

UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA

Faculté de Technologie

Département d'Electronique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Communication

**CONTRIBUTION AU DEVELOPPEMENT D'UNE NOUVELLE
METHODE MPPT BASEE SUR LES CONCEPTS DE L'INTELLIGENCE
ARTIFICIELLE POUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES**

Par

Badia AMROUCHE

Devant le jury composé de :

| | | | |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|
| <i>Mr. SALHI Hassen</i> | <i>Professeur</i> | <i>USD Blida</i> | <i>Président</i> |
| <i>Mr. HADJ ARAB Amar</i> | <i>Directeur de recherche</i> | <i>CDER, Alger</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr. MELLIT Adel</i> | <i>Maitre de conf. A</i> | <i>U. JIJEL</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr. HADJ SADOK M'hamed</i> | <i>Maitre de conf. A</i> | <i>USD Blida</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr. GUESSOUM Abderrezak</i> | <i>Professeur</i> | <i>USD Blida</i> | <i>D. Thèse</i> |
| <i>Mr. BELHAMEL Maiouf</i> | <i>Directeur de recherche</i> | <i>CDER</i> | <i>Co-D. Thèse</i> |

Blida, mars 2013

RESUME

L'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque reste encore un sujet d'étude. La poursuite du point de puissance maximale est considérée comme étant la solution la plus pertinente permettant d'assurer l'extraction de la puissance maximale que peut fournir un générateur photovoltaïque, éléments clé, de tout système PV. Plusieurs méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) ont été développées et présentées. Plusieurs d'entre elles ont fait leurs preuves expérimentalement. La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle MPPT. Le problème est abordé dans sa globalité dans cette thèse. Une analyse du fonctionnement de modules PV est présentée visant à comprendre les propriétés du point de puissance maximale, analyse rendue possible grâce à une riche base de données expérimentale décrivant le fonctionnement de 4 modules de technologies différentes.

Les réseaux de neurones artificiels offrent plusieurs possibilités et solutions aux problèmes liés à la modélisation, l'identification et la commande. Dans ce travail, trois configurations différentes pour algorithmes MPPT neuronaux ont été proposées. Les résultats de poursuite ainsi que les rendements en puissance et en énergie sont calculés et comparés avec ceux des algorithmes MPPT les plus utilisés.

Mots clés : Générateur photovoltaïque, point de puissance maximale, poursuite du point de puissance maximale (MPPT), réseaux de neurones artificiels (RNA).

ملخص

الاستفادة المثلى من الطاقة في سلسلة تحويل الطاقة الشمسية موضوع ما يزال قيد الدراسة. في هذا المجال تعتبر تقنية تتبع نقطة الإستطاعة القصوى في مولد كهروضوئي بمثابة الحل الأمثل لضمان استخراج الطاقة القصوى المتاحة من المولد الذي هو عنصر أساسي في أي نظام كهروضوئي. قدمت العديد من الطرق التي تم تطويرها لتتبع نقطة الإستطاعة القصوى (MPPT) و أثبتت العديد منها نجاعتها تجريبيا. الأعمال و الدراسات التي حققت في هذا المجال تقترح العديد من الحلول على خوارزمية التحكم MPPT. لقد تم في هذه الأطروحة التطرق إلى الإشكالية من جميع الجوانب. و قدم تحليل حول تشغيل اللوحة الكهروضوئية قصد فهم خصائص نقطة الإستطاعة القصوى و كان هذا التحليل ممكنا بفضل قاعدة غنية بالمعطيات المحصل عليها تجريبيا لأربع لوحات كهروضوئية من تكنولوجيات مختلفة.

الشبكات العصبية الاصطناعية توفر العديد من الإمكانيات والحلول للمشاكل المتعلقة بالنموذج والمتعلقة أيضا بالتعريف و بالتحكم. في هذا العمل تم اقتراح ثلاثة صيغ مختلفة للخوارزميات MPPT العصبية. بعدها تم حساب مردود الإستطاعة و الطاقة من خلال نتائج التتبع و تمت المقارنة مع نتائج الخوارزميات MPPT كثيرة الإستعمال.

الكلمات الرئيسية : المولد الكهروضوئي, تتبع نقطة الإستطاعة القصوى, الشبكات العصبية الاصطناعية.

DEDICACES

A ma mère pour tout, son amour, son soutien ... et surtout sa générosité ;

A mon père pour ses encouragements;

A mon frère pour sa présence et sa disponibilité;

A mon mari pour son encouragement et sa patience, à mon cœur ; mon fils pour le bonheur qu'il me véhicule à travers ses yeux doux et son sourire facile et délicat.

A vous tous, un grand merci.

REMERCIEMENTS

Les travaux de recherches présentés dans ce mémoire ont été menés, dans un premier temps, au niveau de la division Energie Solaire Photovoltaïque du Centre de Développement des Energies Renouvelable (CDER, Algérie) puis au niveau du Laboratoire des Systèmes Solaires (L2S) de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES, France), et ce dans le cadre d'une bourse PNE.

Tout d'abord, je tiens à remercier Monsieur Abderrezak GUESSOUM, Professeur à l'université SAAD DAHLEB de Blida et directeur de cette thèse pour le soutien qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de mon travail et surtout sa confiance en moi.

Je remercie aussi Monsieur Maiouf BELHAMEL, Directeur de recherche, ex-Directeur du Centre de développement des Energies Renouvelables et codirecteur de ma thèse, pour ses encouragements incessants.

J'exprime toute ma reconnaissance à Xavier LE PIVERT pour m'avoir accueillie dans son équipe, à Jens MERTENS le directeur du L2S pour son aide qui m'a été indispensable pour la réalisation et la finalisation de ce travail, à Lionel SICOT pour les données expérimentales, à tous les membres de l'équipe qui ont rendu mon séjour professionnel à l'étranger agréable.

Je voudrai remercier les responsables du CEA, commissariat de l'énergie atomique, pour m'avoir fait confiance en m'accueillant en particulier Didier MARSAC sans lui, mon déplacement à l'INES ne se serait pas effectué et ce travail n'aurait peut-être pas abouti.

Mes remerciements aux responsables du département d'électronique de Blida, mes ex-professeurs, en particulier Monsieur Boualem KAZED pour son aide et pour m'avoir initiée aux réseaux de neurones artificiels, sujet de mon mémoire de magistère, dont le choix a été décisif pour la suite de ma carrière, et pour son soutien dans mes publications.

Je ne peux pas clore mes remerciements sans témoigner ma gratitude à mon amie et collègue Akila GHERBI née DJOUDI sans qui, je n'aurais jamais emprunté la voie de la recherche en énergies renouvelables.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ces travaux, je tiens également à remercier :

- Monsieur NADJEMI, enseignant au département d'électronique de l'université SAAD DAHLEB de Blida pour avoir accepté d'expertiser et juger ce travail ;
- Monsieur Amar HADJ ARAB, Directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables pour avoir accepté d'expertiser et juger ce travail.
- Monsieur MELLIT Adel Maitre de conférences à l'université de Jijel et HADJ SADOK M'hamed Maitre de conférences à l'université Saad Dahlab de Blida d'avoir accepté de participer à mon jury comme examinateurs.
- Monsieur SALHI Hacem, Professeur à l'université Saad Dahlab de Blida qui nous a fait le grand honneur de présider notre jury de thèse. Qu'il trouve ici l'expression de notre gratitude pour l'intérêt qu'il a accordé à nos travaux.

Mes remerciements vont aussi à mes collègues et toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'accomplissement de ce travail, à l'embellissement de mon séjour à l'étranger et dont la liste est longue à détailler ici, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| RESUME..... | 1 |
| DEDICACES | 3 |
| REMERCIEMENTS | 4 |
| TABLE DES MATIERES | 6 |
| LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX | 10 |
| INTRODUCTION | 18 |
| 1. L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE : CONCEPTS DE BASE, CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ET SES RENDEMENTS | 23 |
| 1.1. Introduction | 23 |
| 1.2. Le potentiel solaire en Algérie..... | 24 |
| 1.3. Le rayonnement solaire : source de l'énergie photovoltaïque..... | 26 |
| 1.4. Le générateur photovoltaïque | 29 |
| 1.4.1 Conversion et cellule photovoltaïques | 30 |
| 1.4.2 Modélisation électrique de la cellule photovoltaïque..... | 34 |
| 1.4.3 Les différentes technologies photovoltaïques | 38 |
| 1.4.4 Constitution et protection d'un générateur photovoltaïque | 48 |
| 1.5. L'étage d'adaptation GPV-charge | 54 |
| 1.6. Types de systèmes photovoltaïques | 56 |
| 1.7. La chaine de conversion photovoltaïque et ses rendements | 58 |
| 1.8. Synthèse | 61 |
| 2. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE DES METHODES DE POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE | 62 |
| 2.1. Introduction..... | 62 |
| 2.2. Optimisation de l'énergie dans une chaine de conversion PV..... | 62 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 2.3. | La poursuite du soleil..... | 64 |
| 2.4. | La poursuite du point de puissance maximale | 66 |
| 2.4.1. | Principe de la poursuite du PPM | 66 |
| 2.4.2. | Classification des méthodes MPPT | 74 |
| 2.4.3. | La méthode à tension constante | 77 |
| 2.4.4. | La méthode de la tension à circuit ouvert | 77 |
| 2.4.5. | La méthode du courant de court-circuit..... | 79 |
| 2.4.6. | MPPT à base de cellule pilote | 80 |
| 2.4.7. | MPPT basée sur la température | 80 |
| 2.4.8. | MPPT basée sur le modèle du module PV | 82 |
| 2.4.9. | La méthode perturbation et Observation | 82 |
| 2.4.10. | La méthode de la conductance incrémentielle | 87 |
| 2.4.11. | La méthode de la capacité parasite | 90 |
| 2.4.12. | MPPT à balayage périodique de la caractéristique I-V .. | 92 |
| 2.4.13. | MPPT basées sur les concepts de l'I A | 92 |
| 2.4.14. | Les algorithmes MPPT hybrides | 94 |
| 2.5. | Problème commun des algorithmes MPPT | 95 |
| 2.6. | Synthèse | 96 |
| 3. | ETUDE ET ANALYSE DU COMPORTEMENT DE QUELQUES MODULES PV : POINT SUR LA CORRELATION EXISTANTE ENTRE LE PPM ET LES CONDITIONS DE TRAVAIL | 98 |
| 3.1. | Introduction | 98 |
| 3.2. | Description du banc expérimental et de la base de données | 99 |
| 3.2.1. | Description du banc expérimental.. | 99 |
| 3.2.2. | Présentation de la base de données | 101 |
| 3.2.3. | Analyse et préparation de la base de données | 105 |
| 3.3. | La méthodologie utilisée pour l'étude et l'analyse du fonctionnement des modules PV | 113 |
| 3.3.1. | Les entrées du module PV | 113 |
| 3.3.2. | Les sorties du module PV | 115 |
| 3.4. | Résultats | 116 |
| 3.4.1. | L'influence des conditions de travail sur les caractéristiques du module PV | 116 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 3.4.2. | Corrélation entre les entrées d'un module PV et la puissance maximale qu'il fournit | 117 |
| 3.4.3. | Corrélation entre le niveau de l'rayonnement solaire et le courant de court circuit | 121 |
| 3.4.4. | Corrélation entre la température et la tension à circuit ouvert | 123 |
| 3.4.5. | Corrélations entre les paramètres de la courbe I-V..... | 126 |
| 3.4.5.1. | Le courant de court circuit et le courant au PPM | 126 |
| 3.4.5.2. | La tension à circuit ouvert et la tension au PPM..... | 129 |
| 3.4.5.3. | Le facteur de forme | 134 |
| 3.5. | Discussion des résultats | 135 |
| 3.6. | Synthèse | 137 |
| 4. | DEVELOPPEMENT D'UN NOUVEAU MODELE COMPORTEMENTAL POUR MODULES PV | 138 |
| 4.1. | Introduction | 138 |
| 4.2. | Problématique. | 139 |
| 4.3. | Les modèles PV de la littérature | 142 |
| 4.3.1. | Les modèles mathématiques analytiques | 143 |
| 4.3.2. | Les modèles empiriques | 145 |
| 4.3.3. | Les modèles se basant sur les paramètres électriques de modules PV | 146 |
| 4.4. | Présentation du modèle développé | 149 |
| 4.4.1. | La caractéristique I-V et la réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre..... | 150 |
| 4.4.2. | Détermination des différentes variables du nouveau modèle | 152 |
| 4.5. | Validation du modèle | 168 |
| 4.6. | Synthèse | 173 |
| 5. | PRESENTATION DE L'ALGORITHME NEURONAL DEVELOPPE ET LES RESULTATS DE COMPARAISON | 174 |
| 5.1. | 5.1 Introduction | 174 |
| 5.2. | Les RNA pour la poursuite du PPM | 175 |

| | | |
|--|--|-----|
| 5.3. | La modélisation neuronale | 176 |
| 5.3.1. | Topologie des réseaux de neurones utilisés | 176 |
| 5.3.2. | La phase d'apprentissage | 177 |
| 5.3.3. | Validation des modèles neuronaux | 183 |
| 5.4. | Présentation de l'application développée | 186 |
| 5.5. | Comparaison du comportement et du rendement des méthodes MPPT | 199 |
| 5.6. | Synthèse | 209 |
| CONCLUSION | | 211 |
| APPENDICE A. LISTE DES ABREVIATIONS | | 215 |
| REFERENCES | | 218 |
| ANNEXE1 : GENERALITES SUR LES CONVERTISSEURS DC-DC | | 234 |

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

| | | |
|---------------|--|----|
| Figure 1.1 : | Chaine de conversion photovoltaïque..... | 24 |
| Figure 1.2 : | Carte de distribution de l'rayonnement solaire (kWh/m ² /jour)..... | 25 |
| Figure 1.3 : | Potentiel de l'énergie solaire en Algérie..... | 25 |
| Figure 1.4 : | Atténuation et modification du spectre solaire au passage de l'atmosphère terrestre | 26 |
| Figure 1.5 : | Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil. Notion de AM et de distance atmosphérique traversée | 28 |
| Figure 1.6 : | Pourcentage du rayonnement intercepté par une paroi en fonction de l'angle d'incidence | 29 |
| Figure 1.7 : | Dépendance de la densité d'énergie reçue à l'angle de son incidence sur une surface donnée | 29 |
| Figure 1.8 : | Schéma de principe de la conversion photovoltaïque | 32 |
| Figure 1.9 : | Coupe transversale d'une cellule photovoltaïque | 33 |
| Figure 1.10 : | Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque | 34 |
| Figure 1.11 : | Relevé de la caractéristique de la cellule PV | 34 |
| Figure 1.12 : | Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque | 35 |
| Figure 1.13 : | Interdépendance des paramètres décrivant le fonctionnement électrique de la cellule PV | 37 |
| Figure 1.14 : | Etapes de fabrication des cellules et modules PV | 40 |
| Figure 1.15 : | Principe de la cellule multi-jonctions | 43 |
| Figure 1.16 : | Fondement du principe des cellules couche mince hétérojonctions. | 44 |
| Figure 1.17 : | Principe de la concentration | 45 |
| Figure 1.18 : | Vue en coupe du type de film à prismes d'environ 50 µm sur 30 µm proposé par Microsharp | 46 |

| | |
|--|----|
| Figure 1.19 : Schéma descriptif d'une cellule Organique de Grätzel | 47 |
| Figure 1.20 : Association de cellules PV en série | 49 |
| Figure 1.21 : Association de cellules PV en parallèle | 50 |
| Figure 1.22 : Rôle de la diode by-pass dans la protection PV | 51 |
| Figure 1.23 : Protection par diode anti-retour | 52 |
| Figure 1.24 : L'effet d'une occultation sur la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque monocristallin | 53 |
| Figure 1.25 : Connexion directe Générateur PV-charge | 54 |
| Figure 1.26 : Disposition du point de fonctionnement dans une connexion directe GPV-charge | 55 |
| Figure 1.27 : Etage d'adaptation GPV-charge | 56 |
| Figure 1.28 : Chaîne de conversion photovoltaïque | 58 |
| Figure 2.1 : Comparaison de la quantité d'énergie collectée par un GPV mobile et GPV fixe | 65 |
| Figure 2.2 : Influence de la poursuite du soleil sur la caractéristique I-V d'un GPV | 65 |
| Figure 2.3 : Principe de la poursuite du point de puissance maximale | 67 |
| Figure 2.4 : Exemples d'évolution de l'rayonnement solaire pendant 3 journées différentes à l'INES | 68 |
| Figure 2.5 : Diagramme schématique d'un convertisseur DC | 69 |
| Figure 2.6 : Commande MPPT dans une chaîne de conversion PV | 71 |
| Figure 2.7 : Principe de variation d'impédance comme base pour la poursuite du PPM | 71 |
| Figure 2.8 : Variation de la résistance équivalente en fonction du rapport cyclique pour les convertisseurs buck, boost et buck-boost | 74 |
| Figure 2.9 : Classification des méthodes MPPT | 76 |
| Figure 2.10 : Organigramme de la méthode de la tension à circuit ouvert.... | 78 |
| Figure 2.11 : Organigramme du MPPT basé sur le courant de court circuit | 79 |
| Figure 2.12 : Organigramme de l'algorithme MPPT P&O | 83 |
| Figure 2.13 : Principe de la recherche du PPM selon la méthode P&O | 84 |
| Figure 2.14 : Divergence de l'algorithme en cas de changements brusque dans les conditions de travail | 86 |
| Figure 2.15 : Principe de la méthode MPPT à Conductance Incrémentielle | 88 |
| Figure 2.16 : Organigramme de la méthode MPPT à Conductance | |

| | |
|---|-----|
| Incrémentielle..... | 89 |
| Figure 2.17 : Poursuite du PPM en présence d'ombrage | 96 |
| Figure 3.1 : Diagramme du banc expérimental | 99 |
| Figure 3.2 : Banc I-V, l'INES, le Bourget du Lac, Chambéry..... | 100 |
| Figure 3.3 : Principe de mesure de la caractéristique I-V d'un module PV .. | 101 |
| Figure 3.4 : Organisation du fichier 'nom du module_carac.txt' | 102 |
| Figure 3.5 : Organisation du fichier 'nom de module_mesure.text' | 103 |
| Figure 3.6 : Caractéristiques et conditions de travail mesurées durant la journée 16/03/2009 à l'INES | 103 |
| Figure 3.7 : Exemple de courbes I-V et P(V) ombragées | 106 |
| Figure 3.8 : Exemples de variation très importante de l'rayonnement durant la mesure de la caractéristiques I-V | 107 |
| Figure 3.9 : Exemple de caractéristiques en absence d'rayonnement solaire... | 107 |
| Figure 3.10 : Exemple de caractéristiques incomplètes | 109 |
| Figure 3.11 : Exemple de caractéristique anormale | 109 |
| Figure 3.12 : Exemple de caractéristique avec balayage de droite vers la gauche | 110 |
| Figure 3.13 : Fitting de la courbe I-V pour déterminer les paires correspondantes à I_{cc} , MPP et V_{oc} | 111 |
| Figure 3.14 : Organigramme de la procédure de préparation de la base de données | 112 |
| Figure 3.15 : Le module PV vu comme étant une boîte noire avec ses entrées/sorties | 113 |
| Figure 3.16 : Mesures de l'rayonnement solaire pour le 1 ^{er} module, (a) toute la période d'exposition, (b) exemple de la journée du 16/03/2009 | 114 |
| Figure 3.17 : Mesures de température ambiante pour le 1 ^{er} module, (a) toute la période d'exposition, (b) exemple de la journée du 16/03/2009 | 114 |
| Figure 3.18 : Caractéristiques de sortie du module PV N°1, correspondants à $G=1005 \text{ W/m}^2$ et $T_a=17,80 \text{ }^\circ\text{C}$ | 115 |

| | |
|---|-----|
| Figure 3.19 : Influence de l'rayonnement solaire sur les caractéristiques d'un module PV | 116 |
| Figure 3.20 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV | 117 |
| Figure 3.21 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et la puissance maximale | 119 |
| Figure 3.22 : Représentation de la puissance maximale versus l'rayonnement solaire | 120 |
| Figure 3.23 : Influence de la température sur la puissance maximale (Module 1) | 121 |
| Figure 3.24 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et le courant de court circuit | 122 |
| Figure 3.25 : Mesures en rayonnement solaire, température ambiante et température du module N°1 classées suivant l'ordre croissant de la température ambiante | 124 |
| Figure 3.26 : Evolution de l'rayonnement solaire, la température ambiante et la température du module durant la journée du 11/04/2009 (Mod.1) | 125 |
| Figure 3.27 : Corrélation entre la température du module et la tension de circuit ouvert | 125 |
| Figure 3.28 : Evolution des constantes du fitting en fonction des variations de l'rayonnement solaire | 126 |
| Figure 3.29 : Variations du Courant du PPM versus le courant de court circuit..... | 127 |
| Figure 3.30 : Variations de la constante du courant versus le courant de court circuit | 128 |
| Figure 3.31 : Variations de la constante du courant versus le courant de court circuit | 129 |
| Figure 3.32 : Corrélation entre la tension au PPM et celle du circuit ouvert | 131 |
| Figure 3.33 : Variation de la constante de tension versus la tension de circuit ouvert..... | 132 |

| | | |
|---|---------|-----|
| Figure 3.34 : Variation de la constante de tension en fonction de l'rayonnement | solaire | 133 |
| | | |
| Figure 3.35 : Variation de la constante de tension en fonction du courant de court circuit | | 133 |
| | | |
| Figure 3.36 : Puissance maximale effective d'un module PV (surface hachurée) et sa puissance maximale théorique (surface grise) | | 134 |
| | | |
| Figure 3.37 : Variation du facteur de forme en fonction de l'rayonnement solaire | | 135 |
| | | |
| Figure 4.1 : Les trois points choisis pour la représentation de la variation de la pente en fonction de l'rayonnement solaire | | 140 |
| | | |
| Figure 4.2 : Variation des pentes au voisinage de I_{cc} en fonction de l'rayonnement | solaire | 140 |
| | | |
| Figure 4.3 : Variation des pentes au voisinage de I_{mpp} en fonction de l'rayonnement | solaire | 141 |
| | | |
| Figure 4.4 : Variation des pentes au voisinage de V_{oc} en fonction de l'rayonnement | solaire | 141 |
| | | |
| Figure 4.5 : Circuit électrique équivalent d'une cellule PV a) à une seule diode c) à deux diodes | | 143 |
| | | |
| Figure 4.6 : Ressemblance entre les deux courbes a) La caractéristique I-V du module 1 correspondant à $S=1000 \text{ W/m}^2$, et $T_a=14.6^\circ\text{C}$. b) La réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre | | 150 |
| | | |
| Figure 4.7 : Réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre avec changement de repère. | | 151 |
| | | |
| Figure 4.8 : Idée de base du nouveau modèle | | 152 |
| | | |
| Figure 4.9 : Comparaison entre caractéristique réelle et celle fournie par le modèle en confondant E et I_{cc} | | 153 |
| | | |
| Figure 4.10 : Comparaison entre caractéristique réelle et celle fournie par le | | |

| | |
|--|-----|
| model après détermination de E | 155 |
| Figure 4.11 : Exemple de caractéristiques ayant le même I_{\max} à différentes températures | 156 |
| Figure 4.12 : Influence de la constante de tension sur l'allure de la caractéristique I-V modélisée | 157 |
| Figure 4.13 : Propriétés graphiques de la constante de temps | 158 |
| Figure 4.14 : Conditions de travail disponible dans la base de données utilisée | 160 |
| Figure 4.15 : Groupe de caractéristiques I-V utilisées pour l'étude de la relation entre τ et V_{oc} et I_{cc} | 160 |
| Figure 4.16 : Conditions de travail et propriétés électriques correspondants aux caractéristiques I-V choisies pour l'étude et la détermination de la constante de tension | 161 |
| Figure 4.17 : l'idée de base de la détermination de la constante de tension . | 162 |
| Figure 4.18 : Problème de la modélisation simplifiée | 163 |
| Figure 4.19 : Organigramme de la recherche de la meilleure valeur de τ | 164 |
| Figure 4.20 : Fondement du choix du premier intervalle de recherche de τ . | 165 |
| Figure 4.21 : Evolution de la MAE durant la recherche de la meilleure valeur de τ | 166 |
| Figure 4.22 : Evolution de la constante de tension suivant la variation des conditions de travail | 167 |
| Figure 4.23 : Diagramme illustrant la procédure de validation du modèle | 169 |
| Figure 4.24 : Conditions de travail correspondant à la journée de mesure utilisée pour la validation du modèle développé | 169 |
| Figure 4.25 : Ensemble des caractéristiques I-V mesurées utilisées pour la validation du modèle développée | 170 |
| Figure 4.26 : Evolution de la constante de tension durant la procédure de validation | 170 |
| Figure 4.27 : Ensemble des caractéristiques I-V mesurées utilisées pour la validation du modèle développée..... | 171 |
| Figure 4.28 Quelques exemples de I-V mesurées et I-V modélisées avec leurs écarts..... | 172 |
| Figure 5.1 : Configurations de base pour la poursuite neuronale du PPM .. | 175 |

| | | |
|---------------|--|-----|
| Figure 5.2 : | Echantillons utilisés pour l'apprentissage du RNA | 178 |
| Figure 5.3 : | valeurs du courant au point de puissance maximale utilisées pour l'apprentissage des RNA (en sortie)..... | 179 |
| Figure 5.4 : | Evolution de l'erreur d'apprentissage pour les trois RNA | 180 |
| Figure 5.5 : | Sorties du RNA, sorties désirées et écarts entre elles à la fin de l'apprentissage..... | 181 |
| Figure 5.6 : | Résultat du test de validation pour les trois configurations proposées..... | 183 |
| Figure 5.7 : | Interface principale de l'application « nom de l'application ».... | 187 |
| Figure 5.8 : | Interface « Chaine de conversion PV » permettant la gestion de tous les programmes de l'application..... | 188 |
| Figure 5.9 : | Bloc condition de travail..... | 189 |
| Figure 5.10 : | L'interface permettant le choix d'une journée à partir de la base de données | 190 |
| Figure 5.11 : | Affichage des détails de la journée choisie..... | 190 |
| Figure 5.12 : | Interface de visualisation des mesures de la journée choisie... | 191 |
| Figure 5.13 : | Interface du fitting d'une journée claire..... | 192 |
| Figure 5.14 : | Exemple du fitting d'une partie des courbes | 193 |
| Figure 5.15 : | Un exemple de fitting des conditions de travail durant une journée claire | 194 |
| Figure 5.16 : | Bloc « générateur PV » | 195 |
| Figure 5.17 : | Représentation en 2D des caractéristiques du GPV | 196 |
| Figure 5.18 : | Bloc « charge variable » | 196 |
| Figure 5.19 : | Bloc « Choix MPPT » | 197 |
| Figure 5.20 : | Bloc « <i>Détails de la recherche MPPT</i> » | 198 |
| Figure 5.21 : | Bloc « <i>info. & aide</i> » | 198 |
| Figure 5.22 : | Exemples de messages d'erreur (a) Oubli du pas du fitting, (b) Choix du nombre de régions du fitting, (c) Choix des valeurs des ordres du fitting..... | 198 |
| Figure 5.23 : | Mesures correspondant à la journée du 16/03/2009 (journée claire)..... | 199 |
| Figure 5.24 : | Mesures correspondant à la journée du 08/03/2009 (journée nuageuse)..... | 200 |
| Figure 5.25 : | Evolution des caractéristiques de sortie du module PV durant | |

| | | |
|---------------|--|-----|
| | la journée du 16/03/2009..... | 201 |
| Figure 5.26 : | Evolution des caractéristiques de sortie du module PV durant la journée du 08/03/2009..... | 202 |
| Figure 5.27 : | Puissance fournie à la charge par les différentes méthodes MPPT durant la journée claire..... | 203 |
| Figure 5.28 : | Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée claire..... | 204 |
| Figure 5.29 : | Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée nuageuse.. | 205 |
| Figure 5.30 : | Rendement des différents algorithmes MPPT (journée claire) | 207 |
| Figure 5.31 : | Rendement des différents algorithmes MPPT (journée nuageuse)..... | 207 |
| Figure 5.32 : | L'énergie transférée à la charge durant les deux journées de test..... | 208 |
| Tableau 3.1 | Propriétés de la base de données | 105 |
| Tableau 3.2 | rapport entre la puissance max et le niveau de l'rayonnement solaire | 118 |
| Tableau 3.3 | Les valeurs de la constante du courant | 128 |
| Tableau 3.4 | Constante de tension aux STC | 132 |
| Tableau 5.1 | Rendement énergétique des différents algorithmes MPPT | 209 |

INTRODUCTION

L'énergie s'est imposée comme étant l'élément moteur de toute civilisation à travers les temps. De nos jours, elle constitue un défi d'une très grande importance, et qui se trouve positionnée non loin de la majorité des crises économiques, conflits politiques ou armés contemporains. Ces dernières années, plusieurs inquiétudes ont surgit concernant les sources d'énergie actuelles, il est surtout question de leur pérennité et leur impact sur l'environnement. Parallèlement à cela, un grand intérêt a été porté et dirigé vers des sources d'énergies nouvelles, et surtout renouvelables ; des sources inépuisables, propres et respectueuse de l'environnement telles que l'énergie photovoltaïque (PV), l'énergie éolienne, hydraulique, géothermique ou encore la biomasse.

L'énergie photovoltaïque qui provient de la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique se présente comme étant la plus adaptée pour notre pays vu son étendu, sa position géographique et son gisement solaire. Ce dernier a été évalué à 13.9 TWh/an selon le centre allemand spatial (DLR) [1]. La surface du Sahara algérien à lui seul peut capturer suffisamment d'énergie solaire pour répondre à la totalité de la demande mondiale selon Mr. Kaveh Zahedi, Directeur adjoint de la Division de Technologie, Industrie et Economie (DTIE) du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) [2]. Cela peut justifier l'importance du défi soulevé par le gouvernement visant l'intégration des énergies renouvelables en fixant un objectif de 5% en 2017 et 40% en 2030 [3]. Cependant, l'énergie photovoltaïque (PV) demeure chère vu le cout d'investissement initial des installations PV. Pour assurer sa compétitivité vis-à-vis des sources d'énergie conventionnelles, multiples efforts sont fait pour arriver à une dualité entre le Wh PV et Wh conventionnel.

L'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque, sujet de recherche d'actualité, est l'une des solutions envisagées pour gagner des KWh produits et participer ainsi à la baisse du coût de l'énergie PV. Extraire le maximum de puissance qu'un générateur PV (GPV) peut fournir à un moment donné constitue l'une des solutions les plus pertinentes. Les générateurs PV, constitués de cellules photovoltaïques fabriquées essentiellement à partir de semi-conducteurs assurent la tâche de conversion de l'énergie. Le module PV, la brique élémentaire du générateur PV et constituant principal de toute chaîne de conversion photovoltaïque, est caractérisé par un fonctionnement non linéaire et fortement dépendant des conditions de travail, à savoir le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante. Pour une condition de travail donnée, les caractéristiques électriques de sortie d'un module/générateur PV présentent un seul point de fonctionnement au niveau duquel la puissance est maximale, ce point est appelé point de puissance maximale (MPP). Optimiser l'utilisation d'un GPV revient à positionner le point de fonctionnement de toute la chaîne de conversion à ce point de puissance maximale.

La littérature propose plusieurs algorithmes et commande pour assurer la poursuite du point de puissance maximale (MPPT). Ces dernières années, un intérêt particulier a été porté aux concepts de l'intelligence artificielle (IA) pour améliorer le rendement de ces algorithmes. Dans cette thèse, le problème de la poursuite du point de puissance maximale a été abordé dans sa globalité. Ainsi nous avons mené une analyse approfondie du fonctionnement de modules PV afin de mieux comprendre les propriétés du point de puissance maximale. Ces dernières sont exploitées pour mettre en œuvre un algorithme MPPT à base de réseaux de neurones artificiels (RNA) et choisir la meilleure configuration.

Dans le chapitre 1, nous présentons quelques données relatives au potentiel solaire en Algérie et nous rappelons les fondements de base de l'énergie solaire photovoltaïque, les notions de conversion, de technologie de fabrication ainsi que les principales propriétés d'un générateur photovoltaïque (GPV) et ses caractéristiques. Nous présentons aussi la notion de chaîne de conversion PV et ses composants. Et rappelons, par la même occasion, la notion de rendement et les différentes

définitions permettant d'évaluer les performances énergétiques d'une chaîne de conversion PV.

Dans le chapitre 2, nous abordons la notion d'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque. Un intérêt particulier est porté à la notion de poursuite. Nous présentons la notion de poursuite du soleil, nous rappelons le fondement ainsi que les gains en rendement associés. Nous y décrivons également les principales méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) présentes dans la littérature. Nous y expliquons l'idée de base de chaque méthode pour mieux comprendre leurs différences. Nous y passons en revue l'application des principaux concepts de l'intelligence artificielle, à savoir les réseaux de neurones artificiels, la logique floue et les algorithmes génétiques, dans la poursuite du point de puissance maximale.

Le chapitre 3 est consacré à l'analyse du fonctionnement des modules photovoltaïques. Quatre modules de technologies différentes sont considérés : deux modules à base de silicium monocristallin et poly cristallin, un module à base de tellure de cadmium (CdTe) et un autre de technologie couches minces Cuivre-Indium-Sélénium (CIS). Le fonctionnement d'un module étant non linéaire et fortement dépendant des conditions de travail. Nous avons exploité une riche base de données émanant de mesures effectuées sur les quatre modules durant leur exposition sous des conditions de travail réelles durant des mois. Nous présentons dans un premier temps la méthodologie d'analyse de cette base de données et son traitement puis nous présentons les résultats de notre analyse concernant les corrélations existantes entre les propriétés des caractéristiques de sortie des modules PV et les conditions de travail. Nous avons par la même occasion exploré les propriétés du point de puissance maximale dans le but de mieux comprendre la manière avec laquelle il évolue en fonction des autres paramètres à savoir les conditions de travail et les propriétés électriques des caractéristiques de sortie du module PV.

Dans le chapitre 4, nous présentons le nouveau modèle comportemental que nous avons développé pour la simulation du comportement d'un module PV. La

conception de ce modèle a été possible grâce à la richesse de la base de données que nous avons exploitée pour l'analyse de son fonctionnement. L'intérêt de ce modèle réside dans sa capacité à imiter le fonctionnement d'un module PV en exploitant uniquement ses propriétés physiques fournies par le fabricant. Son originalité quant à elle, vient du fait que sa modélisation a été basée sur la ressemblance entre la caractéristique de sortie du module (courant-tension) et la réponse indicielle d'un système non linéaire du premier ordre. Toutes les étapes de la modélisation et d'identification des différents paramètres du modèle y sont bien expliquées.

Le chapitre 5 est, quant à lui, consacré à une étude comparative entre les méthodes MPPT les plus utilisées et qui ont été présentées dans le chapitre 2. Nous y présentons aussi trois configurations différentes d'algorithmes MPPT neuronaux. Pour rendre cette comparaison la plus objective possible et ce en absence d'un banc d'essai expérimental, nous avons développé une application exploitant notre base de données dans le but d'approcher au mieux les conditions réelles de fonctionnement du module PV qui pour sa simulation, le modèle développé durant ce travail a été exploité. Cette application reproduit le fonctionnement de tous les composants d'une chaîne de conversion PV et permet le choix de profils différents pour les conditions de travail préenregistrées ainsi que le choix de la méthode MPPT. Les résultats obtenus nous ont permis de valider nos propos en ce qui concerne l'efficacité de chacune des méthodes MPPT ainsi que l'intérêt d'introduire les concepts de l'intelligence artificielle via les réseaux de neurones artificiels dans cette tâche.

CHAPITRE 1 :

L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE :

CONCEPTS DE BASE, CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ET SES RENDEMENTS

1.1 Introduction

L'énergie photovoltaïque a le mérite d'être une énergie alternative renouvelable, propre et dont la source est abondante et inépuisable. L'intérêt que suscite cette source d'énergie a toujours été lié aux crises économiques provoquées par les hausses des prix qu'a connu le pétrole depuis la crise des années 70. Le prix de l'énergie de source photovoltaïque n'est toujours pas compétitif par rapport à l'énergie de sources conventionnelles, néanmoins les préoccupations écologiques et la préparation de l'après pétrole ont aidé à sa promotion ces dernières années.

La recherche se poursuit sur de multiples axes afin de réduire les coûts de l'investissement initial permettant ainsi de rentabiliser la production de l'énergie de source photovoltaïque. La nature pluridisciplinaire de cette recherche est à l'image des constituants de la chaîne de conversion associée. Ainsi, l'éventail de la recherche s'étale du domaine des matériaux qui vise la hausse du rendement de conversion de la cellule PV jusqu'à la gestion de la consommation en introduisant le concept de « Smartgrid », sans oublier l'étude et la présentation de nouvelles configurations pour les grandes centrales dans le but de réduire les pertes et optimiser la conversion de l'énergie et son transfert à cette charge.

Le but de ce premier chapitre est de présenter les notions de base de la filière photovoltaïque qui nous permettront par la suite, de comprendre notre travail et de bien le situer. Ainsi, nous présentons quelques données sur le gisement solaire en Algérie, puis nous rappelons quelques définitions et caractéristiques du rayonnement solaire en mettant l'accent sur les notions utilisées dans le domaine de l'énergie photovoltaïque. Ces notions nous permettront de mieux comprendre le principe de conversion photovoltaïque ainsi que le fonctionnement de la cellule et le générateur PV qui seront rappelés juste après. Ces notions sont introduites dans l'ordre de conversion et de transfert de l'énergie dans une chaîne de conversion PV comme représentée par la figure 1.1. A la fin de ce chapitre nous rappelons aussi les notions de rendements qui permettent de quantifier et de qualifier les pertes énergétiques au niveau de chaque constituant de la chaîne.

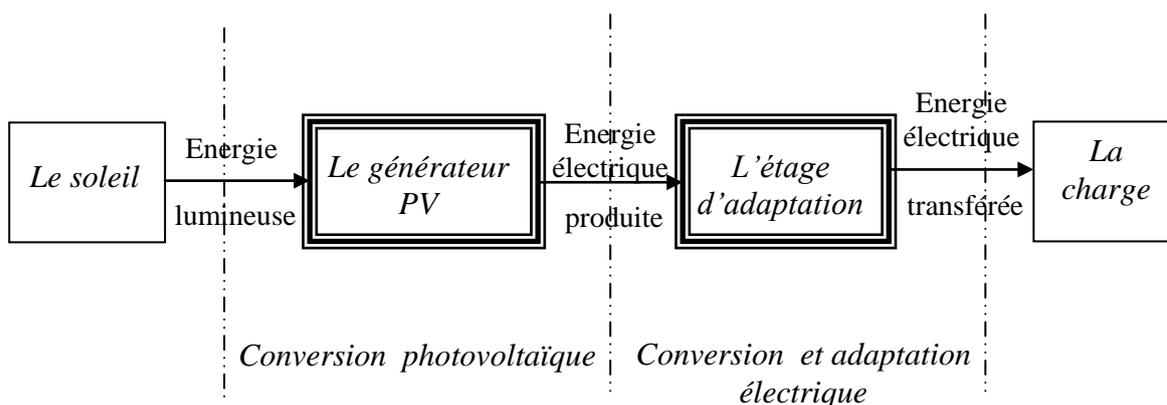


Figure 1.1 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

1.2 Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie se compte parmi les pays les plus ensoleillés comme illustré par la figure 1.2. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Sud du pays [3]. La figure 1.3 résume quelques données relatives au potentiel de l'énergie solaire en Algérie.

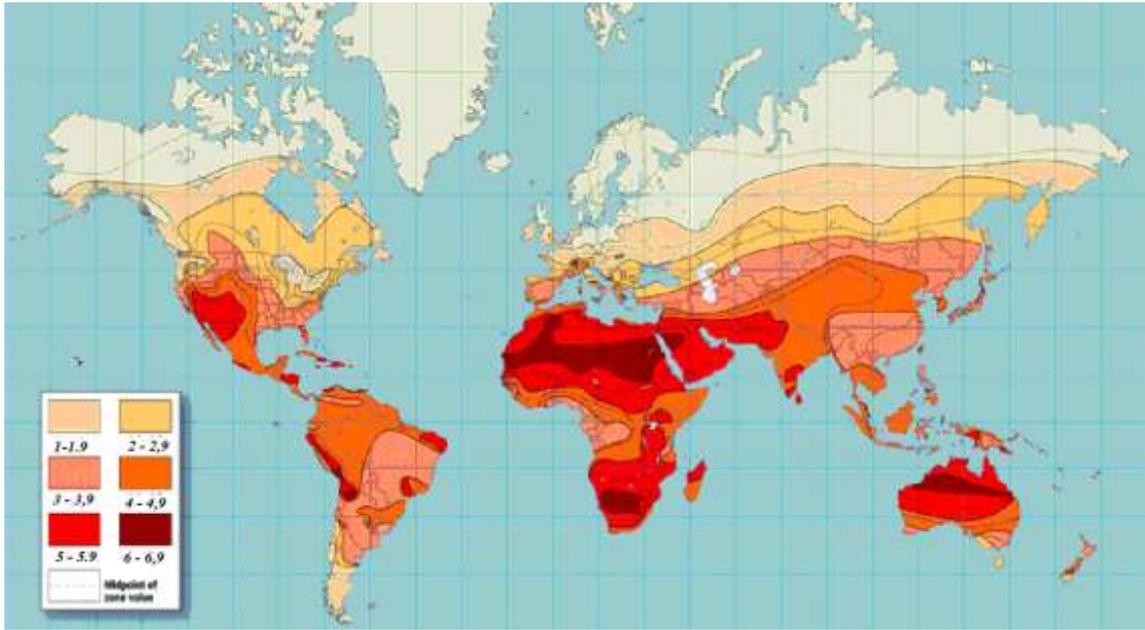


Figure 1.2 : Carte de distribution de l'rayonnement solaire (kWh/m2/jour).

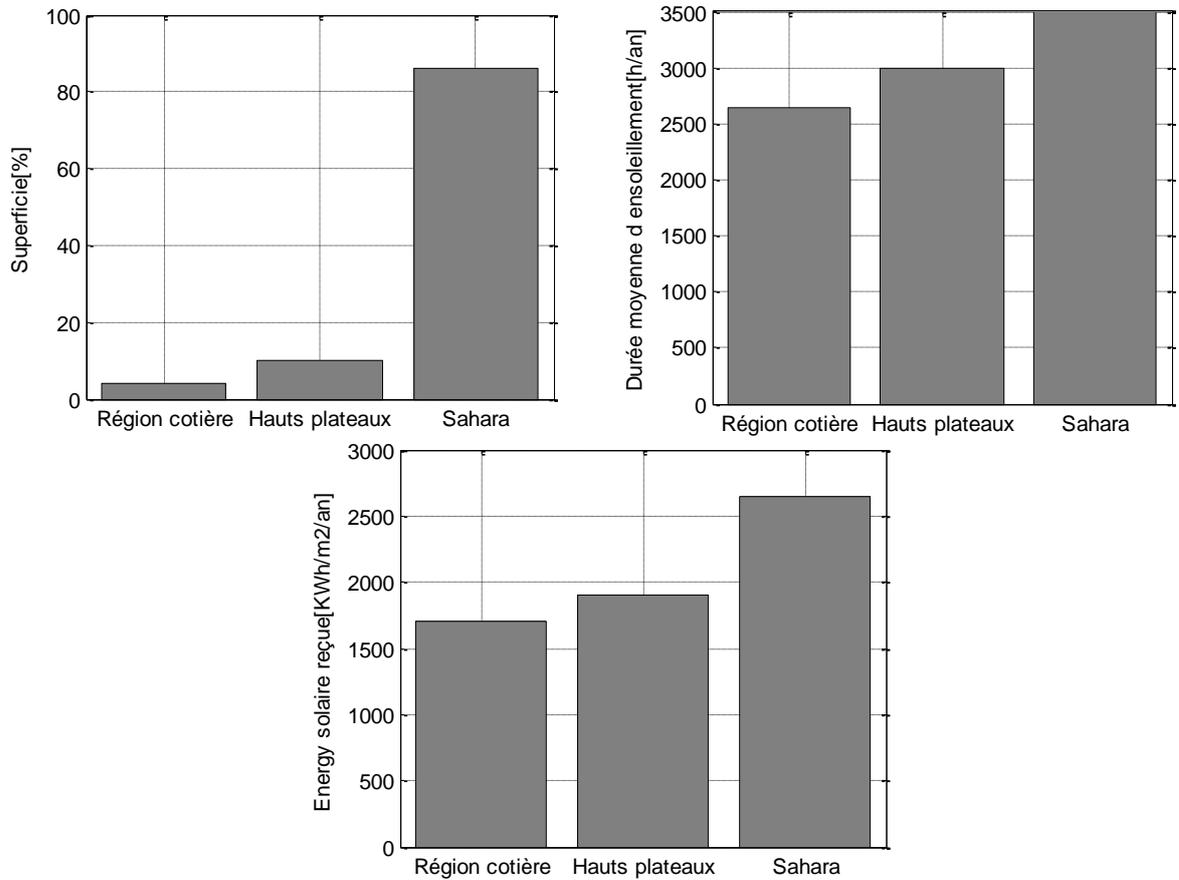


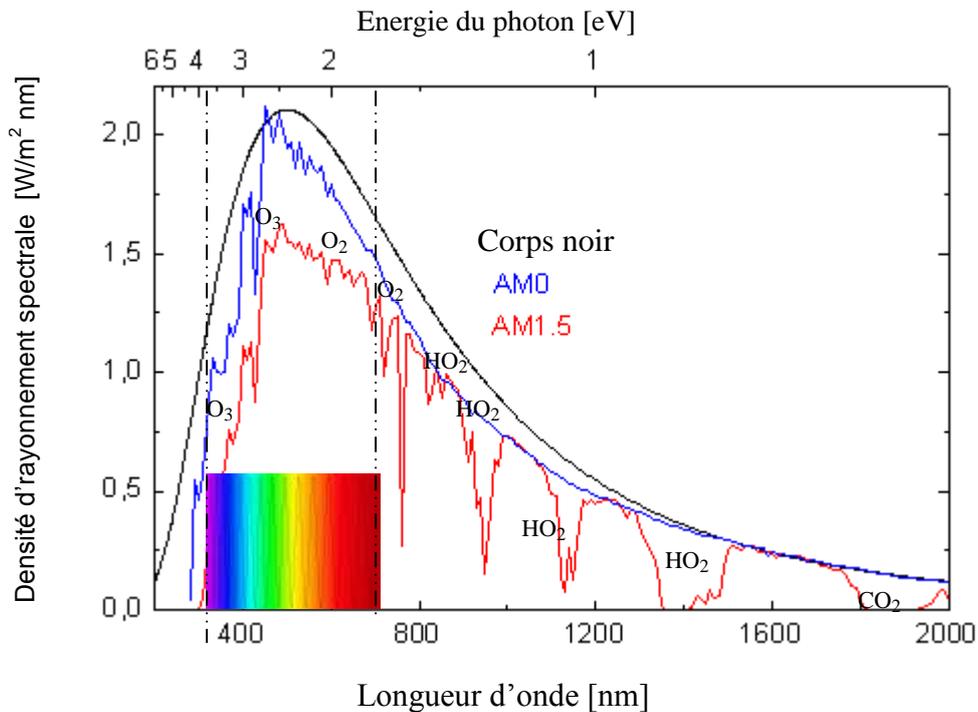
Figure 1.3 : Potentiel de l'énergie solaire en Algérie.

