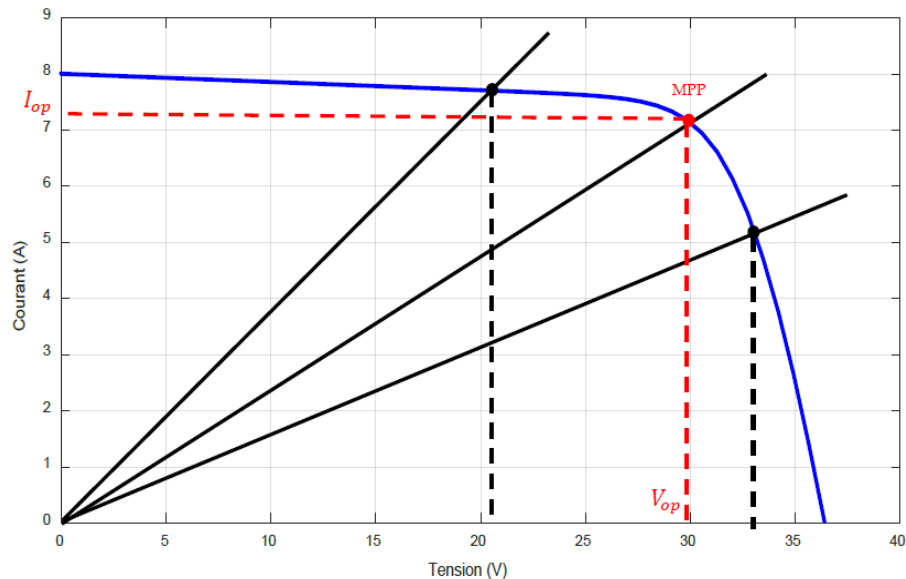


Fig III.1. Points de fonctionnement d'un panneau PV avec une charge résistive.

Donc, en général le point de fonctionnement n'est pas au PPM du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent sur dimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher.

Pour surmonter ce problème, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

III.3 Régulateurs MPPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence de la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Le MPPT contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du PPM dans la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu à priori. Cependant, en fonction de l'intelligence de l'algorithme de tracking, le PPM peut être localisé et suivi soit par des calculs de modèle ou par un algorithme de recherche. La situation est encore plus compliquée du fait que le PPM dépend d'une manière non linéaire de l'ensoleillement et de la température. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter avec la charge.

Le but d'un tel régulateur de charge est de détecter et de placer le circuit au point de puissance maximal que nous pouvons observer sur le graphique suivant.

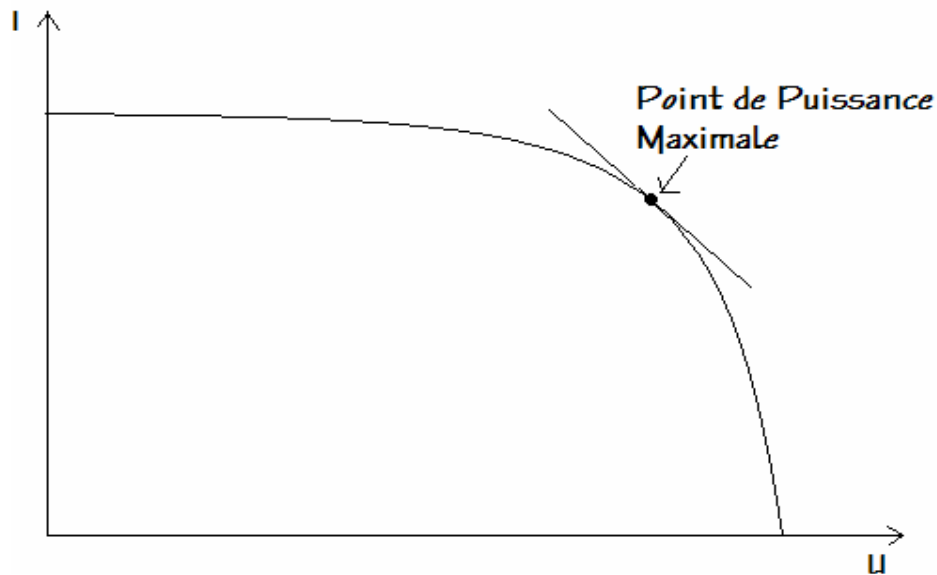


Fig III.2. Caractéristique aux bornes d'un panneau solaire- situation du Point de Puissance Maximale

Le régulateur MPPT est constitué de deux parties distinctes :

- **La partie commande** : dont le but est de déterminer le point de fonctionnement, de la partie puissance, où les panneaux pourront transmettre la puissance la plus importante aux batteries.
- **La partie puissance** : qui assure le transfert d'énergie entre les panneaux solaires et les batteries.

III.3.1 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelque soit les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{ppm} , I_{ppm}), pour que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale (P_{max}) qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la batterie.

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le GPV à sa valeur optimale de fonctionnement quelles que soient les fluctuations atmosphériques. [50]

La chaîne de conversion photovoltaïque sera optimisée à travers un convertisseur statique commandé par une MPPT. Il peut être représenté par le schéma de la Figure III-3.

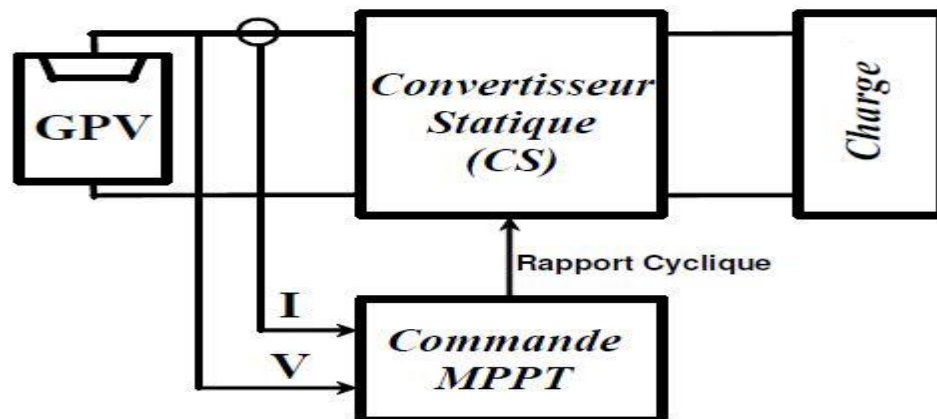


Fig .III.3. Schéma synoptique d'une commande MPPT.

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit maximale à ses bornes. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du CS (I_{PV} et V_{PV}).

III .4 Variation et trajectoire du PPM

La Figure III.4 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximale PPM_1 vers un nouveau point P_1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM_2 . Pour une variation de charge (cas b), on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande.

Dans une moindre mesure, un dernier cas (cas c) de variation de point de fonctionnement peut se produire lié aux variations de température de fonctionnement du GPV. Dans le cas réel, cette variation est due aux trois cas précédents en même temps.

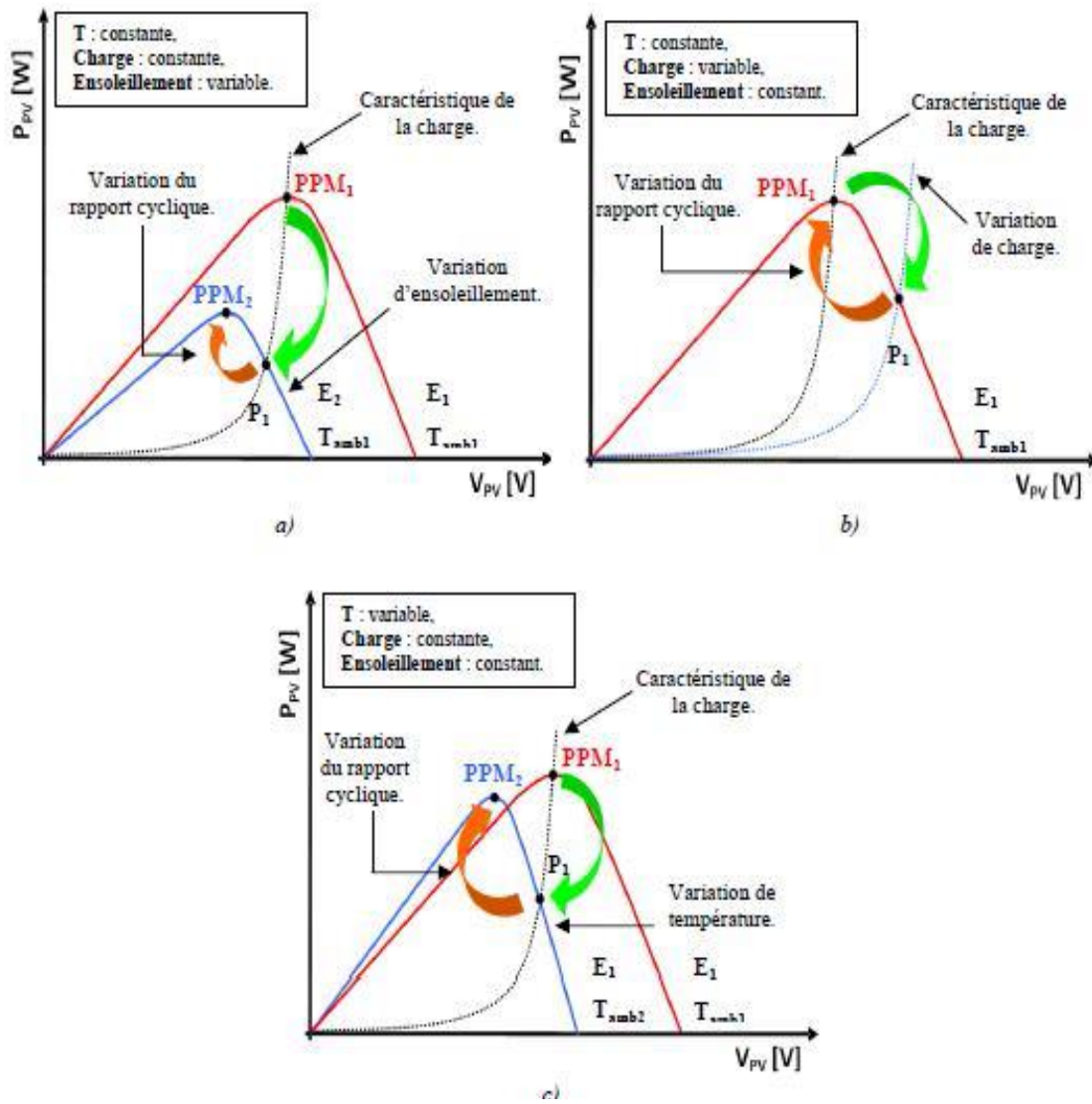


Fig. III.4. Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal

(a) suite à une variation d'ensoleillement, (b) suite à une variation de charge,

(c) suite à une variation de température.

III.5 Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque [51]. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base et leurs implantations matérielles (numériques, analogiques ou mixtes).

La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative. Seuls les algorithmes qui nous semblent décrire une méthode de recherche spécifique sont reportés dans ce chapitre et brièvement analysés.

III.6 Les Différents types de commandes MPPT

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM [52]. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées respectivement Hill Climbing, Perturb & Observ (P&O) et l'incrément de conductance (IncCond)

III.6.1 la méthode "Perturb and Observ"

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [53-54]. Ainsi, comme le montre la Figure III.5, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P(V)$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

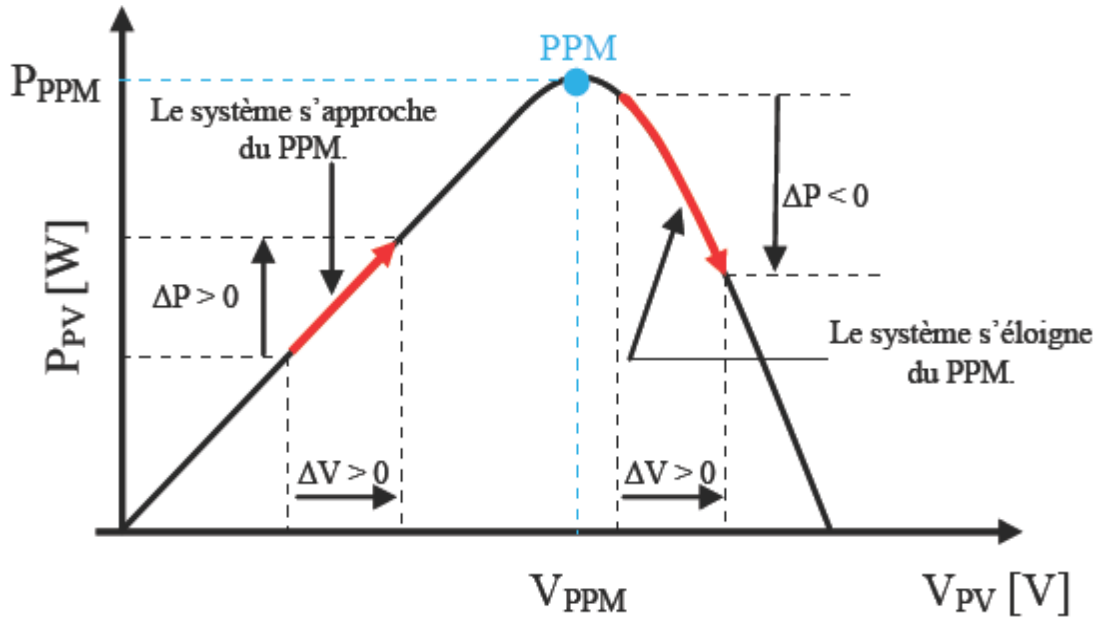


Fig. III.5. Schéma du principe de la méthode P&O.

La Figure III.6 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant.