1.3 Rayonnement solaire : source de l'énergie photovoltaïque

L'rayonnement solaire, source de l'énergie photovoltaïque, est constituée de photons, particules de lumière sans masse. Chaque photon possède une énergie inversement proportionnelle à la longueur d'onde qui lui est associée et dont la quantité est exprimée selon l'expression mathématique suivante :

$$E_{\text{photon}} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (1.1)$$

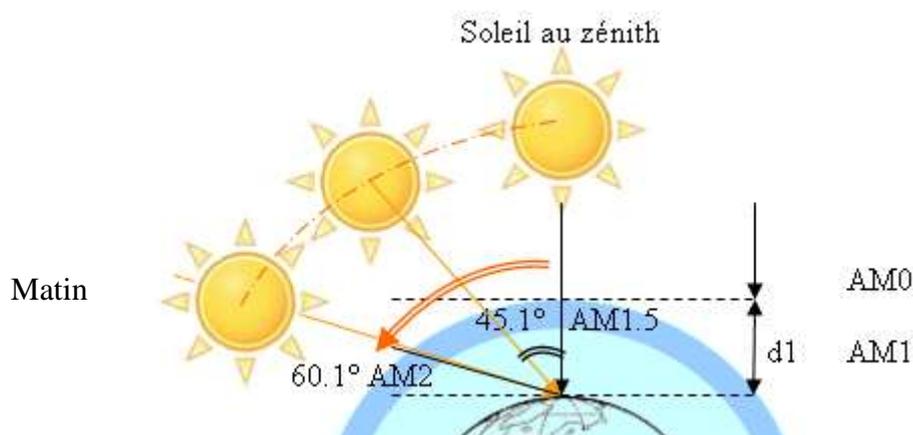
Où h est la constante de Planck, c la vitesse de la lumière et λ sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus sa fréquence est haute et plus son énergie est grande.



La terre, une petite boule comparée au soleil, à 150 millions de kilomètres, elle intercepte à peu près 0,45 milliardième de puissance émise par le soleil, soit l'équivalent d'environ 35000 fois l'énergie totale utilisée par tous les hommes en une année complète [4]. Il faut noter que, pour désigner le spectre solaire en termes d'énergie émise, on utilise la notion de constante solaire, appelé encore AM pour Air

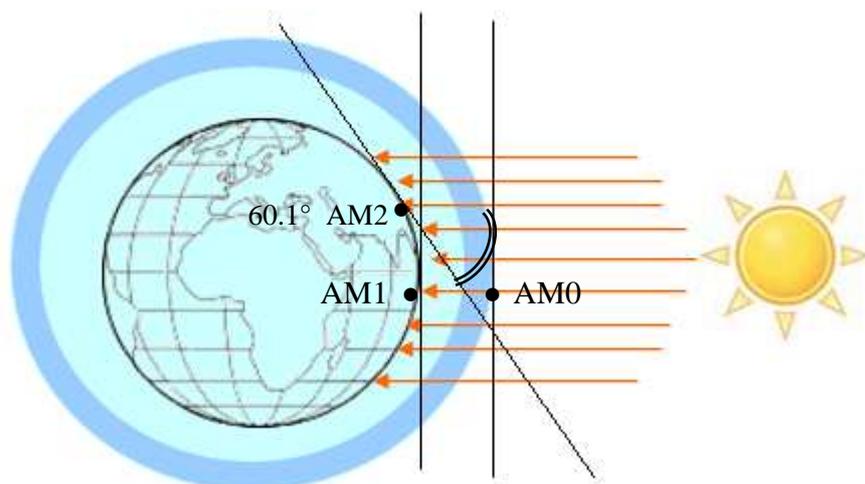
Mass qui définit l'intensité du rayonnement atteignant les couches supérieures de l'atmosphère terrestre et qui est de 1353 W/m^2 (AM0). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère terrestre, il subit une modification et une atténuation de son spectre, et ce, à la suite d'absorption et de diffusion sélectives par les gaz, l'eau et les poussières.

Ainsi le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol à 90° d'inclinaison (à l'équateur) atteint 1000 W/m^2 (AM1) appelé aussi « 1 soleil » ou « 1 sun ». Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol du fait que la distance parcourue diffère. Ce qui peut être expliqué par le fait que, plus l'angle est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à parcourir sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. De ça, on peut dire que le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m^2 (AM1.5). On peut dire que, AM0, AM1, AM1.5 et AM2.0 correspondent à un nombre d'épaisseur d'atmosphère différent. L'épaisseur de l'atmosphère traversée par le spectre solaire est reliée à un angle soleil-Zénith comme indiqué sur la figure 1.5. La valeur de la constante solaire d'un endroit donné dépend de ses coordonnées géométriques ainsi que de la position du soleil durant la journée. Cette variabilité est due essentiellement aux deux mouvements de la terre ; sa rotation autour du soleil et sa rotation autour d'elle-même.



a) Dépendance au temps de la journée.

Figure 1.5 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil. Notion de AM et de distance atmosphérique traversée [4].



b) la dépendance au lieu géographique

Figure 1.5 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil.

Notion de AM et de distance atmosphérique traversée [4] (suite et fin).

Les spectres standards les plus fréquemment utilisés sont ceux publiés par la Commission Internationale d'Eclairage (CIE), l'autorité mondiale en matière de nomenclature et de normes radiométriques et photométriques. L'ASTM (American Society for Testing and Materials) publie, pour sa part, trois spectres différents AM0, AM1 et AM1,5 Direct, et AM1,5 Global. Les conditions du spectre AM1,5 ont été choisies par l'ASTM en raison de leur caractère représentatif des conditions moyennes dans les 48 états contigus des Etats-Unis, de l'Europe et du Japon les principaux constructeurs des cellules photovoltaïques.

A préciser que, pour obtenir le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter la valeur du rayonnement diffus et réfléchi au rayonnement direct. Ils représentent le rayonnement obtenus à un endroit dont la trajectoire entre le soleil et cet endroit n'est pas géométriquement rectiligne et qui est réfléchi soit par l'atmosphère soit par le sol. En considérant ceci, la puissance du rayonnement correspondant à AM1.5 est de 883 W/m^2 pour le direct et de 1000 W/m^2 pour le global.

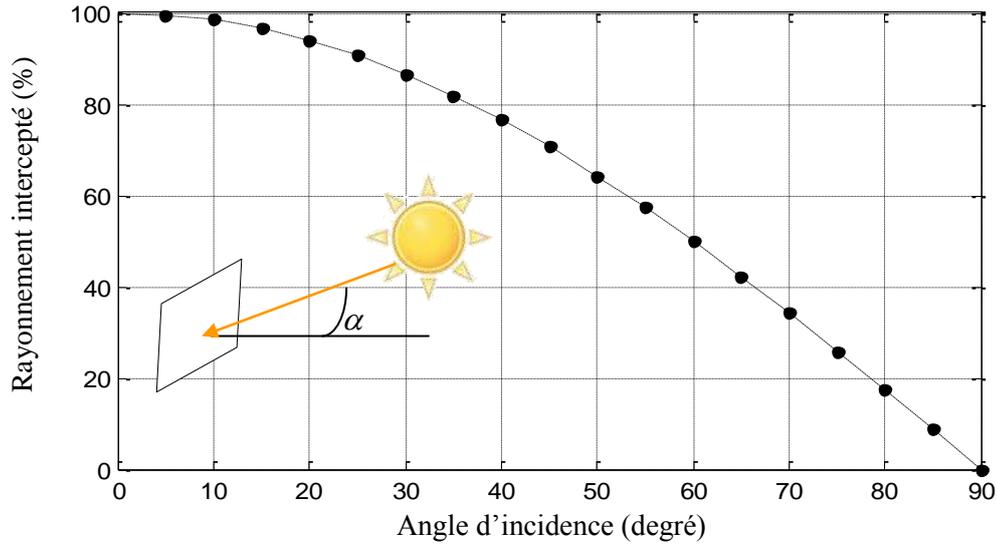


Figure 1.6 : Pourcentage du rayonnement intercepté par une paroi en fonction de l'angle d'incidence.

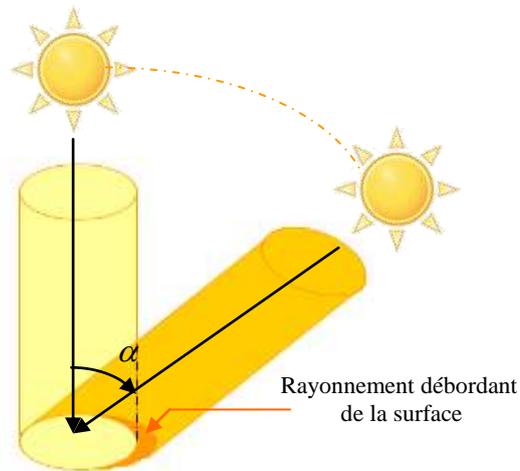


Figure 1.7 : Dépendance de la densité d'énergie reçue à l'angle de son incidence sur une surface donnée [4].

1.4 Générateur photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux, les semi conducteurs qui, exposés à la lumière, produisent de l'électricité. Dans cette session, nous rappelons les notions jugées indispensables pour la bonne compréhension du fonctionnement, des caractéristiques et de la modélisation de ce

dispositif capable de transformer l'énergie contenue dans le rayonnement solaire en énergie électrique.

1.4.1 Conversion et cellule photovoltaïques

Constituant élémentaire du générateur photovoltaïque, la cellule photovoltaïque a pour rôle de convertir l'énergie lumineuse apportée par les photons en énergie électrique. Cette conversion est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque, propriété intrinsèque de certains matériaux dits semi-conducteurs.

De nos jours, la conversion photovoltaïque connaît l'émergence de plusieurs filières. Il y'en a celles qui sont considérées comme des pionnières dans le domaine et ont apporté leur preuves sur le marché mondiale, comme il y'en a d'autres qui se trouvent au stade de recherches dans les laboratoires. Pour l'explication du fondement de l'effet photovoltaïque, nous prenons l'exemple de cellules photovoltaïques cristallines à base de Silicium. Une brève présentation des principales filières PV sera l'objet d'une section suivante.

Une cellule photovoltaïque est constituée, en général, de deux couches de silicium, une couche dopée P (généralement par adjonction d'atomes de bore contenant moins d'électrons que le silicium donc cette couche sera appauvrie en électrons) et une couche plus mince, dopée N (avec des atomes de phosphore contenant plus d'électrons que le silicium et donc, sera enrichie en électron). Une fois ces deux couches mises en contact, un gradient de charge se voit créé, ce qui va induire le déplacement des électrons majoritaires excédentaires de la zone N vers la zone P pour se recombiner avec des trous et inversement, les trous majoritaires de la zone P vers la zone N (Figure 1.8 c). Cependant, toutes les charges (électrons et trous) n'ayant pas assez d'énergie pour recouvrir toutes les charges opposées qui se trouvent de l'autre côté, elles se trouvent piégées une fois la zone de contact franchie. Il en résulte une recombinaison des charges au niveau de la zone de contact nommée jonction PN et la création d'une différence de potentiel (DDP) locale au niveau de la zone de contact qui va constituer une barrière de potentiel où la concentration en porteurs libres est presque nulle d'où l'appellation « zone de

déplétion ». En effet, la forte DDP installée ne permet plus la migration d'éventuels électrons libres de la zone N vers la zone P et de trous de la zone P vers la zone N. Ils sont, au contraire, repoussés vers les bords de leur zone d'appartenance. La jonction PN est ainsi réalisée (Figure 1.8 e).

A ce stade là, un état d'équilibre chimique et électrostatique s'installe. Les électrons pour se recombiner dans la zones de déplétion ont dû perdre une partie de leur énergie, et se trouvent donc dans une bande énergétique inférieure et voient leur mobilité réduite. Pour que d'autres paires électron-trou se forment, il faut leur apporter une quantité d'énergie. Cet apport énergétique est assuré par les photons dans notre cas, sachant que ces derniers doivent être porteurs d'une quantité d'énergie égale ou dépassant l'énergie nécessaire à l'électron pour passer de la bande de valence à la bande de conduction et devenir libre (Figure 1.8 f), condition qui n'est pas satisfaite dans tous les cas vu la nature du spectre solaire. Si un photon incident possède une énergie égale ou supérieur à celle nécessaire pour un électron pour se libérer, dans le cas du silicium cristallin elle est égale à 1,1 eV, une paire électron-trou se forme à partir d'un ion positif près ou dans la zone de déplétion et vont être séparés et éloignés vers les bords des deux zones N et P respectivement sous l'effet du puissant champ électrique qui y règne. Ainsi, une DDP entre les faces extérieures de la jonction est créée : la photopile est prête à fonctionner.

La figure 1.9 illustre une cellule photovoltaïque typique. On peut y distinguer les deux couches de silicium. La couche dopée P est couverte d'une couche métallique servant de collecteur de charges positives, la couche dopée N faisant face au rayonnement solaire est plus fine et couverte d'une fine couche antireflet, qui donne la couleur bleuâtre aux cellules PV au silicium. Le principe de cette couche se base sur sa structure pyramidale qui empêche le photon incident à être réfléchi. Pour la collecte des électrons libérés, la face supérieure de la cellule est traversée par une grille collectrice afin de drainer les électrons et minimiser l'impact de l'ombrage qu'elle cause.

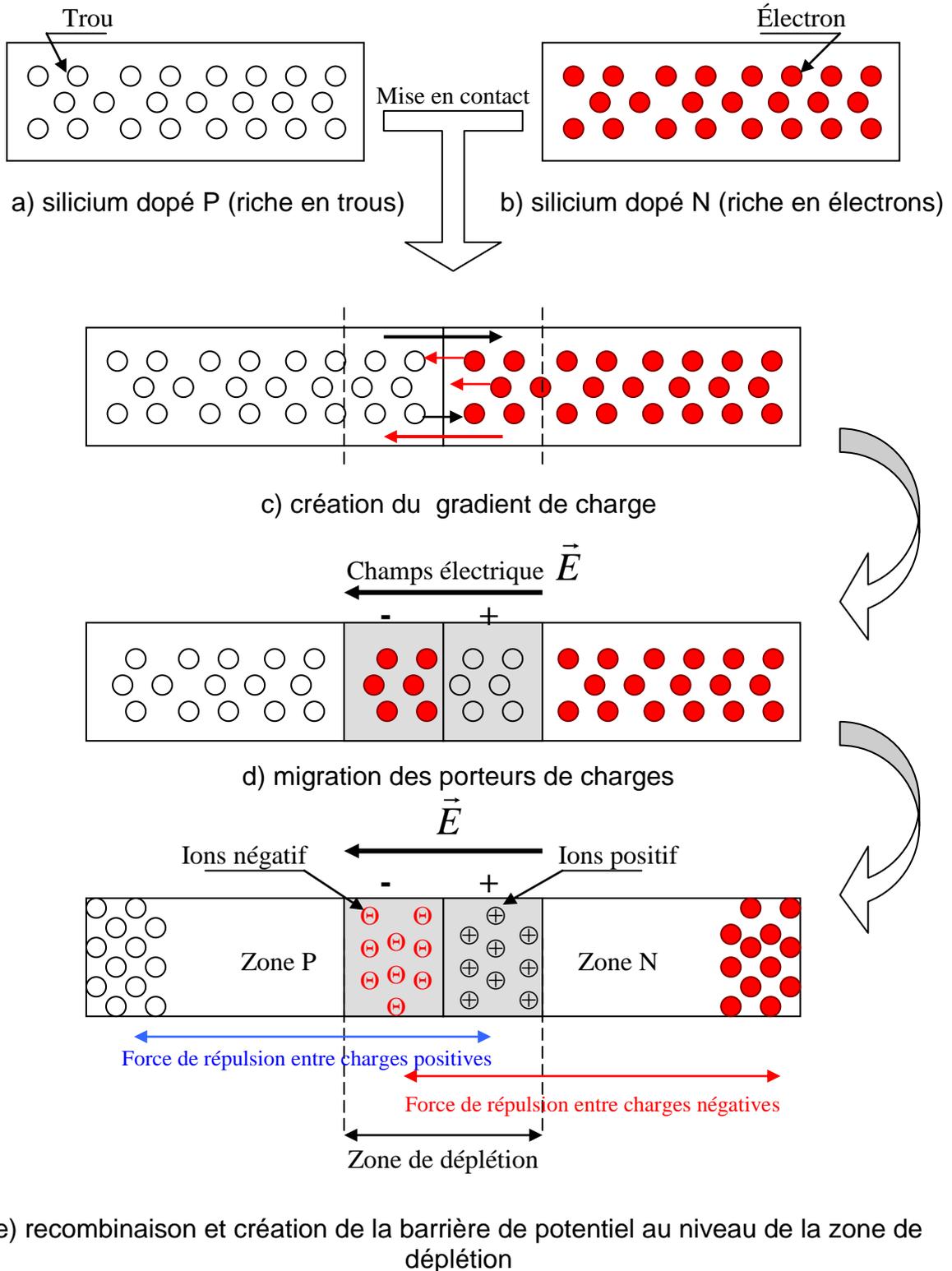
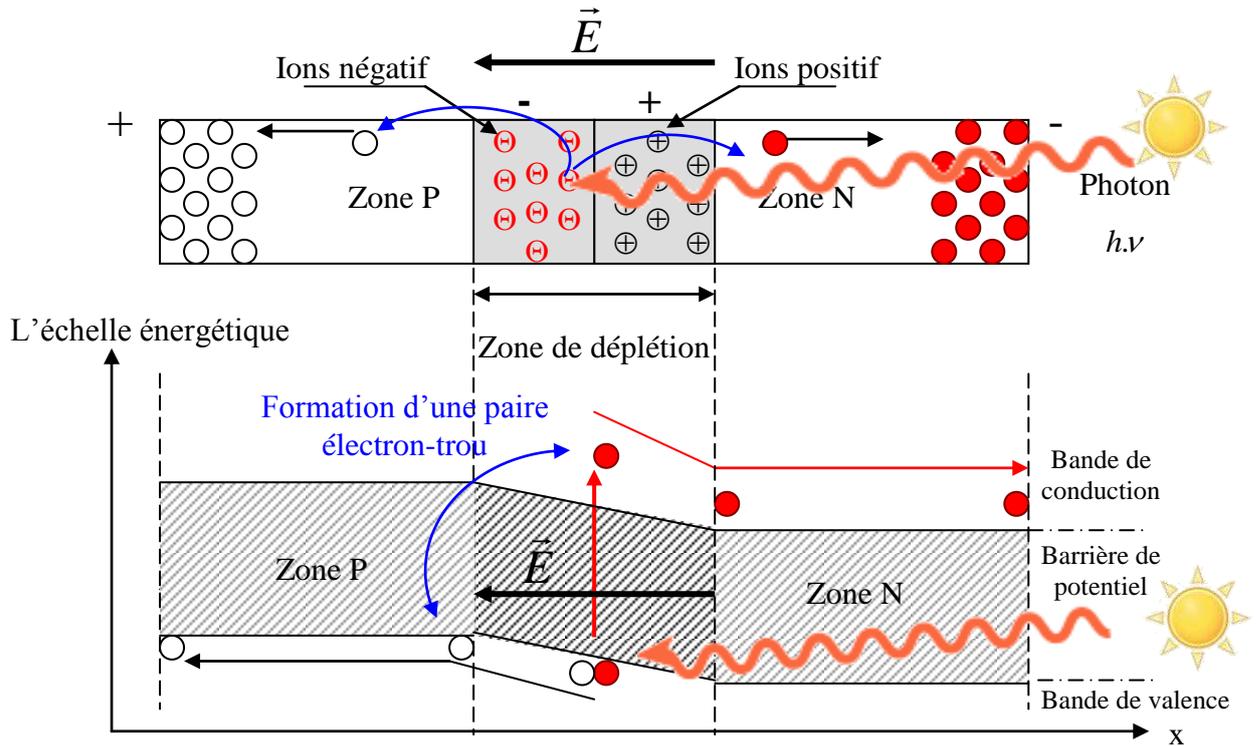


Figure 1.8 : Schéma de principe de la conversion photovoltaïque.



f) création d'une paire électron-trou et de la DDP sur les faces externes de la cellule en présence de la lumière

Figure 1.8 : Schéma de principe de la conversion photovoltaïque (suite et fin).

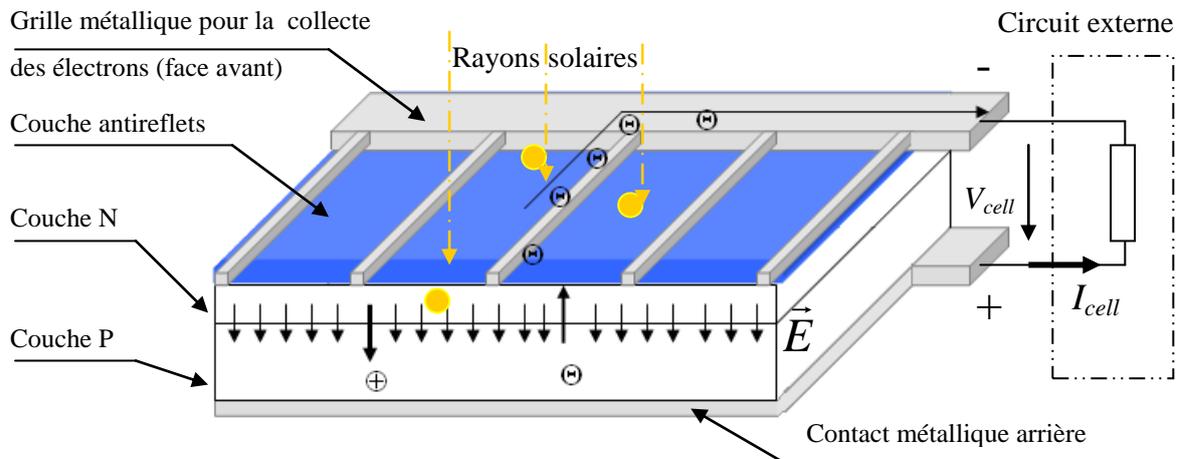


Figure 1.9 : Coupe transversale d'une cellule photovoltaïque.

1.4.2 Modélisation électrique de la cellule photovoltaïque

La caractéristique d'une cellule photovoltaïque en absence de lumière est comparable à celle d'une simple diode représentée par la courbe en ligne continue de la figure 1.10. En présence de rayonnement solaire, cette caractéristique se translate vers le bas, la région de blocage, d'une valeur égale à celle du photocourant I_{ph} . Cette caractéristique est obtenue en relevant les valeurs du courant et de la tension aux bornes d'une résistance variable branchée à cette cellule PV.

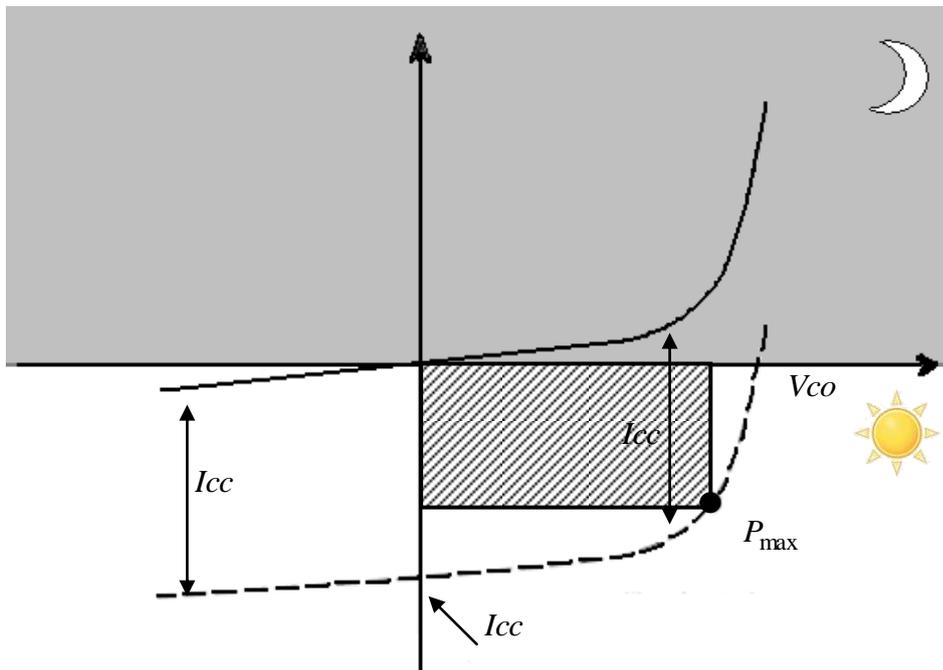


Figure 1.10 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque [5].

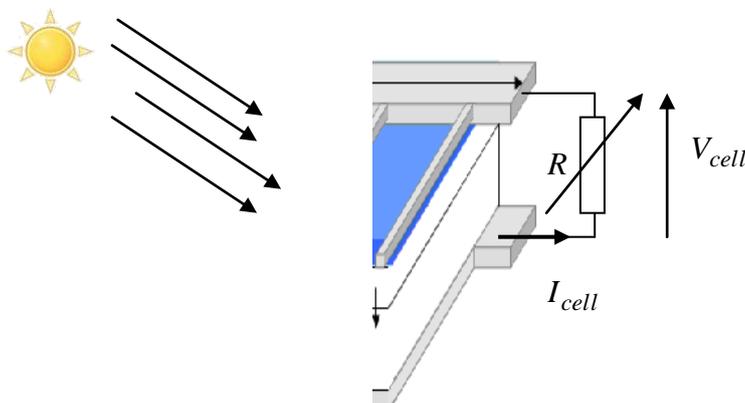


Figure 1.11 : Relevé de la caractéristique de la cellule PV.

Le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque sous éclairement peut être représenté par la figure 1.12. Il faut noter, qu'il existe plusieurs modèles de la littérature utilisés pour décrire le fonctionnement des cellules PV, le plus simple repose sur une source de photo courant, une diode montée en parallèle, une résistance série R_s pour modéliser la résistance des connexions et celle du matériau, et une résistance parallèle R_p dont le rôle est de modéliser les fuites entre les couches P et N de la jonction. Dans certains modèles, on retrouve un condensateur qui modélise l'effet capacitif qu'induit la zone de déplétion qui forme une zone presque isolante entre deux couches, l'une chargée positivement et l'autre chargée négativement. Ce condensateur trouve son intérêt dans l'étude du comportement dynamique de la cellule photovoltaïque [6-7].

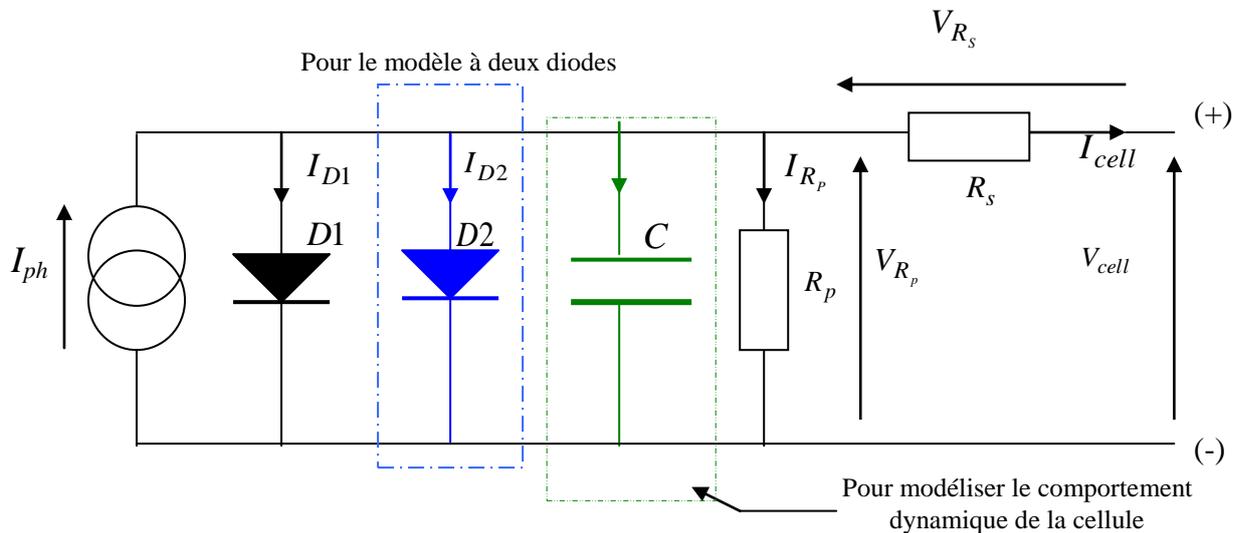


Figure 1.12 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

En considérant le circuit électrique équivalent à une seule diode, le courant délivré par la cellule photovoltaïque peut ainsi être écrit sous la forme :

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D - I_{R_p} \quad (1.2)$$

Avec

$$\begin{aligned} I_{R_p} &= \frac{V_{R_p}}{R_p} \\ &= \frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{R_p} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Et

$$I_D = I_f \cdot \left(e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right) \quad (1.4)$$

Sachant que :

$$V_D = V_{cell} + R_S \cdot I_{cell} \quad (1.5)$$

On aura :

$$I_D = I_f \cdot \left(e^{\frac{q(V_{cell} + R_S \cdot I_{cell})}{nkT}} - 1 \right) \quad (1.6)$$

Ce qui permet de réécrire l'équation (1.2) sous la forme suivante :

$$I_{cell} = I_{ph} - I_f \cdot \left(e^{\frac{q(V_{cell} + R_S \cdot I_{cell})}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_S \cdot I_{cell}}{R_P} \quad (1.7)$$

Avec

I_f : le courant de fuite (A) ;

q : la charge de l'électron ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$) ;

k : la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$) ;

T : la température absolue en K ($T(K) = 273 + T(^{\circ}\text{C})$) ;

n : le facteur d'idéalité, déterminé à la base de la comparaison entre les courbes théorique et expérimentale ;

La modélisation de la cellule photovoltaïque n'est pas une tâche facile, ni épuisée d'ailleurs. En effet, les recherches se poursuivent de par le monde pour arriver à déterminer les formules permettant de décrire les relations qui lient les paramètres du modèle de l'équation (1.7). Tâche rendue difficile par l'interdépendance de ces derniers et leur variabilités en fonction des conditions de travail, à savoir l'rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent sans oublier leur variabilité suivant la technologie de la cellule elle même. Chacun des modèles électriques développés et présentés dans la littérature présente sa version des relations dans le but d'approcher aux mieux le fonctionnement réel de

la cellule photovoltaïque. Le schéma suivant représente l'interdépendance de ces paramètres tous modèles confondus.

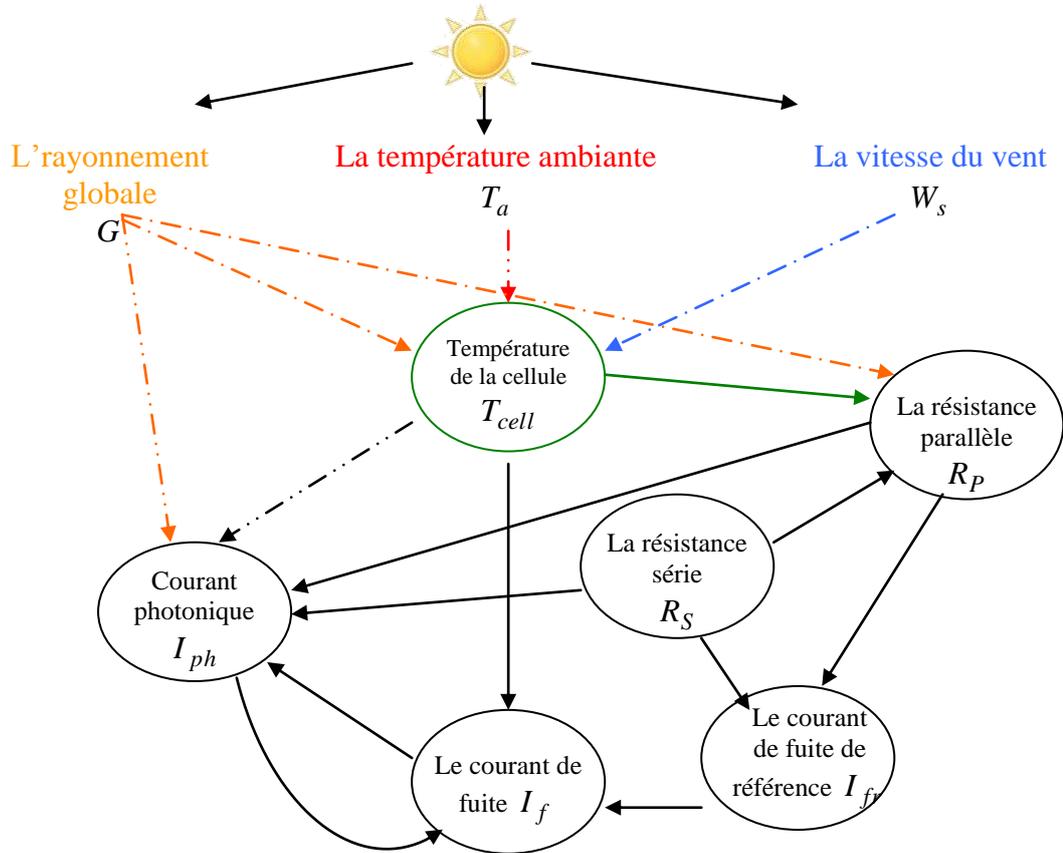


Figure 1.13 : Interdépendance des paramètres décrivant le fonctionnement électrique de la cellule PV.

Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque sont d'une nature non linéaire. La courbe PV présente un seul point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par la cellule PV est maximale, ce point est appelé point de puissance maximale et est noté PPM ou MPP de l'anglais (*Maximum Power Point*). Ce point est associé à un courant appelé I_{MPP} et une tension notée V_{MPP} . Les caractéristiques étant directement dépendante des conditions de travail, chaque caractéristique IV est caractérisée par sa tension de circuit ouvert V_{co} et son courant de court circuit I_{cc} .

Un paramètre d'une importance non négligeable peut être tiré de cette caractéristique. C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule PV notée P_{\max} et la puissance maximale idéale formée par la surface du rectangle délimité par le courant de court circuit et la tension de circuit ouvert est dont la valeur est égale à $I_{cc} * V_{co}$. Ce rapport appelé Facteur de qualité ou Facteur de Forme (*Fill Factor*) et noté FF est utilisé pour donner une idée sur la qualité de la cellule photovoltaïque et aussi de celle du générateur PV qu'elle constitue. Plus sa valeur est proche de 1, plus la qualité de la cellule est meilleure.

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{SC}} \quad (1.8)$$

Le facteur de forme est un indicateur très important de la qualité de conversion photovoltaïque de la cellule. Il faut noter que pour une cellule PV, le facteur de forme vari au cours de sa vie, son étude permet de voir comment se fait son vieillissement ainsi que sa stabilisation en début de fonctionnement, il est aussi utilisé dans la comparaison des différentes technologies en fonction des conditions et des durées d'exposition.

1.4.3 Les différentes technologies photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont différents essentiellement de par leurs rendements de conversion, leurs prix ainsi que leurs propriétés électriques qui sont directement liés à leurs technologies de fabrication respectives. Ces modules peuvent être classés de différentes manières, nous avons choisi, dans ce qui suit, d'adopter la classification suivant les générations des cellules qui nous a semblé la plus simple à assimiler. Nous trouvons donc :

1.4.3.1 Les cellules de la première génération

Par cellules photovoltaïques de la première génération on désigne les cellules à base de Silicium cristallin. Ce type de cellules PV est prédominant dans le marché avec un pourcentage de plus de 90 %. Les cellules de la première

génération se divisent en deux catégories ; les cellules monocristallines à base de Silicium monocristallin (m-Si) et les cellules poly-cristallines fabriquées à base de Silicium poly-cristallin (p-Si). La différence entre les deux technologies réside dans les procédés utilisés pour l'obtention du matériau final, ce qui a une conséquence directe sur le coût final de production, et le rendement de conversion qui affectent directement les prix des cellules PV et par conséquent celui des modules. Le Silicium monocristallin est plus cher que le poly-cristallin, mais permet d'obtenir des rendements plus élevés de l'ordre de 24% contre 19,8% à l'échelle des cellules [8-9].

La matière première utilisée pour la fabrication des cellules de la première génération est le Silicium, deuxième élément en termes d'abondance sur notre planète après l'oxygène. Le Silicium existe sous forme oxydée et nécessite un traitement spécifique pour sa transformation en Silicium purifié d'une grande pureté. Ce procédé de traitement s'avère complexe et coûteux en énergie et permet d'obtenir du silicium pur sous forme de lingots. Ces lingots sont coupés en petites lamelles appelées wafers à l'aide d'un fil en diamant. Ces wafers sont, par la suite, traités pour être dopés afin de constituer les jonctions PN, ce qui permet d'obtenir les cellules PV après l'ajout d'une couche anti reflet et la réalisation de la grille de collecte des porteurs et les contacts électriques.

A noter que ce procédé de fabrication de cellules PV de première génération n'a cessé d'être optimisé et automatisé dans le but d'accroître le rendement de conversion d'un côté, et de réduire le coût de fabrication d'un autre côté dans l'optique de diminuer le coût du Watt crête (W_c) produit et rendre cette énergie verte compétitive. Cette course vers de meilleurs rendements, basée sur l'exploration d'autres techniques et d'autres matériaux, a permis l'émergence d'autres technologies. Cette émergence a été accélérée par la pénurie de la matière première survenue en 2006 et qui a eu une conséquence non négligeable sur les prix des panneaux photovoltaïques.

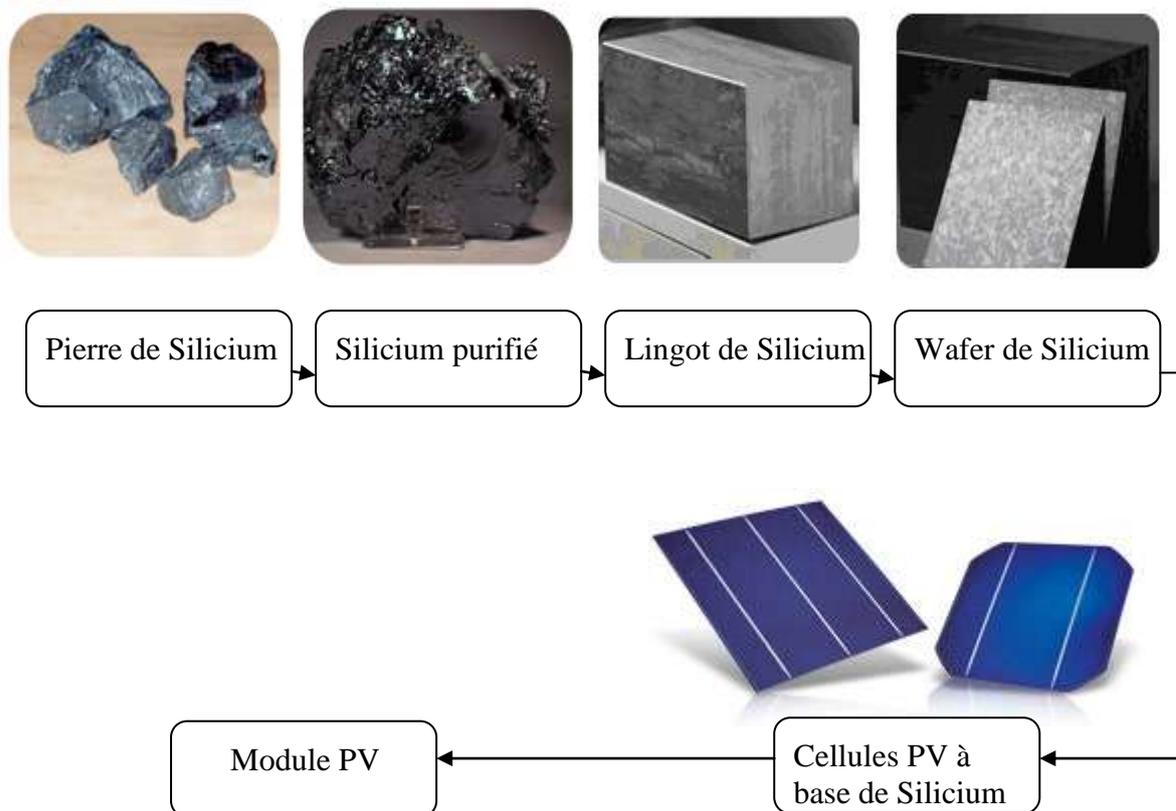


Figure 1.14 : Etapes de fabrication des cellules et modules PV.

1.4.3.2 Les cellules de la deuxième génération

Appelés cellules de seconde génération parce qu'elles font suite historiquement aux cellules de la première génération, les cellules à technologie couche mince ont suscité un très grand intérêt pour le peu d'énergie de fabrication et de matière première mises en œuvre pour leur fabrication. Dans le cas de couches minces, la couche de semi conducteur est directement déposée sur différents types de substrats ; rigide, flexible, extrêmement léger, ce qui leur ouvre grand les portes à diverses applications. Ceci rend aussi, la production de ce type de cellules moins coûteuse que la première génération puisqu'elle consomme moins de matériau semi-conducteur et ne nécessite pas de passer par l'étape de transformation du silicium en wafers. En revanche, cette génération de cellules est caractérisée par un plus faible rendement que la précédente, ce qui la prédispose à des applications moins énergivores comme les calculatrices dans les premiers

temps de son apparition. Dans cette génération, nous pouvons distinguer les trois technologies prédominantes suivantes :

- le silicium amorphe (a-Si) : dans cette technologie, le silicium non cristallisé est directement déposé en forme vapeur sur un substrat en verre [10-11]. L'épaisseur de la couche de silicium amorphe est considérablement réduite : il est déposé en « couche mince », une épaisseur 300 à 400 fois moindre que celle d'une cellule à base de silicium cristallin. Le procédé de fabrication des cellules à base de silicium amorphe présente le triple avantage d'être moins complexe, moins énergivore et de consommer nettement moins de matières premières que le procédé de purification multi-étapes de production des cellules en silicium cristallin. Cependant la technologie silicium amorphe présente un inconvénient major qui est la dégradation de ses performances une fois exposé à la lumière. En effet les cellules amorphes perdent près de 10 % de leur rendement avant leur stabilisation. Cette dégradation de performances est due en majorité à la rupture des liaisons Si-H par la lumière visible qui est appelée l'effet Staebler–Wronski, sachant que l'hydrogène a été introduit initialement dans le but d'augmenter la qualité du matériau [12]. Des travaux de recherche menés depuis deux décennies visent à résoudre cette problématique sans parvenir au but visé. Le plus haut rendement atteint à la stabilisation est de l'ordre de 9.5% [13]. A noter que la durée de vie de ces cellules est estimée à ± 10 ans.
- le diséléniure de cuivre indium (CIS) : avec son rendement de 19.5% [14], les cellules CIS sont les seules de la filière à couches minces pouvant s'élever au rang des cellules au Silicium cristallin et donner un espoir de le concurrencer. A noter aussi qu'à capacité installée égale, les panneaux CIS offrent une meilleure productivité que les panneaux traditionnels en silicium cristallin. En effet, l'efficacité des panneaux CIS est moins altérée par les obstacles qui créent de l'ombre (cheminées, arbres, clochers, taches, etc.) et ils sont plus réceptifs aux rayonnements diffus. La productivité électrique des panneaux CIS est également moins altérée par les hausses de températures, qui sont inévitables puisque les panneaux sont orientés

face au soleil. A noter qu'une légère augmentation des performances des cellules CIS se fait remarquer lors de leurs exposition à la lumière, en réalité il ne s'agit que d'un simple regain des performances initiales qui se voit diminuer à cause d'une exposition de longue durée au noir. Si cette perte en performance est inversible, celles causée par l'humidité ne le sont pas [15].

- le tellure de cadmium (CdTe) : Le tellure de cadmium est un matériau cristallin à structure cubique composé de cadmium et de tellure. Il s'agit d'un semi-conducteur perçu comme solution future aux limitations du Silicium. Les cellules CdTe présentent un rendement intéressant avoisinant les 17%. Ils présentent une bonne stabilité de performances à long terme contrairement aux cellules amorphes. Ajouté à cela, l'un des plus grand avantage du CdTe est sa simplicité de dépôt rendant plus rapide et plus facile l'étape de fabrication et surtout à moindre coût [16]. Cette propriété a permis d'approcher la parité réseau plus tôt que prévu depuis que le leader mondial de fabrication de modules CdTe, First Solar, a annoncé l'abaissement des coûts de production en dessous d'un dollar par watt. Par ailleurs, l'un des inconvénients majeurs reproché à cette technologie est lié à la toxicité reconnue du Cadmium [16-17]. Face à cela, First Solar se base sur la stabilité des panneaux qui peut constituer un moyen de stockage efficace du cadmium dans un composé stable pendant une dizaine d'années. Ajouté à cela, First Solar est l'un des premiers industriels à proposer le recyclage de ses propres produits. Le Cadmium sera donc récupérer à des fins environnementales et économiques en même temps. Contrairement aux wafers de cellules directement réutilisables, les cellules CdTe doivent repasser par un traitement métallurgique.

1.4.3.3 Les cellules de la troisième génération

Dans cette génération de nouvelles cellules, nous trouvons divers procédés ayant tous un but commun ; l'augmentation du rendement des cellules PV de première et de deuxième génération et dépasser la barrière théorique de leur rendement qui était fixée à 30% tout en abaissant les coûts de production. La

majorité des principales technologies qui y figurent ont été développées pour résoudre tel ou tel problème. Parmi ces technologies nous citons à titre d'exemple :

- **Les cellules multi jonctions en couche mince** : pour améliorer les performances des cellules à couches minces, les chercheurs ont exploré une nouvelle piste en combinant cette technologie avec une technologie déjà existante depuis les années 60, mais dont l'application était restreinte au spatial ; il s'agit de la filière cellules photovoltaïques multi-jonctions.

La technologie multi-jonctions a été introduite pour optimiser la conversion photovoltaïque dans les cellules de la première génération et ce, en essayant d'exploiter une large bande du spectre solaire au lieu de se restreindre à une bande réduite. En effet, dans une jonction PN simple, seule la portion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile. Et là encore, il faut que ces photons arrivent à exciter des électrons pour pouvoir les arracher, or la probabilité qu'un photon a pour rencontrer un électron est faible, ce qui fait que la plus part des photons traversent le matériau sans transférer leur énergie. Alors l'une des solutions proposées pour ne pas perdre ces photons consiste à empiler plusieurs jonctions de différents gaps décroissants. Ce qui permet d'exploiter une plus large bande du spectre solaire et d'accroître considérablement le rendement de conversion photovoltaïque.

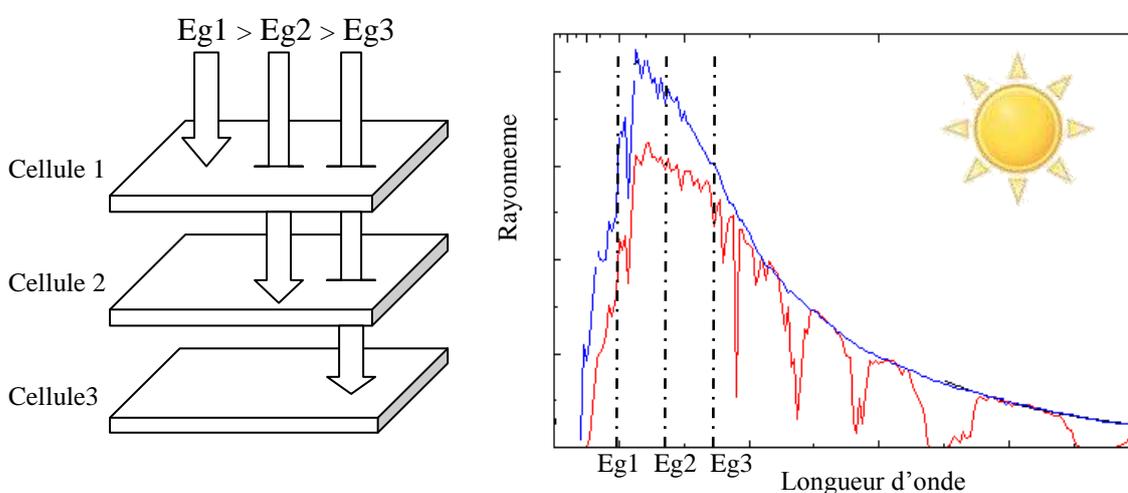


Figure 1.15 : Principe de la cellule multi-jonctions.

L'apparition des cellules à couches minces a fait revivre le projet des cellules hétérojonctions pour les applications terrestres. En fait, la simplicité des procédés de fabrication des cellules couches minces et qui influence directement le prix final, combinée au haut rendement qu'offre la technologie hétérojonctions, présente un bon compromis prix/rendement, et ce, en combinant le meilleur des deux technologies restées jusqu'à présent chacune limitée par son propre inconvénient pour arriver enfin à des cellules concurrentielles aux cellules de la première génération au Silicium cristallin.

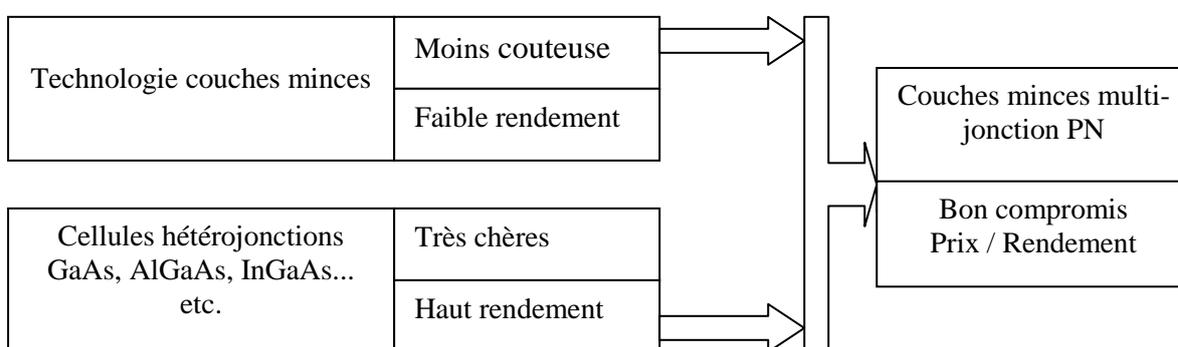


Figure 1.16 : Fondement du principe des cellules couche mince hétérojonctions.

A noter enfin, que les recherches se poursuivent toujours dans une course commune visant le meilleur rendement possible à bas coûts de fabrication où toutes les idées sont les bienvenues et toutes les pistes se valent en mérite d'exploration. Ainsi nous pouvons citer :

- **Les cellules à concentration :** Partant du contexte présentant des limitations de surface pour les générateurs PV dédiés aux applications spatiales et qui sont dictées par les contraintes de poids, une des solutions qui a permis de dépasser ces contraintes et augmenter encore d'avantage le rendement des cellules consiste à concentrer les faisceaux du rayonnement solaire. Les principaux procédés de concentration pour applications solaires spatiales peuvent être classés en deux types : les systèmes employant des surfaces réfléchissant les rayons solaires sur les cellules PV avec un facteur de concentration de 2, et les systèmes utilisant une couches en mosaïque de lentilles disposée sur la surface des cellules

PV pour avoir le même effet de concentration mais avec un facteur de concentration allant jusqu'à 500 et plus selon [18]. Le facteur de concentration étant défini comme étant le rapport entre la surface d'incidence des rayons lumineux à la surface de la cellule comme l'expliquent l'équation et la figure suivantes.

$$F_c = \frac{A_l}{A_c} \quad (1.9)$$

Avec A_l et A_c désignant la surface de la lentille et la surface de la cellule respectivement.

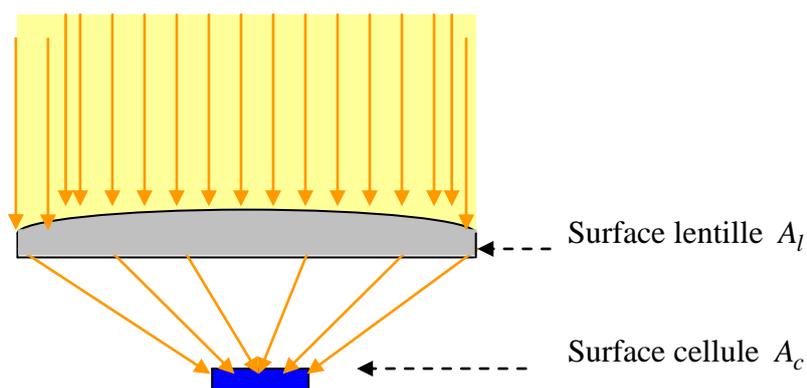


Figure 1.17 : Principe de la concentration [18].

Les avancés technologiques ne cessent d'apporter leurs apports dans ce domaine. Nous notons l'intérêt porté par plusieurs firmes au développement de micro films concentrateurs à base de matières pas chères sous forme de fines couches allant jusqu'à quelques micromètres comme celui mis au point par la firme Microcharp dans le cadre d'un projet de recherche Britannique pour la réduction de l'émission des gaz à effet de serre (Figure 1.18) pour un budget de recherche approchant les 260000 € [19-20].



Figure 1.18 : Vue en coupe du type de film à prismes d'environ $50\ \mu\text{m}$ sur $30\ \mu\text{m}$ proposé par Microsharp [20].

L'un des inconvénients majeurs de la concentration est la surchauffe des cellules PV. Déjà sans concentration, les performances des cellules diminuent au fur et à mesure que la température augmente. Pour résoudre ce problème, il est possible de récupérer cette chaleur via un liquide caloporteur et l'utiliser pour le chauffage de l'eau, on aura ainsi un système de cogénération PV et thermique. A rappeler aussi, que dans un processus de concentration, qui se doit être précis et efficace à la fois, le pointage de la source du rayonnement est d'une grande importance. En effet, la cellule PV à concentration doit être dirigée tout le temps vers le soleil ce qui implique la nécessité d'utilisation d'un système de poursuite du soleil. Faute de quoi, une cellule PV à concentration voit ses performances dramatiquement dégradée à cause de ce système de concentration.

Autres perspectives de recherches :

- **Les cellules organiques** : Dans leur quête de recherches et d'investigations de nouveaux matériaux et procédés de plus en plus économiques, les recherches se sont orientées vers de nouvelles technologies photovoltaïques : les cellules organiques appelées aussi cellules photovoltaïques plastiques. Le principe de base des cellules organiques repose sur l'utilisation des matériaux organiques moléculaires ou polymériques caractérisés par la simplicité de fabrication ce qui les rend particulièrement intéressants c'est l'abondance des matériaux de base utilisés comme le carbone, l'azote et l'hydrogène qui sont en plus de cela pas chers et surtout biodégradables. Quoique le rendement des cellules PV organiques reste très faible comparé à celui des cellules à base de Silicium cristallin ou encore couche mince, les recherches se poursuivent dans

l'espoir de tirer le maximum de profit de cette technologie. Dans la filière organique, on peut distinguer trois types de cellules : les cellules moléculaires, polymériques ou hybrides. Ces trois types ont pour point commun une couche active de nature organique. Les méthodes de fabrication ainsi que leur simplicité permettent d'aspirer l'arrivée de cellules de plus grande surface plus légères offrant une flexibilité mécanique, et ce, sans oublier la combinaison de la technologie organique couche mince avec la technologie multi-jonctions [21-22]. Dans la filière hybride, il est très important de citer la cellule PV portant le nom de son inventeur Suisse Grätzel (1991) ou encore appelées cellules photochimiques ou cellules PV à pigments ou encore à colorant [23-25]. Le principe de base de ces cellules demeure innovant, car il imite le principe de la photosynthèse végétale.

Dans cette cellule, une couche poreuse de dioxyde de titane (TiO_2) est utilisée, c'est un matériau semi-conducteur inorganique, très répandu et bon marché utilisé à grande échelle dans la cosmétique. Ce matériau présente une large bande interdite (3.2 eV) qui le rend insensible à la lumière visible. Pour assurer l'effet photovoltaïque, des pigments organiques possédant une grande capacité absorption de la lumière et capables, à l'état excité, d'injecter un électron dans la bande de conduction du semi-conducteur sont utilisés. La sensibilisation du film de TiO_2 nanostructure s'effectue par immersion dans la solution du pigment [26-28].

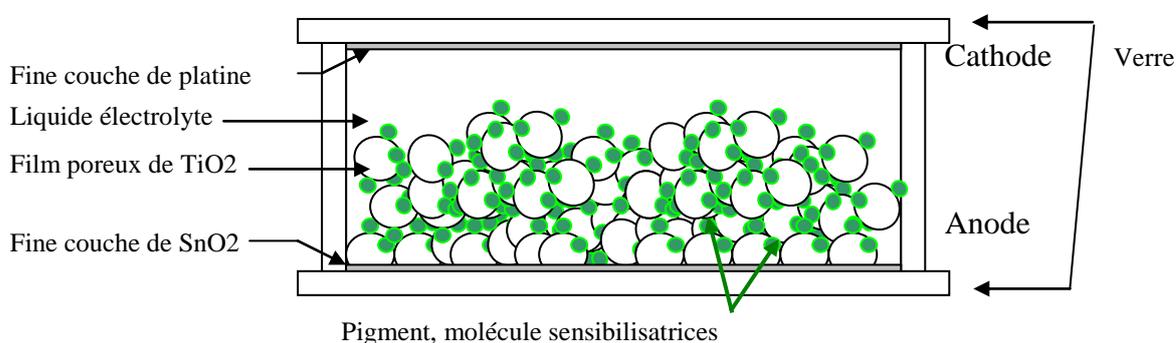


Figure 1.19 : Schéma descriptif d'une cellule Organique de Grätzel [27].

Lorsque la lumière pénètre dans l'"éponge" de semi-conducteur sensibilisé, elle traverse des centaines de monocouches de colorant adsorbé. La structure

nanocristalline permet également une certaine diffusion de la radiation. Il en résulte donc une forte absorption de la lumière et une efficace conversion en électricité.

Un long chemin reste à parcourir pour que ces cellules arrivent à maturité, en effet elles sont sujettes à de nombreuses recherches visant à améliorer leurs performances et trouver des solutions pratiques à leurs inconvénients. L'utilisation d'un pigment stable capable de supporter des centaines de millions de cycles excitation-oxydation-réduction reste la seule clé vers une cellule à longue vie approchant celle des cellules de la première génération. Sachant que les colorants organiques testés sont généralement détruits après quelques milliers de cycles et ne peuvent par conséquent pas entrer en ligne de compte pour l'instant. Ajouté à cela, des problèmes de fuite de l'électrolyte qui peut être évité par l'utilisation d'un électrolyte en gel ou par basculement pour le tout organique.

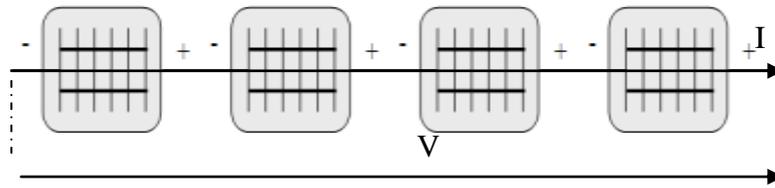
1.4.4 Constitution et protection d'un générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque à elle seule ne fournit pas une grande quantité de puissance en raison de ses grandeurs caractéristiques en intensité et en tension. L'intensité d'une cellule est proportionnellement dépendante du nombre de photons exploités dans la conversion photovoltaïque et donc de la puissance du flux lumineux et de la taille de la cellule elle-même. La tension, quand à elle, varie peu en fonction du flux lumineux et dépend principalement du matériau qui la constitue (de son énergie E_g). Sous des conditions d'ensoleillement standard STC de « *standard test conditions* » et qui correspondent à un ensoleillement de puissance égale à 1000 W/m^2 , un facteur de masse atmosphérique de 1,5 AM, et une température de cellule égale à $25 \text{ }^\circ\text{C}$, une cellule de silicium fournit entre 0,5 et 0,6 V, ce qui la rend insuffisante comme générateur de puissance pour un si large éventail d'applications qui s'étend de quelques watts à plusieurs méga watts. Pour remédier à cela, une interconnexion entre plusieurs cellules s'impose. Une interconnexion en série permet d'élever la tension fournie par le groupe de cellules PV et une interconnexion parallèle permet d'élever l'intensité du courant.

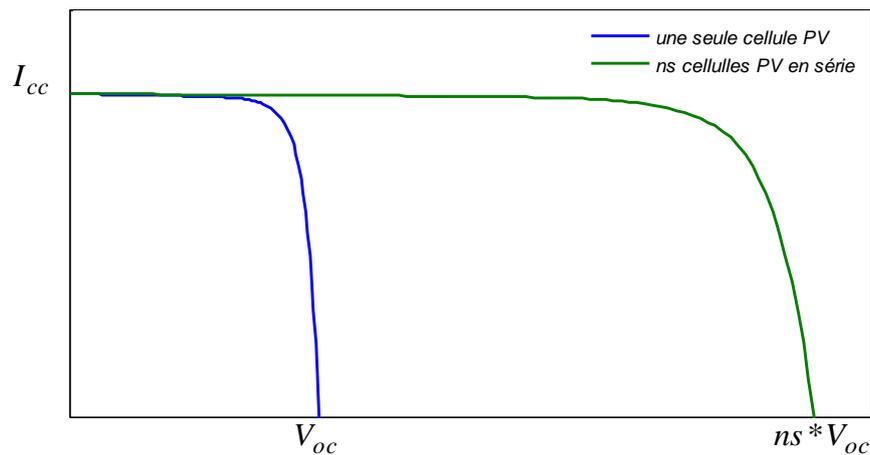
1.4.4.1 la connexion série

Dans l'association de plusieurs cellules identiques en série, le courant traversant chaque cellule est le même, la tension aux bornes de cette chaîne de cellule est obtenue en additionnant les tensions aux bornes de toutes les cellules.

$$I_{sc_ns} = I_{sc} \quad \text{et} \quad V_{oc_ns} = ns * V_{oc} \quad (1.10)$$



a) : Connexion série des cellules PV.



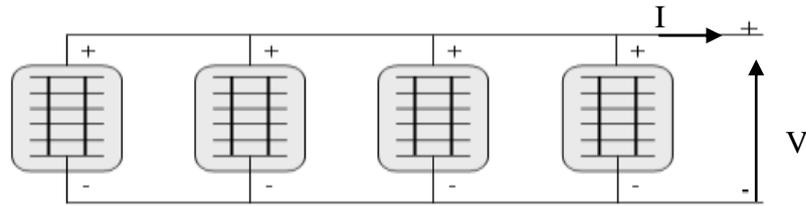
b) : Caractéristique résultante d'un groupement de ns cellules en série.

Figure 1.20 : Association de cellules PV en série.

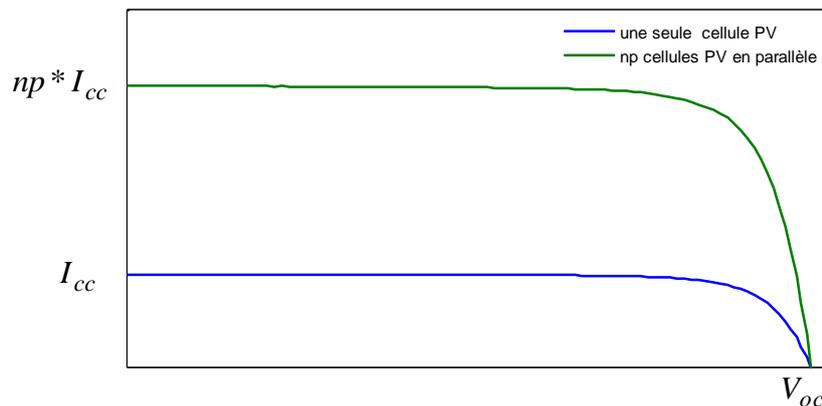
1.4.4.2 La connexion parallèle

Les cellules identiques groupées en parallèles sont soumises à un même potentiel, le courant résultant de ce groupement est la somme des courants fournis par toutes les cellules.

$$I_{sc_np} = np * I_{sc} \quad \text{et} \quad V_{oc_np} = V_{oc} \quad (1.11)$$



a) : connexion parallèle des cellules PV.



b) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de np cellules en parallèle.

Figure 1.21 : Association de cellules PV en parallèle.

Un module photovoltaïque est le résultat d'une interconnexion de plusieurs cellules PV en série/parallèle. Ce groupement lui permet d'atteindre des valeurs de caractéristiques courant tension utiles et acceptables en respectant le compromis nombre de cellules/ contrainte de module PV (poids et surface). Ce module PV va à son tour constituer la brique de base du générateur photovoltaïque, plusieurs modules sont donc groupés en série et/ou parallèle afin de répondre à un besoin bien déterminé selon l'application visée.

Le courant circulant dans une chaîne de cellules PV connectées en série est imposé par la cellule ayant le courant le plus faible. Pour minimiser les pertes liées à ce phénomène, il est conseillé de ne considérer que les éléments (cellules, modules) identiques dans une connexion série pour remédier à ce problème de disparité appelé aussi *mismatching*. Dans la pratique, plusieurs facteurs font que le courant fourni par plusieurs cellules photovoltaïques sensées être identiques soit différent d'une cellule à une autre. Parmi ces facteurs, on peut citer l'inhomogénéité de l'éclairement et donc du flux de photons qui frappe la surface du capteur photovoltaïque, la probabilité variable qu'a un photon traversant le matériau à

rencontrer un électron susceptible d'être arraché et transformé en électron libre, l'effet de la température, les salissures et l'ombrage, etc.

Une cellule sous ombrée dans une chaîne de cellules connectées en série peut limiter les performances de toute la chaîne et peut même se comporter comme un élément dissipateur d'énergie au lieu d'être génératrice puisqu'elle se trouve en état de polarisation inverse ce qui peut aboutir à la formation de points chauds (hot spot en anglais). Et si la tension qui lui est imposée par les autres cellules est assez grande pour dépasser la tension inverse de claquage, la cellule se détériore irréversiblement. Pour contrer ce genre de scénarios, des diodes by-pass sont utilisées pour détourner le courant et protéger momentanément la cellule ou le groupe de cellules auxquelles la diode by-pass est montée en parallèle pour dériver le courant. Les diodes by-pass étant, elles aussi, facteur dissipateur de puissance, leur nombre se voit limité pour respecter un compromis entre la protection du matériel et la conservation de la puissance. Pour ce, une diode by-pass est utilisée pour chaque chaîne de cellules montées en série, en général, pour un groupe de 18 cellules.

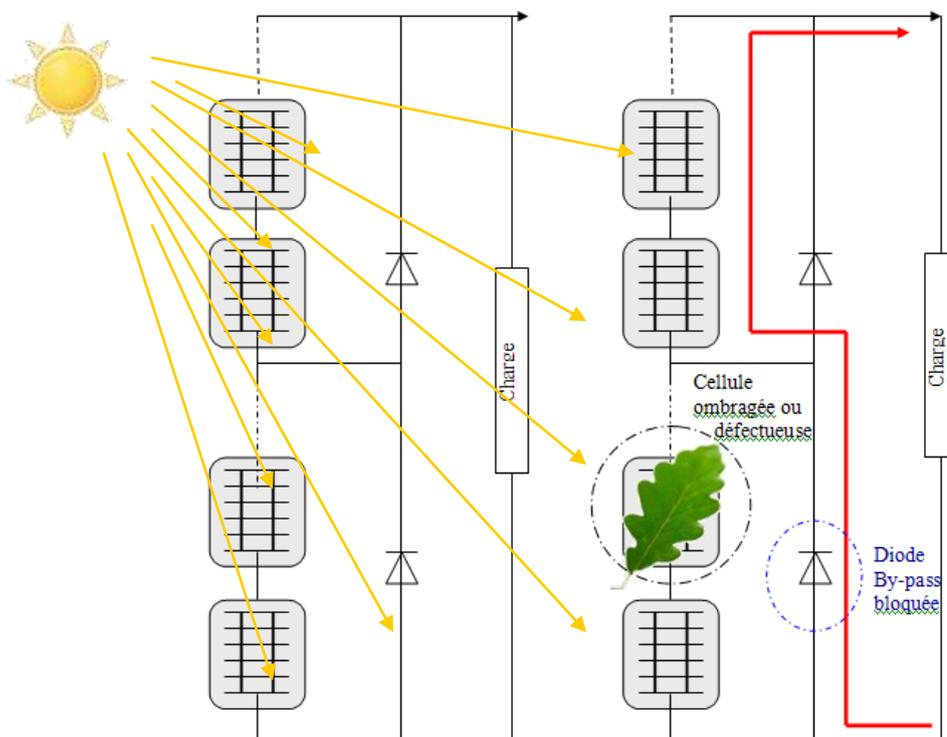


Figure 1.22 : Rôle de la diode by-pass dans la protection PV.

De même, une chaîne de cellules montées en série constituant une branche dans une connexion parallèle, peut basculer dans un état récepteur en cas de sous-ombrage de toute la chaîne ou seulement d'une partie la constituant. Pour sa protection, une diode anti-retour est mise en série pour empêcher les autres branches de l'alimenter. Le courant inverse sera donc bloqué et drainer vers la charge. Ce même principe est utilisé pour empêcher une batterie de se décharger dans un générateur PV en l'absence d'ensoleillement.

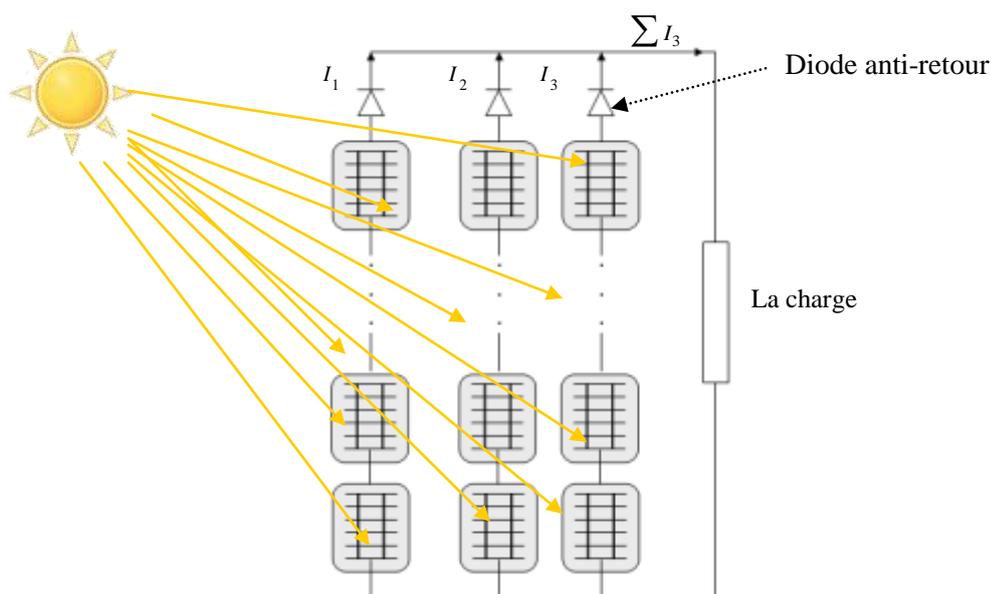


Figure 1.23 : Protection par diode anti-retour.

Avant d'aborder quelques notions relatives à la chaîne de conversion photovoltaïque, nous voudrions bien rappeler quelques terminologies utilisées dans le domaine PV et ce dans le but de lever une certaine ambiguïté entre :

Panneau photovoltaïque : appellation désignant un ensemble de modules groupés, physiquement et électriquement, sur une même structure. C'est généralement une brique pour un plus large système, ce groupement permet de définir la tension finale du système. Chaque panneau peut être connecté séparément à un système de contrôle et de stockage, de telle manière que la déconnection d'un panneau n'affecte pas le fonctionnement des autres panneaux.

Champs photovoltaïque : qui représentent l'interconnexion de tous les générateurs photovoltaïques. Dans certaines grands installations PV, un champ PV est subdivisé en sous champs PV pour faciliter l'installation et simplifier sa gestion. Un champ peut être un seule module dans une installation pour électrification rurale (alimentation d'une seule lampe), comme il peut désigner 100 000 modules ou plus dans une grande installation photovoltaïque.

La nature modulaire du générateur photovoltaïque est un atout qui permet de le dimensionner selon le besoin, et de l'agrandir ultérieurement si besoin y est. Néanmoins, les aspects présentés montrent combien cette énergie est difficile à maîtriser. Dans un générateur PV, la quantité d'énergie produite est fonction de plusieurs paramètres d'ordre techniques, météorologiques et même environnementaux. Une simple ombre peut diminuer sensiblement le rendement de tout le système car la production du courant dans un module se voit dictée par la cellule la moins productrice à un moment donnée. Pour que le maximum de puissance convertie par le générateur PV soit exploité en aval de la chaîne de conversion à tout moment en dépit des aléas évoqués, l'utilisation d'un étage d'adaptation s'impose.

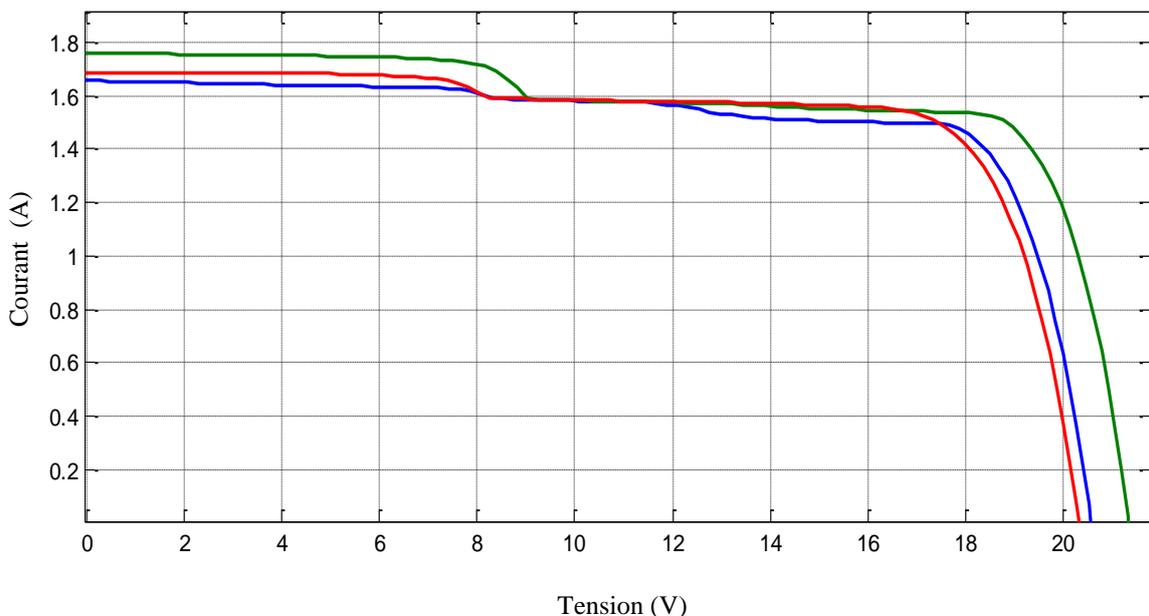


Figure 1.24 : L'effet d'une occultation sur la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque monocristallin.

1.5 L'étage d'adaptation GPV-charge

La configuration la plus simple et aussi la moins couteuse que peut prendre une chaine de conversion photovoltaïque est illustrée par la figure 1.25. Dans cette configuration, un minimum d'éléments est interposé entre la charge et sa source d'énergie, le générateur PV assurant la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Il s'agit d'une diode anti-retour qui assure la protection du générateur PV, d'où l'appellation de ce type de configuration : connexion directe.

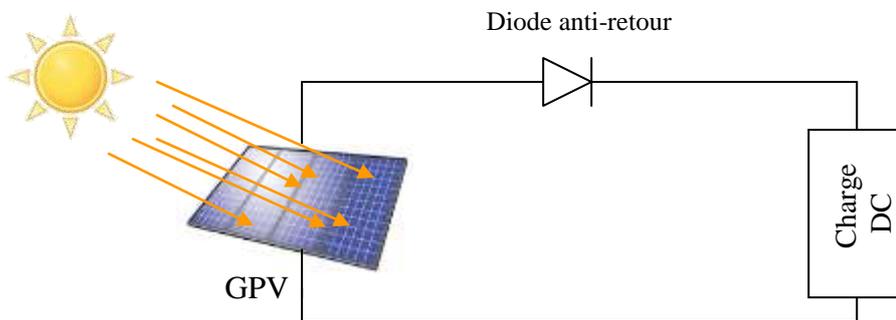


Figure 1.25 : Connexion directe Générateur PV-charge.

Dans ce type de configuration, deux verrous se présentent. Le premier concerne la nature de la charge tandis que le deuxième concerne la quantité de puissance qui lui est transmise. En effet, le générateur PV étant une source de courant continu, seule une charge de type continue pourra être directement connectée à lui. En plus de cela, le point de fonctionnement sera imposé par cette charge comme illustré par la figure 1.26, et il est inutile de faire remarquer qu'il ne correspondra forcément pas au point de puissance maximale que peut fournir le générateur PV à sa sortie.

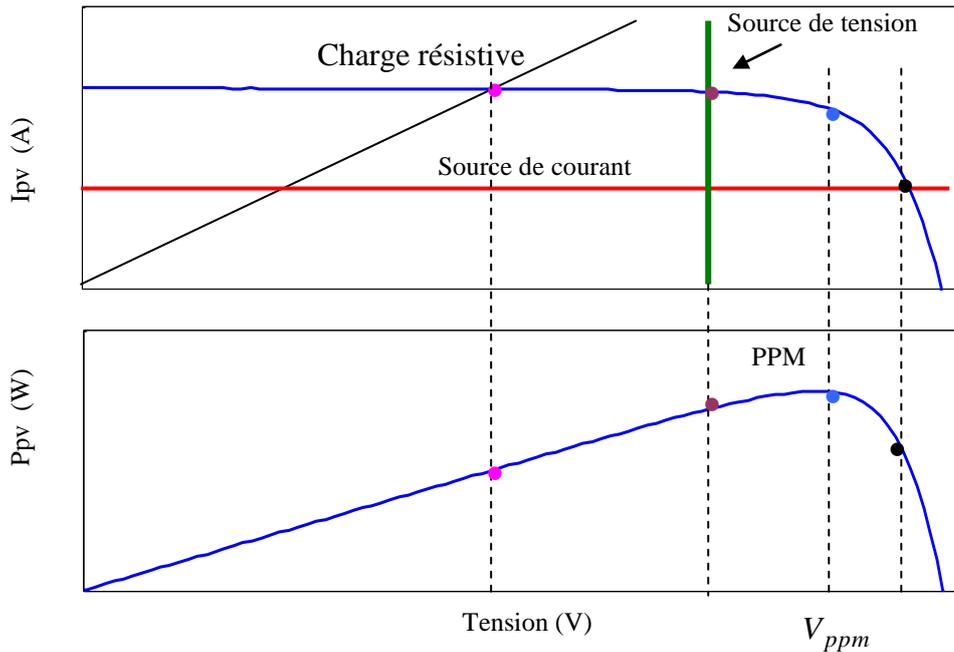


Figure 1.26 : Disposition du point de fonctionnement dans une connexion directe GPV-charge.

Il faut cependant rappeler, que si cette configuration se présente comme étant loin d'être optimale pour le transfert total de la puissance maximale entre la source et la charge, elle a néanmoins le mérite d'être la plus facile et la plus économiques en composants et en frais de mise en œuvre. Ces vertus font d'elle la configuration la plus utilisée dans des systèmes autonomes simples dans les sites isolés du fait que les probabilités de pannes liés aux composants additionnels sont exclues, minimisant ainsi les problèmes d'attente et de gestion ainsi que les déplacements que cela pourrait engendrer. Cette configuration a été utilisée avec satisfaction pour de simples systèmes comme la charge de batteries ou le pompage au fil du soleil. Une seule précaution nécessite d'être satisfaite : le dimensionnement du générateur photovoltaïque de telle manière à faire positionner le point de fonctionnement de la chaîne autour du point de puissance maximale du générateur PV, tâche rendue difficile à cause du caractère aléatoire des conditions de travail qui l'influence.

Afin de surmonter les inconvénients de la précédente configuration, un étage d'adaptation est imbriqué entre le générateur PV et sa charge dans des cas bien

précis. Son rôle, comme son nom l'indique, consiste à adapter la puissance entre le générateur et sa charge en forme et en quantité en plus de la fonction de protection. En effet, une charge alternative impose l'utilisation d'un onduleur pour transformer la forme de la puissance, et la cherté de cette puissance nécessite la poursuite du point de puissance maximale dans une course continue afin d'extraire le maximum de puissance à tout moment et ce, quelques soient les conditions de travail et les propriétés de la charge. Dans le chapitre suivant, nous allons expliquer la fonction de poursuite du point de puissance maximale et présentons les principales techniques utilisées.

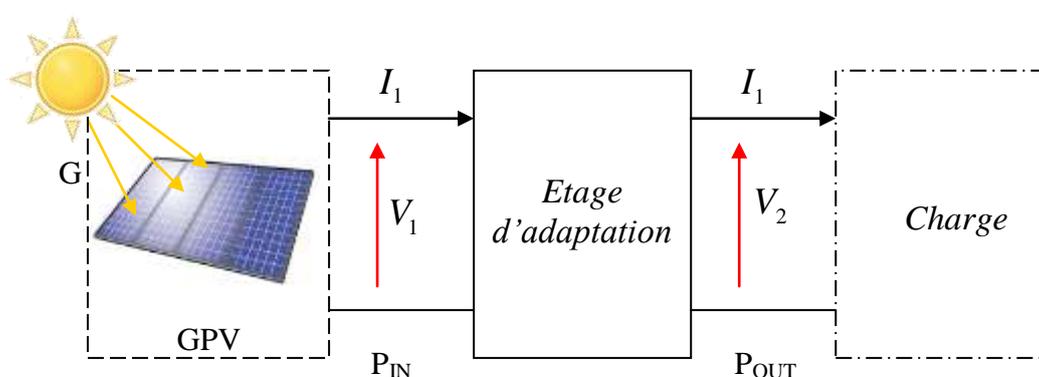


Figure 1.27 : Etage d'adaptation GPV-charge

1.6 Types de systèmes photovoltaïques

La mise en œuvre d'un système PV est dictée par plusieurs paramètres : la puissance nominale, le type de la charge : continue ou alternative, le type d'application ; au fil du soleil ou pas...etc. par la présente classification, nous visons l'introduction d'un autre aspect lié aux systèmes PV la présence ou pas d'une autre source d'énergie combinée au GPV. Ainsi nous pouvons trouver :

Des systèmes autonomes : Un système photovoltaïque est dit autonome si le générateur PV constitue sa seule source d'énergie. Dans cette catégorie, nous distinguons les systèmes au fil du soleil dans lesquels la charge n'est alimentée qu'en présence du soleil comme est le cas dans le pompage solaire au fil du soleil. Dans d'autres applications, la demande en énergie ne coïncident malheureusement pas avec la disponibilité des rayonnements solaires, comme est le cas pour

l'éclairage, dont la nécessité, est justement opposée, en termes de timing, à celui du soleil. Ce qui peut être décrit comme un décalage temporel entre la plage horaire de la disponibilité de l'énergie solaire et la plage horaire de sa consommation. Dans ce cas là, le stockage s'impose, l'utilisation de batteries servant de tampons est indispensable.

Des systèmes hybrides : L'aspect intermittent, variable et aléatoire du gisement solaire, fait que l'autonomie des systèmes photovoltaïques soit fragilisée. D'où l'intérêt d'avoir une autre source d'énergie capable de prendre le relais en cas de nécessité ou simplement utilisée comme source d'appoint. Parmi les possibilités existantes nous citons l'énergie hydraulique, éolienne, hydrolienne, thermique ou biomasse pour rester dans le tout renouvelable, ou en faisant recours aux énergies d'origine fossiles comme les fuels.

Des systèmes connectés au réseau : Un système connecté au réseau, est un système combinant deux sources d'énergie, le réseau électrique conventionnel et l'énergie photovoltaïque. L'implémentation d'un tel type de systèmes peut répondre à deux politiques totalement différentes. La première consiste à continuer d'exploiter le réseau classique en se protégeant (c'est une forme de sécurité) des aléas en optant pour une seconde source d'énergie alternative, abondante, proche en terme de lieu de production et directement accessible. La deuxième politique, quand à elle, s'inscrit dans le cadre d'une politique de développement durable. Le producteur particulier ayant une toiture couverte de modules PV devient producteur, peut ainsi acheter de l'électricité du fournisseur réseau à un prix donné et lui vendre son électricité produite à un prix plus élevé. C'est la politique qu'utilise certain pays comme l'Allemagne, ayant relevé le déficit depuis des années en lançant des projets de développement durables et proposant l'achat de l'électricité dite verte à prix préférentiels. Ce concepts se généralise de plus en plus, la tendance maintenant est pour les grandes centrales PV installées dans le but d'alimenter le réseau ce qui permet de réduire les émissions des gaz à effet de serre, stabilisation du réseau et exploitation du gisement solaire là où il est disponible.

1.7 La chaine de conversion photovoltaïque et ses rendements

Par chaine de conversion photovoltaïque, on désigne l'ensemble des dispositifs contribuant à la conversion et l'acheminement de l'énergie depuis la source jusqu'à la charge ainsi que sa mise en forme. Le rendement global d'une chaine de conversion se voit ainsi, fonction des rendements associés à chacun des blocs se partageant la tâche globale de conversion dans cette chaine de puissance illustrée par la figure 1.28.

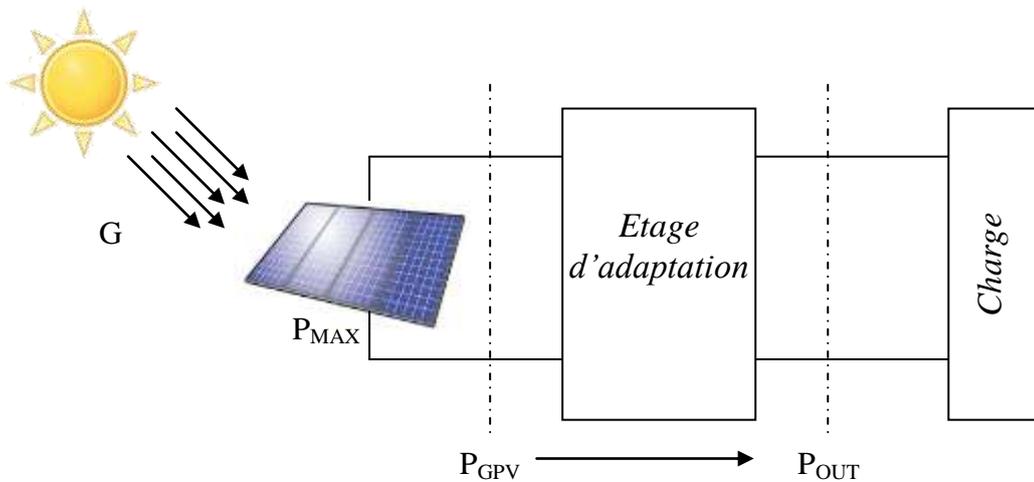


Figure 1.28 : Chaine de conversion photovoltaïque.

Entre la source qui est dans notre cas le soleil, et la charge, deux dispositifs se partagent la contribution au bon fonctionnement de la chaine de conversion photovoltaïque ; le générateur photovoltaïque dont le rôle consiste à convertir la puissance fournie par le rayonnement solaire en puissance électrique, et l'étage d'adaptation dont le rôle consiste en l'adaptation de la puissance entre le générateur photovoltaïque et la charge comme son nom l'indique et d'assurer le fonctionnement à la puissance maximale d'un autre côté. Suivant ce partage de rôles, le rendement global peut être défini comme étant le produit de rendement de ces tâches comme le décrit l'équation (12) [29-30].

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{PV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{CONV} \quad (1.12)$$

En suivant la chronologie des choses, nous commencerons par le générateur photovoltaïque. Le premier rendement décrit, dans ce cas, la capacité

du générateur photovoltaïque à convertir l'rayonnement solaire G (W/m^2) définie comme étant la puissance lumineuse reçue par unité de surface en puissance électrique. Un module photovoltaïque de surface A (m^2) reçoit une puissance égale à $G \cdot A_{eff}$, sachant que A_{eff} est la surface de la partie active du module susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque.

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \quad (1.13)$$

Avec P_{MAX} désignant la puissance potentiellement disponible à la sortie du module et qui dépend des paramètres physiques du GPV ainsi que les conditions météorologique de travail.

La puissance effective délivrée par le générateur PV à un instant donné dépend de son point de fonctionnement qui ne coïncide pas forcément avec le point de puissance maximale PPM qui est fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et l'adaptation de l'énergie entre la source et la charge (connexion directe, convertisseur DC-DC, onduleur ...etc.). Dès lors la définition d'un autre rendement traduisant les pertes énergétique associées à cet étage de la chaine de conversion s'avère nécessaire. Ce rendement associé à un point de fonctionnement donné est noté η_{PF} , il est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV.

Lors de l'utilisation d'une commande MPPT pour la poursuite du point de puissance maximale, ce rendement prend la notation η_{MPPT} . Ce rendement, nous permet dans ce cas, de comparer et de juger l'efficacité et la capacité de cette commande à extraire le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque.

$$\eta_{PF} = \eta_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \quad (1.14)$$

Enfin, le rendement associé à l'étage de conversion est noté η_{CONV} . Il permet de qualifier l'adaptation et le transfert électrique-électrique et d'évaluer aussi les pertes associées à cet étage. Ce rendement est obtenu en divisant la puissance fournie à la sortie du bloc d'adaptation par la puissance présente à son entrée.

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{OUT}}{P_{PV}} \quad (1.15)$$

A la lumière de ce qui précède, le rendement total de la chaine de conversion défini comme étant le produit des trois rendements présentés ultérieurement est décrit par les formules (16) et (17). Ce rendement traduit la capacité de la totalité de la chaine PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique.

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \cdot \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{OUT}}{P_{PV}} \quad (1.16)$$

Pour notre étude, seuls les rendements de la commande MPPT, objet de notre travail, et le rendement de l'étage d'adaptation ont été considérés. Le rendement total se trouve alors réduit au produit de ces deux rendements.

$$\eta_T = \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{OUT}}{P_{PV}} \quad (1.17)$$

A noter que les rendements introduits jusqu'à présent sont des rendements instantanés nécessitant la synchronisation des mesures des grandeurs d'entrée et de sortie associées à chaque étage pour rendre crédible ce calcul. Ils sont le fruit de mesures de puissances effectuées sur un intervalle de temps très court (<1s) ce qui les rend représentatif d'un instant donné, de condition météorologiques précises et de mode de fonctionnement donné. D'autres rendements sont intéressants à explorer, ce sont les rendements journaliers prenant en considération la quantité

d'énergie produite par la chaine de conversion durant toute une journée de fonctionnement. Ainsi ces rendements sont exprimés par les formules (18), (19) et (20) à condition de connaitre :

- la puissance maximale délivrable à tout moment aux bornes du générateur photovoltaïque ;
- la quantité totale d'énergie produite par le générateur photovoltaïque ;
- la quantité totale d'énergie transférée à la charge.

$$\tilde{\eta}_{PF} = \tilde{\eta}_{MPPT} = \frac{\text{Energie produite}}{\text{Energie maximale}} \% \quad (1.18)$$

$$\tilde{\eta}_{CONV} = \frac{\text{Energie transmise}}{\text{Energie produite}} \% \quad (1.19)$$

$$\tilde{\eta}_{TOTAL} = \tilde{\eta}_{MPPT} \cdot \tilde{\eta}_{CONV} \quad (1.20)$$

Dans les études comparatives que nous avons menées, nous avons utilisé les rendements instantanés ainsi les rendements énergétiques pour marquer nos remarques et tirer nos conclusions.

1.8 Synthèse

Le domaine de l'énergie photovoltaïque connaît depuis des années, un engouement remarquable que ça soit au niveau de la recherche scientifique ou au niveau industriel. Il nous a paru indispensable de faire de ce chapitre un chapitre introductif, descriptif de cette filière. Ce chapitre nous a permis de rappeler les notions de base de la conversion photovoltaïque. Nous avons donné un aperçu général sur ce qui est une chaine de conversion photovoltaïque et de toutes les notions associées ; des principes fondamentaux jusqu'aux rendements. Ceci nous permettra, par la suite, de bien situer notre travail dans cette filière pluridisciplinaire qui ne cesse de susciter de plus en plus d'intérêts.