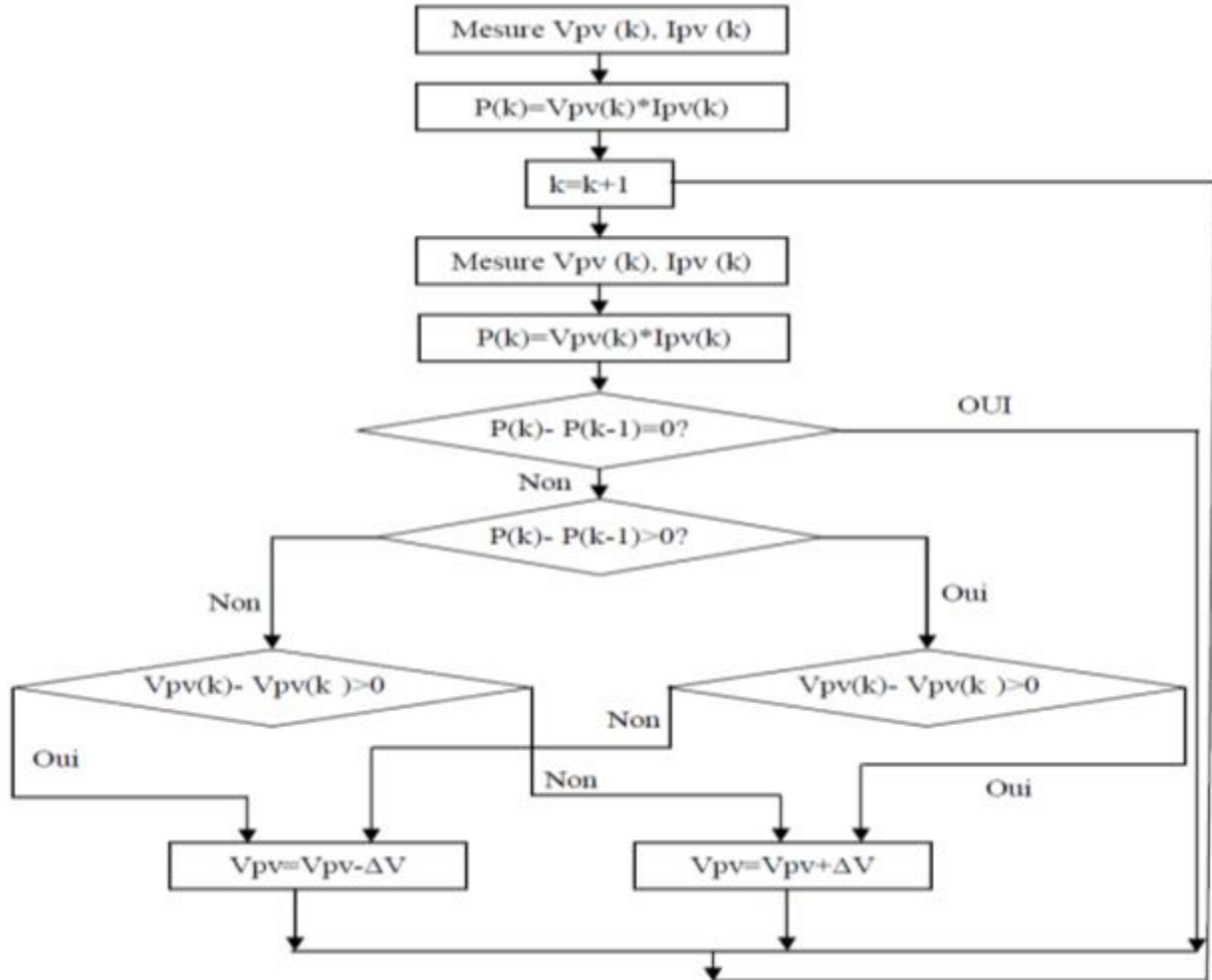


Fig. III.6. Organigramme de la méthode de perturber et observer

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Néanmoins, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

III.6.2 Principe de la commande “Hill Climbing”

La technique de contrôle nommée Hill Climbing consiste à faire monter le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum [55 ,56].

Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au CS.

Mathématiquement, le PPM est atteinte lorsque $dP_{pv}/d\alpha$ est forcé à zéro par la commande, comme le montre la Figure III.7.

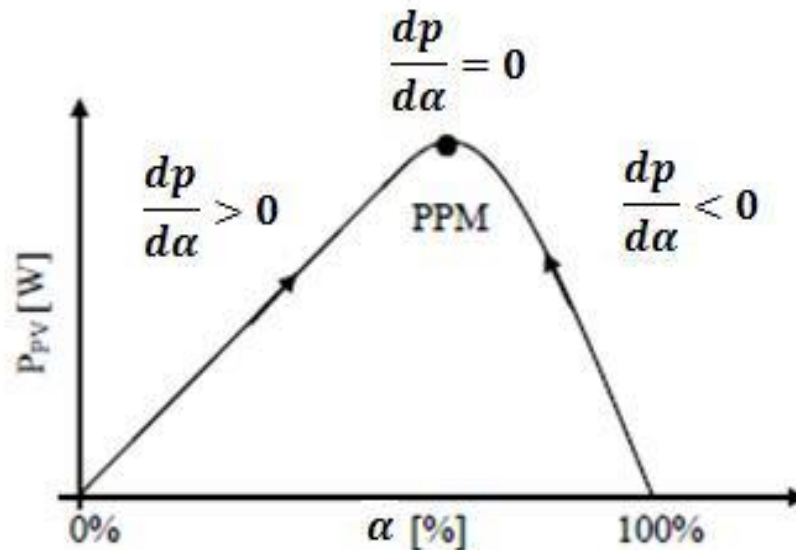


Fig. III.7. Relation entre la puissance du GPV et le rapport cyclique du convertisseur statique

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la Figure III.8. La variable Slope correspond à une variable qui prend le signe « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau, symbolise la variable d'incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance P_{pvn} est comparée à la valeur déterminée précédemment P_{pvn-1} . En fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur Slope change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique.

Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations.

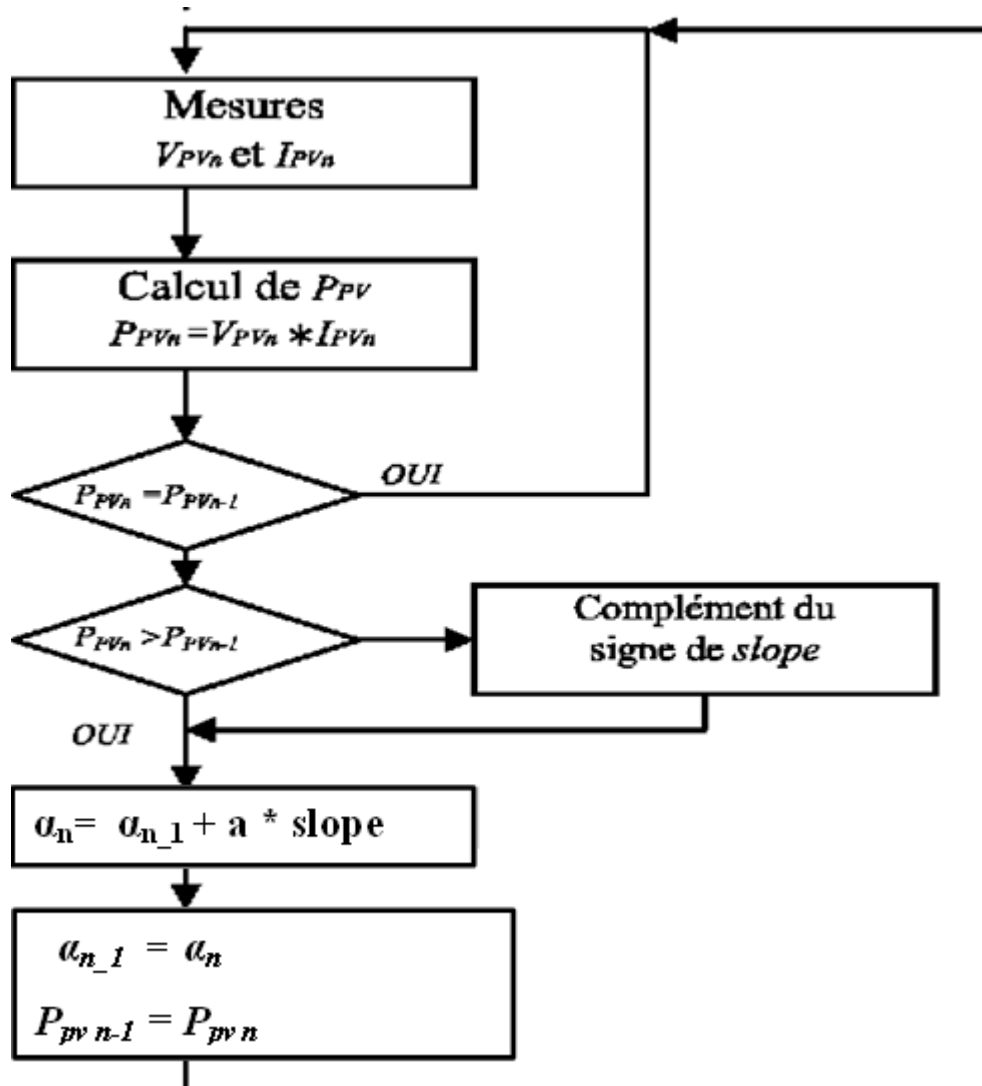


Fig. III.8. Algorithme type de la commande Hill Climbing.

L'avantage de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre. Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du PPM lors de changement rapide des conditions climatiques.

III.6.3 Principe de la commande “Incrément de conductance” (IncCond)

L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement ; la description de l'algorithme sera présentée par la suite. Cette technique est basée sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM [57-58]. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous

$$C = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (\text{III.2})$$

Donc une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dC = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{III.3})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du GPV par rapport à la tension donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite.

La Figure III.9. Permet d'écrire les conditions suivantes :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad , \text{ le point de fonctionnement est à gauche du PPM}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \quad , \text{ le point de fonctionnement est sur la droite du PPM}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad , \text{ le point de fonctionnement est sur le PPM,}$$

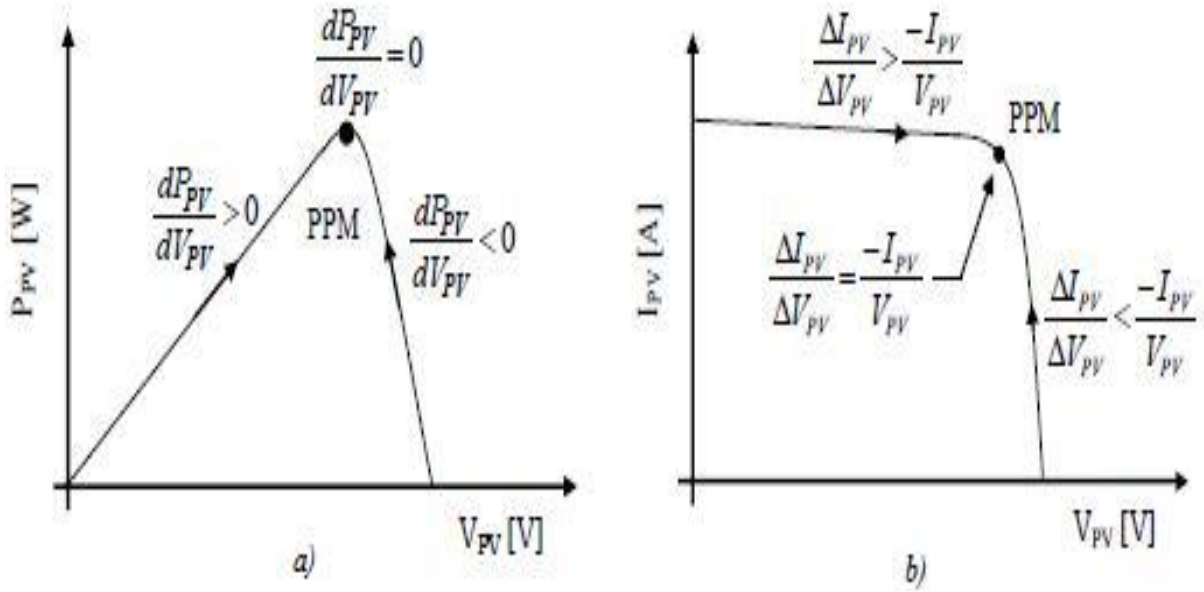


Fig. III.9. Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance C.

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (III.2) et la dérivée de la puissance

$\left(\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}\right)$ Peut-être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \tag{III.4}$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance.

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \text{ , le point de fonctionnement est à gauche du PPM.}$$

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \text{ , le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.}$$

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \text{ , le point de fonctionnement est sur le PPM.}$$

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance ($\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$), avec celle de l'incrément de conductance $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}}$, comme l'illustre l'algorithme de la Figure III.10. V_r correspond à la tension de référence et force le GPV à fonctionner à cette valeur. Si on est au PPM, alors la tension V_r correspond bien à la tension optimale V_{ppm} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔI_{pv} . Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher. Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de V_r jusqu'à atteindre le PPM.