CHAPITRE 2 :

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE DES METHODES DE POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE

2.1 Introduction

Le cout d'investissement en énergie photovoltaïque demeure élevé, et toute installation PV nécessite un certain temps pour être rentable, d'où la nécessité d'optimiser l'énergie photovoltaïque produite à tous les niveaux de production et de consommation. L'optimisation de l'énergie photovoltaïque se fait tout le long de la chaîne de conversion, en commençant par la génération jusqu'à la consommation.

Nous allons rappeler dans ce chapitre les principaux axes de recherche qui s'intéressent à ce volet important de l'énergie photovoltaïque, en mettant l'accent sur la poursuite du point de puissance maximale qui est le but de ce travail.

2.2 Optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion PV

A la lumière de ce que nous avons introduit dans le chapitre précédent, nous pouvons conclure que l'optimisation dans une chaîne de conversion photovoltaïque est un domaine vaste, pluridisciplinaire et nécessitant encore beaucoup d'apport et donc beaucoup de recherches et d'investigations, et ce à tous les niveaux. L'optimisation de l'énergie photovoltaïque se fait essentiellement sur trois axes : matériaux, poursuite du soleil (suntracker) et poursuite du point de puissance maximale (MPPT) [31].

En considérant la chaîne de conversion PV comme étant constituée de 3 blocs fonctionnels qui sont : le bloc conversion PV, le bloc adaptation de puissance et enfin le bloc charge, il nous sera évident de répartir les efforts d'optimisation et de les présenter comme suit :

Au niveau du bloc de la conversion PV : Le bloc de conversion PV est la partie champ photovoltaïque composée essentiellement de modules PV. Le rendement de cette partie là est fonction de deux paramètres importants, le rendement de conversion des modules PV qui est une donnée dépendante de leur technologie et matériaux de fabrication, et deuxièmement du gisement solaire auquel est exposé ce champ PV. Ainsi, des efforts considérables sont fournis visant à :

- augmenter le rendement de conversion du champ photovoltaïque. Pour cela, les recherches et efforts s'accroissent essentiellement autour du développement des matériaux de conversion, en essayant de rehausser leur rendement de conversion au niveau matériaux ;
- Deuxièmement, de munir les générateurs PV de capacité motrice leur permettant de s'orienter face au soleil à n'importe quel moment de la journée et ce, en les dotant d'un système de poursuite du soleil (*sun tracking system*) ;

Au niveau du bloc adaptation de puissance : ce bloc assure deux fonctions ; l'adaptation de la puissance entre le générateur PV et sa charge en forme et en grandeur, ainsi que le positionnement du point de fonctionnement du système au point de puissance maximale du générateur photovoltaïque qui change en fonction des conditions de travail durant tout le temps d'exposition au rayonnement solaire, et ce, en utilisant les différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale existantes ;

Au niveau de la charge (la consommation) : des études s'intéressent à la gestion de la consommation de l'énergie photovoltaïque. Ainsi un nouveau concept a été introduit ces dernières années portant l'appellation de **smart grid** qui est l'une des dénominations d'un réseau de distribution d'électricité « intelligent » qui utilise des

technologies informatiques (logiciels) de manière à optimiser la production et la distribution ainsi que sa gestion optimale, et ce, en contrôlant la relation entre l'offre et la demande des producteurs et les consommateurs d'électricité respectivement. L'apport des technologies informatiques devrait économiser l'énergie, sécuriser le réseau et en réduire les coûts, tâche indispensable pour un type d'énergie aléatoire et non constante comme l'énergie photovoltaïque.

2.3 La poursuite du soleil

Dans le domaine photovoltaïque, le terme de poursuite peut être utilisé pour désigner deux tâches différentes. La première est de type mécanique et fait référence à la poursuite du soleil, tandis que la deuxième est de type électronique et désigne la poursuite du point de puissance maximale.

Un système ou générateur PV avec fonction de poursuite du soleil est muni d'une plateforme mobile à un ou deux axes de mouvement indépendants permettant son orientation face au soleil durant son mouvement au cours de la journée. Les systèmes de poursuite sont exploités pour augmenter la production de l'énergie du fait qu'il assure le positionnement du générateur PV perpendiculairement aux rayons lumineux du soleil [32-35]. Un système de poursuite permet d'augmenter l'énergie journalière collectée par un GPV mobile avec un pourcentage compris entre 30 et 50% [36, 37]. Les mesures donnent un pourcentage précis égal à 41.34% avec une poursuite à deux axes comparés à ceux d'une surface égale fixe [38]. Une valeur de 42,6 % est donnée par [39] avec un système de poursuite avec le même nombre de liberté. Une étude similaire donne des pourcentages de 22.3% et 25.2% pour deux systèmes à un axe et deux axes de mouvement respectivement, mais cette fois ci pour une production annuelle de l'énergie [40].

A noter que les gains en énergie collectés moyennant l'exploitation d'un système de poursuite du soleil, est à son maximum en début de matinée et en fin d'après midi. Ceci est dû au fait que le GPV fixe est orienté vers la position du soleil à midi. La courbe de variation de l'rayonnement solaire vue par un GPV fixe se voit lissée et modifiée pour un GPV identique mobile. La figure 2.1 illustre ce cas de

figure suivant les mesures effectuées par [38]. L'augmentation de l'énergie collectée par le GPV suite à l'utilisation d'un système de poursuite du soleil augmentera inéluctablement l'énergie qu'il pourrait fournir à sa charge. En effet, une augmentation du niveau de l'rayonnement solaire captée par le GPV se traduit par la translation vers le haut de sa caractéristique électrique I-V. Cette translation s'applique aussi au point de puissance maximale comme illustre le cas de figure représenté par la figure 2.2.

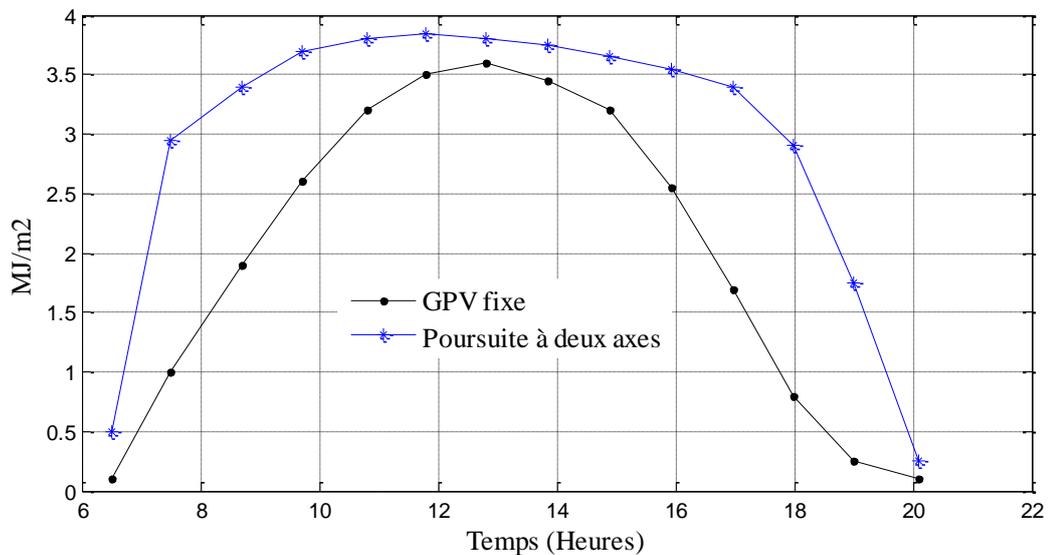


Figure 2.1: Comparaison de la quantité d'énergie collectée par un GPV mobile et GPV fixe.

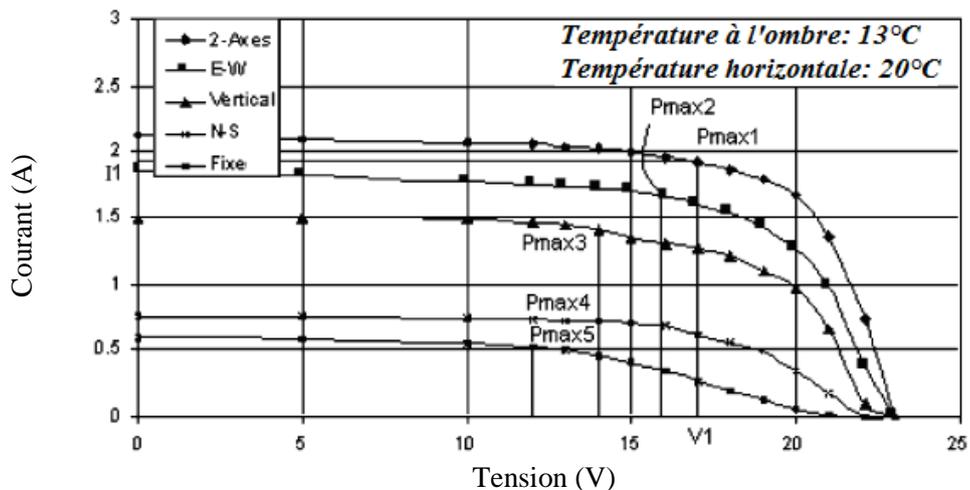


Figure 2.2 : Influence de la poursuite du soleil sur la caractéristique I-V d'un GPV [40].

Vu le gain en quantité d'énergie collectée et produite par un GPV muni d'un système de poursuite du soleil, il semble évident que le nombre de modules PV nécessaire pour une application donnée se voit réduit comparé à un système identique alimenté par un GPV fixe, ce qui va sûrement diminuer le coût de l'investissement initial. Cependant, il faut noter que l'un des plus importants arguments de l'énergie photovoltaïque réside dans le minimum d'entretien qu'une telle installation requière. Et cela est dû essentiellement à l'absence des parties mobiles comparé aux générateurs à fuel. Equiper un module ou un générateur d'un système de poursuite du soleil rompt ce critère et ouvre grand la porte à de nouvelles spéculations.

2.4 La poursuite du point de puissance maximale

2.4.1 Principe de la poursuite du point de puissance maximale

Pour bien expliquer ce que c'est que la poursuite du point de puissance maximale, nous allons procéder en deux étapes. Dans la première étape, nous expliquons le principe « le pourquoi » et sa nécessité par un scénario, tandis que dans la deuxième étape, sera expliquer le comment de la chose : comment assurer cette poursuite du point de puissance maximale matériellement.

Tout d'abord, il faut apporter un intérêt au mot « poursuite ». Il s'agit bien d'une poursuite en temps réel. Il ne suffit pas de se positionner sur le point de puissance maximale, car ce dernier ne tardera pas à migrer, cela se passe plus ou moins rapidement en fonction des conditions météorologiques (température et niveau d'rayonnement) en plus d'autres facteurs comme l'ombrage, salissure, passage des nuages, mais ça varie quand même dans la majorité du temps.

Considérons le scénario schématisé par la figure 2.3. Le générateur photovoltaïque exposé sous une condition de travail donnée nommée 1 présente un seul point de puissance maximale $PPM1$. Le système PV arrive à extraire le maximum de puissance en faisant coïncider le point de fonctionnement avec le point de puissance maximale. Autrement dit, la tension de travail est V_{ppm_1} .

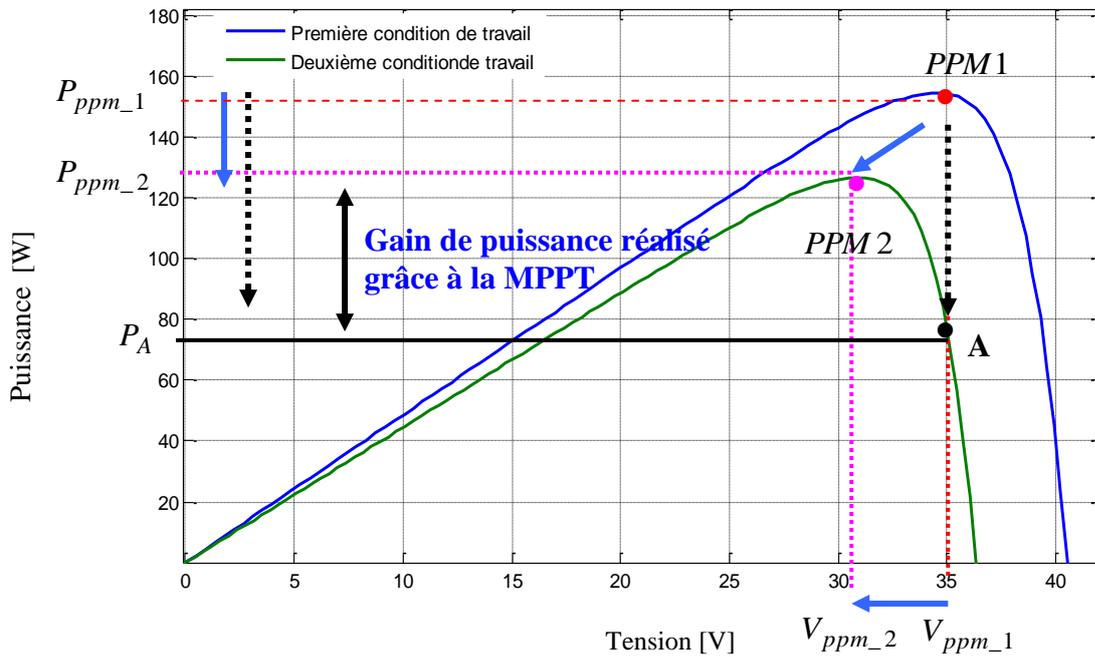


Figure 2.3 : Principe de la poursuite du point de puissance maximale.

Supposons maintenant, qu'à un moment donné, le générateur PV voit sa condition de travail 1 basculer vers une autre condition nommée 2, bien sûr différente. Conformément à cette nouvelle condition, le générateur PV présente une nouvelle caractéristique P-V ayant un seul point de puissance maximale et qui est évidemment différent du premier point de puissance maximale puisque les conditions de travail ne sont pas identiques. Ce nouveau point de puissance maximal est noté $PPM2$. Comment va être la puissance fournie par le générateur à sa charge ? La réponse à cette question est fonction de la présence ou pas d'une poursuite du point de puissance maximale. Dans le cas où la poursuite est assurée, la tension de travail initialement égale à V_{ppm_1} correspondant à $PPM1$ va être ajustée pour s'attribuer la valeur V_{ppm_2} qui fera correspondre le point de fonctionnement au nouveau point de puissance maximale suivant le scénario 1 (flèches continues). Dans le cas contraire, correspondant à l'absence d'une poursuite du point de puissance maximale et donc à l'absence d'ajustement de la tension du point de fonctionnement ; ce dernier se voit figé à la tension initiale V_{ppm_1} , mais comme la condition de travail a changé, la puissance correspondant à ce nouveau point de fonctionnement qui a migré sur la

nouvelle caractéristique se voit attribué une puissance P_A qui est inférieure à la puissance max qu'on pourrait tirer dans cette nouvelle condition de travail (flèches discontinues).

Maintenant pour répondre à l'éventuelle question : est il possible que la caractéristique varie dans le temps entre ces deux configurations et comment. Nous présentons la figure suivante représentant l'évolution de l'rayonnement solaire pendant 3 journées différentes au Bourget Du Lac, Chambéry, France. Les mesures sont prélevées par une station de mesure au niveau de l'institut National de l'Energie Solaire (INES). La forme en cloche de la courbe est la résultante de la trajectoire journalière du soleil dans le ciel, tandis que les fluctuations sont essentiellement dues au passage des nuages. Ceci en prenant en considération que l'rayonnement n'est qu'un seul facteur pouvant influencer les caractéristiques électriques d'un générateur PV.

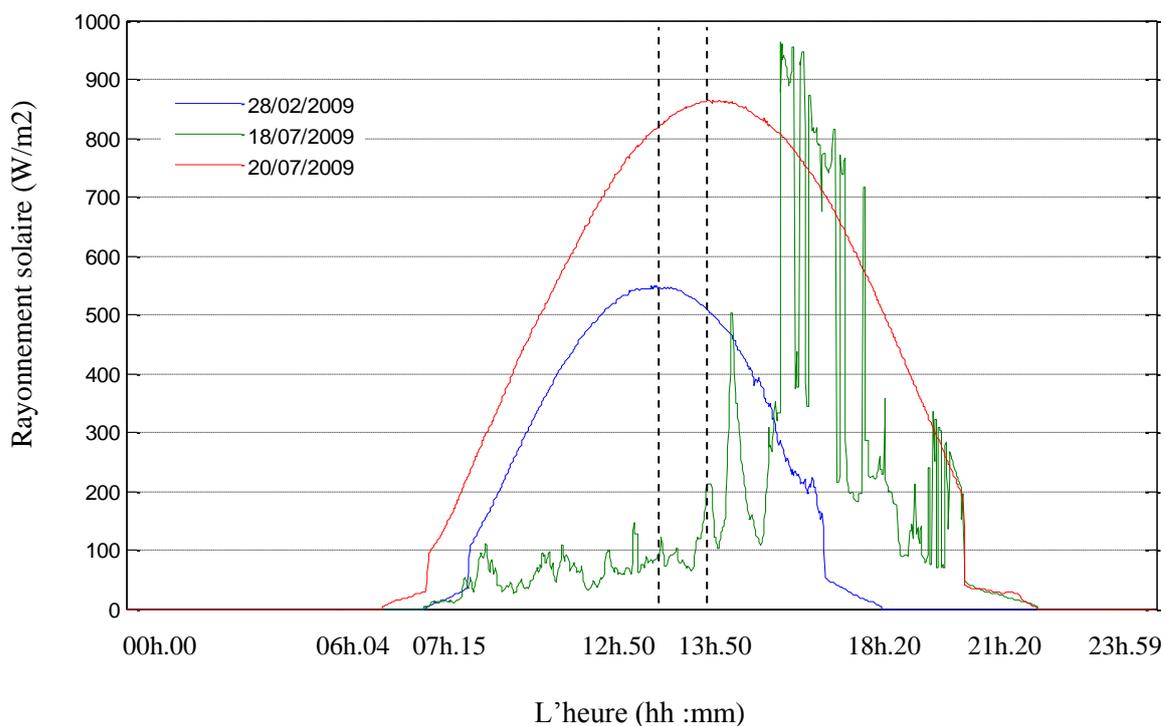


Figure 2.4 : Exemples d'évolution de l'rayonnement solaire pendant 3 journées différentes à l'INES.

Maintenant que « le pourquoi » de la poursuite du point de puissance maximale est, en principe, compris, nous passons à la deuxième étape qui consiste à l'explication du comment. Tout d'abord, dans le but de clarifier et simplifier la tâche, nous dirons que la poursuite du point de puissance maximale peut être résumée à la variation de la tension de travail de façon à la faire coïncider tout le temps avec la tension du point de puissance maximale. Ce qui nous amène à la conclusion suivante : le comment de la recherche du point de puissance maximale se divise en deux sous étapes : la détermination de la nouvelle tension de fonctionnement, et l'ajustement de la tension actuelle pour atteindre cette valeur cible. En d'autres termes, d'une partie raisonnement de la recherche qui constitue la partie algorithmique du MPPT qui sera objet du chapitre suivant, et la partie matérielle, électronique de puissance permettant d'imposer une variation de la tension de fonctionnement actuelle afin d'atteindre la valeur cible correspondant au nouveau PPM.

La tâche de poursuite du point de puissance maximale peut être décrite comme étant une adaptation d'impédance entre le générateur PV et sa charge. En effet, le bloc assurant cette adaptation a pour fonction le transfert du maximum de la puissance disponible aux bornes du GPV en ajustant continuellement l'impédance d'entrée sachant que celle de sa sortie est imposée par la charge. Les systèmes assurant cette fonction sont généralement des convertisseurs DC-DC (hacheurs) dont le diagramme est représenté par la figure 2.5.

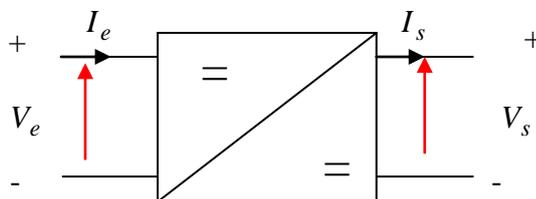


Figure 2.5 : Diagramme schématisé d'un convertisseur DC.

La puissance à l'entrée du convertisseur DC-DC peut être formulée par l'équation suivante :

$$P_e = V_e \cdot I_e \quad (2.1)$$

Et la puissance à sa sortie par :

$$P_s = V_s \cdot I_s \quad (2.2)$$

Dans l'électronique de puissance, les convertisseurs DC-DC peuvent être classés principalement dans deux catégories :

- Convertisseur DC-DC abaisseur de tension appelé dévolteur ou convertisseur buck ;
- Convertisseur DC-DC éleveur de tension appelé survolteur ou convertisseur boost.

Suivant le principe du MPPT qui consiste, comme mentionné précédemment, à varier l'impédance d'entrée du convertisseur pour faire coïncider la tension d'entrée avec la tension du point de puissance max. nous pouvons dire que la tension d'entrée du convertisseur peut être ramenée à prendre une valeur inférieure ou supérieure à celle de sa sortie qui sera maintenue de manière à satisfaire les besoins de la charge. C'est pour cette raison, que mis à part la nature de certaines applications PV qui ne nécessite que l'un des deux types précédemment cités, la meilleure solution consiste à utiliser un convertisseur assurant les deux fonctions ; dévolteur et survolteur en même temps comme le convertisseur buck-boost.

A la lumière de l'annexe réservée aux convertisseurs DC-DC, il nous est possible de dire que la poursuite du point de puissance maximale se résume à la commande du rapport cyclique d'un convertisseur DC-DC. Cette commande se fait par la modulation de largeur d'impulsion MLI ou PWM de l'anglais *Pulse Width Modulation*.

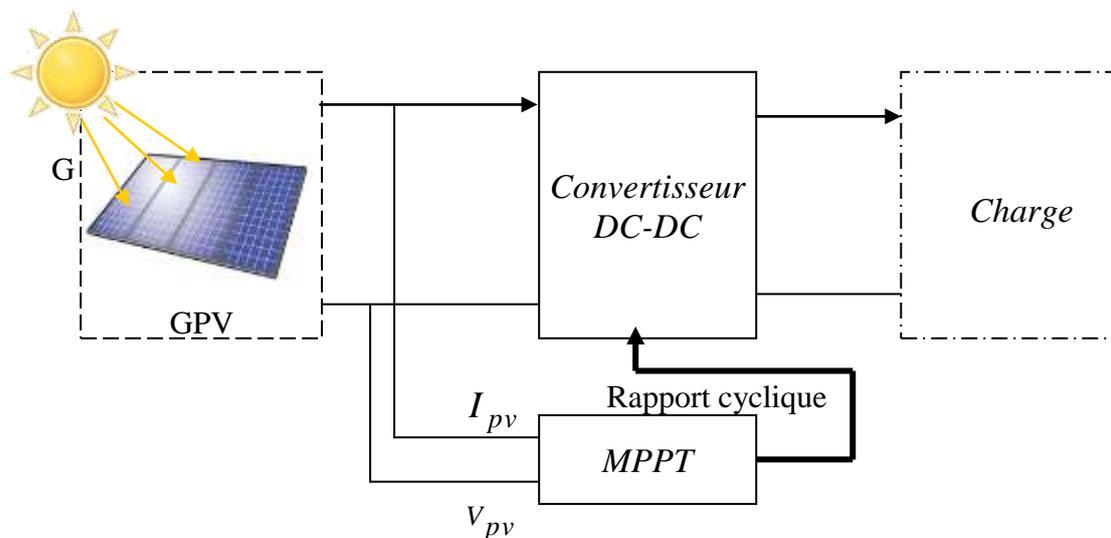


Figure 2.6 : Commande MPPT dans une chaîne de conversion PV.

Ainsi, le convertisseur DC-DC utilisé aura comme fonction de varier l'impédance de sortie vue par le générateur photovoltaïque de telle manière à faire coïncider le point de fonctionnement du système avec le point de puissance maximale de la caractéristique I-V correspondant à des conditions de travail (température ambiante, ensoleillement) bien précises. Le schéma de la figure précédente peut donc être illustré comme suit :

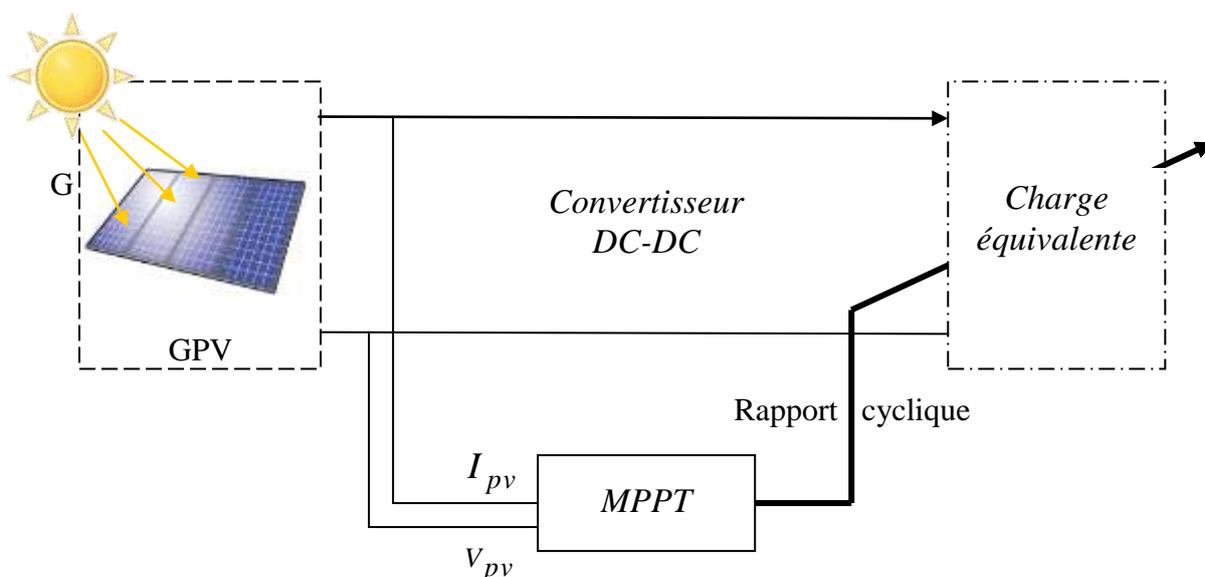


Figure 2.7 : Principe de variation d'impédance comme base pour la poursuite du point de puissance maximale.

Les algorithmes de poursuite du point de puissance maximale commandent la valeur du rapport cyclique du convertisseur pour faire varier l'impédance de sortie vue par le générateur photovoltaïque. Pour expliquer comment se fait la variation de l'impédance du système et montrer le rôle du rapport cyclique, nous reprenons les configurations des trois convertisseurs présentés en annexe.

1- Le convertisseur buck :

Dans le cas du convertisseur buck, le gain en tension est donné par :

$$\frac{V_s}{V_e} = \alpha \quad (2.3)$$

Avec V_e et V_s les tensions d'entrée et de sortie du convertisseur. Le rendement du convertisseur est défini comme étant le rapport entre la puissance de sortie et la puissance d'entrée et défini par :

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_s}{P_e} \\ &= \frac{V_s \cdot I_s}{V_e \cdot I_e} \end{aligned} \quad (2.4)$$

En considérant la charge équivalente à l'entrée du convertisseur et la charge réelle du système qui sont données par :

$$R_{equ} = \frac{V_e}{I_e} \quad (2.5)$$

$$R_L = \frac{V_s}{I_s} \quad (2.6)$$

L'équation (2.4) devient :

$$\eta = \frac{V_s \cdot I_s}{V_e^2 / R_{equ}} \quad (2.7)$$

Des équations précédentes nous obtenons :

$$R_{equ} = \frac{\eta \cdot R_L}{\alpha^2} \quad (2.8)$$

2- Le convertisseur boost

Le gain du convertisseur boost étant de :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad (2.9)$$

L'expression du rapport cyclique en fonction des tensions est :

$$\alpha = 1 - \frac{V_e}{V_s} \quad (2.10)$$

La charge équivalente est exprimée dans ce cas par la formule mathématique :

$$R_{equ} = \eta \cdot R_L \cdot (1 - \alpha)^2 \quad (2.11)$$

3- Le convertisseur buck-boost

Enfin pour le convertisseur buck-boost, dont le gain en tension est :

$$\frac{V_s}{V_e} = -\frac{\alpha}{1 - \alpha} \quad (2.12)$$

L'expression du rapport cyclique en fonction des tensions est :

$$\alpha = \frac{V_s}{V_s - V_e} \quad (2.13)$$

Tandis que l'expression de la charge équivalente est :

$$R_{equ} = \frac{\eta \cdot R_L \cdot (1 - \alpha)^2}{\alpha^2} \quad (2.14)$$

La figure 2.8 illustre les variations du rapport des charges réelle et équivalente en fonction des variations du rapport cyclique pour les trois types de convertisseurs [43] et ce, en considérant des composants parfaits permettant d'atteindre un rendement de conversion égale à 100%.

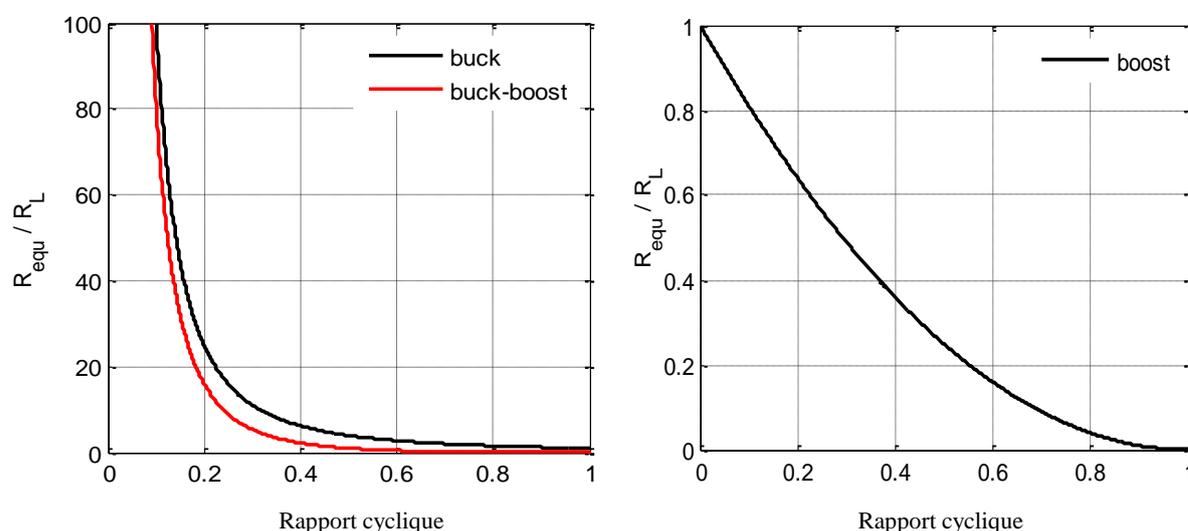


Figure 2.8 : Variation de la résistance équivalente en fonction du rapport cyclique pour les convertisseurs buck, boost et buck-boost.

2.4.2 Classification des méthodes de poursuite du point de puissance maximale

La poursuite du point de puissance maximale est un sujet de recherche qui demeure toujours d'actualité. De nombreuses publications voient le jour chaque année présentant de nouvelles idées d'algorithmes ou de nouvelles versions d'anciens algorithmes et ce, dans le seul but d'affiner les rendements. Les algorithmes MPPT peuvent être classés de différentes manières. Dans ce travail, nous présentons une classification basée sur le principe de fonctionnement de

l'algorithme utilisé. Ainsi, nous distinguons quatre grandes familles d'algorithmes MPPT comme illustré par la figure 2.9 :

- Les algorithmes exploitant les propriétés des caractéristiques électriques du générateur PV. Ces algorithmes, comme est le cas pour l'algorithme à tension constante, l'algorithme de la tension à circuit ouvert ou encore celui du courant de court circuit , exploitent des relations existant entre les références du point de puissance maximale (courant et tension) et les caractéristiques du générateur photovoltaïque comme le courant de court-circuit I_{cc} ou la tension de circuit ouvert V_{oc} ;
- Les algorithmes exploitant les modèles mathématiques des générateurs PV ;
- Les algorithmes se basant sur la forme de la caractéristique de puissance du générateur PV comme l'algorithme perturbation et observation et l'algorithme à conductance incrémentielle ;
- Et enfin, dans la dernière famille, nous classons tous les autres algorithmes y compris ceux exploitant les nouveaux concepts tels que ceux de l'intelligence artificielle.

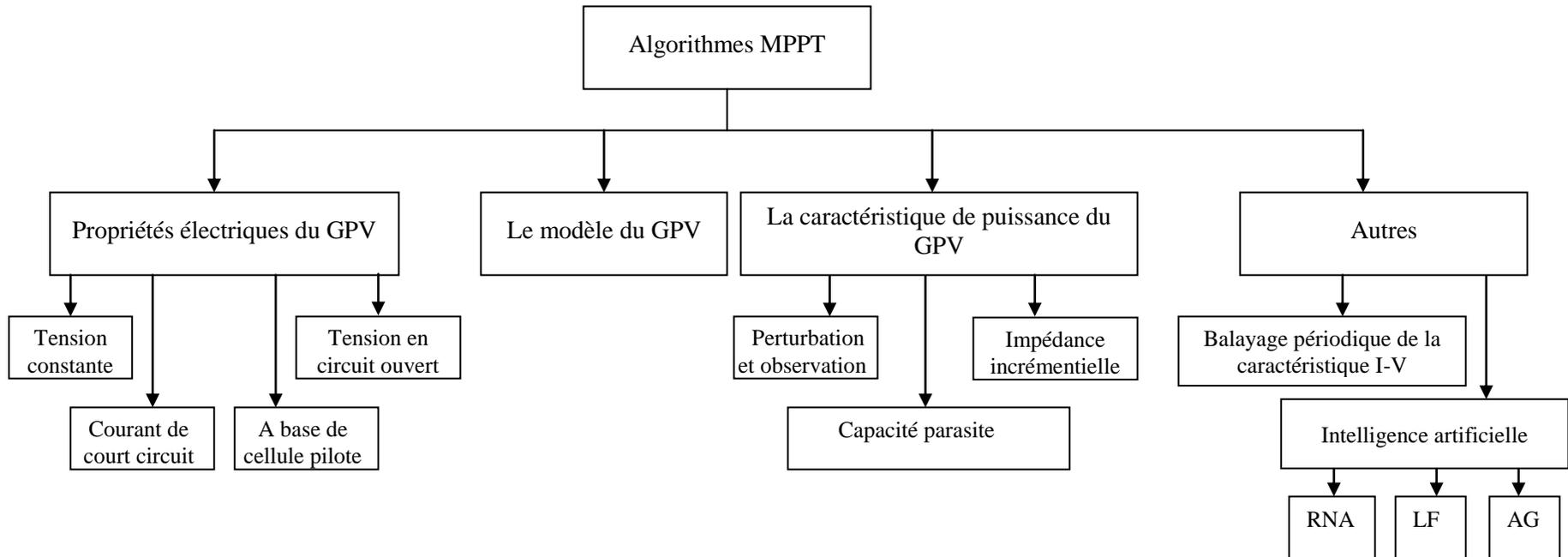


Figure 2.9: Classification des méthodes MPPT.

2.4.3 La méthode à tension constante

Cette méthode est considérée comme étant la méthode de poursuite du point de puissance maximale la plus simple. Son idée de base consiste à choisir une tension fixe de fonctionnement et de forcer le système à y rester. Cette tension peut être égale à la tension correspondant au point de puissance maximale fournie par le fabricant qui correspond aux STC, ou choisie comme étant égale à une autre valeur jugée comme étant la plus efficace [44]. Pour sa détermination, les données d'rayonnement solaire et de la température ambiante sont collectées durant une période d'une année permettant de choisir la meilleure valeur pour cette MPPT [45]. Ce qui fait que le point de fonctionnement du système n'est jamais au point de puissance maximale, ajouté au fait que le choix de la meilleure valeur serait dépendant du site sur lequel sera implémentée l'installation PV.

Aussi, il faut noter que cette méthode suppose que les variations du niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante sur le champ PV sont insignifiantes, et que la tension max de référence constitue une approximation adéquate du PPM réel. En plus de cela, cette méthode MPPT à tension constante ne nécessite aucune mesure au cours de son implémentation. Ce qui rend l'algorithme aveugle vis-à-vis des changements extérieurs qui influencent réellement le PPM. Cependant, il a été observé que cette méthode présente de meilleur rendement en bas niveaux d'ensoleillement comparée aux autres méthodes de poursuite comme la P&O et IC [44]. Grâce à cette particularité, la méthode à tension constante a souvent été combinée à d'autres méthodes MPPT.

2.4.4 La méthode de la tension à circuit ouvert

L'idée de base de cette méthode MPP repose sur l'observation d'une relation de proportionnalité entre la tension à circuit ouvert et la tension du point de puissance maximale pour une caractéristique I-V donnée. Cette relation stipule que le rapport entre les deux tensions est approximativement constant et peut être noté suivant l'équation (15 a)

$$\frac{V_{MPP}}{V_{oc}} \cong K_V < 1 \quad (a) \quad (2.15)$$

$$V_{MPP} \cong K_V * V_{oc} \quad (b)$$

Cette méthode peut être implémentée conformément à l'organigramme de la figure 2.10. Le champ PV est déconnecté de l'étage conditionnement de puissance incluant le MPPT, la mesure de la tension à circuit ouvert est alors effectuée. La valeur prélevée sera par la suite utilisée pour déterminer celle du point de puissance maximale et fournie au MPPT qui va changer la tension de fonctionnement du système jusqu'à l'atteindre. Cette opération est répétée périodiquement afin de poursuivre le point de puissance maximale durant tout le temps de fonctionnement du système. En dépit de sa simplicité, cette méthode présente un inconvénient majeur ; il s'agit du choix de la valeur de la constante de proportionnalité entre les deux tensions. Ainsi, on évoque une valeur égale à $0.76 \pm 2\%$ [45] ou appartenant aux intervalles 0,71-0,78 [46], 0,73 - 0,80 [6, 7], ou encore 0,70-0,80 [47].

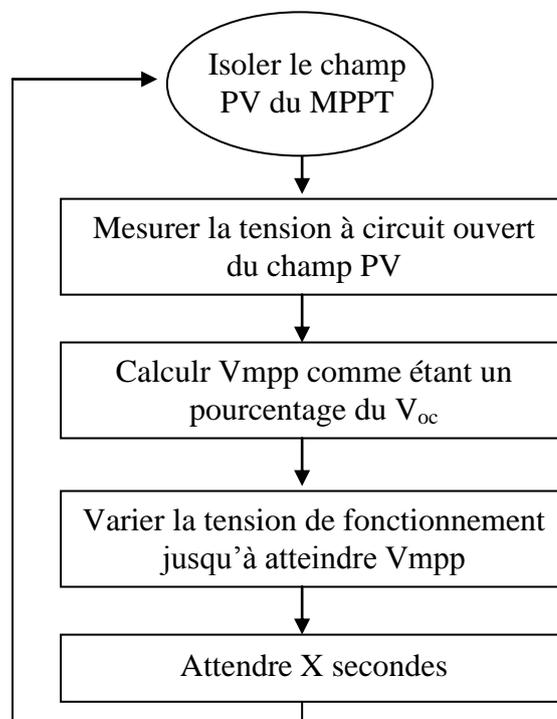


Figure 2.10 : Organigramme de la méthode de la tension à circuit ouvert.

2.4.5 La méthode du courant de court-circuit

Cette méthode de poursuite de PPM se base sur la relation de proportionnalité des courants de court-circuit et celui du PPM [48-50]. Le courant au point de puissance maximale étant supposé une fraction du courant de court circuit suivant l'expression mathématique de l'équation (2.16). Un interrupteur placé en aval du bloc conditionnement de puissance est momentanément placé à l'état fermé pour permettre la mesure du courant de court circuit et ainsi déterminer le courant du PPM correspondant qui sera transmis au MPPT qui assurera la poursuite. Cette opération est répétée périodiquement suivant l'organigramme de la figure 2.11.

$$\frac{I_{MPP}}{I_{cc}} \cong K_I < 1 \quad (a) \quad (2.16)$$

$$I_{MPP} \cong K_I * I_{cc} \quad (b)$$

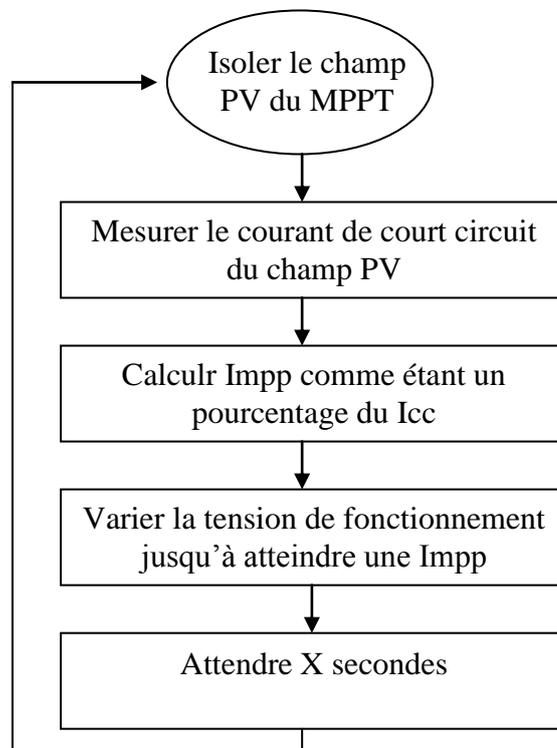


Figure 2.11 : Organigramme du MPPT basé sur le courant de court circuit.

2.4.6 MPPT à base de cellule pilote

En utilisant une cellule PV pilote appelée aussi cellule de référence, les deux méthodes précédemment citées peuvent être utilisées sans nécessiter l'isolation et la déconnexion fréquentes du champ PV et par conséquent limiter les pertes d'énergie qu'elles occasionnent. En effet, les mesures de la tension à circuit ouvert ou le courant de court circuit sont prélevés sur une petite cellule photovoltaïque ayant les mêmes caractéristiques que les cellules formant le champ photovoltaïque. Cependant, deux problèmes majeurs se manifestent pour cette méthode MPPT, le premier concerne la véracité et la précision de la valeur des constantes de proportionnalité sur laquelle repose la détermination de la tension ou du courant au MPP, quant au deuxième problème, il concerne la nécessité de calibrer la cellule pilote pour que ses paramètres puissent approcher au mieux ceux du champ photovoltaïque quelle représente, ce qui génère un surcout pour toute l'installation PV [6].

2.4.7 MPPT basée sur la température

Cette technique MPPT tente d'exploiter le même principe utilisée par la méthode de tension à circuit ouvert et celui à base de cellule pilote mais tout en évitant les inconvénients des deux ; pas de déconnexions fréquentes pour la mesure de la tension à circuit ouvert et pas de cellule pilote ni la nécessité de son calibrage. Son idée de base repose sur la corrélation liant la tension à circuit ouvert et la température de la cellule. Considérant l'équation (2.17), la température de la cellule/module PV mesurée peut être utilisée comme étant une image de la tension à circuit ouvert.

$$V_{oc} = V_{oc_STC} + (T - T_{STC}) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (2.17)$$

Avec V_{co_STC} est la tension à circuit ouvert correspondant aux conditions standards de test (STC). T est la température de la cellule/module (K), T_{STC} est la

température de la cellule/module en STC et enfin, $\frac{dV_{oc}}{dT}$ représente le gradient de la température.

En résumé, cette méthode permet de déterminer la tension à circuit ouvert à partir d'une mesure de la température pour se transformer en méthode à base de tension à circuit ouvert et utiliser l'équation (2.15). Dans [5], les auteurs exploitent le fait que la caractéristique en température d'une jonction P-N d'une diode est similaire à celle d'une cellule PV. Ainsi un algorithme MPPT a été développé en exploitant le changement de température de la diode pour déterminer la variation de la tension du point de puissance maximale correspondante.

Une autre technique basée sur la mesure de la température existe en littérature [44]. Cette méthode estime directement les changements qu'apporte les variations de la température sur la tension du PPM sans passer par la tension à circuit ouvert, et ce, en exploitant l'équation (2.18). Avec G représentant le niveau de l'rayonnement solaire (W/m^2), T la température de la cellule/module PV et u, v, w, y des paramètres variables en fonction de la température à déterminer.

$$V_{PPM} = (u + G.v) - T(w + G.y) \quad (2.18)$$

Ainsi, nous pouvons dès à présent prévenir les inconvénients de cette méthode. En plus des imprécisions des paramètres et coefficients impliqués comme la constante de la tension, du gradient de la température pour la première technique, vient s'ajouter l'ensemble des paramètres à déterminer au préalable qui nécessitent sans doute une longue période de mesure et d'analyse pour leur détermination.

2.4.8 MPPT basée sur le modèle du module PV

En cas de disponibilité d'un modèle adapté pour le module ou le champ photovoltaïque en plus de mesures précises pour l'rayonnement solaire et la température ambiante, la tension et le courant au MPP peuvent directement être calculés en résolvant l'équation $dP/dV = 0$. Dans ce cas là le MPPT n'aura qu'à ajuster la tension et le courant du système aux valeurs calculées [52].

Même si le principe de cette MPPT paraît simple, son application se heurte en pratique à certains problèmes. Le premier concerne l'efficacité du modèle sur lequel elle se base sans oublier les paramètres du module et leur précision ainsi que leur variabilité en fonction des conditions de travail ; s'ajoute à cela la disparité prélevée même au sein d'un lot de modules de la même série de fabrication. En deuxième lieu, vient le surplus du coût du système qui sera affecté par l'utilisation des capteurs.

2.4.9 La méthode perturbation et Observation

La méthode perturbation et observation (P&O) procède en changeant continuellement le point de fonctionnement jusqu'à le faire coïncider avec le point de puissance maximale (PPM). Cela s'effectue en perturbant le point de fonctionnement du système et en observant ce qui se produit en sortie au niveau de la puissance pour en décider de l'action à suivre durant le suivant cycle de perturbation, d'où son appellation P&O algorithm. L'organigramme de cette méthode MPPT est illustré par la figure 2.12.