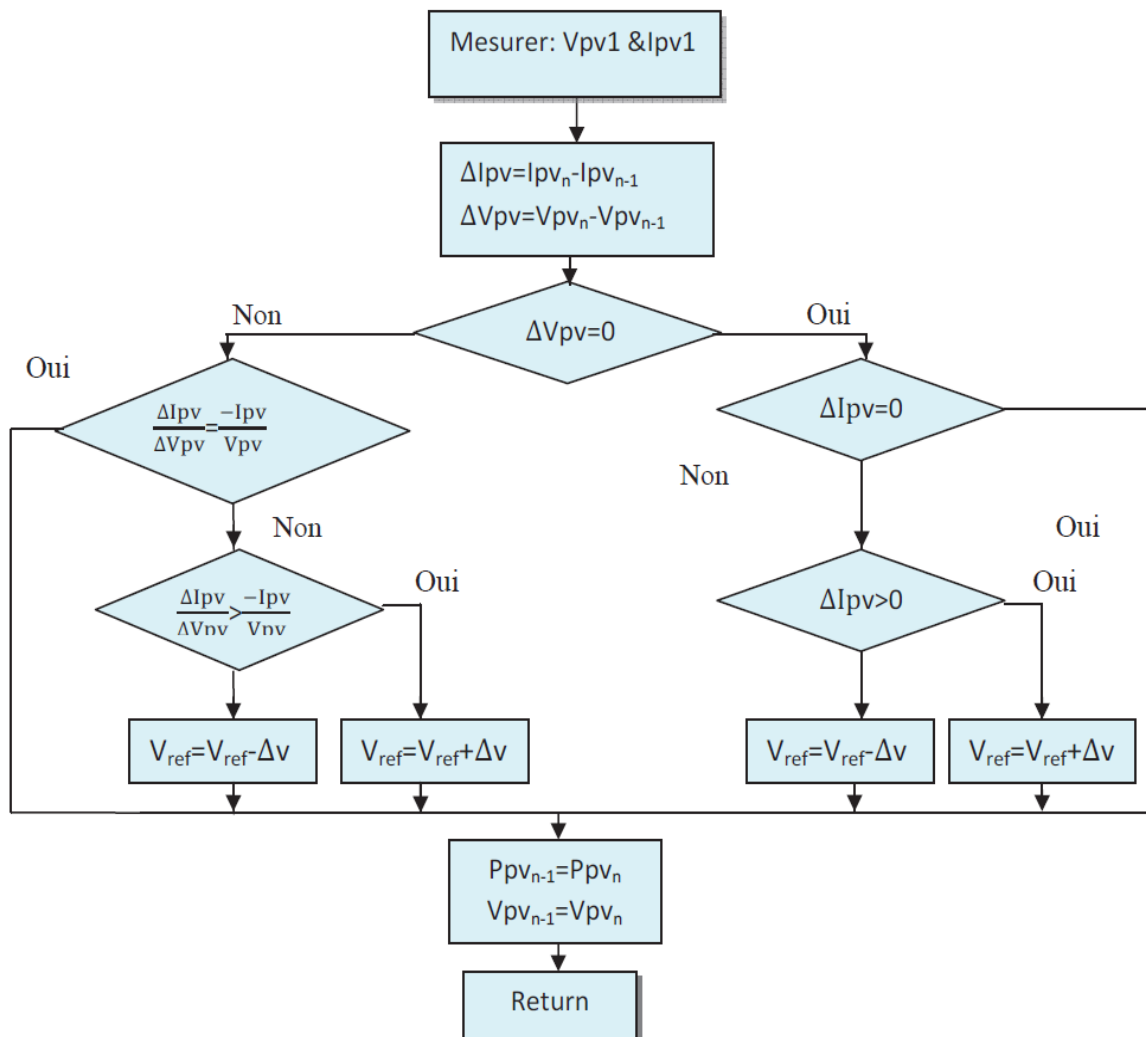


Fig. III.10. Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance.

III.7 Contrôleur flou (FLC)

Récemment, la base de commande de la logique floue a été utilisée dans les systèmes de suivi du point de puissance maximale. Cette commande offre l'avantage d'une commande robuste et qui ne nécessite pas une connaissance exacte du modèle mathématique du système [59], [60].

En particulier, cette commande est mieux adaptée aux systèmes non linéaires. Le fonctionnement de cet algorithme est en trois blocs : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification comme illustré sur la Figure III.11.

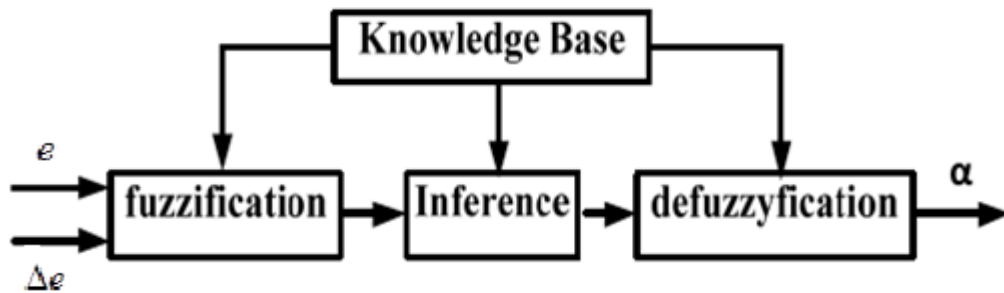


Fig. III.11. Schéma fonctionnel de la base de l'algorithme de logique floue

La fuzzification permet la conversion des variables physiques d'entrée en ensembles flous. Dans notre cas, nous avons deux entrées l'erreur e et la variation de l'erreur Δe définies comme suit.

$$\begin{cases} e = \frac{p(k) - p(k-1)}{I(k) - I(k-1)} \\ \Delta e = E(k) - E(k-1) \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

Où

$p(k)$ est la puissance instantanée du générateur PV.

L'entrée $e(k)$ indique si le point de fonctionnement de la charge à l'instant k est situé à gauche ou à droite du point de puissance maximale sur la caractéristique PV, tandis que l'entrée $\Delta e(k)$ exprime la direction de déplacement de ce point. Le FLC suit le MPP sur la base de la règle principale de «Si X et Y, alors Z» [59], [61].

Pour déterminer la sortie de la logique floue, l'inférence est utilisée. Il existe de nombreuses méthodes d'inférence, mais la plus populaire est Mamdani. D'autres méthodes incluent la règle d'inférence compositionnelle (CRI), la méthode d'inférence généralisée Modus Ponens (GMP) et Sugeno. L'inférence floue est effectuée en utilisant la méthode de Mamdani et la défuzzification utilise le centre de gravité pour calculer la sortie de ce FLC qui est le rapport cyclique optimal [59], [60] :

$$\alpha = \frac{\sum_{j=1}^n (\alpha_j) - \alpha_j}{\sum_{j=1}^n \mu(\alpha_j)} \tag{III.6}$$

Attribué à ces valeurs de variables linguistiques: grand négatif (GN), moyen négatif (IN), petit négatif (PN), zéro (Z), petit positif (PP), milieu positif (IP) et grand positif (GP): Dans l'étape d'inférence, nous prenons des décisions. En effet, il établit des relations logiques entre entrée et sortie tout en définissant les règles d'appartenance. Par la suite, on compose le tableau des règles d'inférence (Tableau III.1.).

Enfin, la défuzzification, la conversion des sous-ensembles flous de sortie en une valeur numérique.

Δe	GN	IN	PN	Z	PP	IP	GP
e							
GN	GN	GN	GN	IN	IN	PN	Z
IN	GN	IN	IN	IN	PN	Z	PP
PN	GN	IN	IN	PN	Z	PP	IP
Z	IN	IN	PN	Z	PP	IP	IP
PP	IN	PN	Z	PP	IP	IP	GP
IP	PN	Z	PP	IP	IP	GP	GP
GP	Z	PP	IP	IP	GP	GP	GP

Tab. III. 1. Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue.

En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM.

N. Khaehintung a démontré dans sa publication en 2004 [62] que l'emploi d'une commande MPPT basée sur le principe de la logique floue permet d'améliorer 8 fois le temps de réponse par rapport à une commande P&O classique.

Un phénomène secondaire à prendre en compte est le temps mis par cette commande pour se stabiliser sur un nouveau PPM. La commande floue met 1,75s pour s'immobiliser sur le PPM, alors que la commande P&O s'y positionne au bout de 1,25s, c'est-à-dire dès qu'elle l'a atteint. Une comparaison plus fine est donc nécessaire pour affirmer les gains de ce nouveau type de commande à l'algorithmes de base très complexe.

En résumé, cette méthode s'avère être très performante lors de changement des conditions climatiques, cependant sa précision en statique est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du panneau. Ici, typiquement, cette commande peut présenter les meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM mais elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur ainsi qu'un surcoût.

Il existe encore d'autres algorithmes qui peuvent être utilisés dans la recherche du Point de Puissance Maximale. Nous pouvons par exemple citer les méthodes basées sur des relations de proportionnalité (Mesure de V_{co} , Mesure de I_{cc}), et les commandes MPPT de réseaux de neurones artificiels.

III.8 Conclusion

La caractéristique I-V d'un panneau photovoltaïque n'est pas linéaire, il existe un point où la puissance est maximale. On utilise donc des régulateurs qui font la poursuite de ce point (MPPT) afin de délivrer le plus de puissance possible à batterie.

Cette fonction est souvent réalisée par microcontrôleurs. Dans une boucle, l'algorithme mesure la tension et le courant du générateur pour calculer la puissance fournie, puis maximiser la puissance délivrée par le panneau solaire à la batterie.

Dans ce chapitre, nous avons détaillé les différentes méthodes MPPT rencontrées le plus souvent dans la littérature. L'existence de plusieurs types de commandes MPPT montre que ce domaine de recherche est en perpétuel évolution et qu'il est difficile de trouver une ou plusieurs solutions universelles. Pour cela, nous avons présenté les principes des techniques les plus populaires et couramment utilisées dans les travaux de recherche ou dans l'industrie, en mettant en évidence leurs avantages et leurs inconvénients.

CHAPITRE IV

La dégradation des modules PV: Etude de l'influence du champ électromagnétique sur le rendement du système PV

IV.1 Introduction

Avec le développement industriel, le problème de l'insuffisance d'énergie est de plus en plus aggravant. Les technologies du système photovoltaïque (PV) se développent rapidement et ont un rôle croissant dans la technologie électrique et se considère comme l'énergie verte du nouveau siècle. Actuellement, des travaux sont réalisés sur les cellules (ou modules) et sur les systèmes PV afin d'améliorer les performances électriques des panneaux PV et réduire les pertes d'énergies dans les installations PV [63-64]. Les systèmes PV ne sont pas isolés de leur environnement, on précise l'énergie électromagnétique cette énergie parasite est appelée perturbation électromagnétique.

Les caractéristiques de sortie du module PV dépendent de l'éclairement solaire, de la température de la cellule et de la tension de sortie du module photovoltaïque. Il est nécessaire de le modéliser et de simuler pour le (MPPT) des applications du système photovoltaïque. Un module PV génère une faible puissance, de sorte que la tâche d'un MPPT dans ce système de conversion d'énergie photovoltaïque est d'accorder en permanence le système afin qu'il tire la puissance maximale de la matrice solaire indépendamment de la météo ou des conditions de charge [65].

La performance énergétique d'un système photovoltaïque (PV) dépend de nombreux paramètres environnementaux, dont deux sont principalement responsables : l'éclairement solaire et la température de la cellule. Le premier affecte fortement le courant de court-circuit, le second la tension en circuit ouvert et les deux affectent le point de puissance maximale (MPPT). Par conséquent, tout modèle fiable d'un système photovoltaïque doit prendre en compte ces paramètres pour tout type d'étude [66], et le suivi de l'efficacité d'une cellule solaire dépend de la puissance électrique délivrée à un circuit externe, mais certain facteur externe tel que le champ magnétique, champ électrique externe, et le champ électromagnétique [67,68] peuvent influencer la puissance électrique et donc sur la qualité de la cellule solaire, peut perturber aussi d'autres parties plus sensibles du système (convertisseur statique, commande MPPT).

Donc la performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que :

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques,
- le champ électromagnétique.

IV.2 Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [69]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wolgemut, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [70]. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules PV.

IV.3 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la Figure IV-1. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

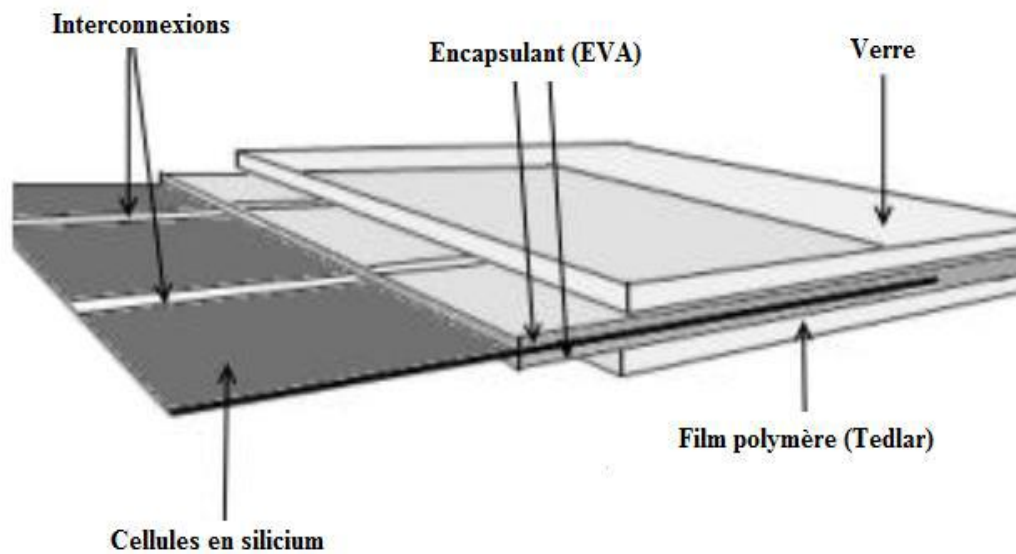


Fig. IV.1. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation

Les différents facteurs environnementaux, cités avant peuvent induire un ou plusieurs types de dégradation tels que [71,72] :

- la décoloration,
- la délamination,
- la corrosion,
- les casses et fissures de cellules.

IV.3.1. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [73]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure IV-2 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [71].