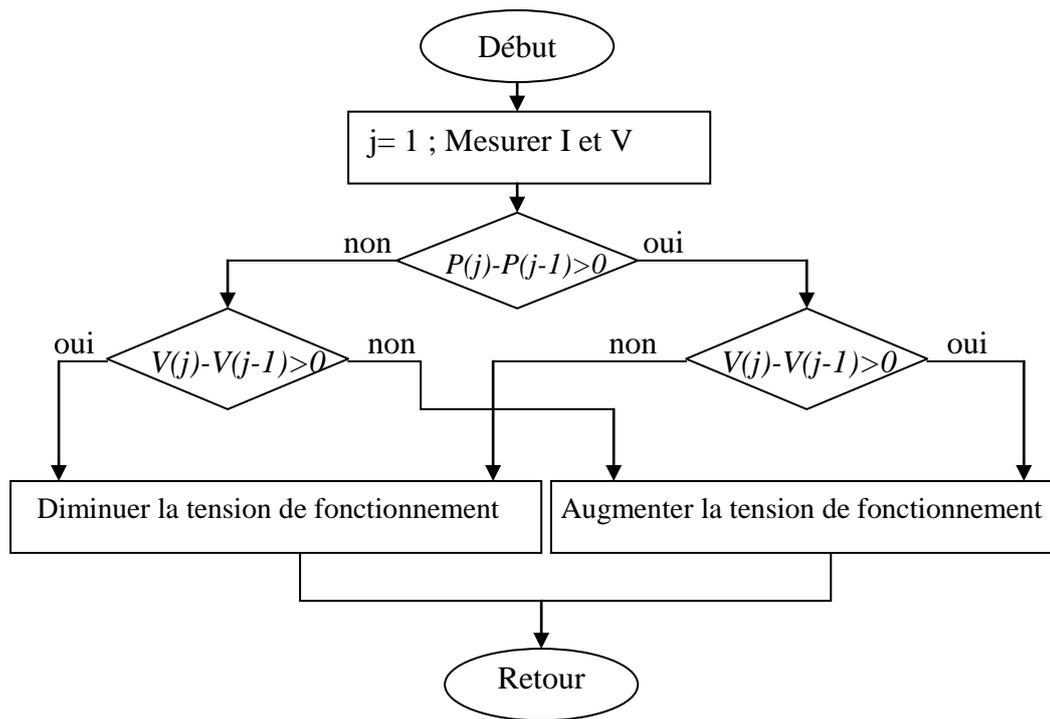


Figure 2.12 : Organigramme de l'algorithme MPPT P&O [53].

Pour mieux expliquer le principe, nous considérons la figure 2.13. Nous commençons par supposer que le point de fonctionnement initial (PF) du système se trouve en point A, une perturbation causée par une augmentation de la tension de fonctionnement fait déplacer le PF vers la position B. Dans ce cas de figure, une augmentation de la puissance de sortie sera observée. Cela voudrait dire que la recherche du PPM se fait dans la bonne direction et par conséquent, la décision à prendre serait de maintenir le même sens de recherche et donc de perturbation durant le prochain cycle. Dans un deuxième cas de figure. Nous supposons que le point de fonctionnement se trouve en point C, une perturbation dans le sens croissant de la tension causera, cette fois ci, le déplacement du PF vers la position D. Coté puissance, une diminution sera observée ce qui nous permet de déduire que le point de puissance maximale recherché se trouve dans l'autre direction, la tension de fonctionnement sera diminuée au lieu d'être augmenté durant le prochain cycle de recherche.

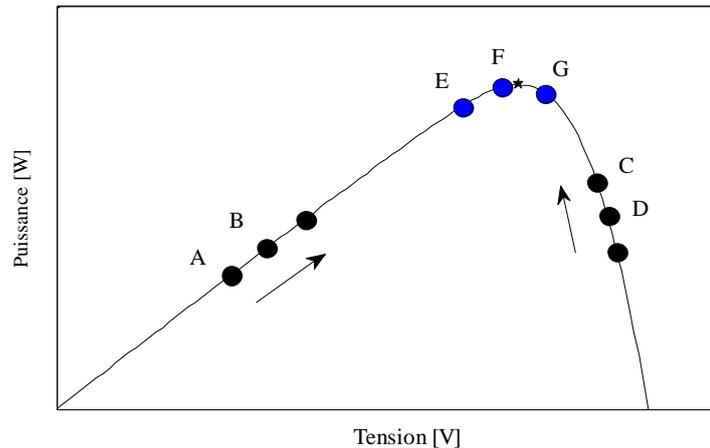


Figure 2.13 : Principe de la recherche du PPM selon la méthode P&O.

Il faut noter que la méthode P&O est l'une des méthodes les plus utilisées pour la recherche du PPM [54, 55]. Cela est dû essentiellement à la simplicité de son raisonnement, sa facilité d'implémentation et surtout à son faible coût qui est relatif au nombre de mesures qu'elle nécessite pour son bon fonctionnement. Toutefois, elle présente deux inconvénients majeurs qui suscitent, depuis des années, plusieurs recherches dans le but de minimiser leurs impacts. Le premier inconvénient concerne les oscillations que présente l'algorithme de recherche autour du point de puissance maximale une fois ce dernier atteint. Et le deuxième inconvénient étroitement dépendant et faisant face au premier concerne la rapidité de la recherche.

Pour mieux expliquer ces deux inconvénients, nous proposons ce scénario de recherche dans le cas de conditions stables de fonctionnement, c'est-à-dire température et ensoleillement fixes ou lentement variables. L'algorithme commence la recherche à partir du point A, après plusieurs cycles de recherche le point E est atteint. Le test au niveau de la puissance F est positif, la direction de la recherche est maintenue, le point de fonctionnement durant le cycle suivant de la perturbation passe à F, le test sera positif aussi, ce qui fait que le prochain PF sera en G. A ce moment, le test fait signaler qu'il faut changer de direction, et ainsi le PF se trouvera au point F, le test pour la puissance sera positif, mais le prochain PF sera en E dont la puissance est inférieure à celle du point F, donc un changement de direction sera obligatoire et ainsi de suite, le point de

fonctionnement oscillera sans cesse autour du point de fonctionnement ce qui engendrera une perte de puissance non négligeable.

Pour minimiser l'impact de ces oscillations, une solution existe, prendre un pas de perturbation (ΔV) le plus petit possible de manière à minimiser l'amplitude des oscillations. Mais ce choix là va avoir une autre conséquence néfaste, l'algorithme sera ralenti, et le nombre de cycle de perturbation nécessaire pour approcher le PPM sera remarquablement augmenté.

Le deuxième inconvénient se manifeste lors d'un changement considérable et rapide dans les conditions de travail, l'algorithme peut perdre le sens d'orientation de la recherche et fait déplacer le point de fonctionnement loin du PPM au lieu de s'en approcher [56-59]. Ce cas de figure, illustré par la figure 2.14, se présente lorsqu'un changement brusque en rayonnement solaire surgit durant une phase de perturbation et nécessite une modification importante de la tension de fonctionnement dans le sens opposé à celui en plein exécution. Le point de fonctionnement se trouvant initialement en A va être déplacé vers B1 pour approcher le PPM1 selon l'algorithme P&O, mais une augmentation de l'rayonnement solaire pendant cette phase d'exécution le fait coïncider au point de fonctionnement B2 sur la nouvelle caractéristique I-V qui correspond à la nouvelle condition de travail. Une perturbation dans le sens contraire aurait déplacé le point de fonctionnement vers C1, et ceci l'aurait rapproché d'avantage ou le coïncider exactement avec le nouveau PPM qui est le PPM2.

Gérer ces deux inconvénients en même temps n'est pas une tâche facile. En effet, pour que le PF ne soit pas projeté loin du PPM en cas de changement brusque des conditions de travail, il faut choisir un pas de perturbation petit, celui là permet de maintenir l'amplitude des oscillations dans des limites abordables mais ralenti d'une manière considérable la recherche du PPM et donc le repositionnement du PF en cas de divergence de l'algorithme.

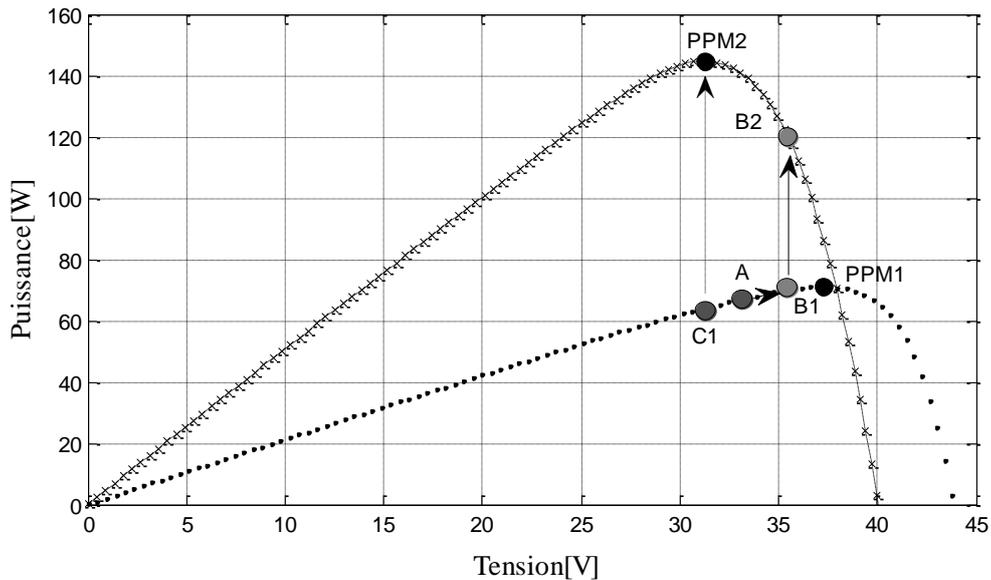


Figure 2.14 : Divergence de l'algorithme PO en cas de changements brusque des conditions de travail.

Dans la littérature, plusieurs recherches se sont intéressées à ce problème : la confusion du sens de recherche du MPP, certaines proposent d'utiliser un pas de perturbation variable [60-66]. Ainsi, un ΔV assez grand peut être choisi pour accélérer la recherche quand le point de fonctionnement (PF) est loin du PPM, tandis qu'une petite valeur est choisie lorsque le PF est aux voisinages du PPM pour minimiser l'amplitude des oscillations, et aussi pendant les brusques changements, de manière à ce que l'algorithme ne diverge pas, ou pas trop. Ceci dit, si la méthode P&O est de loin la plus utilisée, cela est dû à sa simplicité, doter l'algorithme d'un système muni d'une logique de décision pour le choix du pas d'apprentissage nécessite un complément matériel qu'il faut ajouter au coût global de la commande MPPT et du système final. Ce coût supplémentaire peut être apprécié ou pas en fonction de l'apport énergétique qu'apporte cette modification.

2.4.10 La méthode de la conductance incrémentielle

Proche en raisonnement de la méthode P&O, la méthode à conductance Incrémentielle (IC) présente un bon comportement en termes de poursuite du point de puissance maximale [67-68]. Son concept de base repose sur la dérivée de la conductance du GPV ($dC = dI/dV$) pour connaître la position relative du PPM sur la courbe PV afin d'appliquer une action de contrôle adéquate au suivi de ce PPM. En effet, la puissance fournie par le générateur PV est exprimée comme suit :

$$P = V.I \quad (2.19)$$

La dérivée par rapport à la tension peut être formulée par l'expression suivante :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V.I)}{dV} \quad (2.20)$$

Ce qui donne :

$$\frac{dP}{dV} = I \cdot \frac{dV}{dV} + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad (2.21)$$

$$\frac{dP}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \quad (2.22)$$

Qui est équivalent à :

$$\frac{1}{V} \cdot \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (2.23)$$

En définissant la conductance et la conductance incrémentielle comme suit :

$$C = \frac{I}{V} \quad , \quad \Delta C = \frac{dI}{dV} \quad (2.24)$$

L'équation (2.23) peut être mise sous la forme :

$$\frac{1}{V} \cdot \frac{dP}{dV} = C + \Delta C \quad (2.25)$$

La tension étant toujours de valeur positive, et comme au point de puissance maximale, la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle, l'idée de base de cet algorithme est de rechercher le point de fonctionnement qui satisfait cette condition comme illustré par la figure 2.15 et exprimé selon les expressions mathématiques (2.26). En d'autres termes, au point de puissance maximale, la conductance et son incrément sont de valeurs absolues égales mais avec des signes opposés.

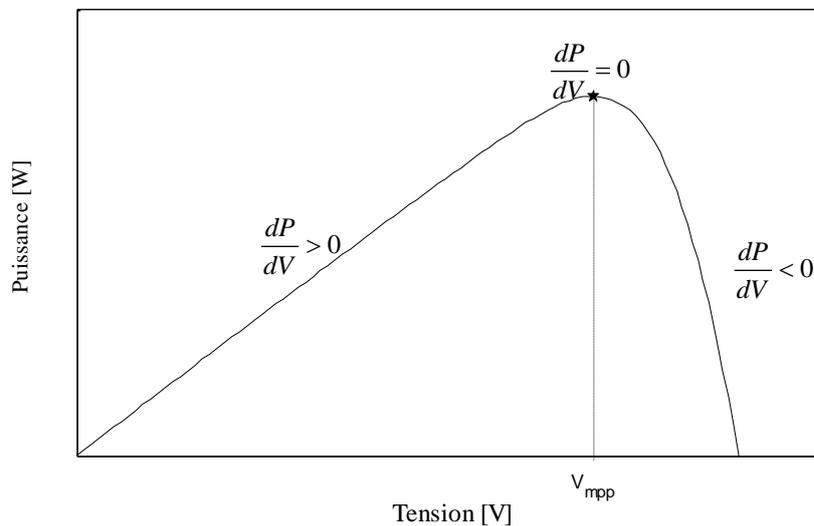


Figure 2.15 : Principe de la méthode MPPT à Conductance Incrémentielle.

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 \Leftrightarrow C > -\Delta C & (a) \\ \frac{dP}{dV} = 0 \Leftrightarrow C = -\Delta C & (b) \\ \frac{dP}{dV} < 0 \Leftrightarrow C < -\Delta C & (c) \end{cases} \quad (2.26)$$

L'équation (2.26 b) indique que le point de fonctionnement (PF) est positionné au point de puissance maximale (PPM), tandis que les inéquations (2.26 a) et (2.26 c) déterminent la direction de la perturbation à appliquer pour

faire coïncider le PF et le PPM. Cette perturbation est maintenue jusqu'à satisfaction de l'équation (2.26 b). Un autre cycle de recherche recommencera lorsqu'un changement dans la valeur du courant mesuré se produit. Sachant que tout changement de courant est directement lié à une variation du niveau de l'rayonnement solaire.

La figure 2.16 représente l'organigramme de l'algorithme IC [69]. Les actuelles et précédentes valeurs du courant et de la tension sont utilisées pour calculer les valeurs de la conductance et celle de son incrément. Si $dV = 0$ et $dI = 0$, cela signifierait que les conditions de travail n'ont pas changé et que le MPPT opère toujours au point de puissance maximale. Si $dV = 0$ et $dI > 0$ cela correspondrait à une augmentation du niveau de l'rayonnement solaire, qui provoque une augmentation de la tension du PPM.

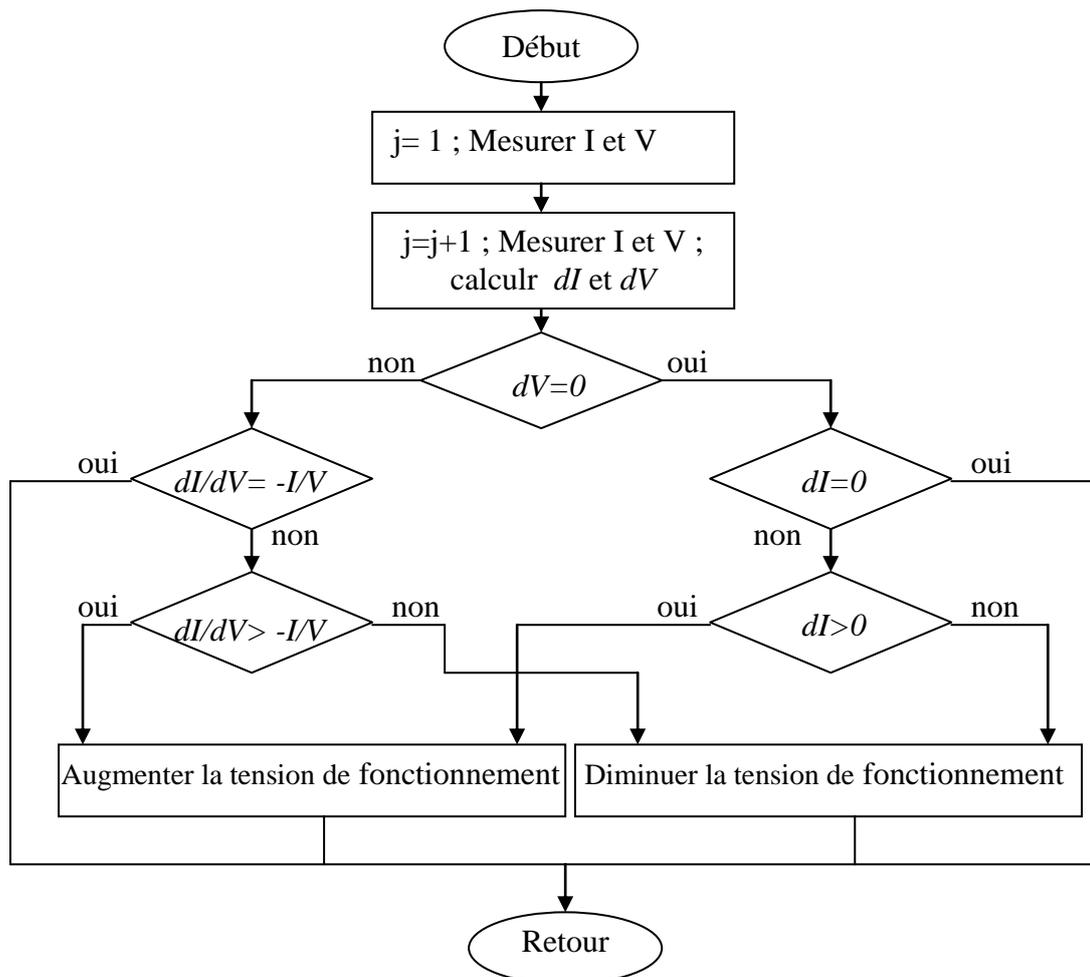


Figure 2.16 : Organigramme de la méthode MPPT à Conductance Incrémentielle.

L'algorithme MPPT doit alors augmenter la tension de fonctionnement du système pour atteindre celle du PPM. Inversement à cela, si $dI < 0$ cela signifierait que le niveau de l'rayonnement solaire a baissé provoquant ainsi le décalage du PPM à gauche ce qui nécessite une baisse de la tension de fonctionnement de la part de l'algorithme MPPT. Autrement, si les variations de la tension et du courant ne sont pas nulles, les relations (2.26 a) et (2.26 c) peuvent être utilisées pour définir la direction de recherche du PPM. Si $dP/dV > 0$, le PPM se trouve à droite du PF. Pour l'atteindre, l'algorithme MPPT doit augmenter la tension du fonctionnement.

Dans le cas contraire, c'est-à-dire si $dP/dV < 0$, le PF se trouverait à droite du PPM et l'algorithme MPPT doit réduire la tension de fonctionnement pour atteindre le PPM. De cela ressortent les premiers avantages qu'offre l'algorithme IC par rapport à P&O ; IC peut, théoriquement, détecter quand le MPP est atteint, et en présence de changements rapides des conditions de travail il ne cherche pas le MPP dans la fausse direction comme peut le faire l'algorithme P&O, en plus de cela, il est supposé ne pas osciller autour du MPP quant il l'atteint. Mais à cause des imprécisions de la mesure, la condition $dP/dV = 0$ est rarement détectée ce qui engendre quand même des oscillations, d'où l'apparition de plusieurs versions améliorées et modifiée pour la méthode IC suggérant dans la plus part du temps l'utilisation d'un pas variable [70-72]. Toujours en comparaison avec l'algorithme P&O, [73] conclut que l'algorithme IC est plus rapide et qu'il présente un comportement plus stable une fois le MPP atteint, mais que l'avantage du P&O réside dans la simplicité de son implémentation.

2.4.11 La méthode de la capacité parasite

L'algorithme MPPT à capacité parasite est similaire à celui à Conductance Incrémentielle mis à part la prise en considération d'un condensateur parasite dans le modèle du GPV [6, 7, 74]. Ce condensateur, comme évoqué dans le chapitre précédent, modélise l'effet capacitif qu'induit la zone de déplétion qui forme une zone presque isolante entre deux couches, l'une chargée positivement

et l'autre chargée négativement. Cette capacité trouve son intérêt dans l'étude du comportement dynamique de la cellule photovoltaïque [75]. L'effet de la capacité parasite est introduit dans l'équation du modèle électrique d'un GPV (modèle à une seule diode simplifié) en utilisant l'expression $I(T) = C_p \cdot dV / dt$, ce qui donne :

$$\begin{aligned} I &= I_{ph} - I_s \cdot (\exp(q(V - IR_s) / nKT) - 1) + C_p \cdot \frac{dV}{dt} \\ &= F(V(t)) + C_p \cdot \frac{dV}{dt} \end{aligned} \quad (2.27)$$

De cette formule qui exprime le courant comme étant la somme d'une fonction de la tension $F(V)$ et le courant traversant la capacité parasite, la conductance G du champ PV peut être définie comme étant égale à $-F(V)/V$ et la conductance incrémentielle à $dF(V)/dV$. Sachant que le MPP est localisé au point ayant comme propriété $dP/dV = 0$ qui donne l'équation (2.28) obtenue après multiplication de l'expression (2.27) par V pour obtenir celle de la puissance qui sera dérivée par la suite et mise égale à zéro pour respecter la condition au MPP.

$$\frac{dF(V)}{dt} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (2.28)$$

Les trois termes de l'équation précédente représentent la conductance instantanée, la conductance incrémentielle et les ondulations induites par la capacité parasite. Il est évident que si C_p est égale à zéro, cette équation se trouvera simplifiée à celle utilisée dans l'algorithme à Conductance Incrémentielle.

Il faut noter que la capacité parasite d'un module est très petite, et que l'exploitation de cet algorithme MPPT n'est possible que dans le cas de générateur PV composés de l'interconnexion de plusieurs strings de modules en parallèle. Aussi, les convertisseurs DC-DC possèdent des capacités d'entrée assez grandes qui sont utilisées pour filtrer les ondulations de la puissance des champs PV. Cela peut masquer l'effet de la capacité parasite du champ PV [6].

L'implémentation pratique de cette MPPT est complexe. Une étude détaillée a été traité dans [76].

2.4.12 MPPT à balayage périodique de la caractéristique I-V

Cette technique MPPT propose d'effectuer un balayage périodique de la caractéristique de sortie du module ou du champ PV afin de déterminer l'emplacement exact du point de puissance maximale. Ainsi, la tension de fonctionnement sera choisie égale à celle du MPPT détecté et y sera maintenue égale jusqu'au prochain balayage [77, 78]. Il est évident que cela constitue un inconvénient majeur, du fait que le module ou champ PV sera fréquemment déconnecté pour effectuer les mesures nécessaires. Aussi, le PPM peut changer de position entre deux balayages successifs sans que l'algorithme n'y tienne compte.

2.4.13 Algorithmes MPPT basés sur les concepts de l'Intelligence Artificielle

L'utilisation des concepts de l'Intelligence Artificielle (IA) s'est généralisée, ces dernières décennies, dans plusieurs domaines d'applications différentes grâce à l'évolution des capacités des machines permettant, facilitant et accélérant l'exécution des calculs numériques ou des opérations symboliques. Le domaine des énergies renouvelables et précisément celui de l'énergie photovoltaïque ne fait pas l'exception. Ainsi, les réseaux de neurones artificiels (RNA), la logique floue (LF) et les algorithmes génétiques (AG) ont été exploités avec succès pour les prévisions du gisement solaire [79-87], la modélisation du comportement du générateur PV [87-90], la poursuite du point de puissance maximale [91-104] ou encore pour la gestion de la consommation [105, 106] et le dimensionnement de tout le système photovoltaïque [107-109].

La poursuite du point de puissance maximale, objet de notre travail, a bénéficié du gros lot en termes de pénétration des concepts de l'IA comme en atteste le nombre de publications scientifiques qui lui sont consacrées. De par leur capacité d'apprentissage de fonctions complexes et non linéaires à partir d'un certain nombre d'exemples d'apprentissage, les réseaux de neurones artificiels ont été exploités pour apprendre le comportement des générateurs PV, les

modéliser et simuler leur fonctionnement par la suite. Ils ont été exploités dans la modélisation de la relation complexe existant entre les coordonnées du point de puissance maximale et les propriétés électriques du GPV et/ou les conditions de travail. Même si l'idée de base reste la même, les propriétés des algorithmes proposés, le nombre et la configuration des RNA utilisés diffèrent d'une étude à une autre. Ainsi, nous citons à titre d'exemple les travaux de [87, 88] qui proposent l'utilisation de deux RNA, le premier est utilisé pour la modélisation du GPV et donne la valeur du courant PV en sortie qui correspond aux valeurs de l'rayonnement solaire, la température ambiante et la tension de travail qui lui sont présentées en entrée. Le deuxième RNA, quant à lui, est utilisé pour donner les coordonnées du point de puissance maximale en courant et en tension correspondant aux conditions de travail qui lui sont fournies en entrées : le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante. Ces travaux ont donné de bons résultats pour la modélisation comme pour la poursuite du PPM et montrent que l'efficacité de cet algorithme est fonction de la qualité de l'apprentissage qui dépend directement de la quantité de données utilisées. Notons que pour l'apprentissage des deux RNA, les auteurs des deux travaux ont utilisé des données obtenus par simulation du comportement du GPV moyennant des modèles électriques de la littérature.

Pour assurer la poursuite du PPM d'un système PV alimentant un ventilateur, on propose un algorithme à base de RNA nécessitant quatre données en entrées ; le courant et la tension du module, le niveau de l'rayonnement solaire et la température du module [94]. Les deux premières données sont exploitées pour déterminer la puissance de fonctionnement du système tandis que la puissance maximale est donnée par un premier RNA. Un autre RNA est utilisé pour déterminer la puissance correspondant à un couplage direct de la charge. Ainsi les valeurs des deux puissances sont comparées, si la différence est acceptable, le système est supposé travailler au PPM, sinon une action de poursuite est lancée afin de l'atteindre, et pour ce, l'algorithme principale fait appel à un sous algorithme de poursuite qui n'est autre que l'algorithme Perturbation et Observation. Par ailleurs trois RNA ont été exploités pour assurer la recherche et la poursuite du PPM [95]. L'algorithme proposé se base sur les informations

fournies en entrées qui sont l'rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température du module, en plus, une constante du temps a été introduite en entrée permettant ainsi, la prise en considération de l'un ou l'autre des trois RNA, sachant que ces derniers ont été entraînés chacun moyennant des données représentant une tranche de l'année.

L'exploitation massive de la logique floue pour la poursuite du point de puissance maximale est due essentiellement au développement des microcontrôleurs qui ont facilité l'implémentation de ce genre de commandes [96-99]. Les résultats de ces méthodes MPPT ont souvent été comparés à ceux des algorithmes classiques en particulier les algorithmes P&O et IC. Ces MPPT ont le mérite d'être plus simples à concevoir et montrant une efficacité supérieure à celles de leurs prédécesseurs. En effet, comme les RNA, les commandes basées sur la logique floue ne nécessitent aucune connaissance à priori du modèle exact. En revanche, une connaissance plus approfondie sur le fonctionnement du système est nécessaire afin de permettre à l'opérateur expert de traduire ce fonctionnement en un ensemble de règles logiques et de déterminer les meilleures fonctions d'inférence permettant la conversion des variables numériques en variables linguistiques pour les variables d'entrées de l'algorithme et dans le sens inverse pour les variables de sorties.

Les algorithmes génétiques, quant à eux, sont souvent utilisés pour optimiser les algorithmes MPPT à base de RNA ou logique floue. Ils interviennent généralement dans l'optimisation de l'apprentissage des RNA [110] ou le choix des meilleures fonctions d'inférences [111].

2.4.14 Les algorithmes MPPT hybrides

Nombreux sont les algorithmes combinant deux ou plusieurs idées de poursuite de MPPT parmi celles précédemment citées. Ainsi, dans [112], la méthode de la tension à circuit ouvert est combinée à la méthode Perturbation et Observation, ou encore à la méthode à Conductance incrémentielle dans [113], tandis qu'elle a été utilisée avec un algorithme neuronal dans [62]. L'intérêt de cette combinaison réside dans le fait que la méthode basée sur la tension à circuit

ouvert permet de déterminer un point de fonctionnement de commencement le plus proche possible du MPP réel par une simple mesure de la tension de circuit ouvert à la mise en marche du système, puis de basculer le mode de recherche vers un autre algorithme plus précis mais nécessitant plus d'itérations de recherche pour assurer la poursuite du point de puissance maximale.

2.5 Problème commun des algorithmes MPPT

En dépit des différences que présentent tous les algorithmes MPPT, ils se trouvent tous confrontés au même problème : la détermination et la poursuite du point de puissance maximale en présence d'ombrage. Rappelons que ce problème se manifeste au niveau des caractéristiques électriques de sortie du générateur PV. Comme illustré par la figure 2.17 a, la caractéristique I-V se voit constituée de plusieurs paliers qui génèrent plusieurs pics dans sa caractéristique P-V correspondante. Cette altération fausse les données de recherches sur lesquelles se base l'algorithme pour sa recherche du PPM. Ainsi, et ce à titre d'exemple, les algorithmes appartenant aux deux premières familles de notre classification (figure 2.9) pointerait le vrai PPM, point A sur la figure 2.17 b, qui correspondant aux conditions de travail actuelles au moment où le PPM réel se trouverait décalé à cause de l'ombrage (point B). Les algorithmes de la deuxième famille seraient, quant à eux, confronté à ce problème de manière différente. Ces algorithmes visent, dans leur recherche, la cime de la caractéristique P-V. En présence de plusieurs pics en cas d'ombrage et selon la présence du point de fonctionnement, ces algorithmes de recherche risqueraient de cibler un maximum local (point L) au lieu du maximum global (point G) de la courbe P-V. Une perte de puissance non négligeable peut être infligée au système dans ce cas là.

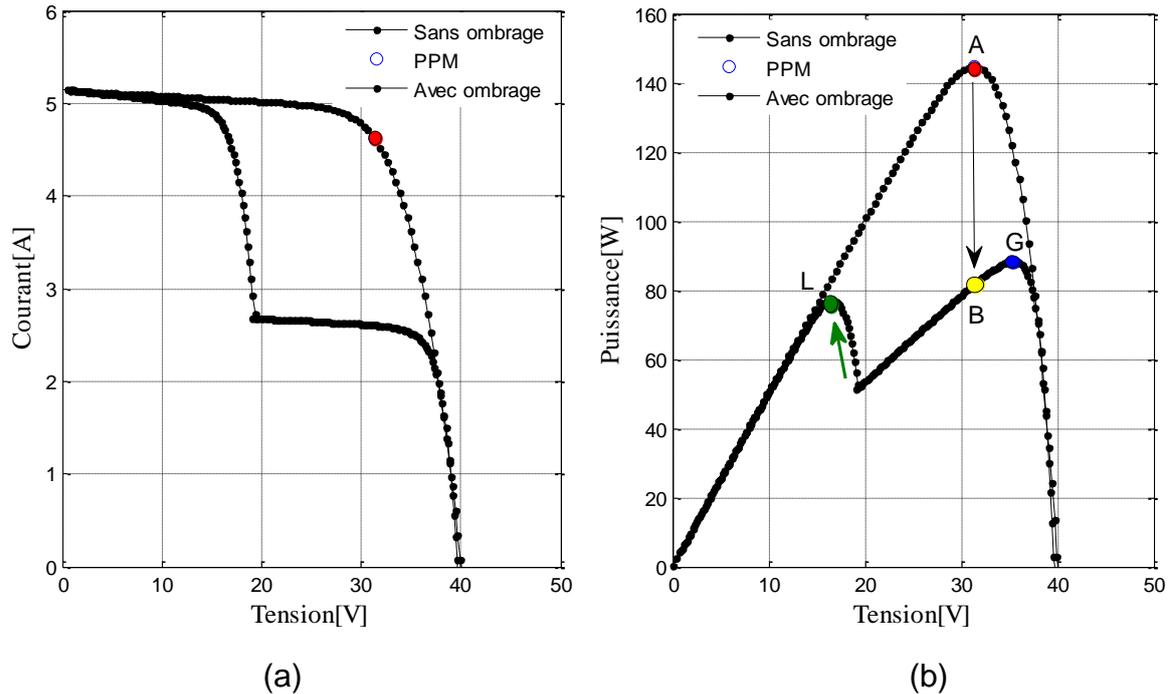


Figure 2.17 : Poursuite du PPM en présence d'ombrage.

2.6 Synthèse

Nous avons présenté, dans ce chapitre, la notion d'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons rappelé aussi les trois principaux axes d'actions pour y parvenir qui sont : la maximisation de la conversion de l'énergie au niveau module et qui porte sur deux sous axes (niveau matériau et la poursuite du soleil), maximisation du rendement de transfert d'énergie dans l'étage d'adaptation de puissance et enfin, l'optimisation et la gestion de l'énergie dans la partie consommation.

Un intérêt particulier a été porté, dans ce chapitre à la notion de la poursuite dans le domaine de l'énergie photovoltaïque que ce soit pour la poursuite du soleil ou pour la poursuite du point de puissance maximale. Ainsi, nous avons expliqué le principe de la poursuite du point de puissance maximale qui consiste à faire varier le rapport cyclique du convertisseur pour varier et déplacer le point de fonctionnement du générateur PV afin de le rapprocher le plus possible du point de puissance maximale et de le maintenir autour de ce point. Nous avons

présenté le résumé d'une étude bibliographique des méthodes MPPT. Aussi une classification de ces dernières a été effectuée et présentée permettant l'assimilation rapide de leurs idées de base respectives et la mise en valeur de leurs différences.

A la lumière de cette étude, nous avons constaté l'existence de quatre grandes familles de méthodes MPPT ; celles qui exploitent les corrélations linéaires existant entre les coordonnées du point de puissance maximale et les propriétés électriques du GPV (tension à circuit ouvert, courant de court circuit) ; celles qui se base sur les modèles du GPV et les expressions reliant les conditions de travail aux coordonnées du PPM ; celles qui visent à maximiser la puissance transmise à la charge en visant aveuglément le sommet de la courbe en cloche de la caractéristique puissance-tension du GPV (les méthodes P&O et IC) et enfin, les méthodes exploitant toute cette connaissance sur le comportement et les propriétés du GPV et du PPM en combinaison avec les principes de l'intelligence artificielle (RNA, LF et AG) pour assurer une poursuite du PPM plus efficace en dépit de l'augmentation de la complexité des algorithmes proposés.

CHAPITRE 3 :

ETUDE ET ANALYSE DU COMPORTEMENT DE QUELQUES MODULES PV : POINT SUR LA CORRELATION EXISTANTE ENTRE LE PPM ET LES CONDITIONS DE TRAVAIL

3.1 Introduction

La compréhension du fonctionnement d'un module photovoltaïque est une étape cruciale dans la mise en œuvre d'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale efficace. Par efficace, nous sous-entendons un algorithme simple et rapide à la fois. La simplicité est requise pour une implémentation moins chère, tandis que la rapidité est visée pour une poursuite en temps réel, en phase, avec les variations des conditions de travail.

Dans notre travail, l'étude du comportement d'un module PV se fait par l'analyse de ses sorties, qui sont les caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction de ses entrées ; à savoir le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante. La qualité d'une telle étude est généralement fonction de la richesse de la base de données sur laquelle elle repose et qui est fonction de la nature des données elles mêmes. En effet, les plages de variations des conditions de travail étant très larges surtout dans le cas du niveau de l'rayonnement solaire qui peut atteindre facilement les 1200 W/m^2 , combiné avec le nombre de combinaison possible résultant du nombre des entrées, témoignent de la nécessité de prise en considération d'un nombre important de cas pour assurer une description complète du fonctionnement d'un module PV.

L'étude et l'analyse qui sont sujet de ce chapitre ont pu être réalisées grâce aux données qui nous ont été fournies par le laboratoire L2S (laboratoire des systèmes solaires) appartenant au centre de recherche N°1 dans sa spécialité en France : l'Institut national de l'Energie solaire (INES-CEA), dans lequel j'ai passé 18 mois de stage dans le cadre d'une bourse PNE Algérienne visant à finaliser ma présente thèse. Cette riche base de données correspondant à quatre modules PV de technologies différentes, qui ont été exposés durant des mois aux conditions de fonctionnement réelles. Ainsi, dans ce qui suit de ce chapitre, nous allons commencer par décrire le banc expérimental qui a permis la collecte de ces données, la description de ces dernières et de la procédure utilisée pour leur traitement et analyse, avant de consacrer le reste du chapitre à l'exposition des résultats obtenus. Un intérêt particulier a été porté à ceux concernant la corrélation existante entre le point de puissance maximale et les conditions de travail.

3.2. Description du banc expérimental et de la base de données utilisée

3.2.1 Description du banc expérimental

Le banc expérimental qui a servi à collecter toute les données utilisées dans la présente étude a été développé par le Docteur J. MERTEN et son équipe [114] à l'institut National de l'Energie Solaire (INES) en utilisant la technique décrite dans [115]. Une description schématique de cet équipement expérimental est illustrée par la figure 3.1.

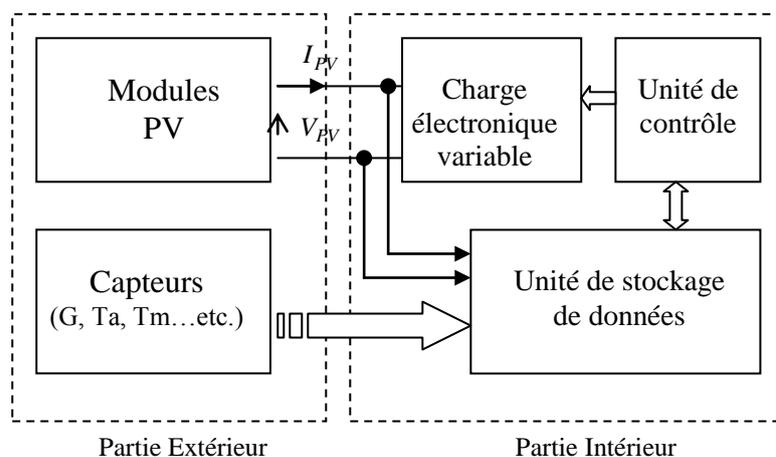


Figure 3.1: Diagramme du banc expérimental.

Ce banc expérimental est composé de deux parties :

- une structure métallique orienté Sud pour l'exposition des modules PV à modéliser et les différents capteurs nécessaires à la mesure des différentes grandeurs physiques comme la température ambiante, la température à l'arrière des modules, la vitesse du vent, le niveau de l'rayonnement solaire...etc.



(a): la structure métallique d'exposition.



(b) : l'armoire de contrôle et d'enregistrement.

Figure 3.2 : Banc I-V, l'INES, le Bourget du Lac, Chambéry.

- une armoire de contrôle et de mesure dont le rôle consiste à superviser la mesure des caractéristiques I-V de l'ensemble des modules exposés d'une manière séquentielle. Ainsi quatre fils démultiplexés sont tirés de chaque module exposé vers l'armoire, une fois ce module sélectionné, pour que sa caractéristique soit mesurée, le bloc de contrôle fait varier une charge électronique et les tension/courant sont mesurés et enregistré dans une mémoire dédiée suivant le schéma illustré par la figure 3.3. Ainsi une caractéristique à 100 point de mesure est enregistrée dans la base de données avec des informations complémentaires sur les conditions de travail et les références de la courbe et du module concerné. Les mesures sont

prélevées chaque cinq minutes durant des mois selon les besoins des études, projets en cours et la disponibilité des places sur la structure métallique d'exposition.

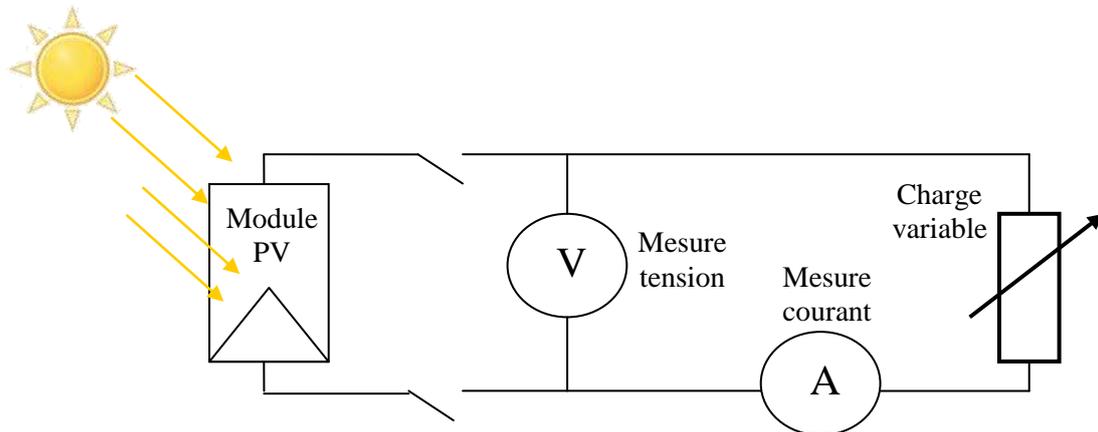


Figure 3.3 : Principe de mesure de la caractéristique I-V d'un module PV.

3.2.2 Présentation de la base de données

La base de données est constituée de deux fichiers pour chaque module :

- Un fichier 'nom du module_carac.txt' dans lequel sont référencées les caractéristiques I-V, leur numéro, date et heure de mesure, ainsi que les propriétés de la caractéristique électrique I-V, à savoir le courant de court circuit, la tension à circuit ouverte, la tension et le courant au point de puissance maximale...etc. on y trouve aussi des mesures concernant les conditions météorologiques ; rayonnement solaire, température ambiante ainsi que la température du module ...etc.

existante entre le PPM et les conditions de travail

| A | B | C | D | E | F |
|-------------|------------------|--------------|-------------|----------------|------------|
| Code_Module | Date_Heure | NumeroCourbe | Pyranometre | TemperatureAir | TempModule |
| 2,017E+12 | 27/02/2009 15:40 | 683864 | 571.374 | 16.7 | 37.7981 |
| 2,017E+12 | 27/02/2009 15:45 | 683885 | 533.191 | 17.1 | 37.1572 |
| 2,017E+12 | 27/02/2009 15:50 | 683906 | 525.919 | 17.2 | 36.3401 |
| 2,017E+12 | 27/02/2009 15:55 | 683927 | 525.009 | 17.3 | 35.0263 |
| 2,017E+12 | 27/02/2009 16:00 | 683948 | 502.282 | 17.1 | 35.0423 |

| G | H | I | J | K | L | M | N | O |
|-----------|----------|-----------|----------|-----------|---------------|-------------------|-------------|-------------|
| Voc | Isc | Vmpp | Impp | Puissance | PenteCircuitC | PenteCourtCircuit | DureeMesure | BonneCourbe |
| 40.736542 | 2.749213 | 33.168064 | 2.501249 | 82.961582 | 1.562022 | 240.626157 | 1425 | 1 |
| 40.624815 | 2.580357 | 33.422433 | 2.327904 | 77.804216 | 1.62854 | 297.256421 | 1423 | 1 |
| 40.691383 | 2.546001 | 33.463203 | 2.300284 | 76.974873 | 1.652657 | 314.952032 | 1424 | 1 |
| 40.867501 | 2.528458 | 33.598141 | 2.290731 | 76.964295 | 1.648906 | 323.982946 | 1428 | 1 |
| 40.775816 | 2.409163 | 33.458611 | 2.184086 | 73.0765 | 1.725876 | 324.257728 | 1435 | 1 |

| P | Q | R | S | T | U | V | W | X |
|-------------|---------|----------|------------|---------|------------|--------------|--------------|------------|
| TempCellule | UVA | UVB | TCapteurUV | IR | TCapteurIR | Anemometre_m | CalibreShunt | FacteurOsc |
| 29.3385 | 3.7261 | 0.245153 | 24.896 | 122.554 | 21.3756 | 2.15546 | 3 | 0.008349 |
| 29.1623 | 4.14198 | 0.227302 | 24.9333 | 125.721 | 21.5198 | 2.15514 | 3 | 0.008508 |
| 28.8098 | 4.48643 | 0.213353 | 24.9386 | 125.721 | 21.5999 | 2.15641 | 3 | 0.008202 |
| 27.5441 | 4.62905 | 0.199896 | 24.8551 | 125.088 | 21.3756 | 2.15863 | 3 | 0.008162 |
| 27.2557 | 4.73458 | 0.183844 | 24.8835 | 121.921 | 21.1994 | 2.16133 | 3 | 0.00816 |

Figure 3.4 : Organisation du fichier 'nom du module_carac.txt'.

- Un fichier 'nom de module_mesure.txt' dans lequel sont enregistrées les caractéristiques I-V. Chaque caractéristique est représentée par 100 points. Ce qui fait qu'à chaque caractéristique sont allouées 100 lignes de l'énorme matrice que contient ce fichier. En colonne, nous trouvons

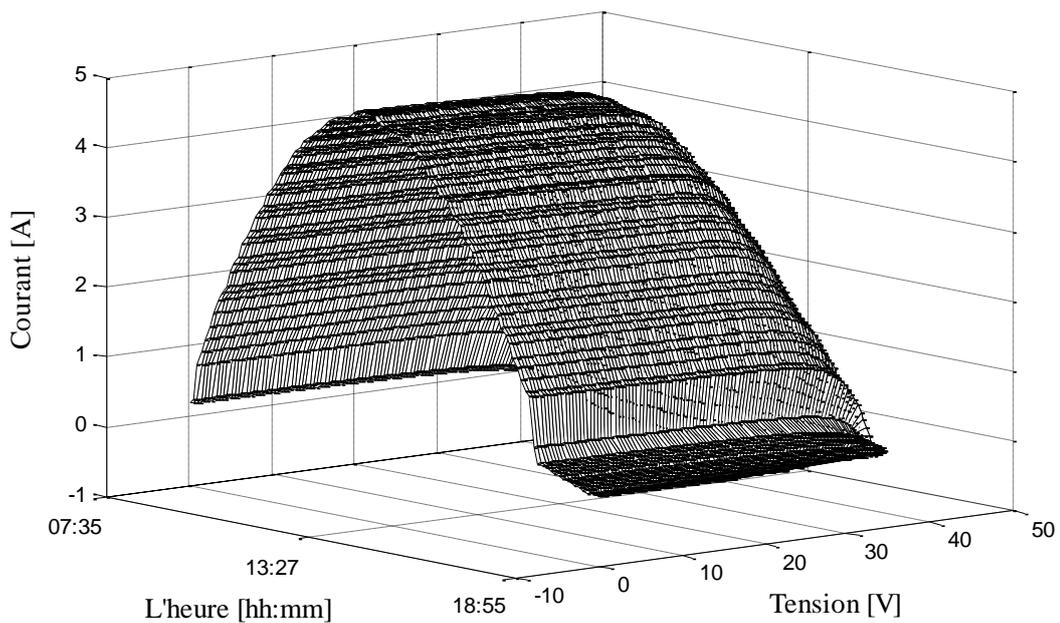
- 1- le numéro du point variant de 0 à 99 correspondants à son ordre ;
- 2- le courant photovoltaïque mesuré ;
- 3- la tension photovoltaïque du module ;
- 4- l'éclairement de la cellule de référence ;
- 5- le numéro de la courbe.

Ainsi la ligne sélectionnée sur la figure 3.5 correspond au troisième point de la caractéristique portant le numéro 683964.

| | A | B | C | D | E | F |
|---|-------------|----------|-----------|--------------------|--------------|---|
| 1 | NumeroPoint | Courant | Tension | EclairementCellule | NumeroCourbe | |
| 2 | 0 | 2.747211 | -0.403569 | 551.255216 | 683864 | |
| 3 | 1 | 2.746144 | 0.042108 | 550.549323 | 683864 | |
| 4 | 2 | 2.744493 | 0.482835 | 550.864829 | 683864 | |
| 5 | 3 | 2.74297 | 0.925635 | 551.514032 | 683864 | |
| 6 | 4 | 2.74143 | 1.378282 | 550.249171 | 683864 | |
| 7 | 5 | 2.7399 | 1.811929 | 550.639558 | 683864 | |

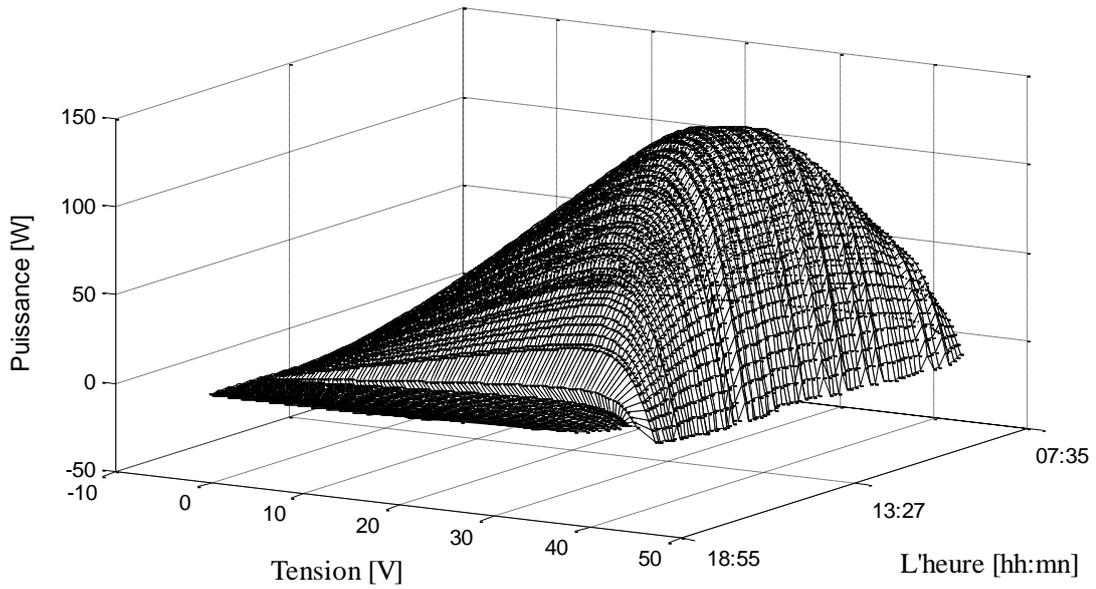
Figure 3.5 : Organisation du fichier 'nom de module_mesure.text'.

A titre d'exemple, nous présentons la figure 3.6 illustrant les caractéristiques I-V et P-V (Figure 3.6 a et b) mesurées durant la journée du 16 mars 2009 avec les conditions de travail correspondantes (Figure 3.6 c).

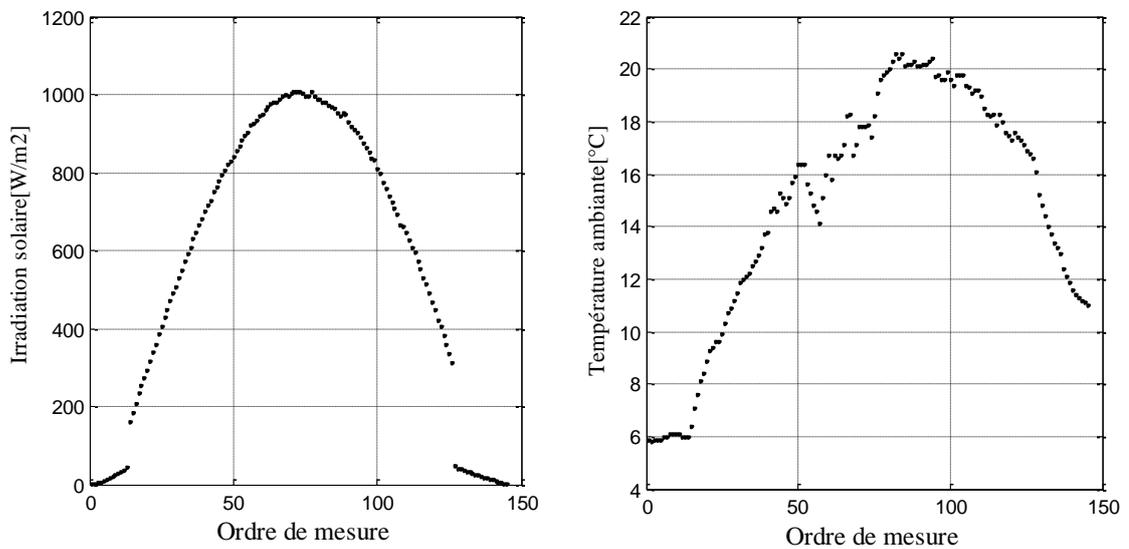


(a) les caractéristiques I-V

Figure 3.6 : Caractéristiques et conditions de travail mesurées durant la journée du 16/03/2009 à l'INES.



(b) les caractéristiques P-V



(c) les conditions de travail

Figure 3.6 : Caractéristiques et conditions de travail mesurées durant la journée du 16/03/2009 à l'INES (suite et fin).

3.2.3 Analyse et préparation de la base de données

Le tableau 3.1 résume les informations relatives à notre base de données. Il s'agit, comme indiqué, de quatre modules photovoltaïques de technologies différentes ; mono cristallin, poly cristallin, CIS et CdTe. La période d'exposition ainsi que le nombre de caractéristiques enregistrées pour chaque module reflète la richesse de la base de données.

Tableau 3.1: Propriétés de la base de données.

| Les modules PV | Technologie | Nombre de caractéristiques I-V | Période d'exposition (jours) |
|----------------|------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Mod1 | Poly-crystalline | 6575 | 52 |
| Mod2 | Mono-crystalline | 12755 | 135 |
| Mod3 | CdTe | 12250 | 131 |
| Mod4 | CIS | 10701 | 131 |

Les caractéristiques étant mesurées sur un banc I-V en condition réelles, cela nous a permis de les étudier en considérant des courbes de tous genres. En ce qui concerne notre travail, il nous a été indispensable de n'utiliser que des courbes qui décrivent parfaitement le comportement des modules étudiés pour une condition de travail donnée et qui s'étale sur tout le premier quadrant. Ce qui sous entend, une température et un niveau de l'ensoleillement constants durant toute la période de la mesure de la caractéristique qui est égale à 1,3 seconde et une courbes complète, décrivant le fonctionnement du module entre 0V et V_{oc} . Ce qui n'est pas toujours le cas. Dans ce qui suit nous présentons brièvement quelques scénarios qui nécessitent la mise à l'écart de la caractéristique concernée et qui peuvent être classés en deux types ; les courbes indésirables issues de conditions de travail, et les courbes reflétant des problèmes techniques de mesure.

a) les courbes rejetées à cause des conditions de travail : nous citons dans cette catégorie :

- 1- la présence d'ombrage durant la période de mesure ce qui peut être traduit par une courbe I-V à deux paliers ou plus. Ce genre de courbes, comme illustré par la figure 3.7, ne doit pas être pris en considération dans notre étude, car les points de la courbe I-V ne correspondent pas tous à la même paire de conditions de travail ;

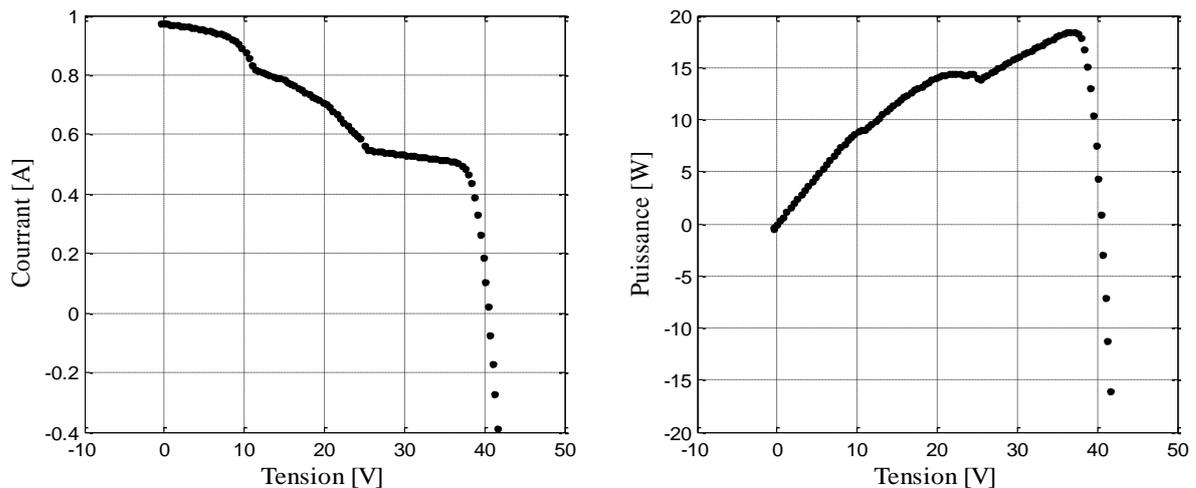


Figure 3.7 : Exemple de courbes I-V et P(V) ombragées

- 2- une grande variation de la mesure de l'rayonnement durant la période de mesure de la caractéristique I-V nous met dans l'embarras en ce qui concerne l'appartenance des 100 points de mesures à la même condition de travail. Il serait évident de se poser la question quant à l'appartenance de la paire (I_{cc}, V_{oc}) à la même condition de travail, et surtout laquelle ? Cela se présente souvent comme le montre la figure 3.8. Il faut néanmoins reconnaître que nous ne pouvons pas compter sur des courbes présentant un niveau d'rayonnement parfaitement constant, ça serait l'idéal, c'est pour cette raison que nous avons choisi comme critère de sélection, le pourcentage de variation de l'rayonnement solaire. Car en fin de compte, une variation de 20 W/m² sur une valeur de 1000 W/m² est moins alarmante qu'une même variation sur une autre mesure de valeur égale à 40 W/m².

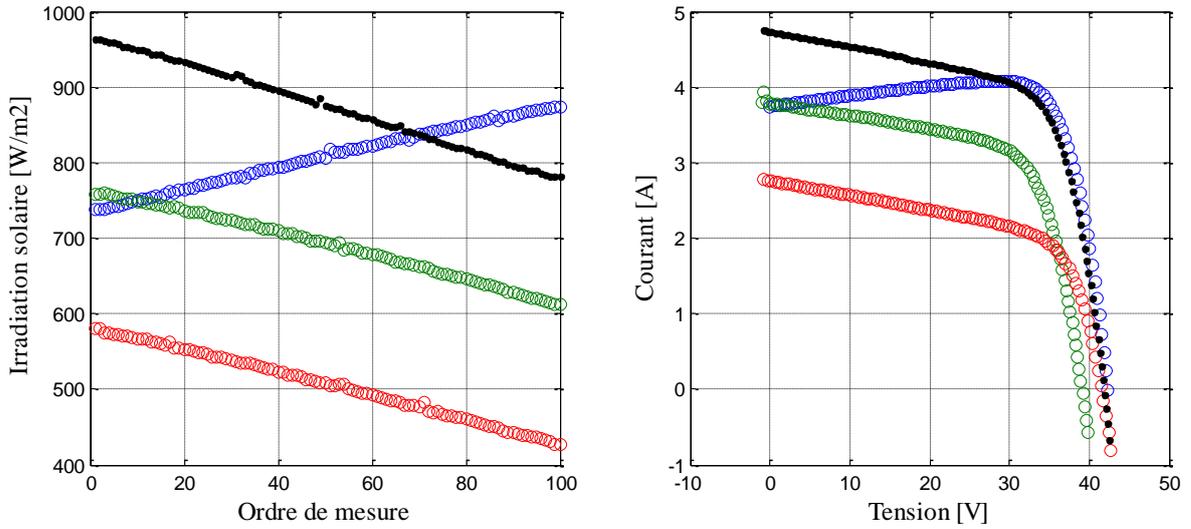


Figure 3.8 : Exemples de variation très importante de l'rayonnement durant la mesure de la caractéristiques I-V.

3- En absence d'ensoleillement, la caractéristique I-V perd sa valeur et se présente en forme de droite bruitée comme le montre l'exemple de la figure 3.9. Ce genre de courbe est à éliminer de la base de données car son traitement n'apporte aucune information à par le fait de perturber la routine du fitting qui sera utilisée en phase finale ;

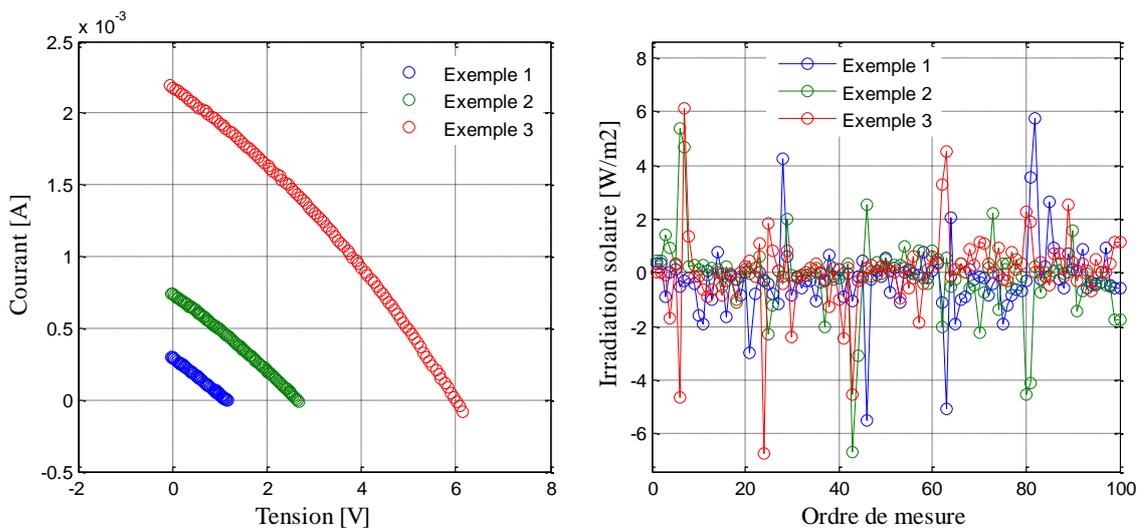


Figure 3.9 : Exemple de caractéristiques en absence d'rayonnement solaire.

b) Les courbes rejetées à cause des problèmes de mesure : les problèmes de mesures relevées pendant l'analyse de la base de données sont les suivants :

- 1- Chevauchement des bases de données : l'étude de certain module dévoile, dans certains cas, la présence de caractéristiques dont les propriétés sortent de la normale par rapport à l'ensemble des caractéristiques de la base de données du module concerné. L'étude simultanée des quatre modules a permis d'élucider ce mystère. En effet, les quatre modules étant caractérisés durant la même période, une erreur dans le système d'acquisition a fait que quelques caractéristiques correspondant à l'un des quatre modules se font affectées à la base de données d'un autre module ; cela est sûrement dû à une erreur d'adressage et de stockage ;
- 2- Des caractéristiques constantes, exemple de tension et courant nuls pour les 100 points de mesure. Cela peut être détecté par l'étude de la puissance maximale ;
- 3- Présence de caractéristiques incomplètes dont les 100 valeurs de mesures couvrent seulement une partie de l'intervalle $[0 V_{oc}]$ comme l'exemple de la figure 3.10, dans lequel les variations de la charge n'auraient pas permis le balayage que d'une partie de la caractéristique I-V. nous pouvons rencontrer des courbes qui paraissent complètes mais qui ne coupent pas l'un des deux axes ou les deux en même temps. Dans ce cas précis, la courbe est inexploitable du fait qu'elle ne permet pas de déterminer les valeurs de V_{oc} et/ou I_{cc} ;

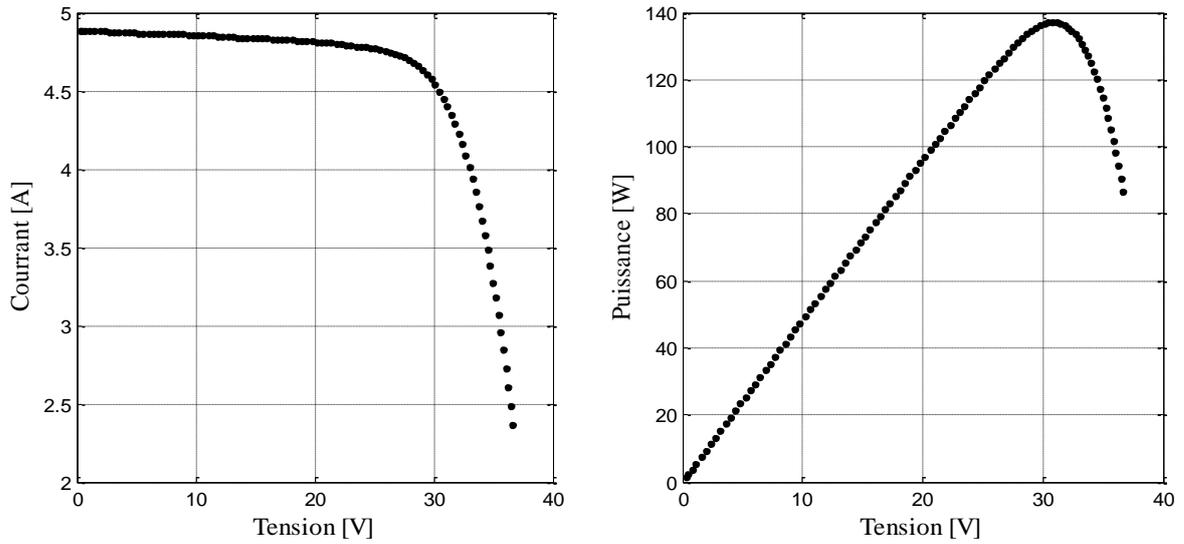


Figure 3.10 : Exemple de caractéristiques incomplètes.

4- Caractéristiques I-V et P-V déformées comme celle représenté par la figure 3.11.

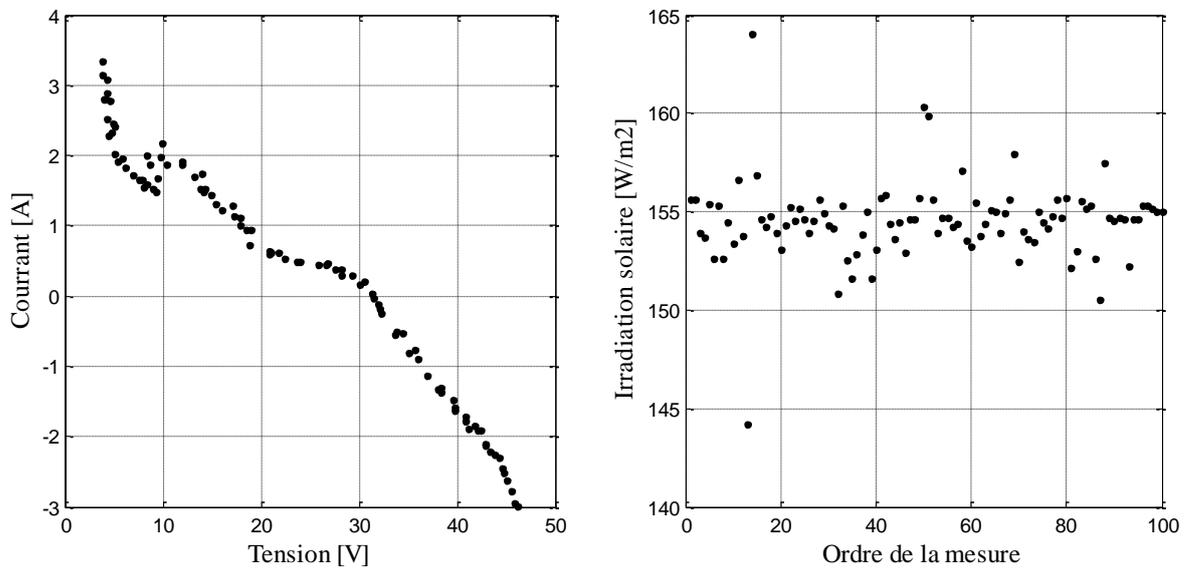


Figure 3.11 : Exemple de caractéristique anormale.

Vu la dimension de la base de données, un traitement manuelle au cas par cas n'était sollicité que pour les cas jugé isolés. Pour une analyse rapide et efficace, nous avons mis en œuvre plusieurs routines pour détecter les caractéristiques atypiques, les éliminer de la base de données à utiliser pour notre étude et les enregistrer ailleurs. Une fois la base de données nettoyée de ces caractéristiques, nous avons procédé à un traitement pour préparer les données afin de faciliter leur traitement automatique, leur programmation et leur exploitation ultérieure. Parmi ces tâches nous citons à titre d'exemple :

- L'uniformisation de l'ordre des points dans les caractéristiques. L'ordre des 10 points est fonction de la variation de la tension, ainsi le premier point est le point qui se trouve à l'extrémité gauche de la caractéristique, et le 100^{ème} point est celui qui se trouve à l'extrémité droite. Certaine caractéristique présente un ordre inverse ce qui présentait un bug pendant l'exécution de certains programmes ;

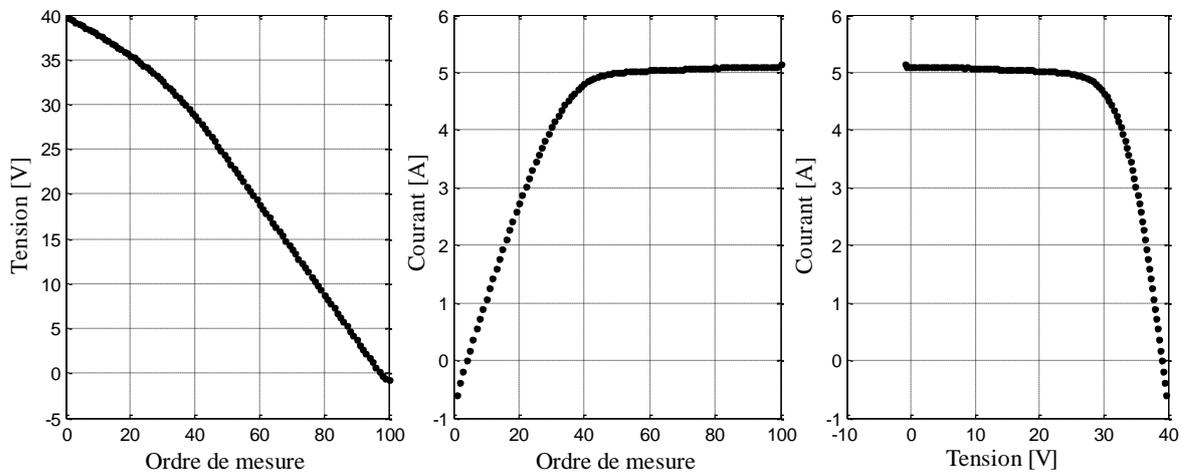


Figure 3.12 : Exemple de caractéristique avec balayage de droite vers la gauche.

-L'ajustement des courbes : la courbe I-V est constituée de 100 points, un point est mesuré à la suite de la variation de la charge électronique de manière à balayer un intervalle de tension englobant l'intervalle $[0 V_{oc}]$. Cela ne présente aucune garantie d'inclure les paires $(0, V_{oc})$, (I_{mpp}, V_{mpp}) et $(I_{cc}, 0)$. Pour remédier à cela, nous avons appliqué une interpolation linéaire à chaque caractéristique en trois

régions comme le montre l'exemple de la figure 3.13 au voisinage de I_{cc} , au voisinage du MPP, et au voisinage de V_{oc} pour obtenir ces trois paires.

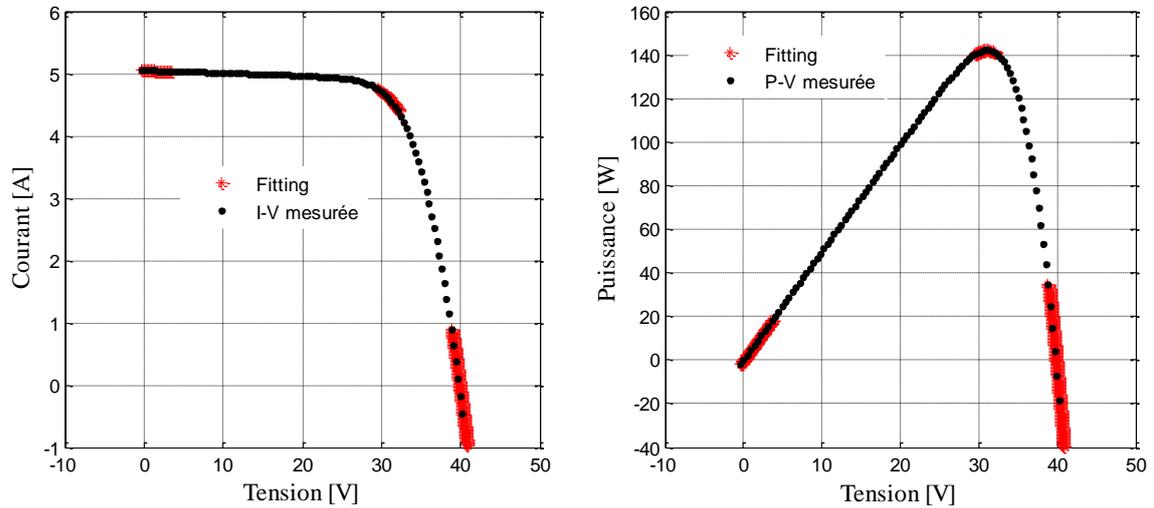


Figure 3.13 : Fitting de la courbe I-V pour déterminer les paires correspondantes à I_{cc} , MPP et V_{oc} .

Pour la préparation de la base de données, plusieurs routines programmées sous MATLAB ont été développées. L'organigramme de la figure 3.14 illustre leur ordre d'exécution.

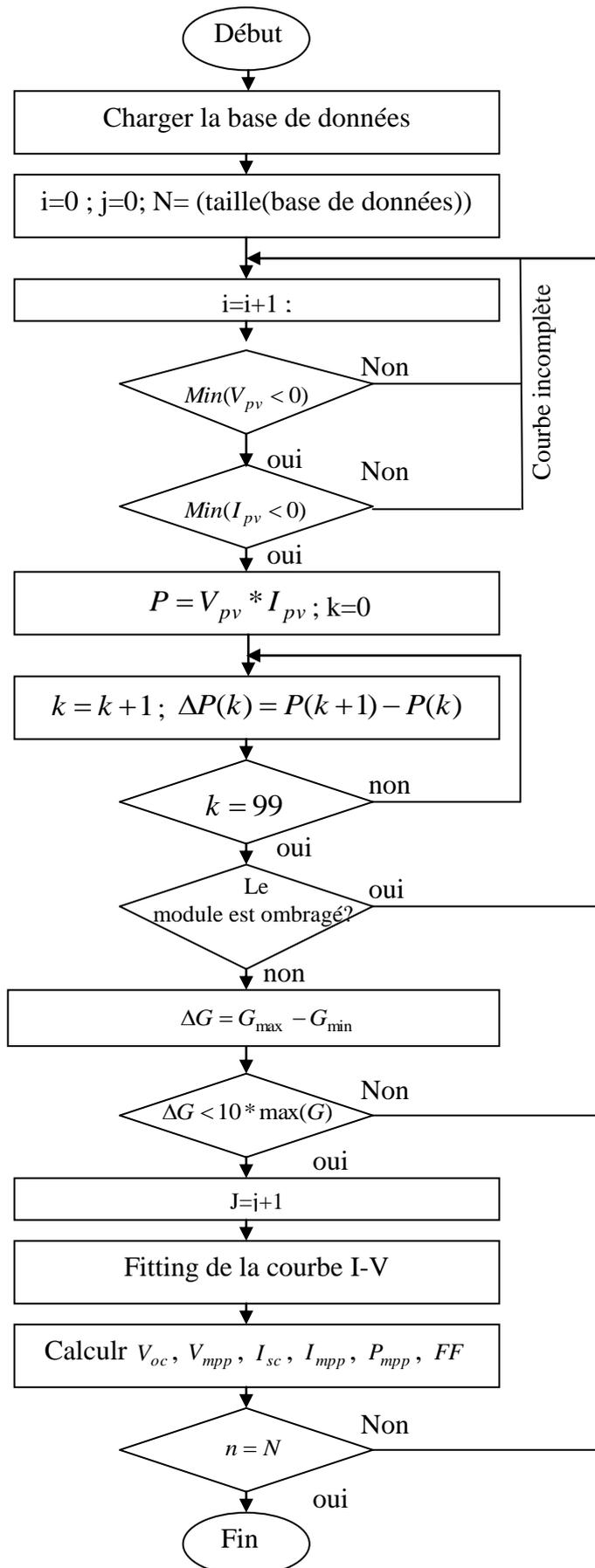


Figure 3.14 : Organigramme de la procédure de préparation de la base de données.

3.3. La méthodologie utilisée pour l'étude et l'analyse du fonctionnement des modules PV

Dans notre étude et analyse, nous avons considéré le module PV comme étant une boîte noire, dont les entrées sont les conditions de travail ; l'rayonnement solaire et la température ambiante, et les sorties correspondantes sont les caractéristiques I-V et P-V avec leurs propriétés respectives, à savoir : le courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant du point de puissance maximale ainsi que sa tension comme illustré par le figure 3.15.

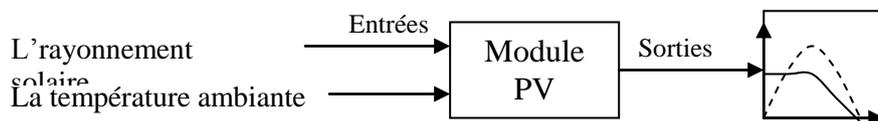


Figure 3.15 : Le module PV vu comme étant une boîte noire avec ses entrées/sorties.

La richesse de la base de données que nous avons utilisée, nous a permis de prendre en considération un bon nombre de combinaisons possibles des entrées parmi lesquels se trouvent des exemples permettant de départager leurs influences respectives, et ce en ne considérant que les cas présentant une variation de l'une des entrées sans l'autre.

3.3.1 Les entrées du module PV

La figure 3.16 a, illustre les mesures de l'rayonnement solaire correspondant à la caractérisation du premier module. En temps clair, les variations de l'rayonnement solaire durant la journée prennent l'allure d'une courbe en cloche comme représentée par la figure 3.16 b. Les variations de la température ambiante sont représentées par la figure 3.17 pour les mêmes instants de mesure.

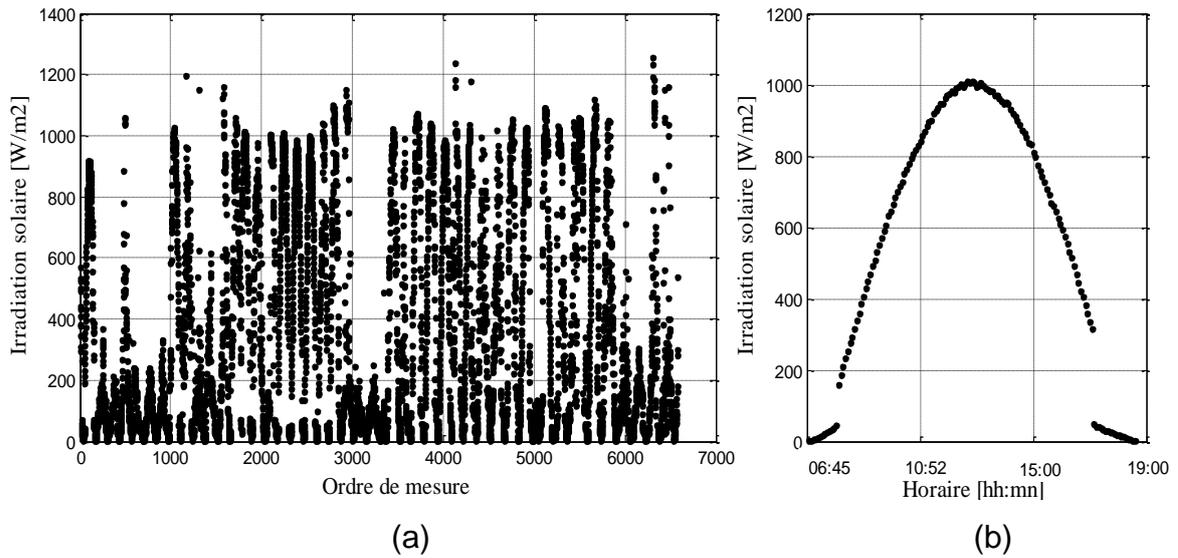


Figure 3.16 : Mesures de l'rayonnement solaire pour le 1^{er} module, (a) : toute la période d'exposition, (b) exemple de la journée du 16/03/2009.

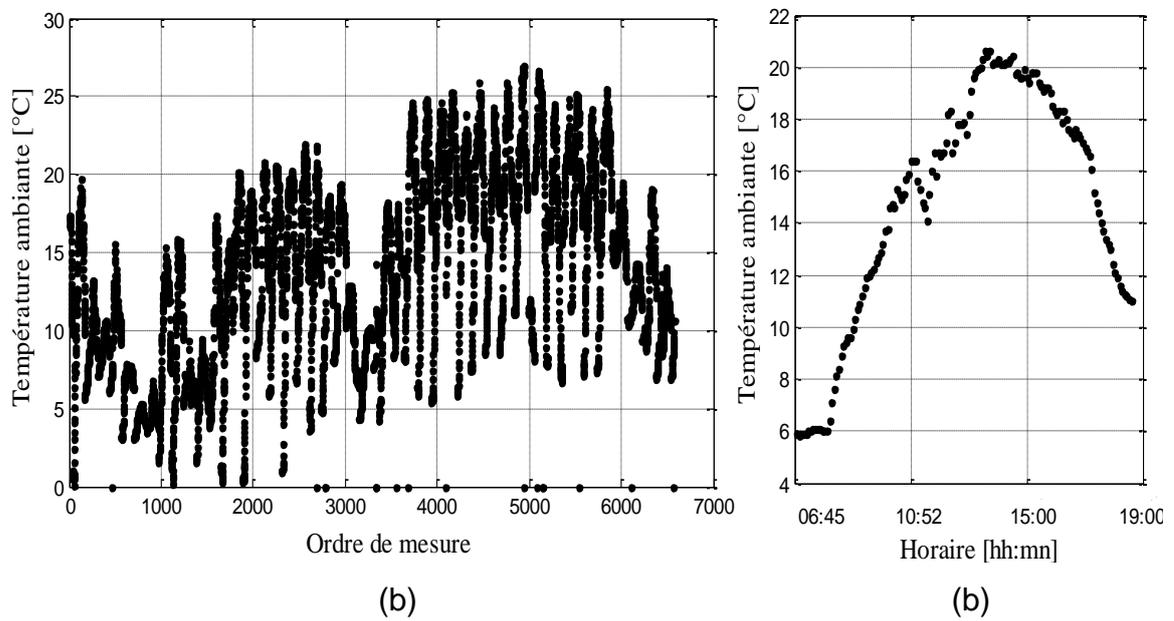


Figure 3.17 : Mesures de température ambiante pour le 1^{er} module, (a) : toute la période d'exposition, (b) exemple de la journée du 16/03/2009.

3.3.2 Les sorties du module PV

La sortie d'un module PV est décrite par la variation du courant qu'il débite en fonction de la tension. Elle représente tous les points de fonctionnement possibles correspondant à une condition de travail donnée. L'ensemble de ces points de fonctionnement sont appelé caractéristique I-V qui prend la forme illustrée sur la figure 3.18 a. Le produit de la tension et du courant donne la puissance présente à tout instant aux bornes du module PV dont la forme est une courbe en cloche comme illustré par la figure 3.18 b. Ces deux caractéristiques I-V et P-V correspondent au premier module et sont enregistrées sous une rayonnement solaire égale à 1005 W/m^2 et une température ambiante égale à $17,80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Il faut noter, qu'à chaque paire de conditions de travail correspond une seule caractéristique I-V. Une caractéristique I-V est caractérisée par son courant de court circuit I_{cc} ainsi que sa tension à circuit ouvert V_{oc} . Le point de puissance maximale représentant le sommet de la courbe en cloche P-V est appelé le point de fonctionnement optimum, à lui correspondent le courant de puissance maximale et la tension du point de puissance maximale appelés aussi courant max et tension max dans certaines références.

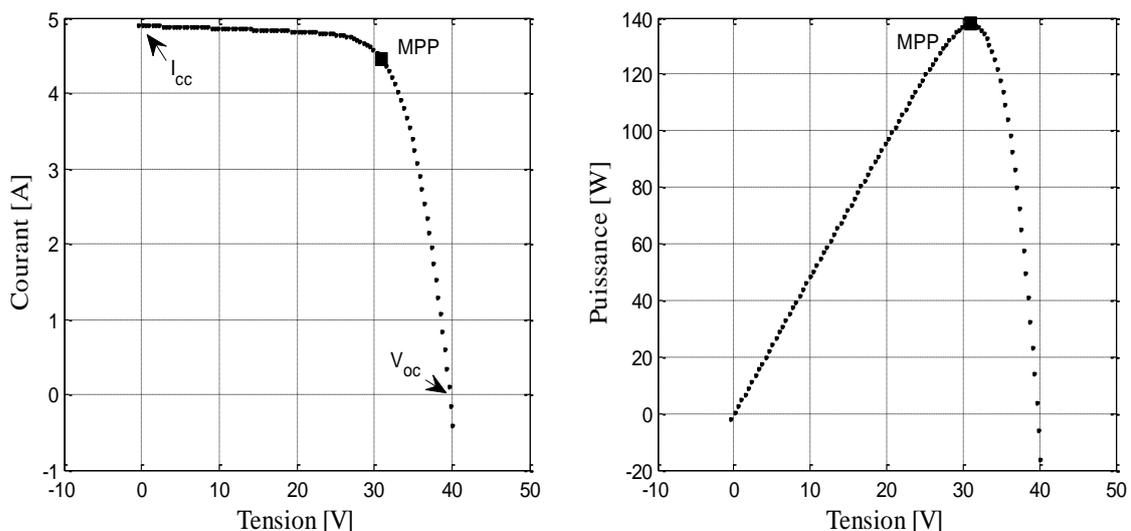


Figure 3.18 : Caractéristiques de sortie du module PV N°1, correspondants à $G=1005 \text{ W/m}^2$ et $T_a=17,80 \text{ }^\circ\text{C}$.

3.4. Résultats

Maintenant que les entrées/sorties d'un module PV sont bien définies, nous pouvons exposer les résultats de notre analyse. Le premier point à aborder est l'étude de l'influence des variations des entrées sur les sorties qui sera l'objet de la section suivante.

3.4.1. L'influence des conditions de travail sur les caractéristiques du module PV

Le fonctionnement d'un module PV est fonction du niveau de l'rayonnement solaire et de sa propre température, qui est elle-même fonction du niveau de l'rayonnement solaire et de la température ambiante. Pour bien illustrer cette dépendance, nous commençons par représenter les caractéristiques I-V du premier module pour différents niveaux d'rayonnement solaire mais en gardant la température constante dans la figure 3.19, et sous différentes températures et le même niveau d'rayonnement dans la figure 3.20. Comme nous pouvons le constater, une augmentation dans le niveau de l'rayonnement entraine une augmentation du courant photovoltaïque délivré par le module PV qui se traduit par une translation de la caractéristique correspondante vers le haut, tandis qu'une augmentation de la température se traduit par une baisse de la tension à circuit ouvert de ce dernier et la translation de la courbe I-V vers la gauche.

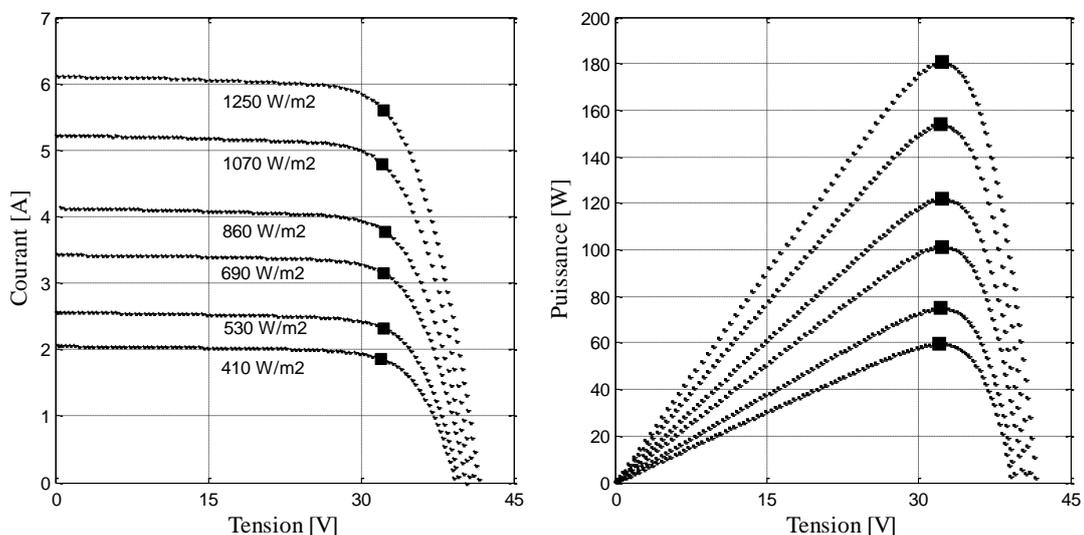


Figure 3.19 : Influence de l'rayonnement solaire sur les caractéristiques d'un module PV.

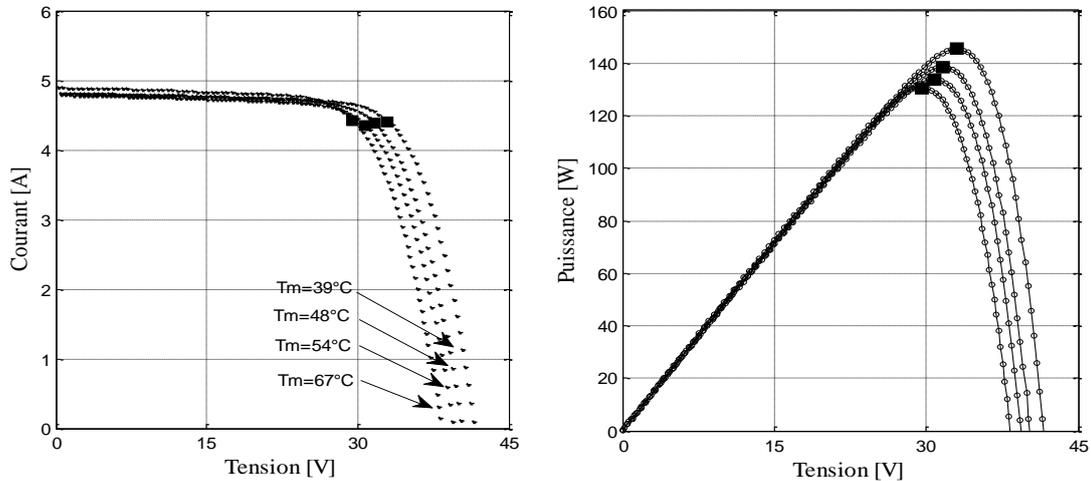


Figure 3.20 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV.

3.4.2. Corrélation entre les entrées d'un module PV et la puissance maximale qu'il fournit

Etant donné qu'une relation de proportionnalité existe entre le niveau de l'rayonnement solaire et le courant délivré par un module PV d'un côté, et le fait que la puissance ne soit que le produit du courant et de la tension de fonctionnement, il est facile de déduire que le même type de relation de proportionnalité existe entre l'rayonnement solaire et la puissance fournie par un module PV. Pour en savoir plus sur cette relation, nous avons analysé les variations des deux grandeurs moyennant notre base de données. Pour la puissance, nous nous sommes intéressés à la puissance maximale d'une caractéristique donnée. Cela nous amène à rappeler un paramètre très important dans la caractérisation d'un module PV, déterminatif dans la fixation de son prix, c'est le taux de conversion d'un module qui n'est autre que le rapport entre la puissance maximale présente à la sortie d'un module à un instant donné, et le produit du niveau de l'rayonnement solaire à laquelle il est exposé et sa surface de conversion effective comme noté par l'équation (3.1). La surface étant fixe,

nous définissons un autre facteur, que nous appelons R' qui sera l'objet de notre investigation.