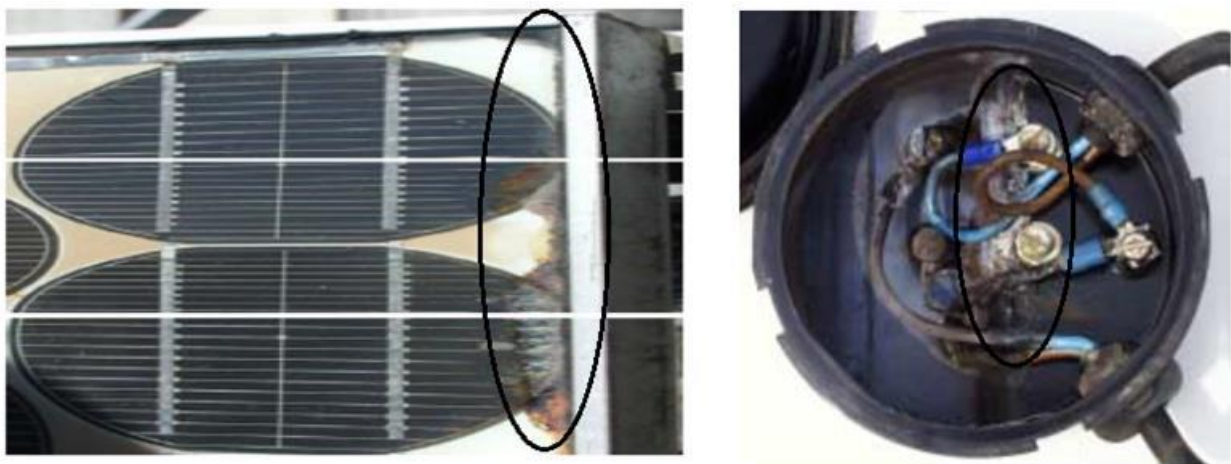


Fig. IV.2. Module PV atteint par la corrosion. (a) corrosion de la bordure , (b) corrosion de la boîte de jonction

IV.3.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [71]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations

telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La Figure IV-3 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

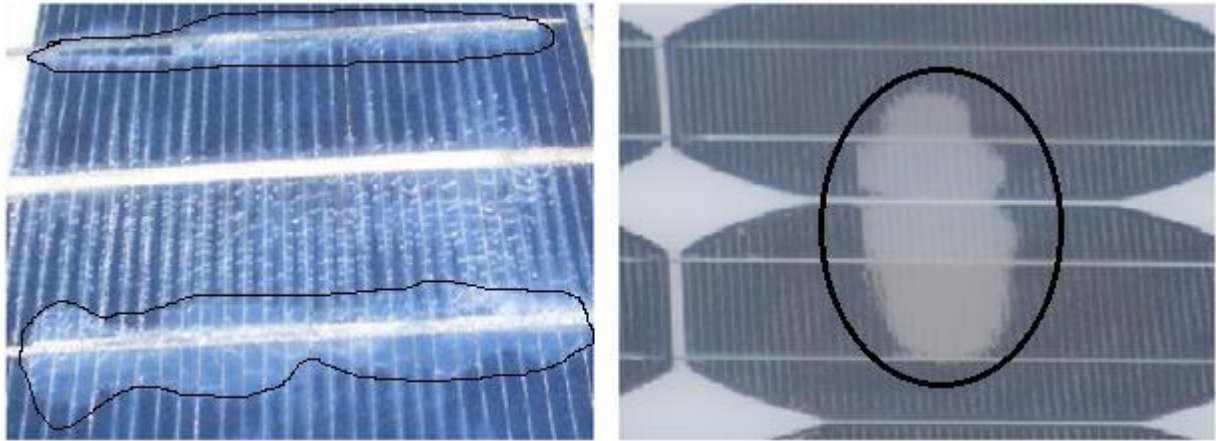


Fig. IV.3. Module photovoltaïque présentant une délamination

IV.3.3. La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée. Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [74].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière.



Fig. IV.4. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées

La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max}) qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [75].

IV.3.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [76]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure.IV.5 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [73].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années.

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules

crystallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [77]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage). Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel.



Fig. IV.5. Module photovoltaïque présentant des bris de verre

Des travaux réalisés par les chercheurs ont mis en évidence l'effet d'un champ magnétique et un champ électrique sur les cellules solaires en silicium.

Afin de confirmer l'influence du champ électromagnétique sur le rendement des panneaux photovoltaïques, nous avons expérimenté deux systèmes photovoltaïques.

Le premier système PV constitué de : module photovoltaïque et potentiomètre variable, le deuxième système PV constitué de : module photovoltaïque, Une commande MPPT et un moteur à courant continu.

IV.4. Structure et modélisation du système étudié

La Figure.IV.6 représente le schéma synoptique du système étudié global avec différents composants : Ligne électrique aérienne à haute tension triphasé 400 kV, hacheur (DC/DC), GPV, Régulateur MPPT et une charge.

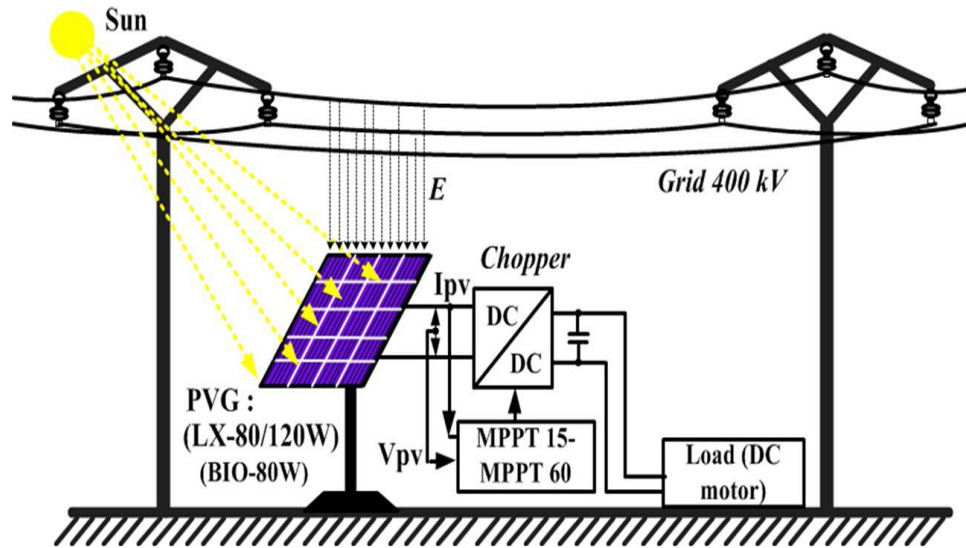


Fig. IV.6. Schéma synoptique du système étudié

Nous avons fait une modélisation de différents composants du système.

IV.4. 1. Modélisation électrique du système PV étudié

Un système solaire photovoltaïque (PV) convertit l'énergie solaire directement en électricité. La plus petite unité de ce système est la cellule solaire. Des cellules sont ensuite disposées dans le module qui est en outre connecté en série et / ou en mode parallèle pour former des tableaux. L'électricité à courant continu (CC) produite aux bornes des réseaux peut être utilisée dans une variété d'applications, tels que les moteurs à courant continu ou les systèmes d'éclairage. Le système photovoltaïque est hautement non linéaire comme on peut le voir par ses caractéristiques de courant en fonction de la tension $I=f(V)$ représentés sur la Figure.IV.7 [78]. Il présente soit un courant de source soit une source de tension en fonction du point de fonctionnement.

Au point d'alimentation maximum (MPP), le produit de la tension (V_{mp}) et du courant (I_{mp}) est maximal.

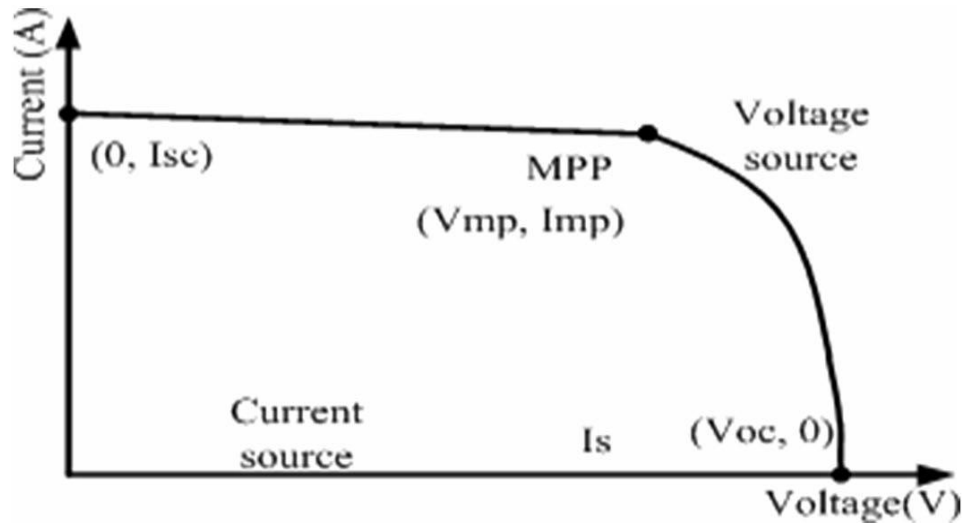


Fig. IV.7. Caractéristiques I-V d'un module PV

La modélisation des tableaux photovoltaïques est l'une des éléments clés de l'analyse de la performance de systèmes PV. Il y a plusieurs modèles mathématiques décrivant le comportement du module PV sous des influences externes [79], tels que la température, le rayonnement solaire ainsi que le rayonnement parasite (champ électromagnétique généré par des lignes à haute tension) que l'on a étudié dans ce chapitre.

La littérature cite plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement des modules photovoltaïques. On rencontre, alors, des modèles simples et d'autres plus complexes. L'équation à deux diodes avec deux courants de saturation décrit la diffusion et la recombinaison dans le matériau et dans la zone de charge d'espace. Pour simplifier, le modèle à deux diodes peut être réduit au modèle empirique à une seule diode illustré sur la Figure .IV.8.

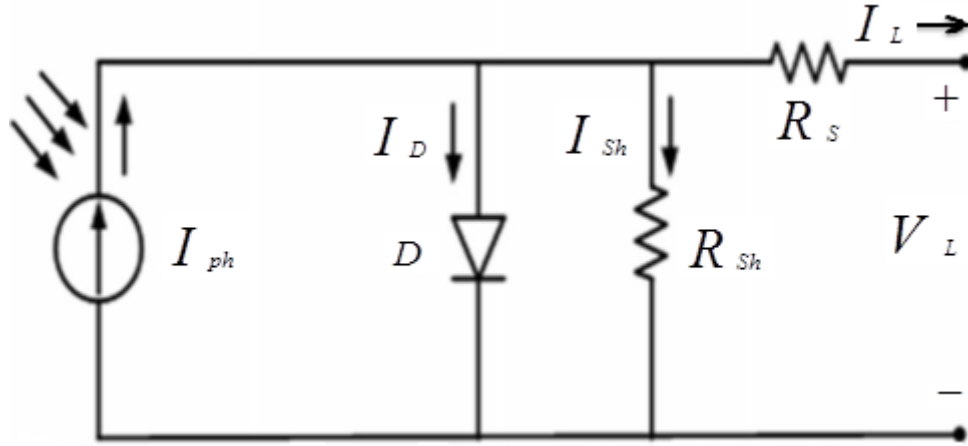


Fig. IV.8. Circuit équivalent électrique d'un modèle de diode unique d'une cellule photovoltaïque.

La Figure IV-8 montre un circuit équivalent du module photovoltaïque qui se compose de plusieurs cellules photovoltaïques. Il comprend une source de courant générant un courant photoélectrique qui dépend de l'irradiation, une grande diode équivalente à la zone de transition p-n de la cellule solaire, les pertes de tension représentées par la résistance en série et la résistance en parallèle indiquant le courant de fuite. La relation de courant et de tension de sortie pour le module PV peut être exprimée par l'équation suivante [80, 81, 82].

En utilisant les lois de Kirchhoff:

$$I_{ph} - I_D - I_{sh} - I_L = 0 \Rightarrow I_L = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (\text{IV.1})$$

$$(V_D = V_{sh}) = V_S + V_L \Rightarrow V_D = R_S I_L + V_L \quad (\text{IV.2})$$

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{V_D}{R_{sh}} \quad , \text{ remplaçant par } V_D \text{ de l'équation. (IV.2)}$$

$$I_{sh} = \frac{I_L R_S + V_L}{R_{sh}} \quad (\text{IV.3})$$

Le courant de diode est exprimé ainsi : [81, 83].

$$I_D = I_S \left\{ e^{\left(\frac{V_D}{m N_s V_T} \right)} - 1 \right\} \quad (IV.4)$$

$$V_T = \frac{KT}{q}, \text{ en remplaçant } V_T \text{ dans l'équation. (IV.4),}$$

$$I_D = I_S \left\{ e^{\left(\frac{qV_D}{m N_s KT} \right)} - 1 \right\} \quad (IV.5)$$

De ces équations on trouve le courant de charge

$$I_L = I_{Ph} - I_S \left\{ e^{\left(\frac{qV_D}{m N_s KT} \right)} - 1 \right\} - \frac{I_L R_s + V_L}{R_{sh}} \quad (IV.6)$$

Ou :

I_{Ph} , I_D , et I_{sat} sont respectivement le courant photoélectrique, le courant de diode de la cellule PV, et le courant de saturation inverse du module solaire, N_s est le nombre de cellules connectées en série, V_T est la tension thermique.

Par l'utilisation de ces équations nous avons simulé les caractéristiques (I-V) et (P-V) pour les différentes valeurs d'éclairement à une température constante pour montrer l'influence de l'éclairement sur ces caractéristiques par l'utilisation de notre organigramme exécuté sous Matlab. Le schéma bloc de la cellule photovoltaïque est présenté à la Figure. IV.9.

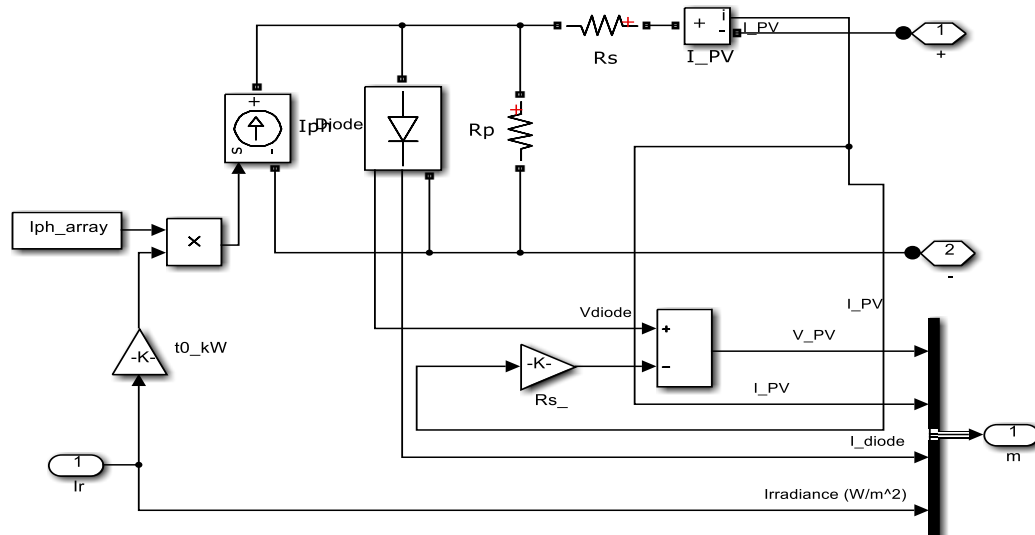


Fig. IV.9. Schéma bloc d'une cellule photovoltaïque en MATLAB-SIMULINK

L'éclairement et la température sont deux paramètres extrêmement importants dans le comportement des cellules solaires. D'où, l'importance de l'étude de l'influence de l'éclairement et de la température pour optimiser les performances des systèmes PV puisqu'elles sont exposées au rayonnement solaire. À partir de la caractéristique I-V sous éclairement, on constate que le comportement d'une cellule solaire peut être étudié à travers quatre principales grandeurs ; I_{cc} , V_{co} , I_{mp} et V_{mp} :

D'après la Figure .IV.9 on peut tracer les caractéristiques I-V et P-V.

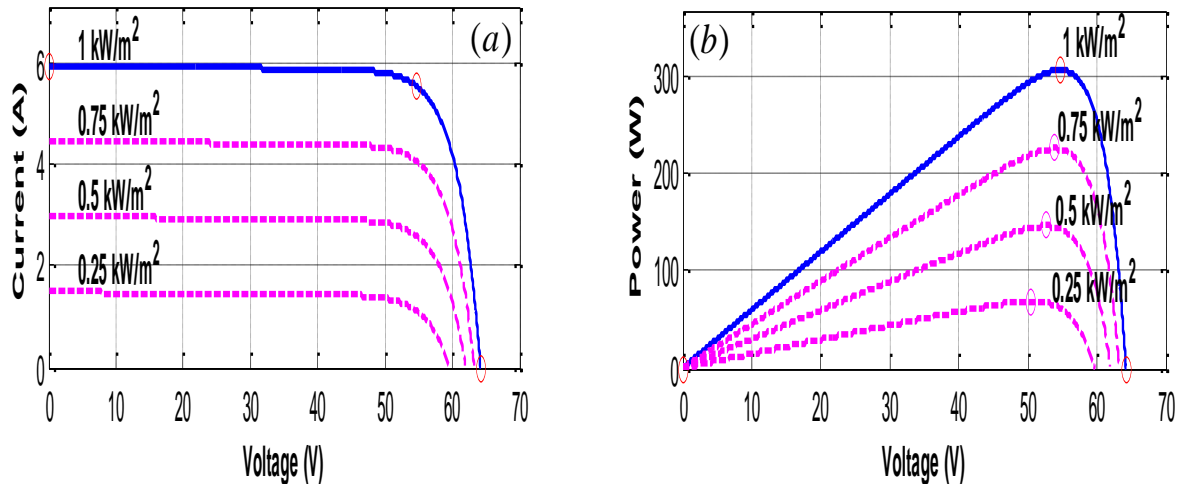


Fig. IV.10. Caractéristiques I-V et P-V d'un modèle GPV. **(a)** influence de l'éclairement on

$I = f(V)$, **(b)** influence de l'éclairement on $P = f(V)$

Pour la Figure IV-10.a on peut voir que le courant subit une variation importante, quand l'éclairement augmente le courant de court-circuit augmente, mais par contre la tension varie légèrement. Car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique. Ce qui se traduit par une augmentation de la puissance, lorsque l'éclairement augmente Figure IV-10.b.

IV.5 Les champs électromagnétiques générés par les lignes HT

Les lignes de transport d'énergie électrique haute tension sont des sources d'énergie électromagnétique, lors de leur fonctionnement elles produisent de l'énergie rayonnante (radiations) et de l'énergie non rayonnante (champs). Les lignes hautes tensions peuvent être considérées comme produisant des champs électriques et magnétiques uniquement. Le transit de l'électricité par les lignes est toujours accompagné par la présence d'un champ électrique et un champ magnétique.

Cette perturbation électromagnétique commence à toucher de plus en plus les modules photovoltaïques installés à distance proche des lignes haute tension. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module mais à cause des rayonnements parasites. Ce phénomène peut dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques et leurs performances.

IV.5. 1 Modélisation du réseau électrique

On peut représenter les tensions simples du réseau électrique 400 Kv, de valeur efficace

$$V = \frac{V_{\max}}{\sqrt{2}}$$

Et de fréquence 50 Hz par les équations suivantes :

$$V_a = V_{\max} \sin(\omega t) \quad (\text{IV.7})$$

$$V_b = V_{\max} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{IV.8})$$

$$V_c = V_{\max} \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (\text{IV.9})$$

IV.5. 2 Influence de l'onde électromagnétique sur GPV

Nous supposons que la cellule PV représentée sur la Figure .IV.11 est soumise à l'action d'une onde électromagnétique plane progressive produite par une ligne électrique de haute tension et se propageant dans le sens de Zz croissant.

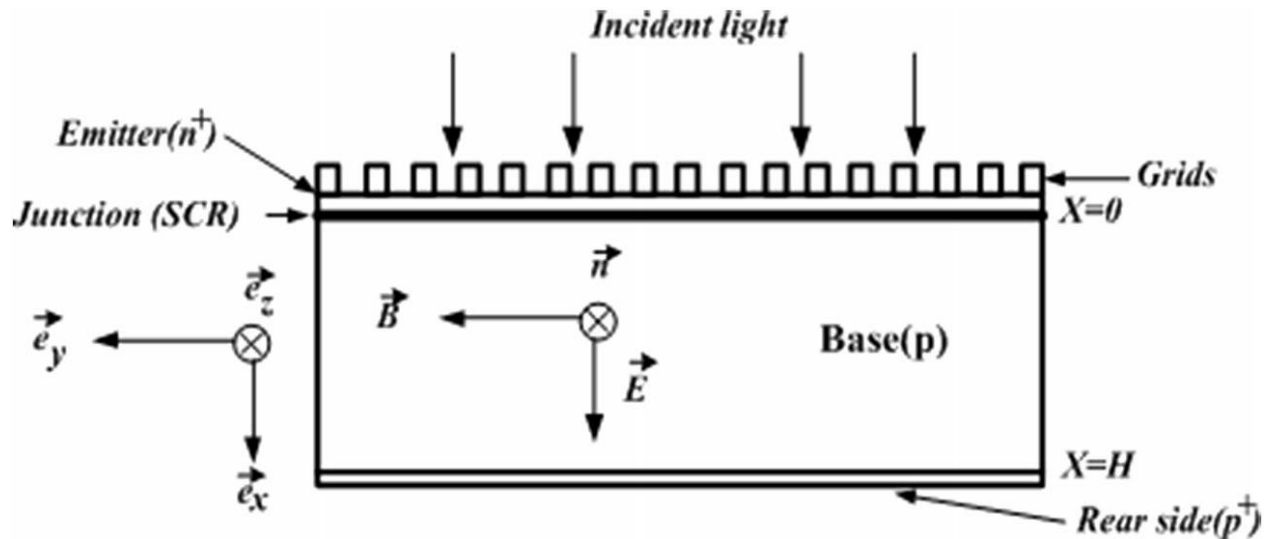


Fig. IV.11. Cellule PV sous éclairage et soumise à l'action d'une onde électromagnétique.

L'expression complexe du champ électrique s'écrit :

$$\vec{E}(Z,t) = E_0 \cdot \vec{e}_X \cdot \exp j(\omega t - \beta Z) \quad (\text{IV.10})$$

L'expression du champ électrique en notation réelle s'écrit :

$$\vec{E}(Z,t) = E_0 \cdot \vec{e}_X \cdot \cos(\omega t - kZ) \quad (\text{IV.11})$$

Où :

E_0 : Amplitude du champ électrique, (V/m)

k : Nombre d'onde ou pulsation spatiale de l'onde électromagnétique, (rad/m)

ω : Pulsation temporelle de l'onde électromagnétique, (rad/s)

Le champ magnétique d'une onde plane progressive s'obtient par la relation :

$$\vec{B} = \frac{\vec{n} \cdot \vec{E}}{c} \quad (\text{IV.12})$$

\vec{n} : Vecteur unitaire de la direction de propagation de l'onde électromagnétique

c : La vitesse de propagation des ondes

L'expression du champ magnétique est de la forme :

$$\vec{B}(Z,t) = B_0 \cdot \vec{e}_y \cdot \exp j(\omega t - \beta Z) \quad (\text{IV.13})$$

L'expression du champ magnétique en notation réelle est de la forme

$$\vec{B}(Z,t) = B_0 \cdot \vec{e}_y \cdot \cos(\omega t - \beta Z) \quad (\text{IV.14})$$

β est la constante de phase qui caractérise la propagation :

$$\beta = \frac{\omega}{V} = \omega \sqrt{\epsilon \cdot \mu} = \frac{2\pi}{\lambda}$$

Nous choisissons comme origine de l'espace et du temps le moment où l'onde électromagnétique rencontre la cellule PV [67].

$$\text{A } t = 0, z = 0, \text{ d'où } \vec{E} = E_0 \cdot \vec{e}_x \text{ et } \vec{B} = B_0 \cdot \vec{e}_y$$

Où :

E_0 et B_0 sont respectivement les amplitudes des champs électriques et magnétiques.

Pour une ligne électrique haute tension rayonnant une puissance P_r (W) en espace libre, l'intensité du champ électrique E_0 (V/m) en fonction de la distance r (m), est donnée par l'expression (IV.15).

$$E_0 = \frac{1}{2r} \sqrt{\frac{P_r \cdot Z_0}{\pi}} \quad (\text{IV.15})$$

Où :

r : La distance qui sépare la source de rayonnement au point de mesure de l'intensité du champ électrique E_0 (m).

Z_0 : L'impédance caractéristique en espace libre (Ω).

IV.6 Expérimentation

IV.6.1. Caractéristiques du modèle étudié

Le modèle considéré est une ligne haute tension 400 kV (la ligne Ramdane Djamel chaffia) à une Hauteur de 67 m dont la Position au Nord 36.70228 0, Est 7.57406 0 la Figure. IV.12.

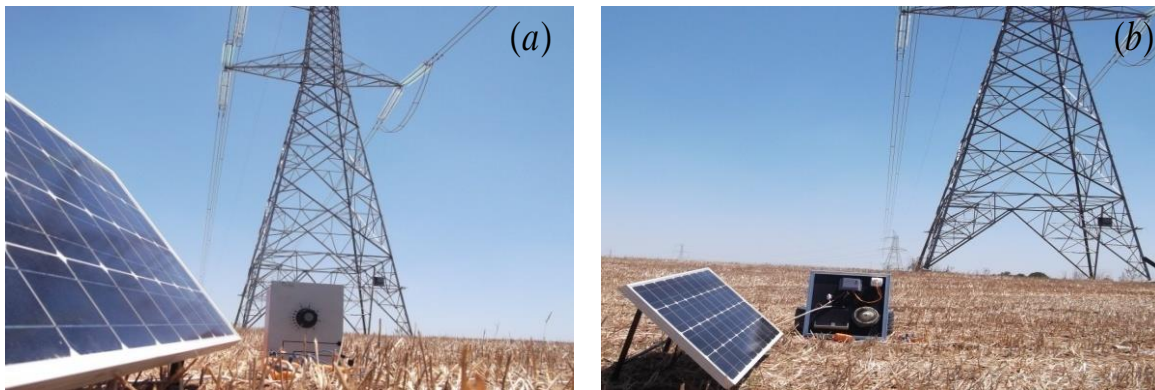


Fig. IV.12. Montage de système PV étudié sous la ligne HT 400 kV. **(a)** Système PV avec potentiomètre variable, **(b)** Système PV avec commande MPPT

Les deux systèmes se composent des modules :

- Mono cristallin LX-80W/120-36 composé de 36 cellules élémentaires.
- Poly cristallin BIO-80W composé de 36 cellules élémentaires.

Le premier système photovoltaïque proposé comme il est montré dans la Figure.12-a est constitué de :

- module photovoltaïque
- potentiomètre variable

Le deuxième système photovoltaïque proposé comme il est montré dans la Figure.12-b est constitué de :

- module photovoltaïque
- Une commande MPPT (MPPT15-MPPT60), Le courant maximal 15A- (60A)
- Un moteur à courant continu à une tension de 12V, la puissance max pendant le démarrage est de 65W.

Dans notre travail, nous avons utilisé le module photovoltaïque mono cristallin du type LX-80W / 120 et poly cristallin du type BIO-80W. Les caractéristiques de ces modules, dans les conditions standards (1000 W/m², 25 °C et Air masse 1,5), sont présentées dans le Tableau IV.1.

	Module mono cristallin	Module poly cristallin
Eclairement standard, G	1000W/m ²	1000W/m ²
Température standard, T	25°C	25°C
Puissance maximale P_{max}	80-120W	80W
Tension à P_{max} (V_{mp})	17,85 V	18.00 V
Courant à P_{max} (I_{mp})	4,50 A	4,45 A
Courant de court-circuit I_{cc}	5.06A	4.80A
Tension à circuit ouvert U_{co}	21,96 V	21,96 V

Tab.IV.1. Caractéristiques électriques du module photovoltaïque mono et poly cristallin dans les conditions standards «STC»

IV.6.2. Tests sur les Modules PV

Les expériences ont été menées à Annaba dans une journée claire et sans nuage.

Pour réaliser ces mesures, il est important de s'assurer d'effectuer les relevés à ensoleillement constant. Dans notre étude nous allons placer les modules PV mono cristallins, poly cristallin à différentes distances "r" de la source perturbatrice et nous allons analyser les effets des champs électromagnétiques sur le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Et pour tracer la caractéristique (I-V) de ces modules PV la méthode la plus simple est de connecter directement le module à ses bornes avec une résistance variable la procédure de mesures effectuées sur notre GPV , consiste à prendre des points de mesure des couples (courant – tension) de module régulièrement disposés sur le graphe, $I=f(V)$ pour des conditions d'éclairement et de température bien déterminées. Les relevés de cette caractéristique sont basés sur le schéma de principe de la Figure.IV.13. Une connexion par quatre points au générateur à tester permet de mesurer la tension à ses bornes tout en évitant la chute de tension due au câblage de la boucle de courant.

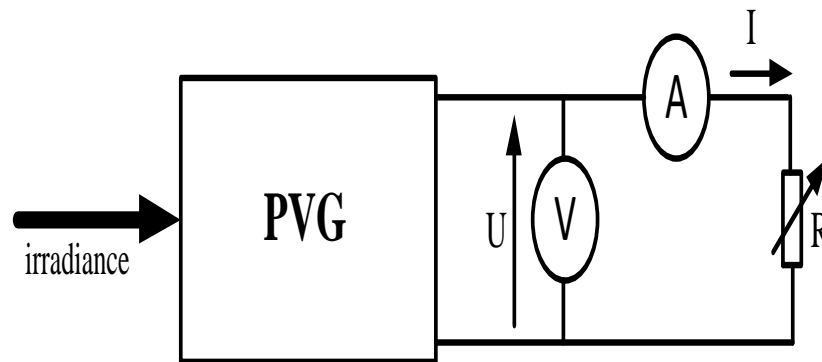


Fig. IV.13. Schéma du montage

En pratique, les relevés des courbes I-V et P-V des générateurs ont été faites pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement. En effet, les mesures effectuées ont été relevées pour une température de la cellule à 25 °C et l'irradiation globale égale à 1000 W/m². A ces conditions on a mesuré les valeurs du champ électrique et magnétique de la ligne HT 400 kV avec un appareil de mesure (M/E 3030B - Analyser 16 Hz-2000 Hz) à différentes distances de la ligne (Figure.IV.14-a). Au moment des tests, les valeurs de l'éclairement solaire sont mesurées par un solarimetre (Voltcraft) (Figure.IV.14-b), et la mesure de la température ambiante par un thermomètre digital.