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \quad (3.1)$$

$$= \frac{R'}{A_{eff}}$$

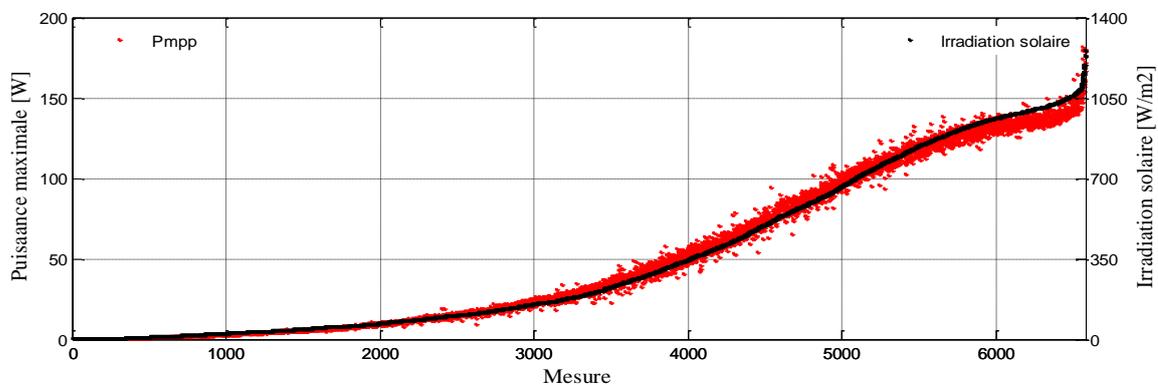
Les premiers résultats obtenus et illustrés dans la figure 3.21 confirment la relation de proportionnalité existant entre les deux grandeurs ; le niveau de l'rayonnement solaire et la puissance maximale correspondante. Pour une meilleure visibilité nous avons choisi de représenter les données mesurées dans l'ordre croissant pour éviter le chevauchement des valeurs et les points qui les représentent. La dispersion en nuage des points en rouge représentant la puissance maximale autour d'une ligne plus nette en points noirs représentant les variations de l'rayonnement solaire est due au fait que la puissance, en plus d'être fonction de l'rayonnement solaire, elle est influencé et fonction de la température mais à moindre degré.

La représentation des deux grandeurs étudiées l'une en fonction de l'autre comme illustré par la figure 3.22 permet de connaître la nature de cette relation de proportionnalité. Dans les quatre cas d'étude, elle est de nature linéaire. Le tableau 3.2 résume les valeurs du facteur de conversion correspondant aux conditions STC et celui calculé par fitting.

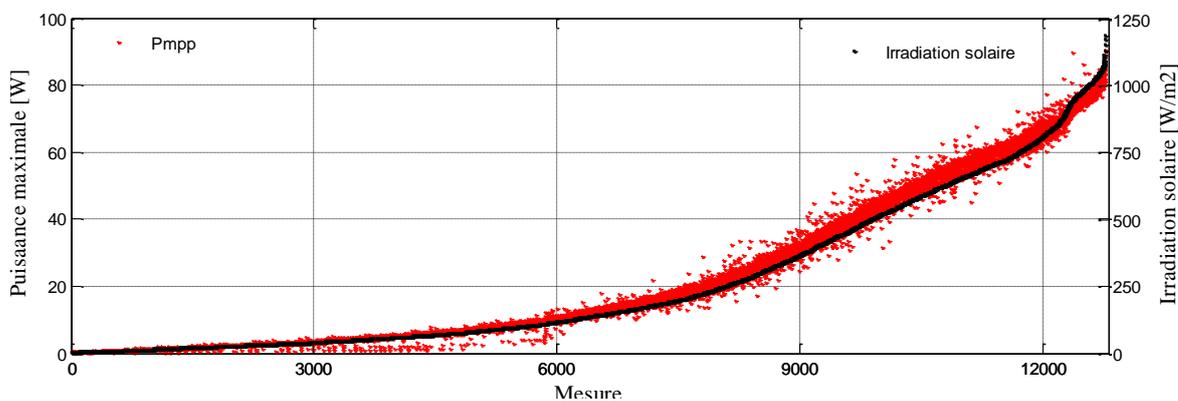
Tableau 3.2: rapport entre la puissance max et le niveau de l'rayonnement solaire.

| | Mod.1 | Mod.2 | Mod.3 | Mod.4 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|
| $R'_{fitting}$ | 0,0811 | 0,1393 | 0,0531 | 0,0656 |
| R'_{STC} | 0,0900 | 0,1700 | 0,0575 | 0,0700 |

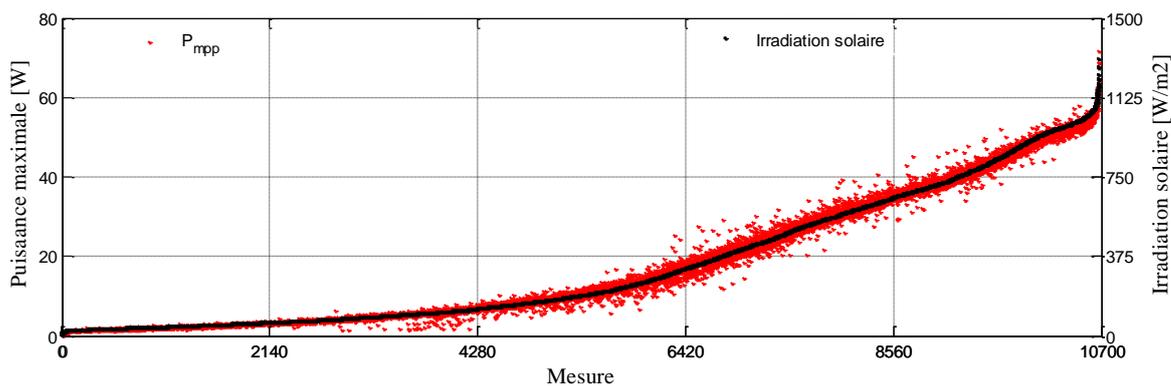
existante entre le PPM et les conditions de travail



(a) : module Polly-cristallin.



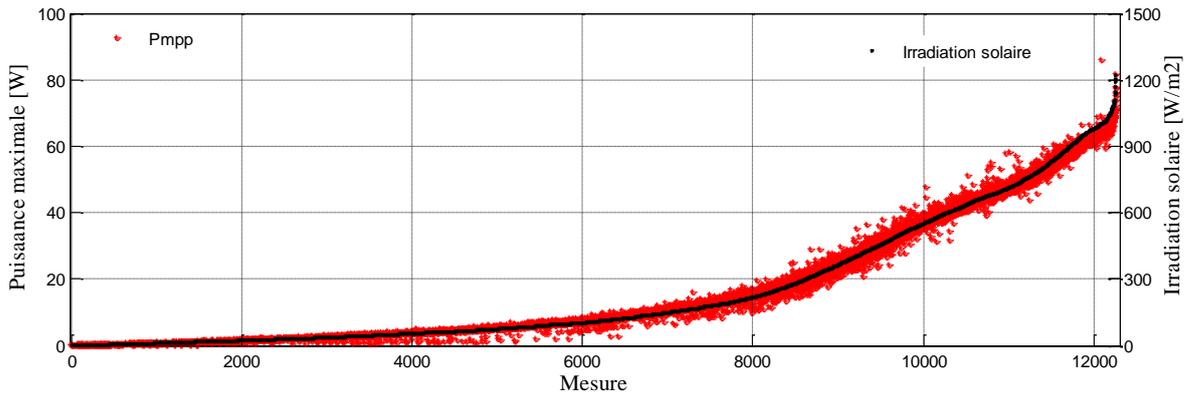
(b) : module mono-cristallin.



(c): module CIS.

Figure 3.21 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et la puissance maximale.

existante entre le PPM et les conditions de travail



(d) : module CdTe.

Figure 3.21 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et la puissance maximale (suite et fin).

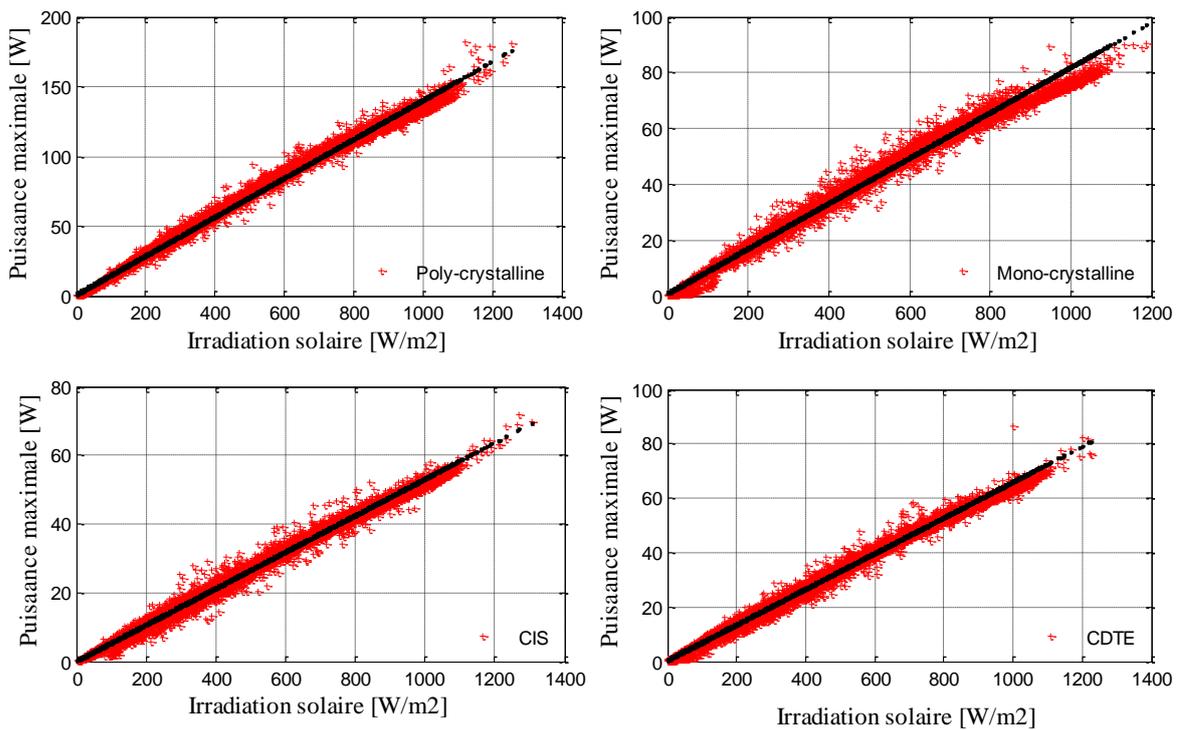


Figure 3.22 : Représentation de la puissance maximale versus l'rayonnement solaire.

Dans le but de montrer l'influence de la température sur la puissance maximale, nous avons considéré quelques caractéristiques P-V correspondant au

même niveau d'rayonnement solaire mais à des températures différentes. Représentées par la figure 3.23, ces exemples montrent que la puissance maximale baisse quand la température augmente. Ce résultat est prévisible du fait que la caractéristique I-V a tendance à se translater vers la gauche en cas d'augmentation de la température comme illustré dans la figure 3.20.

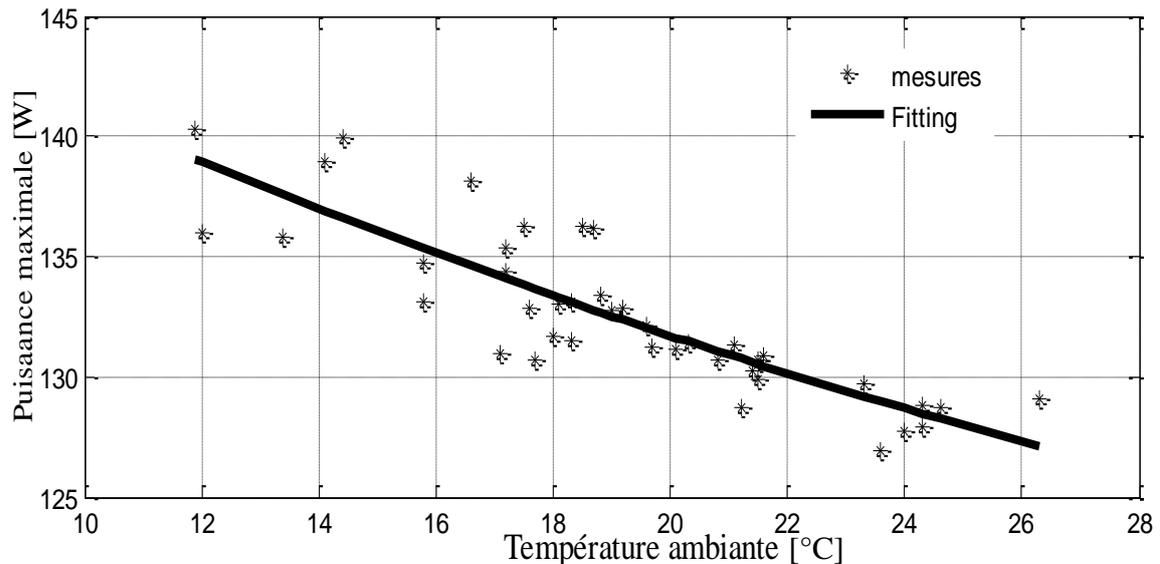
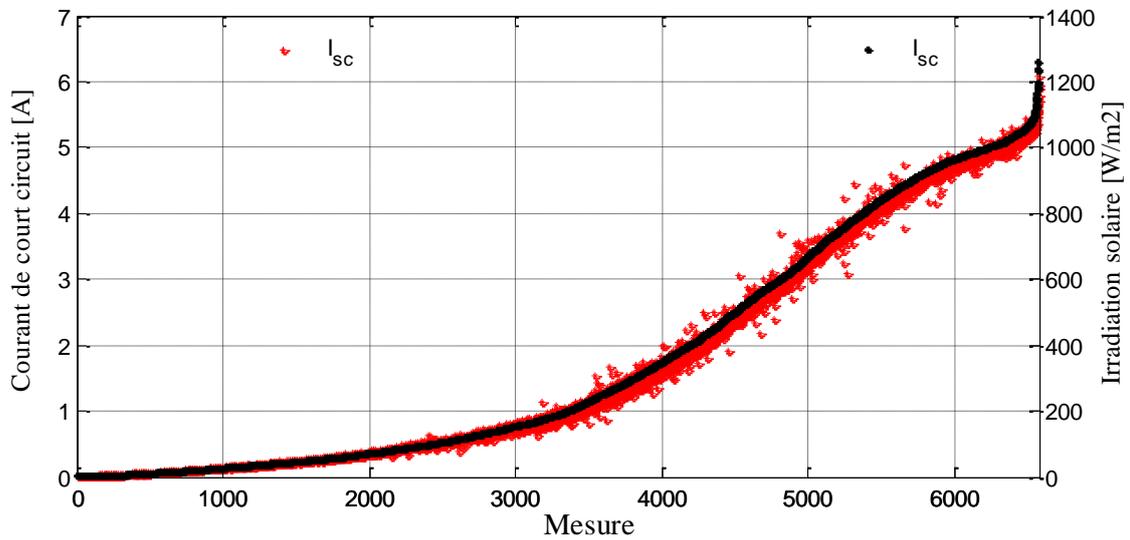


Figure 3.23 : Influence de la température sur la puissance maximale (Module 1).

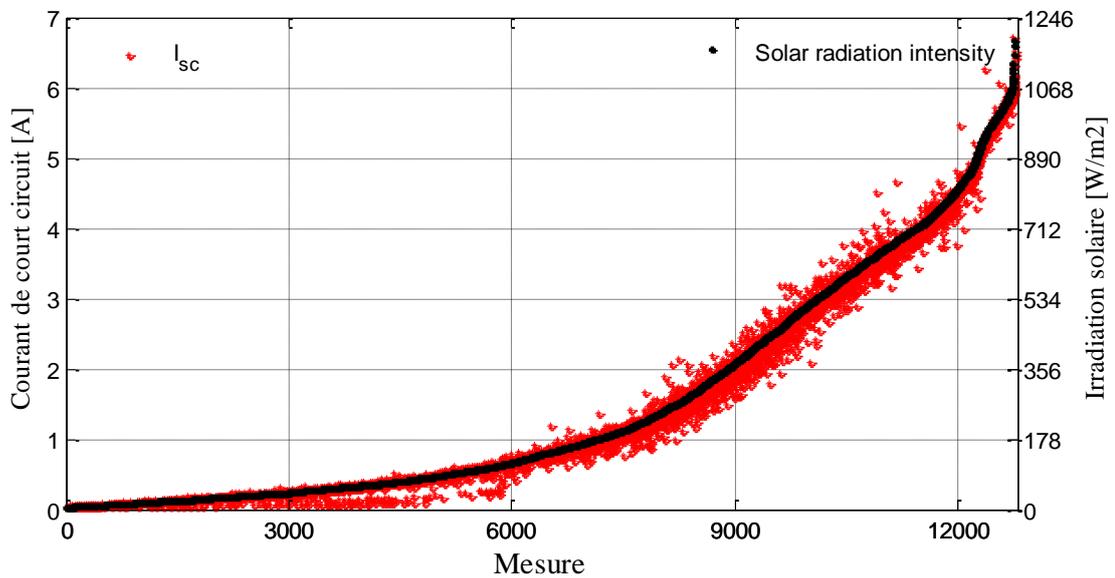
3.4.3 Corrélation entre le niveau de l'rayonnement solaire et le courant de court circuit

Dans certaines études, les mesures de l'rayonnement solaire sont remplacées par ceux du courant de court circuit, et ce, pour deux raisons majeures : la première concerne la réponse spectrale des pyranomètres utilisés pour la mesure de l'rayonnement solaire qui est différente de celle du matériau semi-conducteur avec lequel le module PV est fabriqué. Tandis que la deuxième vise à minimiser le coût global du système étudié [116]. Cette substitution est possible grâce à la relation de proportionnalité qui existe entre les deux grandeurs, et qui permet de s'informer sur l'une d'entre elles en connaissant l'autre. La figure 3.24 représente la relation existante entre le niveau de l'rayonnement solaire et le

courant de court circuit pour les quatre modules étudiés, et ce, sous différentes conditions de travail.

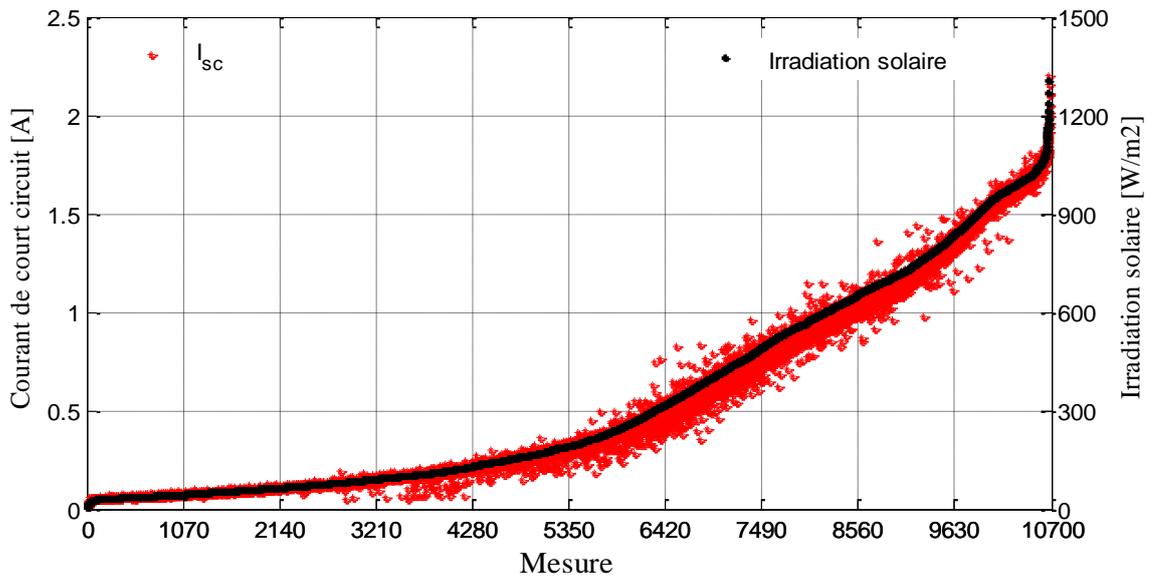


(a) : module Polly-cristallin.

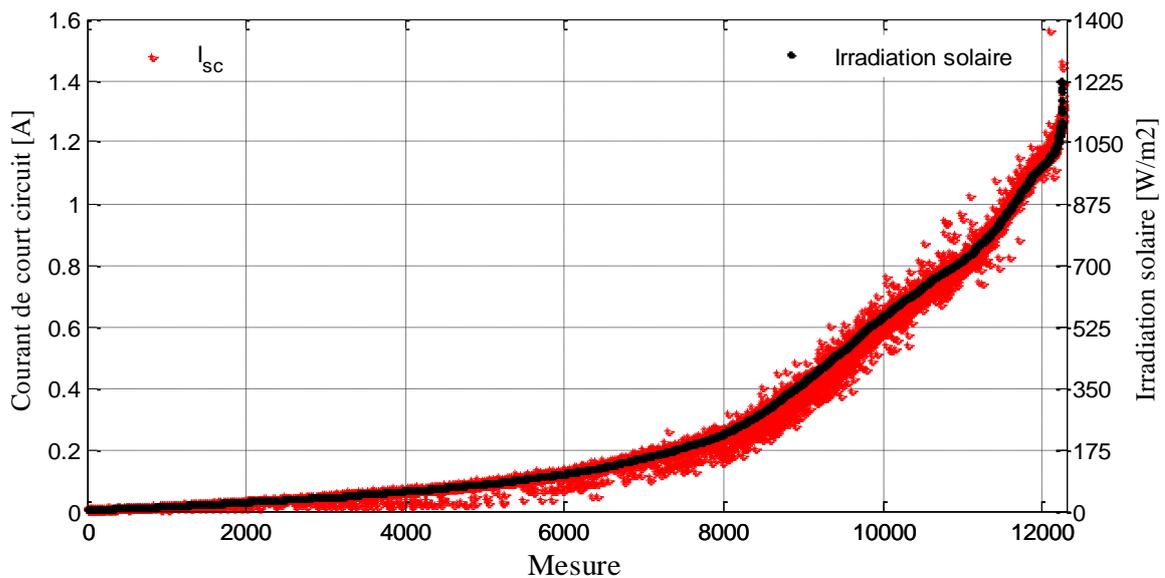


(b) : module mono-cristallin

Figure 3.24 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et le courant de court circuit.



(c) : module CIS.



(d) : module CdTe.

Figure 3.24 : Corrélation entre l'rayonnement solaire et le courant de court circuit
(suite et fin).

3.4.4. Corrélation entre la température et la tension à circuit ouvert

La tension à circuit ouvert se trouve directement dépendante de la température du module PV. Cette dernière est fonction de la température ambiante et du niveau de l'rayonnement solaire comme illustré par les figures 3.25 et 3.26. La relation entre ces trois grandeurs étant complexe, il est de coutume de

ne considérer que la température du module pour caractériser le module PV et étudier son comportement. La figure 3.27 représente l'évolution de la tension à circuit ouvert en fonction de la température du module pour une rayonnement solaire constante. Les mesures montrent l'existence d'une relation linéaire inversement proportionnelle entre la température du module et la tension à circuit ouvert à ses bornes. Cette relation peut être formulée par l'équation 3.2. L'analyse de plusieurs groupes de données appartenant à des niveaux d'rayonnements solaire différents montre une variation des valeurs des coefficients du polynôme du premier ordre comme illustré par la figure 3.28.

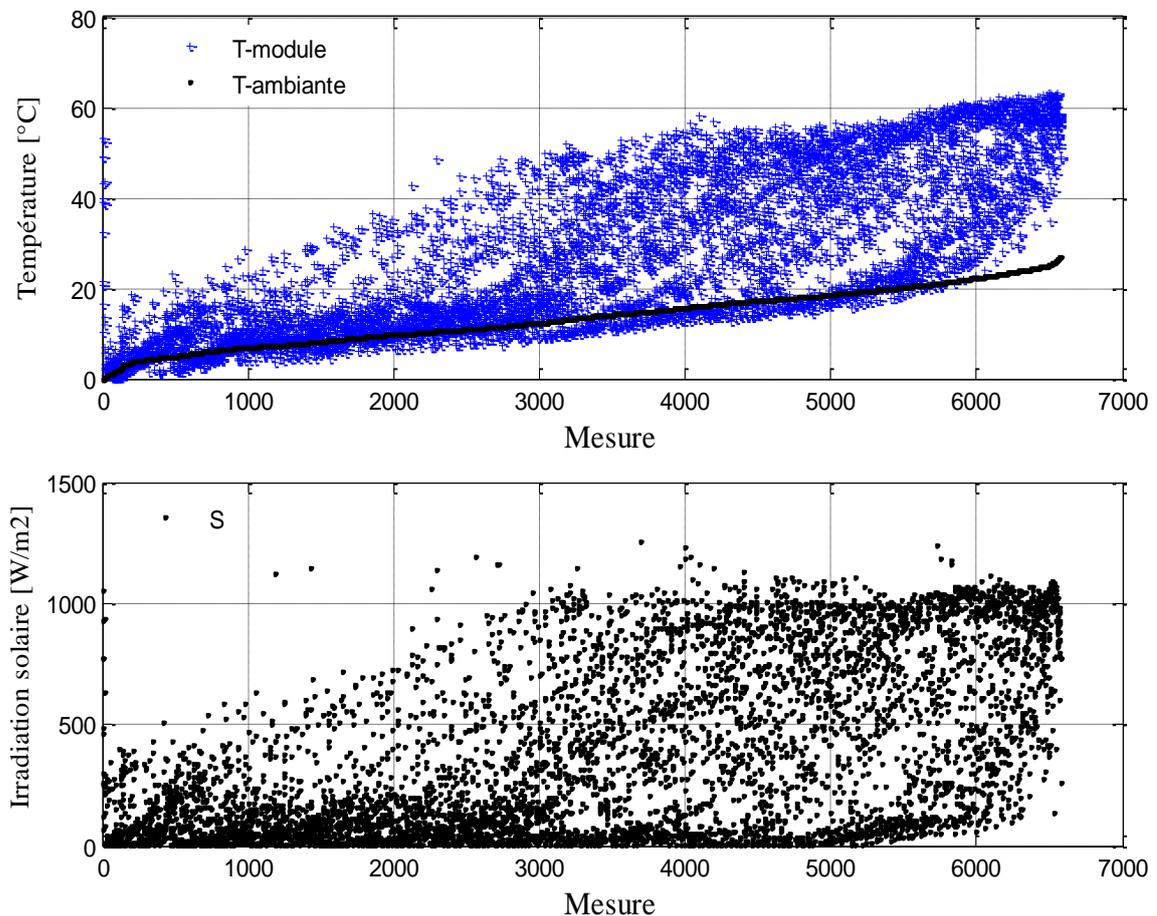


Figure 3.25 : Mesures en rayonnement solaire, température ambiante et température du module N°1 classées suivant l'ordre croissant de la température ambiante.

existante entre le PPM et les conditions de travail

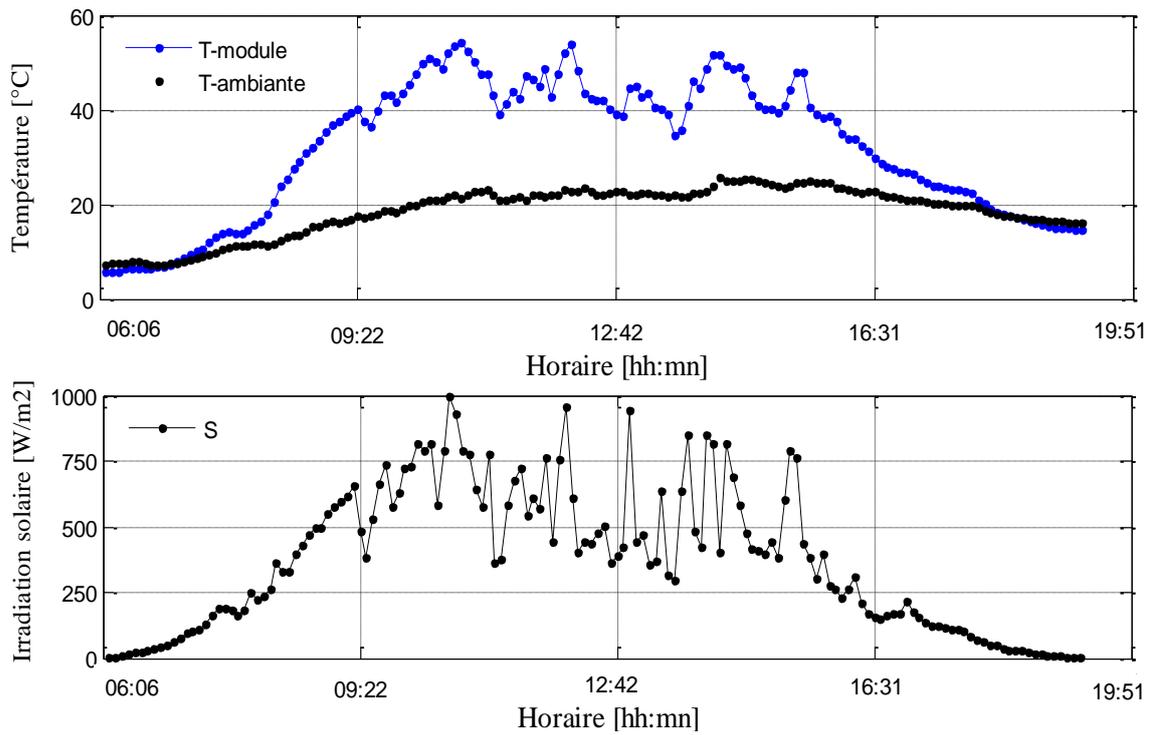


Figure 3.26 : Evolution de l'rayonnement solaire, la température ambiante et la température du module durant la journée du 11/04/2009 (Mod. 1).

$$V_{oc} = p_1 T_{mod} + p_0 \quad (3.2)$$

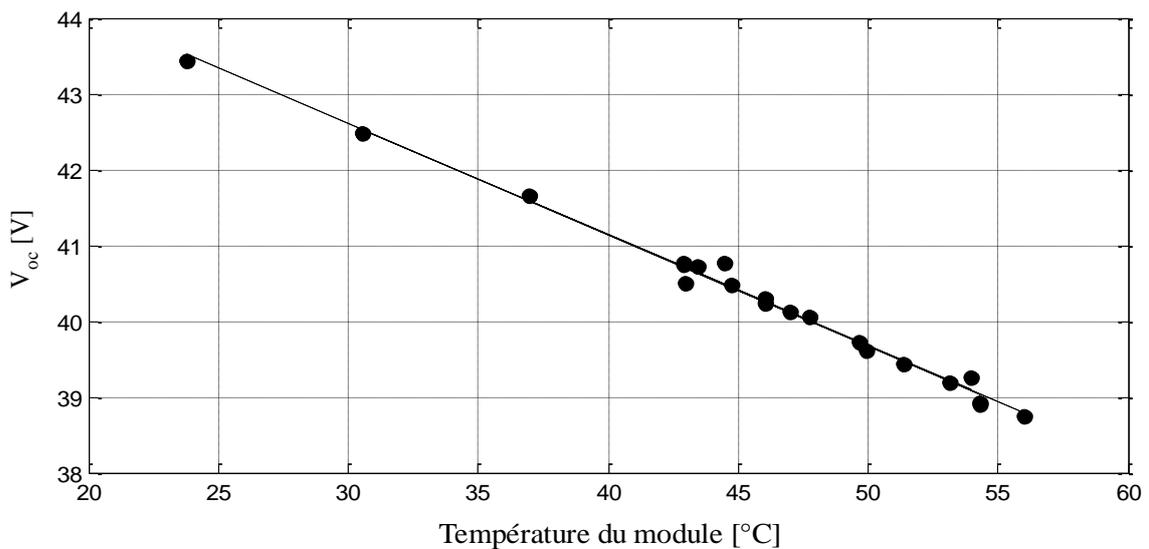


Figure 3.27 : Corrélation entre la température du module et la tension de circuit ouvert.

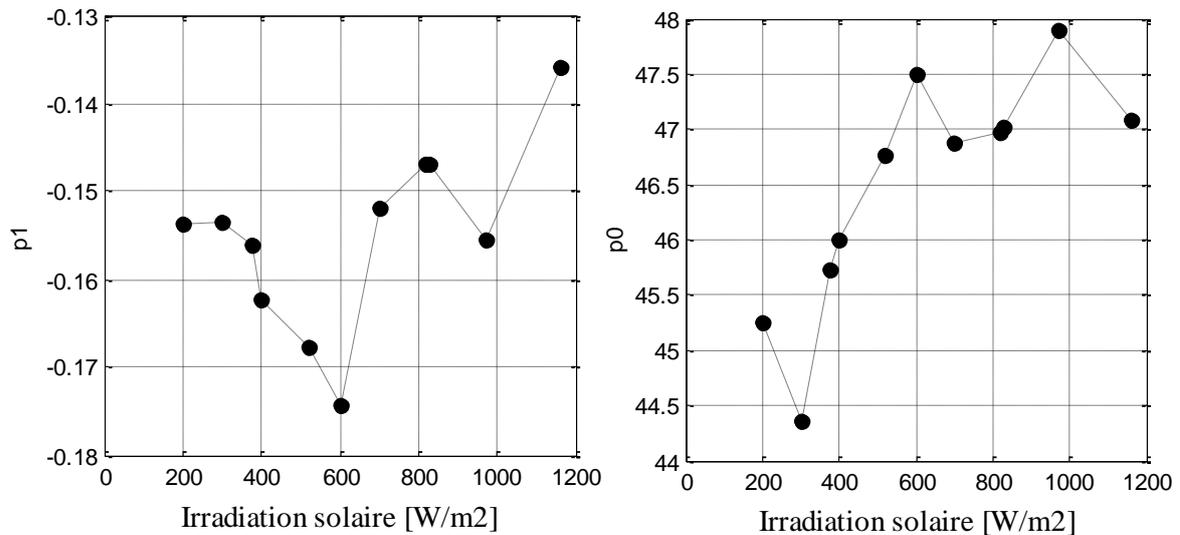


Figure 3.28 : Evolution des constantes du fitting en fonction des variations de l'irradiation solaire.

3.4.5 Corrélations existant entre les paramètres de la courbe I-V

3.4.5.1 Le courant de court circuit et le courant au point de puissance max

L'une des propriétés les plus importantes des courbes I-V d'un module PV est la relation de proportionnalité existante entre le courant de court circuit et le courant au point de puissance maximale comme illustré par la figure 3.29. Cette relation, décrite par l'équation 3.3, est souvent utilisée pour la poursuite du point de puissance maximale, il suffit dès lors de connaître seulement la valeur de la constante du courant définie suivant l'équation 3.4 qui est une caractéristique intrinsèque du module PV.

$$I_{mpp} = K_i \cdot I_{sc} \quad (3.3)$$

$$K_i = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (3.4)$$

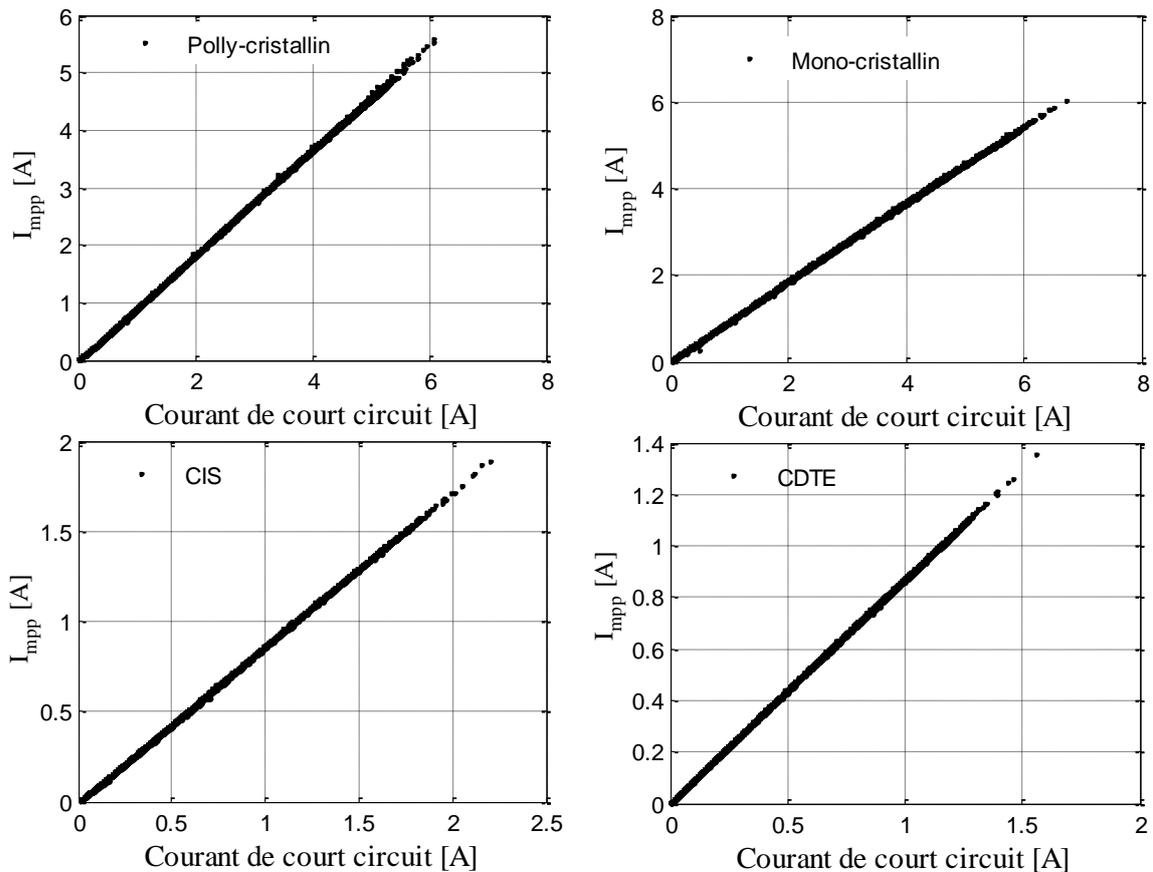


Figure 3.29 : Variations du Courant du PPM versus le courant de court circuit.

Le coefficient de proportionnalité étant supposé constant, il peut être alors calculé moyennant les valeurs des courant I_{cc} et I_{mpp} fournies dans la datasheet du module en question et qui correspond aux STC. Dans le tableau 3.3 sont résumées les valeurs de la constante du courant déterminées à partir des mesures prélevées en condition réelles de fonctionnement, et celles correspondant aux conditions STC et fournies par les fabricants. Nous pouvons remarquer que, pour les quatre modules étudiés, la valeur de la constante du courant peut différencier la technologie cristalline de la technologie couches-minces.

Tableau 3.3: Les valeurs de la constante du courant.

| | <i>Poly-crystallin</i> | <i>Mono-crystallin</i> | <i>CIS</i> | <i>CdTe</i> |
|------------------|------------------------|------------------------|------------|-------------|
| $K_{i_fitting}$ | 0,9154 | 0,9132 | 0,8654 | 0,8686 |
| K_{i_STC} | 0,9101 | 0,9273 | 0,8480 | 0,8487 |

Il est intéressant d'analyser l'évolution de la constante du courant en fonction de celle de l'rayonnement solaire (Figure 3.30) ou de celle de son image, le courant de court circuit (Figure 3.31). Cela nous permet de découvrir un autre aspect de la linéarité ; en effet, à bas niveaux de l'rayonnement solaire, K_i n'est pas constante, ce qui nous amène à conclure que tout algorithme MPPT reposant sur cette caractéristique ne serait efficace qu'à partir d'un certain seuil d'rayonnement solaire et de courant de court circuit.

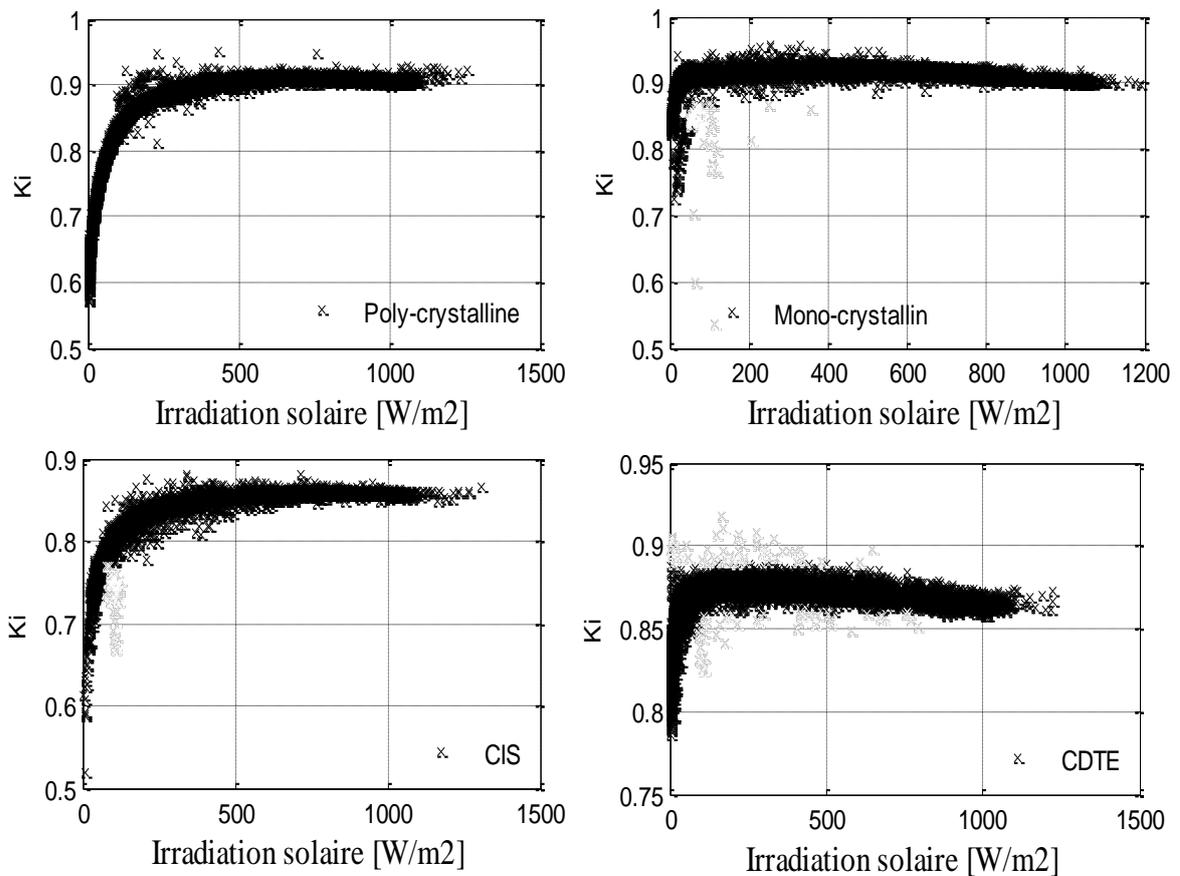


Figure 3.30 : Variations de la constante du courant versus le courant de court circuit.

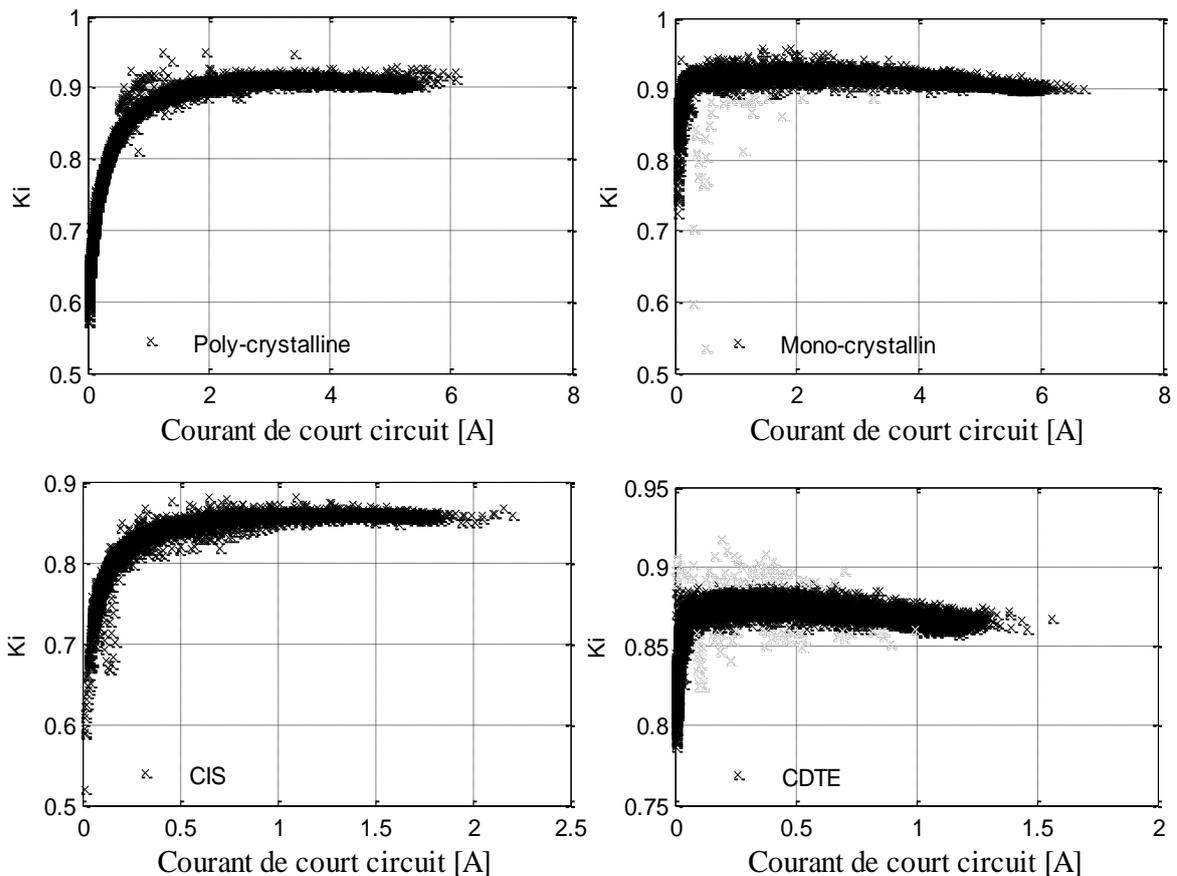


Figure 3.31 : Variations de la constante du courant versus le courant de court circuit.

3.4.5.2 La tension à circuit ouvert et la tension au point de puissance max

La puissance maximale que peut fournir un module PV à tout instant est exprimée selon l'équation 3.5. En considérant l'expression 3.3, la formulation de la puissance maximale prend la forme décrite par l'équation 3.6. La tension du point de puissance maximale étant inconnue à priori pour une condition de travail donnée, il est de coutume de l'exprimer en fonction de la tension à circuit ouvert et ce par analogie avec la relation existant entre le courant de court circuit et le courant du point de puissance maximale. Ainsi, une constante de tension est définie comme étant le rapport de proportionnalité entre les deux tensions caractérisant une courbe I-V comme noté par l'équation 3.7.

$$P_{\max} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (3.5)$$

$$P_{\max} = V_{mpp} \cdot K_i \cdot I_{sc} \quad (3.6)$$

$$K_V = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \quad (3.7)$$

Dans la figure 3.32 sont représentées les tensions du PPM en fonction de celles en circuit ouvert pour les 4 modules étudiés. Il est clair que la relation existant entre les deux tensions est autre qu'une relation linéaire. Ceci est confirmé par la figure 3.33 illustrant le rapport entre les deux tensions. Rappelons que les valeurs les plus utilisées pour les constantes de proportionnalité de la tension sont 0,76 et 0,86 d'après notre recherche bibliographique. Une autre manière consiste à considérer le rapport entre les deux tensions correspondant aux STC. Le tableau 3.4 résume les valeurs que prend le rapport des deux tensions pour les quatre modules étudiés selon les données fournies par les fabricants aux Conditions Standard de Test. Comme est le cas pour la constante de courant, nous pouvons remarquer que la constante de tension peut départager les deux technologies : cristalline et couches minces.