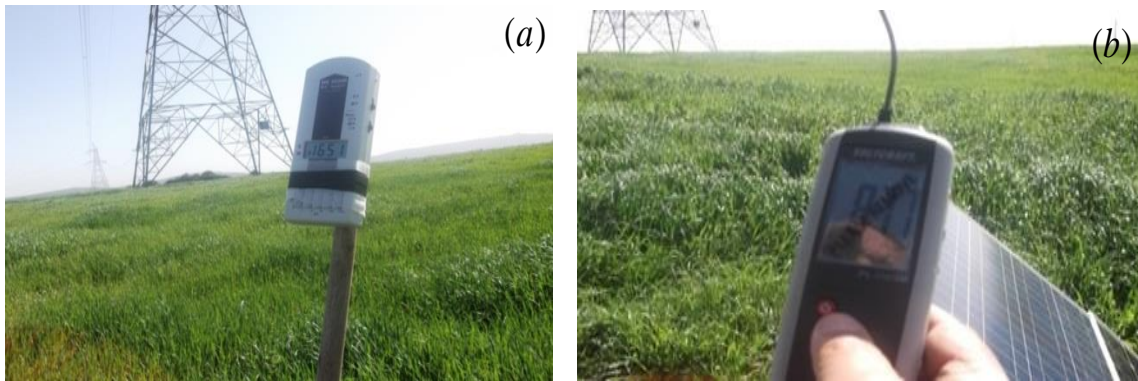


Fig. IV.14. Mesure de l'ensoleillement et du champ électromagnétique. **(a)** mesure de champ électromagnétique, **(b)** mesure d'ensoleillement

Les valeurs de l'irradiation solaire, la température ambiante et le champ électrique et magnétique, pendant le temps de la prise de mesures ont été prises comme entrées dans le programme de simulation.

Et le deuxième système photovoltaïque proposé adapté par une commande MPPT. Pour montrer si le MPPT est efficace et suit le vrai point de puissance maximale dans les conditions où il y a l'effet du champ électromagnétique. Nous avons expérimenté ce système pendant 9 heures de 8h à 17h, pour enregistrer les courbes de variation de la puissance en fonction de la variation de l'éclairage. L'illumination augmente au fur et à mesure que le soleil se déplace perpendiculairement donc la durée d'insolation varie entre 8h / jour et 9h / jour de janvier à mars, cette augmentation affecte l'augmentation de puissance et donc les performances du GPV.

La Figure. IV.15 représente un essai expérimental à l'aide d'un thermomètre infrarouge où on a montré l'influence du champ électromagnétique sur la température interne du module PV qui a augmenté de (10 °C à 15 °C) par rapport à la température ambiante. Durant les périodes d'exposition, du GPV au champ électromagnétique on a remarqué que ses performances ont diminuées.



Fig. IV.15. Mesure de la température interne du module photovoltaïque

Avec thermomètre infrarouge

IV.6.3. Présentation des résultats

Le principal indicateur de la dégradation d'un module PV est la diminution de la puissance produite. Cependant, la baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour ce faire, un test de puissance doit être plutôt appliqué individuellement aux modules PV suspects. Afin de détecter une chute de la puissance d'un module, une mesure de puissance dans les conditions standards de test doit être effectuée pour montrer la cause de ses dégradations.

Dans cette étude on a étudié l'influence des champs électriques et magnétiques sur la puissance électrique délivrée par les GPV et ceci pour optimiser leur rentabilité et pour augmenter leur durée de vie avec un choix du site d'emplacement idéal.

Nous présentons les résultats des mesures sur deux types de panneaux solaires installés dans notre site d'expérimentation.

Le Tableau.IV.2 donne les résultats concernant la distance « r », le champ électrique et magnétique pour les différentes distances entre la ligne électrique et les modules photovoltaïques pour trois puissances générées par la ligne HT.

Puissance(MW)	Distance(m)	E (V/m)	B(nT)
393	sous –ligne	2398	1838
	10	1950	1340
	50	066	150
	100	39	120
306	sous –ligne	1990	1629
	10	1254	643
	50	038	046
	100	032	049
9	sous –ligne	980	260
	10	905	158
	50	256	177
	100	20	26

Tab.IV.2. Valeurs du champ électrique et magnétique pour différentes positions (ligne électrique -module) et pour différentes puissances générées par la ligne HT.

Les valeurs présentées au Tableau.IV.2 montrent une augmentation importante du E et B a des distances proches par rapport à celles loin de la source perturbatrice. En remarque aussi que l'augmentation du E et B est proportionnelle avec la puissance électrique générée par la ligne HT.

Donc les valeurs de l'intensité du champ électrique et magnétique mesurées sont en fonction de la puissance générée par la ligne et par la distance 'r' entre les modules PV et la ligne, la plage de ces valeurs de E et B est présentée dans le Tableau IV.3.

Tension (kV)	Distance(m)	Gamme E (V/m)	Gamme B (n/T)
400	Sous-ligne	1000-6000	700-2500
	10	1164-2000	1600-1200
	50	100-2000	300-1000
	100	10-200	160-600

Tab.IV.3. Valeurs de la gamme des champs électriques et magnétiques autour de la ligne de transmission aérienne de 400 kV

A cette raison on a tracé les caractéristiques (I-V) et (P-V) du module mono et poly cristallin pour différentes puissances et différentes distances pour montrer l'influence du champ électromagnétique pour les deux facteurs.

Les valeurs du champ électrique et magnétique présentées dans le Tableau IV.2 et qui ne sont pas dans leur plage de Tableau IV.3 sont causées par la variation de la puissance portée par cette ligne.

IV.7 Résultats et discussions

La Figure.IV.15 montre que le champ électromagnétique influe sur la température interne des GPV qui a augmenté de (10 °C à 15 °C) par rapport à la température ambiante durant les périodes de sons exposition au rayonnement parasite généré par la ligne HT on remarque aussi que ses performances ont diminuées .

Les courbes de la Figure (IV.16-a) et (IV.16-b) montrent que le courant de court – circuit et la tension de circuit ouvert sont des fonctions décroissantes. L'augmentation de la composante électrique du champ électromagnétique de la ligne HT est responsable de la baisse donc cette composante influe sur I_{cc} et sur U_{co} du module mono et polly cristallin à vide, on remarque que l'influence est plus importante pour le module polly que le mono cristallin.

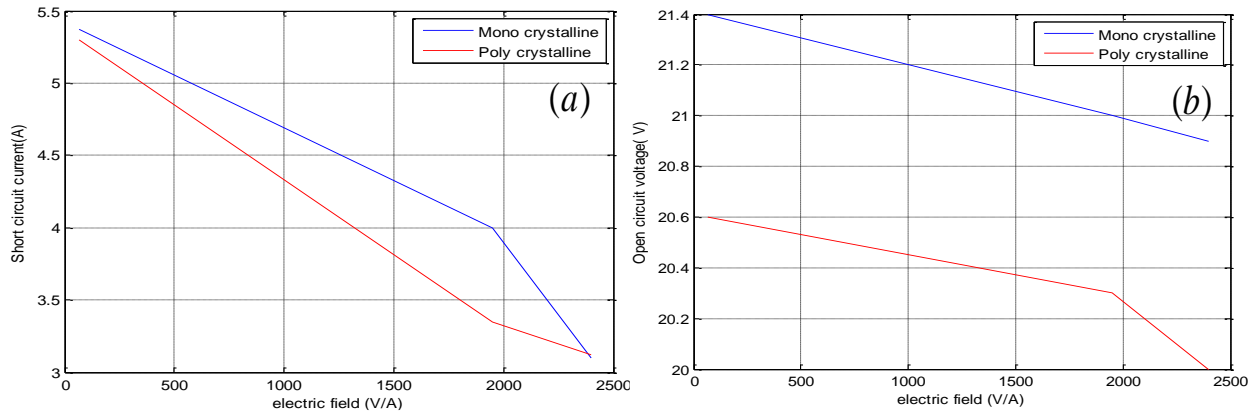


Fig. IV.16. Influence de champ électrique sur modules mono, poly cristallin pour une puissance générée par la ligne électrique P= 393MW. (a) Influence du champ électrique sur I_{cc} , (b) Influence du champ électrique sur U_{co}

Les caractéristiques (I-V) et (P-V) du module LX-80-120W et du panneau BIO-80W expérimentales et simulés avec l'influence du champ électromagnétique produit par une ligne HT 400 Kv perturbatrice de puissance P=9MW sous la ligne et à 40 mètres de distances sont indiquées dans les Figures (IV.17) et (IV.18).

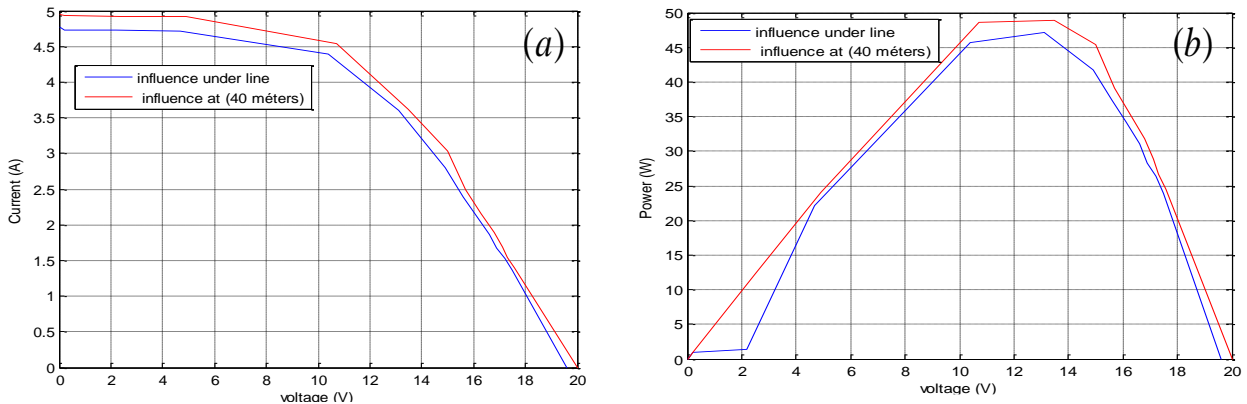


Fig. IV.17. Caractéristiques du module mono cristallin pour une charge de transport de la ligne de P=9MW. (a) caractéristique I (V), (b) caractéristique P (V)

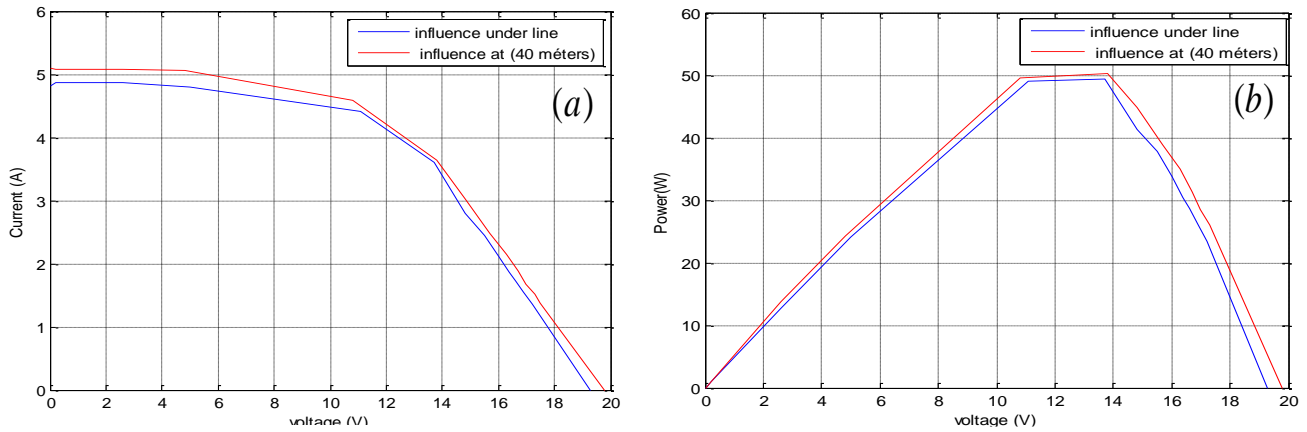


Fig. IV.18. Caractéristiques du module poly cristallin pour une charge de transport de la ligne de P=9MW. (a) caractéristique I (V), (b) caractéristique P (V)

Les caractéristiques (I-V) et (P-V) du module mono et poly cristallin avec l'influence du champ électromagnétique produit par une ligne HT 400 kV perturbatrice de puissance P=306 MW sous ligne et à 40 mètres de distances sont indiquées dans les Figures (IV.19) et (IV.20).

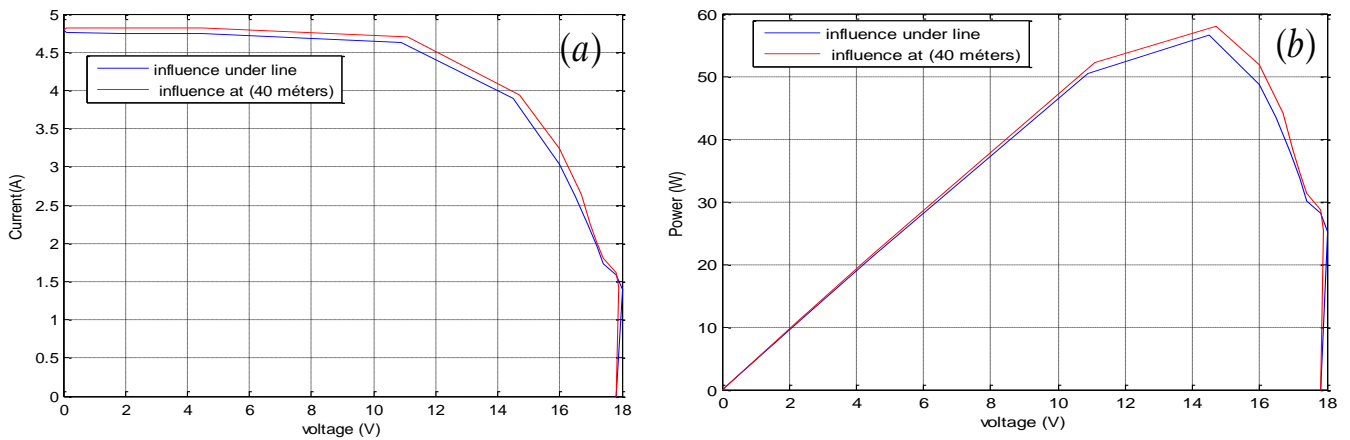


Fig. IV.19. Caractéristiques du module mono cristallin avec influence pour une charge de transport de la ligne de P=306 MW. (a) c caractéristique I (V), (b) caractéristique P (V)

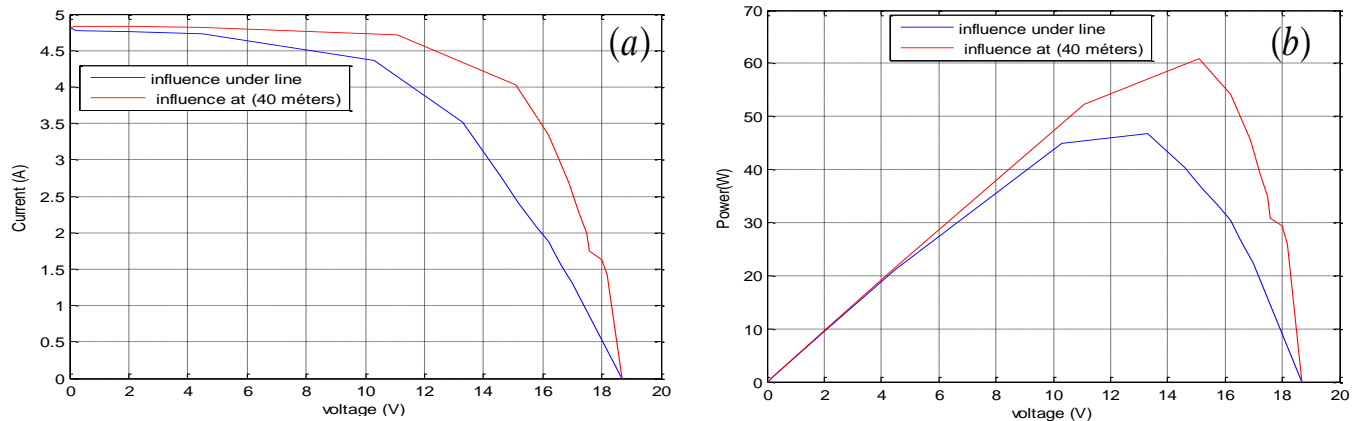


Fig. IV.20. Caractéristiques du module poly cristallin avec influence pour une charge de transport de la ligne de $P=306$ MW. **(a)** caractéristique I (V), **(b)** caractéristique P (V)

Selon les (Fig IV.17, Fig IV.18) les résultats expérimentaux montrent que l'influence du champ électromagnétique sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $p=f(V)$ des modules mono et poly cristallin pour la puissance de ligne électrique $P=9$ MW est négligeable sous la ligne par contre lorsqu' on s'éloigne d'une distance de 40 m la puissance électrique fournie par PV au circuit de charge externe n'est pratiquement plus influencée par le champ électromagnétique.

D'après les (Fig IV.19, Fig IV.20) les résultats expérimentaux montrent que pour la charge perturbatrice de la ligne électrique de transport ($P=306$ MW) l'influence est très grande sur la courbe $I=f(V)$ et $P=f(V)$. Donc l'augmentation de la puissance de la ligne électrique de transport augmente les valeurs du champ électrique et magnétique rayonnée par cette ligne ce qui augmente l'influence et donc la perturbation sur la puissance fournie par les PV au circuit de charge externe et sur leur rendement. Et d'après la (Fig IV.20-a) l'influence du champ électromagnétique sur la caractéristique $I-V$ du module se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I-V$ dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite suivant la (Fig IV.20-b) la puissance maximum du module PV entraîne une perte non négligeable. On remarque que cette perturbation électromagnétique est grande sur les PV poly cristallin que mono cristallin.

Les Figures ci-dessous représentent les résultats de simulation pour les modules PV, et cela suite à l'introduction dans notre programme des données des mesures réels d'éclairissement, de température et du champ électromagnétique de site de Annaba pour une journée avec 09 heures de mesures de 08h à 17h.

La variation de l'éclairissement en fonction du temps est illustrée sur la Figure IV.21, et l'influence du champ électromagnétique sur la variation de la puissance générée par le module mono et poly cristallin en fonction des radiations sur les Figure IV.22 et Figure IV.23 pour une puissance de la ligne $P= 306$ MW.

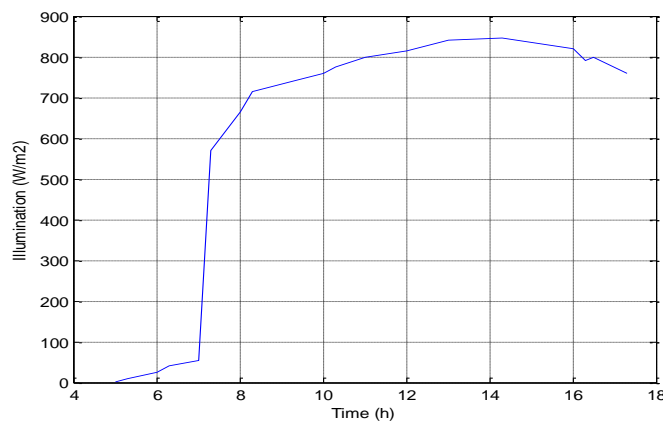


Fig. IV.21. Variation de l'éclairissement en fonction du temps

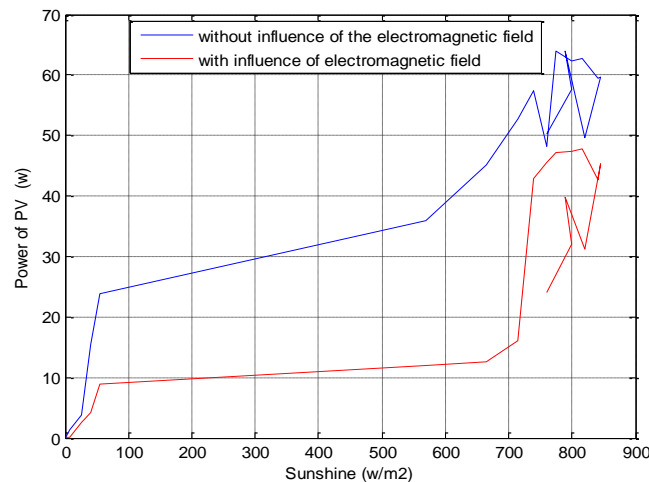


Fig. IV.22. Variation de la puissance générée par le module mono cristallin en fonction des radiations sous l'influence du champ électromagnétique

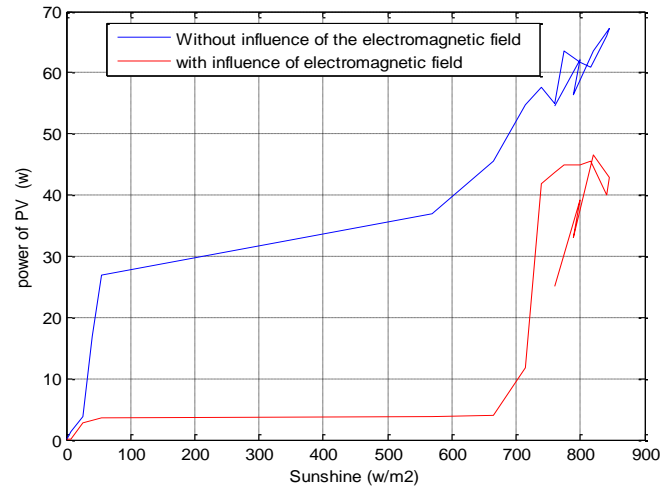


Fig. IV.23. Variation de la puissance générée par le module poly cristallin en fonction de l'éclairement sous l'influence du champ électromagnétique

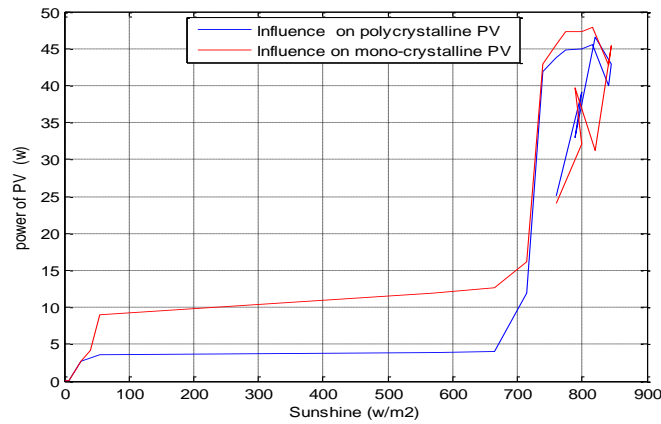


Fig. IV.24. Variation de la puissance générée par le module poly et mono cristallin en fonction de l'éclairement sous l'influence du champ électromagnétique

Selon les (Fig IV.22, Fig IV.23) on remarque que l'influence est grande sur la puissance générée par les GPV dans le système alimenté avec une commande MPPT; et suivant la (Fig IV.24) on remarque que l'influence est plus grande sur le module poly que le mono cristallin. On a constaté que la puissance disponible du PV varie avec l'éclairement, cette puissance s'élève pour la période entre 10h et 16h et elle est plus rentable avec une commande MPPT ; mais malgré la présence de cette commande dans le système PV ou il y a l'influence du champ électromagnétique la puissance et le rendement des GPV diminuent considérablement.

1V.8 Conclusion

Dans ce travail, on a présenté quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques (I-V) et (P-V) des modules photovoltaïques mono et poly cristallin testés à Annaba (La ligne Ramdane Djamel chaffia) pour les conditions réelles de fonctionnement sous l'influence des ondes électromagnétiques produite par une ligne électrique HT 400 kV.

Cette étude montre que l'influence du champ électromagnétique fait changer la forme de la caractéristique courant-tension du module PV, cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe I-V dans la zone où le module fonctionne comme source de tension. En effet, au fur et à mesure que le champ électromagnétique augmente, le courant de court-circuit décroît et la tension de circuit ouvert est faiblement influencée. L'augmentation de la puissance générée par la ligne électrique HT entraîne une augmentation du champ électromagnétique et par conséquent entraînant une chute du point de la puissance maximale du GPV.

Cette perturbation influe sur les caractéristiques I(V) et P(V) du GPV mono cristallin et poly cristallin d'où l'influence dépend de la puissance générée par la ligne électrique HT et dépend de la distance qui sépare les GPV de la source perturbatrice. Les résultats des simulations montrent clairement que l'effet de la perturbation sur le panneau poly cristallin est important par rapport le mono cristallin.

L'essai expérimental à l'aide d'un thermomètre infrarouge a montré que sous l'effet des champs électromagnétiques la température des cellules photovoltaïques augmentent de (10 °C à 15 °C) par rapport à la température ambiante. Ce champ aura une influence sur le mouvement des électrons qui seront accélérés et perdent une grande énergie et donc dégagent plus de chaleur et deviennent comment une résistance à l'intérieur de la cellule.

Conclusion générale

Les sites photovoltaïques sont généralement coûteux et sont conçus pour une exploitation sur plusieurs dizaines d'années. La plupart des fabricants de panneaux solaires garantissent leur matériel sur 20 ans et plus. Le retour sur investissement de ces installations est donc calculé sur cette longue période. Mais ces systèmes aux milieux agricoles isolés sont souvent proche des lignes électriques haute tension donc exposés aux rayonnements parasite, ce qui peut réduire fortement le rendement souhaitée.

L'amélioration des performances de la cellule solaire, principalement son rendement de conversion, avec réduction de son coût de production est l'objectif majeur des recherches photovoltaïques.

Nous avons présenté dans ce travail l'état de l'art dans le domaine des champs électromagnétiques bas fréquence, les différents composants d'un système photovoltaïque ,on a étudié le principe de l'effet photovoltaïque, la cellule PV et ses paramètres. Ensuite on fait un rappel sur les systèmes PV et leurs performances. Après un rappel sur le système photovoltaïque et la problématique de l'optimisation de la puissance, nous avons détaillé les différents types de la commande MPPT pour chercher le point où la puissance du générateur photovoltaïque maximale, sous différentes conditions de fonctionnement et assurer un transfert maximal et performant de la puissance électrique. On a présenté les méthodes MPPT basées sur contre réaction de puissance, comme l'algorithme d'incrémentatation de l'inductance et la méthode de perturbation et observation et la méthode de la logique floue. Cette dernière méthode est utilisée dans ce travail à cause de sa simplicité.

Nous voulons montrer dans cette thèse l'influence des champs électromagnétiques qui sont des signaux parasites émis par la source (la ligne électrique HT) sur les caractéristiques (I-V) et (P-V) des modules photovoltaïques mono et poly cristallin et sur la puissance électrique récoltée des modules solaire vers une charge continu, donc le système PV est désignée par le terme de "victime".

Les résultats de cette étude montrent clairement que le champ électromagnétique généré par ligne aérienne HT perturbe le fonctionnement du système de conversion photovoltaïque. Il ressort également de cette étude que l'influence du champ électromagnétique dépend de la distance qui sépare les PV de la source perturbatrice (ligne électrique HT). L'expérience montre qu'au-delà d'une distance de 100 m entre la ligne électrique et la position des modules, l'effet du champ électromagnétique est négligeable et la puissance électrique délivrée par les générateurs et le rendement sont meilleurs pour des distances loin de la ligne de transport.

On note également que, sous l'effet du champ électromagnétique, la cellule solaire se comporte comme une résistance qui augmente avec le champ électromagnétique, entraînant une diminution importante du photo-courant tandis que la tension en circuit ouvert varie peu. Ce comportement résistif sous le champ électromagnétique a été appelé magnétorésistance.

Les données numériques, obtenues à partir de l'analyse des courbes de puissance électrique, témoignent d'une diminution de la puissance électrique maximale, de la vitesse dynamique de jonction au point de puissance maximale et de l'efficacité de conversion des cellules solaires.

Les résultats ont montré aussi que pour un système PV commandé par un régulateur une commande MPPT les générateurs testés subit une influence des champs électromagnétiques et leurs performances ont diminuées (puissance, rendement), entraînant une baisse de son fiabilité.

Perspectives

Ces résultats nous encouragent à l'avenir de trouver les meilleures solutions aux problèmes de ces systèmes. Si, à l'évidence, il est impossible de supprimer toute perturbation électromagnétique, il faut distinguer une perturbation sans conséquence sur la fonction de l'équipement et une perturbation provoquant des erreurs, momentanées ou une panne du système, que nous appellerons alors des interférences.

Le blindage électromagnétique est l'une des solutions employées pour réduire les problèmes d'interférences électromagnétiques. L'utilisation du blindage électromagnétique consiste d'un point de vue immunité, à exclure les émissions rayonnées de la source se trouvant à l'extérieur de l'enceinte blindée.

Parmi les solutions on peut éloigner le système PV de la source perturbatrice avec l'utilisation des batteries de stockage et des câbles longs pour éloigner et réduire les effets des champs électromagnétiques rayonnés par les lignes électrique haute tension, sur les panneaux et sur le système en générale.

La protection par une cage maillée consiste la réalisation à la surface de chaque propriété, une cage de Faraday à larges mailles reliées au sol par des prises de terre. Cette solution est la mieux adaptée pour assurer la protection du système PV contre ces perturbations, mais la plus coûteuse. En général, on peut aussi protéger les parties sensibles (régulateurs MPPT, onduleur) par des cages de Faraday pour la réduction des perturbations électromagnétiques.

Bibliographie

- [1]] Observ'ER. Baromètre du Solaire Photovoltaïque, Systèmes Solaires, Avril 2004, N° 160, pp.69-83.
- [2] Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [3] Ministère de l'Energie, 2016. Les énergies renouvelables en Algérie. Available at: https://www.german-energysolutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2016/160216-iv-algerien-10-creg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [Accessed April 7, 2017].
- [4] ELKh.Kechar, ELB.Azzag & A.Ksentini. "Influence of the Parasitic External Electromagnetic Field on the Efficiency of a Photovoltaic System" . Transactions on Electrical and Electronic Materials . (2019) 20:448-458 DOI 10.1007/s42341-019-00131-9 .
- [5] Institute of Electrical and Electronics Engineers, "Standard for safety levels with respect to human exposure to radio frequency electromagnetic fields. 3 KHz-300GHz". IEEE std c95.1, 1999.
- [6] International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection, "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300GHz)". Health. Phys.(74: 494-552), 1998.
- [7] OMS98 Organisation Mondiale de la Santé "Champs électromagnétiques et santé publique : fréquence extrêmement basses(ELF). Aide mémoire No :205,1998 .
- [8] AFSSET Agence française de sécurité de l'environnement et du travail. Exposition aux champs électromagnétiques ,2008.
- [9] O.Kilgour .National Radiation Laboratory (NRL), " Measurement of extremely low frequency electric and magnetic fields beneath 66 KV power lines at Burnside Park Christchurch". www.nrl.moh.govt.nz/faq/burnsidepark.pdf, 2005.
- [10] Philippe. Rosnet. Eléments de propagation électromagnétique. Ellipses Edition, ISBN 2-7298-1110-9, Paris 2002.
- [11] T. ELFouly, E. ELSaadany, M, M, M. Salama, T. Abdelgalil and I. Habiballah : "Power transmission lines generated électrique and magnetic fields calculation" Conference Boston 2005. <http://cds.comsol.com/access/dl/papers/1196>.
- [12] Salma Abu Izzeddin, Kamal Barbari, Hiba Obeid " Electromagnetic Fields from Power Transmission Lines", American University of Beirut, Lebanon, Mai 2006.
- [13] K. Mertens, Photovoltaics : fundamentals, technology and practice, first edit. John Wiley & Sons Ltd, ed, United Kingdom, 2014.
- [14] W .Shockley, " The theory of pn junctions in semiconductors and pn-junction transistors". Bell Syst. Tech. J., 28.3, pp.435–489,1949.
- [15] D.Chapin, M. Fuller, C.S. & Pearson, G.L, "A new silicon p-n junction photo- cell for converting solar radiation into electrical power". Journal of Applied Physics, 25(5), pp.676–677, 1954.
- [16] IEA, 2016. Key renewables trends: development of renewables and waste in the world. Available at: <http://www.iea.org/t&c> [Accessed April 7, 2017].
- [17] Portail Algérien des Energies Renouvelables, 2015 . Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015 -2030). Available at: <http://portail.cder.dz/spip.php?article4446> [Accessed April 8, 2017].

- [18] P. Stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", thèse de Doctorat, université Paul Sabatier, Toulouse 2009.
- [19] Shockley W., Queisser H.J. "Detailed balanced limit of efficiency of PN junction solar cells". *Journal of Applied Physics*, 32, 510, 1961. DOI:10.1063/1.1736034.
- [20] Zaouk D., Zaatar Y., Khoury A., Llinares C., Charles J.P., Bechara J., Ajaka M. "Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure". *Environment and Solar, Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000* Page(s):93 -95.
- [21] Abete A. et al. "Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of Mismatching". 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990.
- [22] Kajihara A., Harakawa T. "Model of photovoltaic cell circuits Under partial shading". *Industrial Technology, ICIT 2005*, pp. 866-870, 14-17 Dec., 2005.
- [23] RICAUD A. *Photopiles solaires*. Presses polytechniques et universitaires romandes, pp313, 1997.
- [24] Campbell R.C. "A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies". IEEE 2007.
- [25] Katsutoshi U. "Study on Dynamic and Static Characteristics of Photovoltaic Cell". *Power Conversion Conference*, 2002.
- [26] Protin L., Astier S. *Convertisseurs photovoltaïques*. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, 2003.
- [27] Petibon S. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Thèse de Doctorat de l'université Paul Sabatier de Toulouse, 2009.
- [28] Luis C., Sivestre S. "Modelling photovoltaic systems using PSpice". Chichester: John Wiley & Sons Ltd.; 2002.
- [29] Van Dyk E.E et al. "Long-term monitoring of photovoltaic devices". *Renewable Energy* 2002; 22:183-97.
- [30] Green M.A. "PV modules: operating principles, technology and system applications". Sydney: UNSW; 1992.
- [31] RICAUD A. *Photopiles solaires*. Presses polytechniques et universitaires romandes, pp313, 1997.
- [32] Green M.A. "PV modules: operating principles, technology and system applications". Sydney: UNSW; 1992.
- [33] Koutroulis E., Kolokotsa D., Potirakis A., Kalaitzakis K. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic-wind generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy* Vol.80, pp. 1072-1088, 2006.
- [34] Agroui K., Belghachi A., Collins G. and Farenc J. Quality control of EVA encapsulant in photovoltaic module process and outdoor exposure. *Desalination* 2007.
- [35] Singo A.T. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de Doctorat, Université de Nancy I, 2010.
- [36] Salaeh Z.M. and al. "Optimum Switching Points For Array Reconfiguration Controller". Department of electrical engineer university of Lowell MA 01854. IEEE, pp:971-976. 1990.
- [37] Yahya O.M. "Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque". *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 11 N°3 2008.
- [38] Zarour L. "Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie". Mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri de Constantine, 2005.

- [39] Narendra D.K. and Nalin K. G. "Energy Yield Simulations of interconnected Solar PV Arrays". IEEE Trans. On Energy conversion, Vol. 18, N° 1, 2003.
- [40] Picault D. Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topology. Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [41] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. "Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes". PVSC 26th, Anaheim, 1997.
- [42] Wiles J.C., King D.L. "Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems". 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29-October 3, 1997, Anaheim, California.
- [43] Wiles J.C. "Code writing processes and series diodes". Home Power Magazine No 63, February/March 1998 .
- [44] Kitano, T.; Matsui, M.; De-hong Xu; "Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link-system design to ensure stability and response" Industrial Electronics Society, 2001. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Volume 2, 29 Nov.- 2 Dec. 2001 pp:1309 – 1314.
- [45] N. Kasa, T. Iida and L. Chen , "Flyback Inverter controlled by sensorless current MPPT for photovoltaic power system", IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 52. No. 4, August 2005, pp 1145-1152.
- [46] P. Midya, P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa, and J. Kimball, "Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications," in Proc. 27th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf., 1996, pp. 1710–1716.
- [47] C. Pastor, "conception et réalisation des modules photovoltaïque électronique", Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse 2006.
- [48] S. Singer and A. Braunstein, "A general model of maximum power point tracking", Proceeding of MELECON'85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain, pp. 147-151, 1985.
- [49] S. Singer and A. Braunstein, "A maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load", IEEE Proceeding, Pt G, pp. 1-7, 1987 .
- [50] Cédric CABAL. Thèse "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque". préparée au Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes du CNRS. UNIVERSITE TOULOUSE III, 2008 .
- [51] A. F. Boehinger, "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968.
- [52] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O'Sullivan, "A new maximum power point tracking system", IEEE Power Electronics Specialists Conference 1993, PESC'93, pp. 833-838, Jun. 1993.
- [53] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", IEEE Transactions On Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [54] K. Noppadol, W. Theerayod, S. Phaophak, "FPGA Implementation of MPPT using variable stepsize P&O algorithm for PV applications", Communication and Information Technologies, ISCIT'06, IEEE International Symposium On, pp. 212- 215, Sept. 2006.
- [55] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O'Sullivan, "A new maximum power point tracking system", IEEE Power Electronics Specialists Conference 1993, PESC'93, pp. 833-838, Jun. 1993.
- [56] W. Xiao, W. G. Dunford, "Evaluating maximum power point tracking performance by using

- artificial lights”, Industrial Electronics Society, IEEE IECON’04, Vol. 3, pp. 2883-2887, Nov. 2004.
- [57] J. H. Lee, H. B. Bo, H. Cho, “Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size”, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 603-607, Aug. 2006.
- [58] T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le, “A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation”, IEEE International Symposium on, Vol. 2, pp. 1011-1014, Jun. 2001.
- [59] Chaouachi, A., Kamel, R.M. and Nagasaka, K. (2010) “Microgrid efficiency enhancement based on neuro-fuzzy MPPT control for photovoltaic generator”, 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), June, pp.002889–002894, IEEE.
- [60] Wu, Y., Zhang, B., Lu, J. and Du, K.L. (2011) ‘Fuzzy logic and neuro-fuzzy systems: a systematic’, International Journal of Artificial Intelligence and Expert Systems (IJAE), p.47.
- [61] M.S. AïtCheikh, C.L, G.F. TchoketchKebir, A. Zerguerras, “Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme”, Renewable Energy, Vol.10, No. 3, pp.387–395, 2007.
- [62] K.K. Tse, M.T. Ho, H.S. Chung and S.Y. Ron Hui “A comparative study of Maximum-Power-Point Trackers for photovoltaic panels using switching-frequency modulation scheme”, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 51, No. 2, April 2004.
- [63] V. Salas, E. Olóas, A. Barrado and A. Lazaro, “Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems”, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 90, N°11, pp. 1555 – 1578, 2006
- [64] T. Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, B. Tidhaf, “Characterization and Modeling of the Optimal Performances of the Marketed Photovoltaic Panels”, Moroccan Journal of Condenser Mater MJCM, Morocco, Vol. 12, N°1, pp. 7 – 13, 2010 .
- [65] Ali Chermitti, Omar Boukli-Hacene and Samir Mouhadjer (2012) “Design of a Library of Components for Autonomous Photovoltaic System under Matlab/Simulink”, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887), Volume 53– No.14 .
- [66] Vergura, S; Natangelo, E. Labview“ interface for data analysis of PV plants”, In Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power (IEEE-ICCEP), Capri, Italy, 9–11 June 2009; pp. 236–241.
- [67] Zerbo, I., Zoungrana, M., Seré, A. D., & Zougmoré, F. (2012). “Silicon solar cell under electromagnetic wave in steady state: effect of the telecommunication source's power of radiation”. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (Vol. 29, No. 1, p. 012019). IOP Publishing .
- [68] Zerbo, I.; Zoungrana, M.; Ouedraogo, A.; Korgo, B.; Zouma, B.; Bathiebo, D. J. “Influence of Electromagnetic Waves Produced by an Amplitude Modulation Radio Antenna on the Electric Power Delivered by a Silicon Solar Cell” ,Global Journal of Pure and Applied Sciences.2014, 20, 139 -148.
- [69] Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005.
- [70] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [71] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon P modules and guaranty conditions”. Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.

- [72] Vazquez M., Ignacio R.S. “Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16:419–433, 2008.
- [73] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1436-1439, 2002.
- [74] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. *Solar Energy* 83, 1040–1047, 2009.
- [75] Realini A. Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules . Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep, BBW 99.0579, 2003 .
- [76] Wohlgenuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011*.
- [77] Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. *Measurement Science and Technology* 18,852–858, 2007 .
- [78] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho , E. (2009, September). “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays”, *Power Electronics Conference 2009. COBEP’09 . Brazilian* (pp. 1244-1254). IEEE .
- [79] Bajpai, P., & Dash, V. (2012). “Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications”, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 2926-2939.
- [80] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho, E. (2009, September). “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays”, *Power Electronics Conference 2009. COBEP’09. Brazilian* (pp. 1244-1254). IEEE.
- [81] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima . 2014. A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB. *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*. vol. 3. pp. 53-61.
- [82] T. Salmi, M. Bouzguenda, A. Gastli, and A. Masmoudi. 2012. Matlab/simulink based modeling of photovoltaic cell. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*. vol. 2. pp. 213-218.
- [83] Bouraiou, A., Hamouda, M., Chaker, A., Sadok, M., Mostefaoui, M., & Lachtar, S. (2015). Modeling and simulation of photovoltaic module and array based on one and two diode model using Matlab/Simulink. *Energy Procedia*, 74, 864-877.

kecharelkhansa@gmail.com