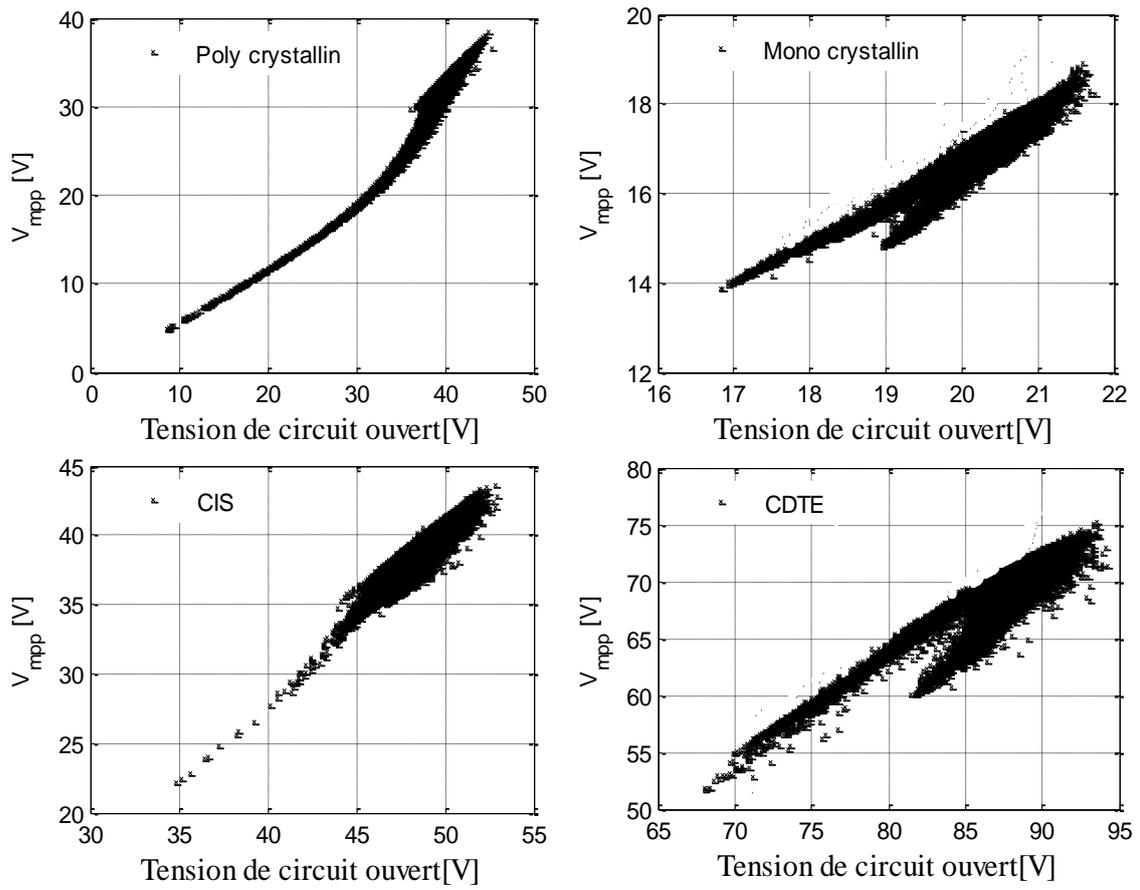


Figure 3.32 : Corrélation entre la tension au PPM et celle du circuit ouvert.

existante entre le PPM et les conditions de travail

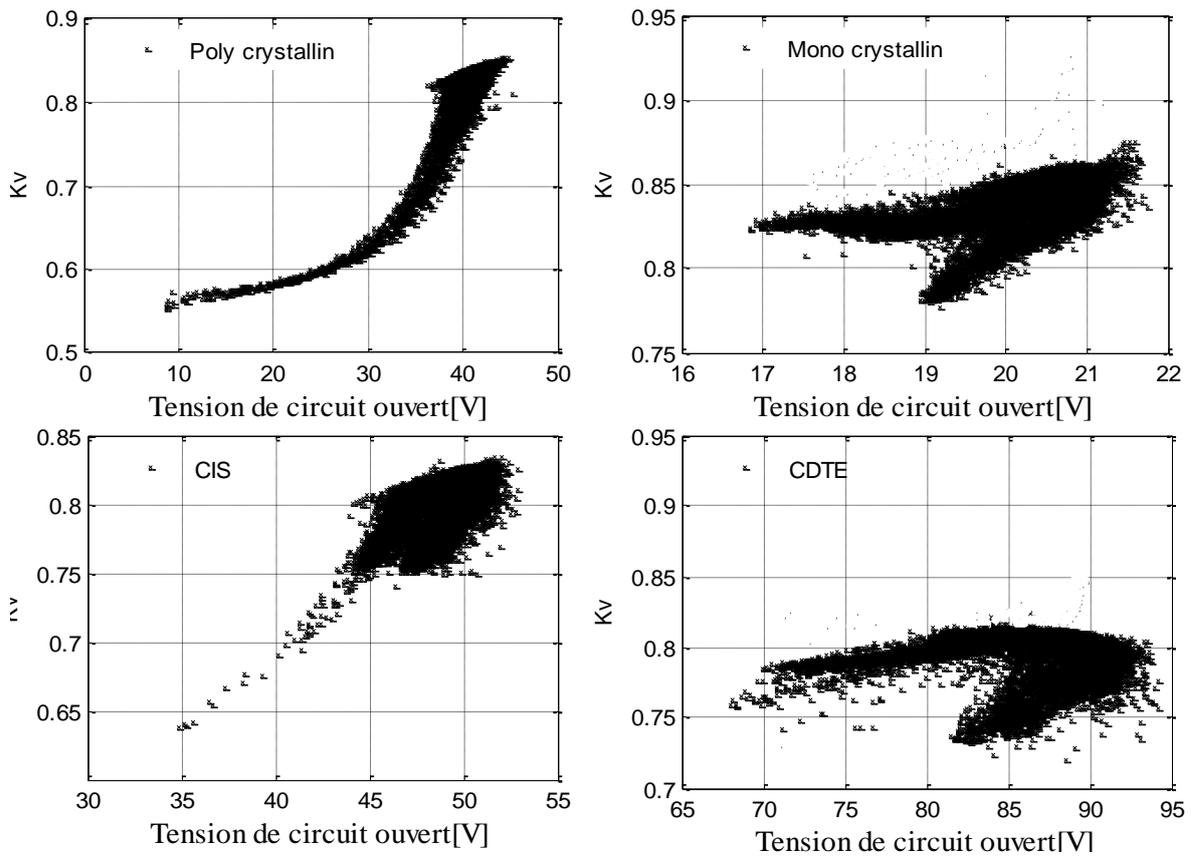


Figure 3.33 : Variation de la constante de tension versus la tension de circuit ouvert.

Tableau 3.4 : Constante de tension aux STC.

| | <i>module poly-cristallin</i> | <i>module mono-cristallin</i> | <i>module CIS</i> | <i>module CdTe</i> |
|--------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| K_{V_STC} | 0,8065 | 0,8349 | 0,7724 | 0,7539 |

La représentation des variations de la constante de tension en fonction du niveau de l'rayonnement solaire ou de son image ; le courant de court circuit, nous a révélé l'existence d'une relation parfaitement linéaire au-delà d'un seuil qui change d'un module à un autre comme illustré par les figures 3.34 et 3.35.

existante entre le PPM et les conditions de travail

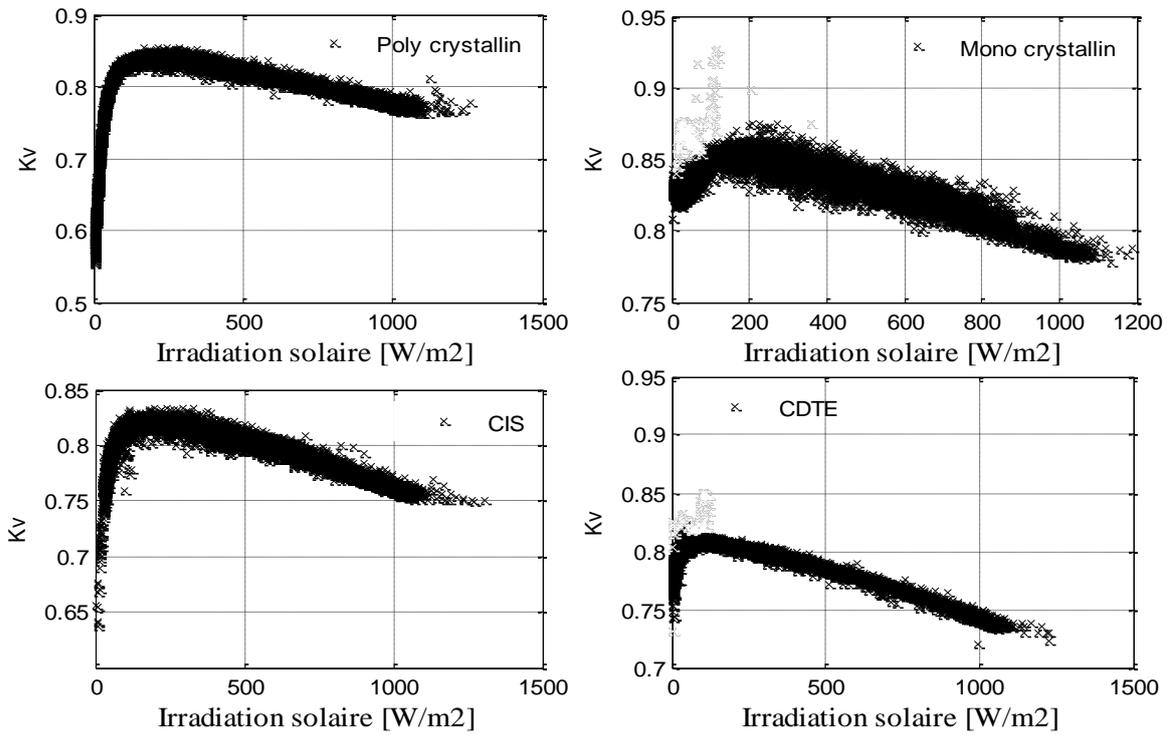


Figure 3.34 : Variation de la constante de tension en fonction de l'rayonnement solaire.

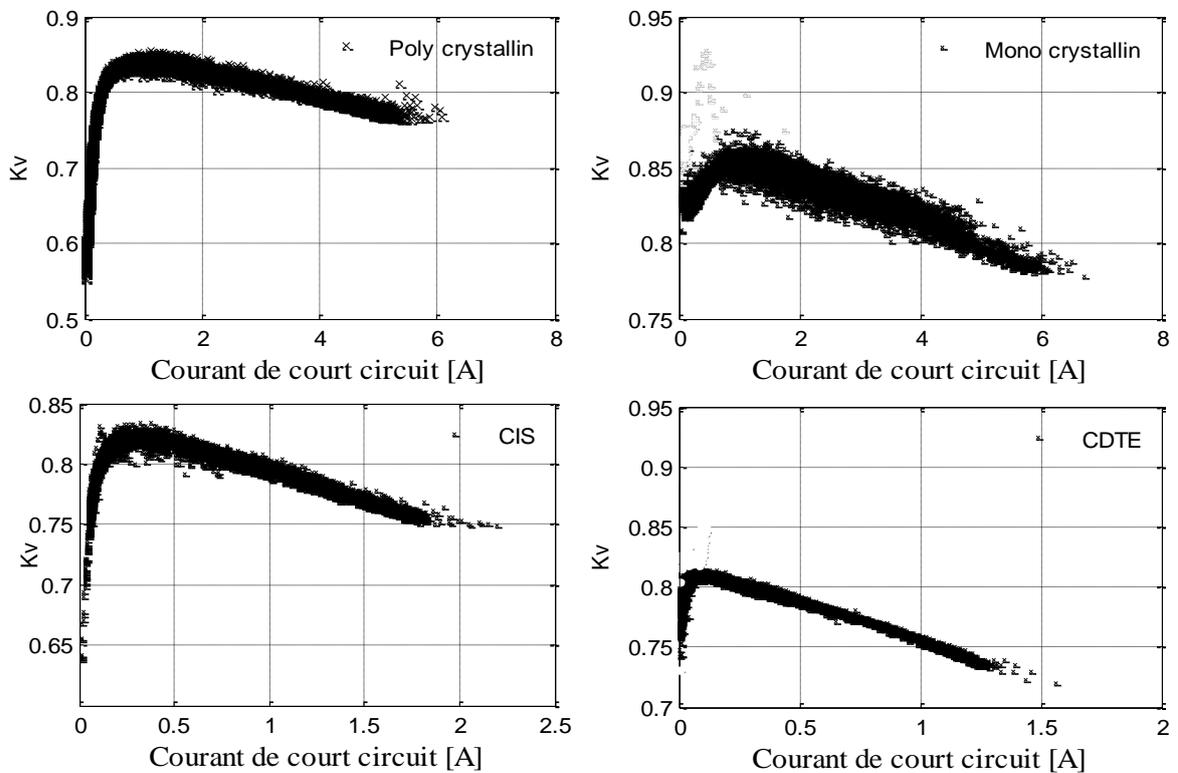


Figure 3.35 : Variation de la constante de tension en fonction du courant de court circuit.

3.4.5.3 Le facteur de forme

Le facteur de forme constitue une caractéristique très importante pour une courbe I-V d'un module PV. Il représente le rapport entre la puissance maximale effective que fournit un module PV à une condition donnée et la puissance maximale théorique que peut fournir le même module PV comme exprimé par l'équation 3.8 et illustré par la figure 3.36.

En considérant le rapport des courants et celui des tensions, le facteur de forme peut alors être défini comme étant le produit des deux constantes du courant et de tension d'un module PV à une condition donnée comme décrit par l'équation 3.9. Sachant que ces deux rapports varient avec le niveau de l'rayonnement solaire, il est évident que le facteur de forme le soit aussi. La figure 3.37 illustre les variations du FF en fonction de ceux de l'rayonnement solaire, nous constatons que l'allure des courbes est similaire à celle des constantes de tension, cela s'explique par le fait que le rapport des courants est presque parfaitement constant au-delà d'un certain seuil.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.8)$$

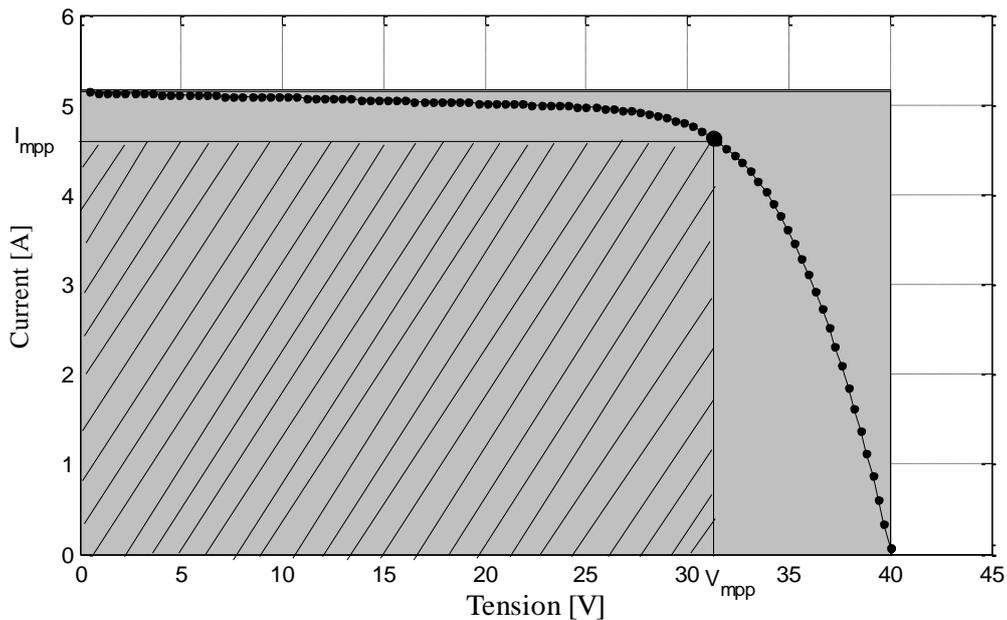


Figure 3.36 : Puissance maximale effective d'un module PV (surface hachurée) et sa puissance maximale théorique (surface grise).

$$FF = K_V \cdot K_i \quad (3.9)$$

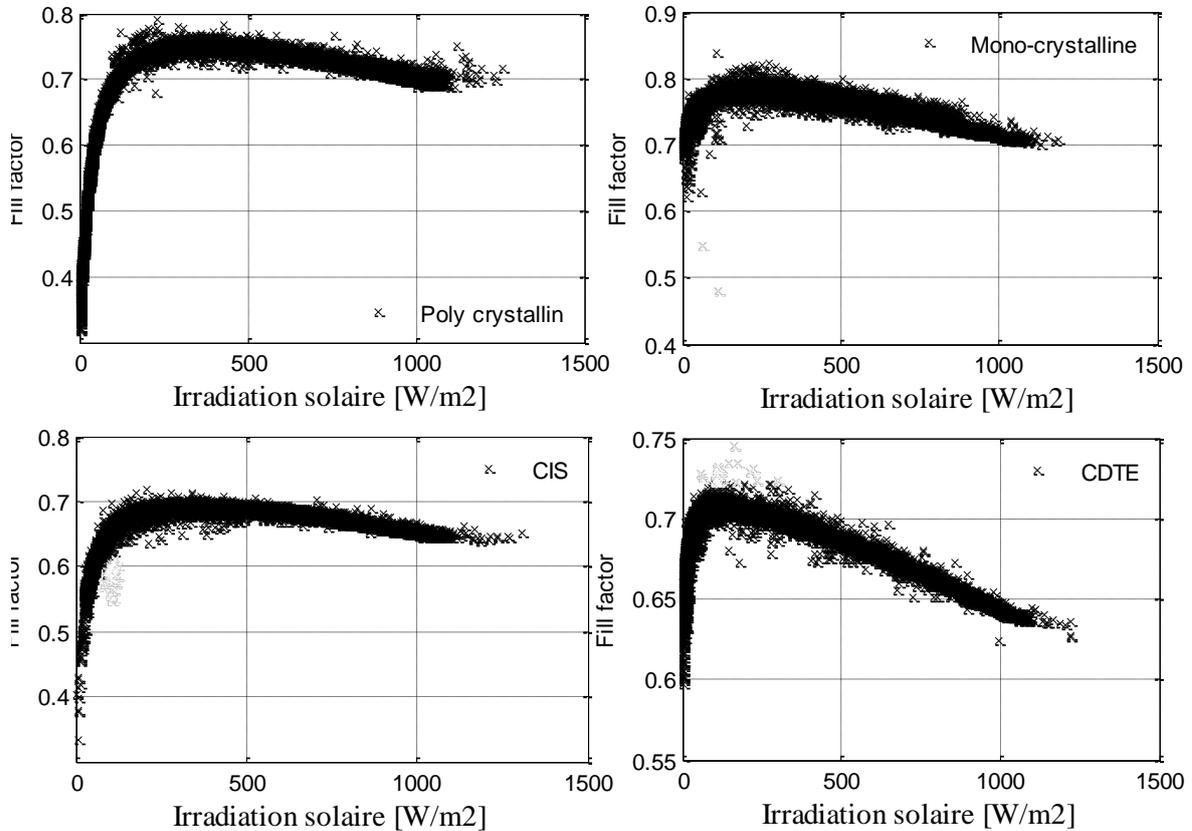


Figure 3.37 : Variation du facteur de forme en fonction de l'rayonnement solaire.

3.5 Discussion des résultats

Au vu des résultats d'analyse obtenus, il nous est possible de cibler les avantages et inconvénient des algorithmes de poursuite de puissance maximale, et même de prédire leurs efficacités respectives dès la compréhension de leurs principes de fonctionnements. Ainsi, il nous est plus facile de comprendre le problème que rencontrent les algorithmes basés sur les mesures des conditions de travail et des modèles PV, et même ceux exploitant les propriétés des caractéristiques de sortie des modules et champs PV comme les algorithmes à base de tension à circuit ouvert ou l'algorithme à base de court circuit qui suppose l'existence d'un ratio constant entre les tensions et courants respectivement, au moment où les mesures réelles montrent que ces ratio sont variables et

dépendent fortement des conditions de travail. Cependant, ces mêmes résultats nous ont permis de conclure que le courant de court-circuit peut être exploité et utilisé comme étant une image du niveau d'rayonnement solaire et qu'il peut renseigner sur la valeur du courant au point de puissance maximale en choisissant la constante de courant correspondant au Conditions Standards de Test mais uniquement pour des niveaux d'rayonnement solaire supérieur à 100 W/m². Il nous a été donné de constater que la constante de courant pouvait départager les technologies de fabrication de modules PV, ainsi, elle prend une valeur proche de 0,91 pour les technologies cristallines et approche la valeur de 0,84 pour les couches minces.

Concernant la relation existante entre la tension à circuit ouvert et celle du point de puissance maximale, nous avons pu constater et montré que la supposée corrélation linéaire qui les lie est loin de la réalité. En effet, en considérant la valeur la plus utilisée pour la constante de tension et qui est égale à 0,76, il nous a été facile de constater que la constante de tension réelle est presque tout le temps différente de cette valeur. L'analyse de données disponibles a montré que, durant toute la période de mesure, la constante de tension était égale à $0,76 \pm 2\%$ uniquement 8,79, 6,1467 e-007, 12,93 et 15,06 pourcent du temps pour les quatre modules étudiés. Ces pourcentages se voient affecté les valeurs de 2.31e-006, 66,67, 17,57 et 7,31 pour cent en considérant les constantes de tensions correspond aux paramètres STC des modules étudiés et qui sont de valeurs égales à 0,80, 0,83, 0,77 et 0,75 respectivement. Cela est en mesure de bien nous informer sur les éventuelles pertes de puissance et l'efficacité de l'algorithme correspondant.

A noter aussi qu'une forte corrélation a été remarquée entre la puissance maximale que peut fournir les modules PV étudiés et le niveau de l'rayonnement solaire auquel ils sont exposés. Cette corrélation peut être utile pour la conception de MPPT pas chères ne nécessitant pas de grandes précisions de poursuite.

3.6 Synthèse

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'analyse des caractéristiques des modules photovoltaïques. Ainsi, quatre modules de technologies différentes ; poly-cristalline, monocristalline, CIS et CdTe ont été exposés aux conditions de travail réelles et leur caractéristiques de sorties ont été enregistrées en même temps que plusieurs autres variables internes et externes comme la température du module, la température ambiante, le niveau de l'rayonnement solaire, la vitesse du vent...etc. Cette riche base de données expérimentale a été ensuite utilisée dans l'optique d'étudier le comportement et les propriétés du point de puissance maximale. Cela nous a permis de mettre en évidence plusieurs corrélations, notamment celles existant entre les caractéristiques I-V et le niveau de l'rayonnement solaire en générale, et entre le courant de court circuit et le niveau de l'rayonnement solaire en particulier. L'influence de la température sur la tension à circuit ouvert a été notée.

Pour le point de puissance maximale, un intérêt particulier a été porté à la corrélation existant entre le courant PPM et le courant de court circuit et celle existant entre la tension au PPM et celle en circuit ouvert. Les hypothèses de linéarité de ces deux corrélations ont été vérifiées, les résultats ont montrés que si la relation entre les deux courants est linéaire pour les quatre technologies étudiées, elle ne l'est pas en ce qui concerne les tensions. En effet, le ratio des tensions n'est pas constant et change en fonction du niveau de l'rayonnement solaire. Cela nous renseigne sur la fragilité de l'algorithme de poursuite qui se base sur cette supposée linéarité.

Concernant le rapport des courants, notre analyse a montré que les valeurs réelles trouvées pour les quatre modules sont très proches de celle calculés à partir des données fournies par les fabricants et correspondant aux STC. Aussi, une possible classification peut être faite à la lumière de cette valeur, puisque celle correspondant à la technologie silicium cristallin est de l'ordre de 0,91 tandis que pour les autres technologies CIS et CdTe nous avons obtenu des valeurs égales proches de 0,86 et 0,85 respectivement.

CHAPITRE 4 :

DEVELOPPEMENT D'UN NOUVEAU MODELE

COMPORTEMENTAL POUR MODULES PV

4.1 Introduction

La simulation reste un moyen très utile pour vérifier et comparer les lois de commande avant leur implémentation. Les résultats de simulation sont fonction de deux facteurs majeurs : la fidélité des modèles utilisés pour les différents blocs du système ainsi que l'efficacité et la robustesse de la loi de commande.

Le module PV est un composant de comportement non linéaire et fortement dépendant des conditions de travail. Plusieurs modèles ont été proposés dans la littérature pour décrire son fonctionnement et permettre, par la suite, de tester les algorithmes MPPT développés. Néanmoins, ces modèles restent assujettis à de nombreuses hypothèses visant la simplification de leur utilisation au détriment de leur efficacité. Encore, la majorité des modèles proposés utilisent des constantes et variables non fournies par les fabricants et qui nécessitent un travail supplémentaire, parfois très complexe, pour la détermination de leurs valeurs.

Dans ce chapitre, nous présentons un nouveau modèle que nous avons développé autour de notre requête de compréhension du fonctionnement d'un module photovoltaïque et ce, en partant du principe du fait que pour bien poursuivre une grandeur 'le point de puissance maximale' il faut commencer par comprendre comment elle évolue, par quoi sa variabilité est influencée et surtout comment. Pour

ce, nous avons décidé d'exposer la problématique en premier lieu avant de passer, rapidement, en revue les principaux modèles de la littérature, puis de présenter notre nouveau modèle ; son idée de base puis les résultats de sa validation.

4.2 Contexte et problématique

Le comportement d'un module PV est décrit par ses caractéristiques de sortie : la caractéristique courant- tension (I-V) et la caractéristique puissance-tension (P-V) qui peut être déterminée à partir de la première caractéristique I-V.

La difficulté de la modélisation des caractéristiques d'un modules PV réside dans leur degré de non linéarité d'un coté, et de leur forte dépendance aux conditions de travail (le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante) qui se trouvent à leur tour fortement corrélées. Cette dépendance aux conditions de travail doit être traduite mathématiquement pour toute modélisation efficace. Ceci est rendu possible par la prise en considération de la variation des valeurs que prennent ces conditions de travail dans le calcul de tous les paramètres du modèle PV utilisé. Nous présentons à titre d'exemple, le cas de la valeur de la pente de la caractéristique I-V au niveau des trois points les plus importants (I_{cc} , PPM, V_{oc}) illustrés par la figure 4.1. Nous pouvons aisément remarquer que ces valeurs sont différentes et variables en fonction de l'rayonnement solaire comme en attestent les figures 4.2, 4.3 et 4.4.

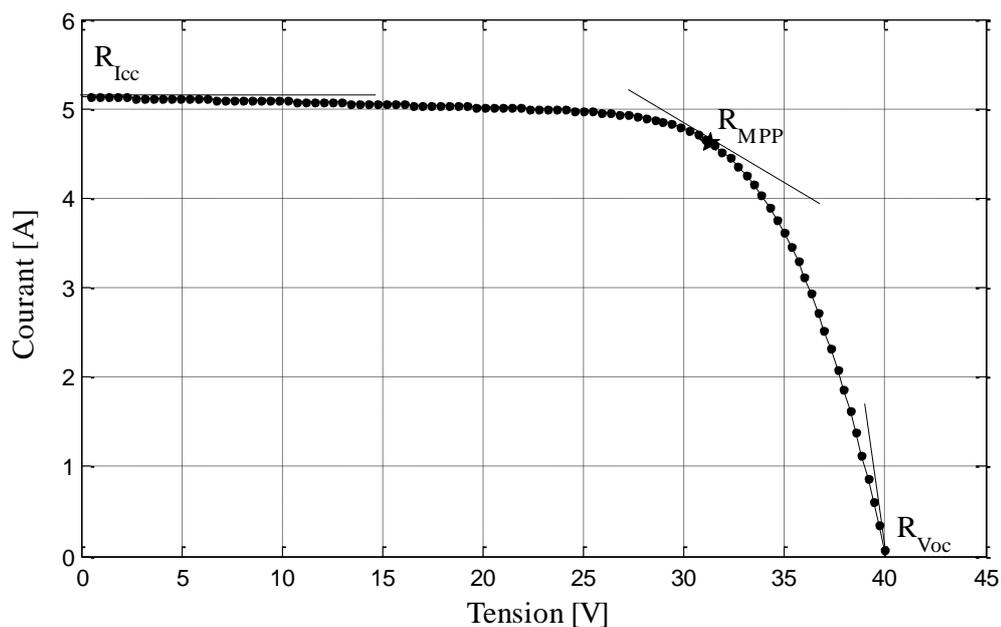


Figure 4.1 : Les trois points choisis pour la représentation de la variation de la pente en fonction de l'rayonnement solaire.

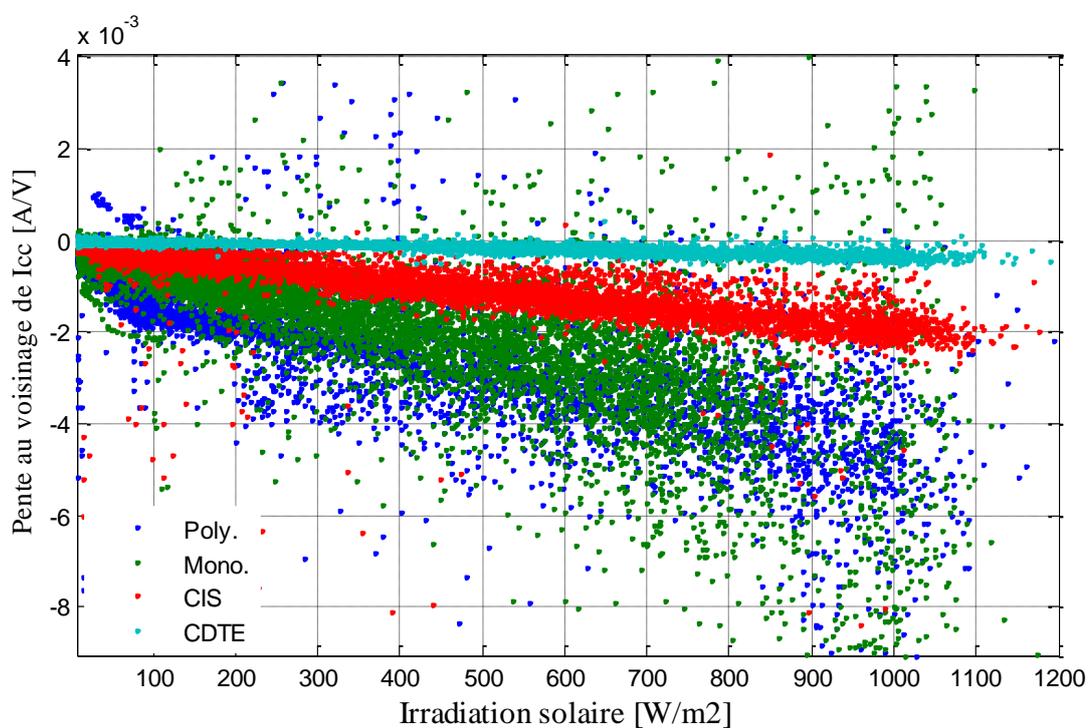


Figure 4.2 : Variation des pentes au voisinage du I_{cc} en fonction de l'rayonnement solaire.

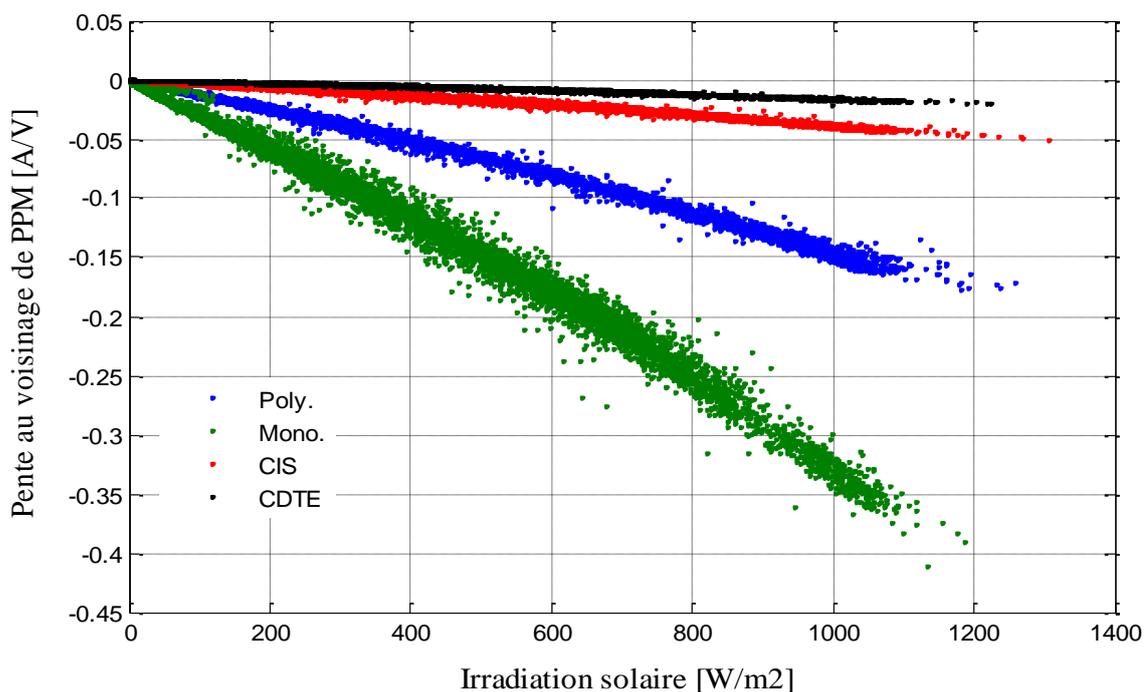


Figure 4.3 : Variation des pentes au voisinage du PPM en fonction de l'irradiation solaire.

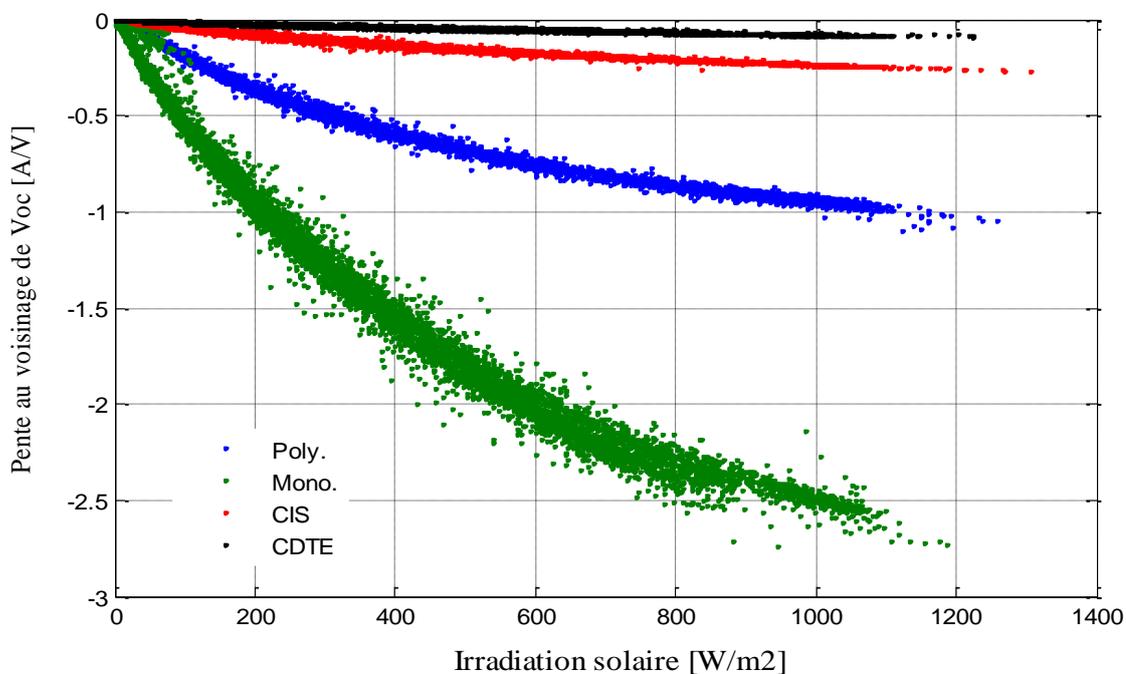


Figure 4.4 : Variation des pentes au voisinage de V_{oc} en fonction de l'irradiation solaire.

L'efficacité ainsi que la crédibilité de l'étude, la conception puis le jugement d'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale nécessite un modèle capable de traduire avec la plus grande fidélité le comportement du module photovoltaïque. Ceci ne peut être possible que si le modèle utilisé ne repose sur aucune hypothèse de simplification. Sinon à quoi servirait de poursuivre un point de puissance maximale d'une caractéristique complexe dont la variabilité en fonction de tel ou tel paramètre ait été simplifiée ou totalement ignorée en la jugeant insignifiante. Le meilleur modèle serait celui capable de reproduire une caractéristique I-V qui épouserait parfaitement la forme de celle fournie par un module PV réel et ce quelque soient les conditions de travail. Plusieurs modèles pour modules PV ont été développés et sont toujours utilisés dans la littérature. La plus part de ces modèles nécessitent des calculs fastidieux et repose essentiellement sur les données qu'offrent les fabricants de modules aux STC pour permettre, par la suite, de simuler le comportement sous d'autres conditions de travail. La démarche a été inversée dans notre cas. Nous disposons d'une base de données riche qui décrit le comportement du module PV, nous présentons une manière efficace loin de toute hypothèse pour modéliser ce fonctionnement.

4.3 Les modèles PV de la littérature

A la lumière de notre étude bibliographique concernant les modèles mathématiques pour modules photovoltaïques, nous pouvons dire que ces modèles peuvent être classés en trois grandes catégories :

- Les modèles qui se basent sur des explications et description physiques des phénomènes qui surgissent au niveau matériau de la cellule PV [117-131]. Ces modèles se basent essentiellement sur les équations régissant le circuit électrique équivalent d'une cellule PV comme le modèle à une seule exponentielle (une seule diode) et le modèle à deux exponentielles (deux diodes) ;
- Les modèles empiriques qui ignorent tout fondement physique et qui donnent une description empirique du courant délivré par le module PV en fonction de

la tension à ses bornes moyennant des expressions linéaires ou non linéaires. Le modèle d'Akbaba [132-134] est l'un des modèles PV les plus connus appartenant à cette catégorie ;

- Les modèles se basent sur les paramètres électriques fournies par les fabricants qui tentent d'approcher au mieux le comportement réel des modules PV en essayant de s'éloigner le plus possible des suppositions et estimations des paramètres comme est le cas pour les modèles électriques [135-136].

Dans ce qui suit, sont présentés quelques exemples qui expliquent mieux la différence existante entre les trois approches de modélisation de modules PV.

4.3.1 Les modèles mathématiques analytiques

La figure 4.5 illustre les circuits électriques équivalents proposés dans la littérature pour expliquer le fonctionnement d'une cellule ou d'un module PV. On y trouve un modèle à une diode et un modèle à deux diodes.

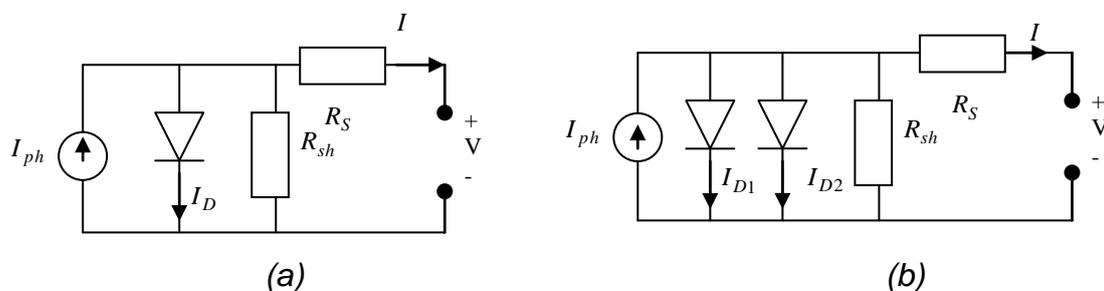


Figure 4.5: Circuit électrique équivalent d'une cellule PV: a) à une seule diode c) à deux diodes.

a) Modèle à deux diodes: Le circuit électrique équivalent de ce modèle est composé d'une source de courant représentant le photo-courant (I_{ph}) qui varie en fonction du niveau de l'rayonnement solaire et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de recombinaison des charges du semi-conducteur au niveau de la zone de déplétion [117]. Les pertes sont modélisées par deux

résistances, la résistance série (R_s) et la résistance parallèle (R_p). L'expression mathématique de ce modèle est donnée par l'équation 4.1 [118-121].

$$I_{cell} = I_{ph} - I_{f1} \cdot \left(e^{\frac{(V_{cell} + R_s \cdot I_{cell})}{V_{t1}}} - 1 \right) - I_{f2} \cdot \left(e^{\frac{(V_{cell} + R_s \cdot I_{cell})}{V_{t2}}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{R_p} \quad (4.1)$$

Avec I_{f1} et I_{f2} sont les courants de fuite de la diode 1 et la diode 2 respectivement. V_{t1} et V_{t2} sont les tensions thermiques définies par les équations (4.2), où $n1$ et $n2$ étant les facteurs d'idéalité des deux diodes.

$$V_{t1} = \frac{n1 \cdot K \cdot T}{q} \quad \text{et} \quad V_{t2} = \frac{n2 \cdot K \cdot T}{q} \quad (4.2)$$

Ce modèle nécessite la détermination de sept paramètres, qui sont: I_{ph} , I_{f1} , I_{f2} , R_s , R_p , $n1$, et $n2$ d'où son appellation « 2M7P » de (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Parameters). Dans certains cas, la résistance parallèle est négligée et supposée infinie [122]. Le nombre de paramètres à identifier passe donc à 6 paramètres et l'appellation du modèle devient « 2M6P ». Dans d'autres cas, même la résistance série est négligée et le modèle devient à 5 paramètres seulement « 2M5P » [123] ;

b) Modèle à une diode : ce modèle découle du précédent en supposant que le phénomène de recombinaison dans la zone de déplétion, modélisé par la deuxième diode, est absent [117]. Ce modèle est considéré comme étant le plus simple et le plus utilisé car il offre un bon compromis simplicité/précision. L'expression mathématique décrivant le fonctionnement de ce modèle est donnée par l'équation 4.3 [124-125].

$$I_{cell} = I_{ph} - I_f \cdot \left(e^{\frac{(V_{cell} + R_s \cdot I_{cell})}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_s \cdot I_{cell}}{R_p} \quad (4.3)$$

Avec I_{cell} , V_{cell} le courant et la tension de la cellule PV, I_f le courant de fuite de la diode, V_t représente la tension thermique défini par l'équation 4.4. Où n est le facteur d'idéalité de la diode, K la constante de Boltzman (JK^{-1}), T la température de la cellule et q la charge de l'électron.

$$V_t = \frac{n.K.T}{q} \quad (4.4)$$

L'équation 4.3 est implicite avec cinq paramètres à déterminer: I_{ph} , I_f , R_s , R_p et n , d'où son appellation « L5P ». Identiquement au modèle précédent à deux diodes, le fait de négliger la résistance parallèle en la supposant infinie, on obtient un modèle à quatre paramètres, le « L4P » [126-127]. Si la résistance série est négligée à son tour, le modèle devient à trois paramètres, il est appelé dans ce cas le « L3P ». Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour déterminer les valeurs des paramètres des modèles précédemment cités [128-131].

4.3.2 Les modèles empiriques

La particularité de ce type de modèles réside dans la formulation directe du courant ou la puissance d'un module/générateur PV en fonction de sa tension en considérant les conditions de travail, et ce, sans nécessiter des calculs itératifs jugés lents pour les applications en temps réel telle que la poursuite du point de puissance maximale. Parmi ces modèles, nous citons à titre d'exemple le modèle d'Akbaba [132,133] décrit par les équations (4.5 - 4.10).

$$I = (V_{oc} - V) / (A + BV^2 - CV) \quad (4.5)$$

Avec:

$$A = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (4.6)$$

Les valeurs des deux paramètres restants, B et C, sont déterminées moyennant les équations 4.7 et 4.8 respectivement, et ce, à partir de deux points appartenant à la caractéristique I-V. De meilleurs résultats sont obtenus lorsque ces points coïncident avec les limites séparant les portions linéaires et la partie courbée de la caractéristique I-V de part et d'autre du point de puissance maximale [134]. Les coefficients d, e, f, g, h, m, s, p et k sont, quant à eux, obtenus par fitting. Notons enfin que G désigne le pourcentage en rayonnement solaire sachant que le 100% correspond à 1000 W/m².

$$B = dG^{-e} + fG \quad (4.7)$$

$$C = gG^{-h} + mG \quad (4.8)$$

$$V_{oc} = sG^p - qG^2 \quad (4.9)$$

$$I_{sc} = kG \quad (4.10)$$

Il est à noter que la valeur de la température ambiante ou celle du module/générateur PV n'intervient pas directement dans les équations du modèle d'Akbaba, dont l'auteur propose d'ignorer l'influence dans [133], néanmoins, elle est indirectement prise en considération dans la détermination de la valeur de la tension à circuit ouvert V_{oc} car c'est là où l'influence de la température apparaît.

4.3.3 Les modèles se basant sur les paramètres électriques des modules PV

Ce type de modèles a été développé dans le but d'éviter les approximations et suppositions dont les paramètres des précédents modèles font objet. Dans cette catégorie, deux modèles se font remarquer [135,136]. Le premier modèle [135] prend en considération la température, le pourcentage de l'intensité de l'rayonnement solaire effective à laquelle le module est exposé, un facteur linéaire d'ombrage, le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert. La caractéristique I-V d'un module PV se trouve décrite comme suit :

$$I(V) = \alpha \cdot I_{\max} \cdot \tau_i - \alpha \cdot I_{\max} \cdot \tau_i \cdot \exp \left(\frac{V}{b \cdot (\gamma \cdot \alpha + 1 - \gamma) \cdot (V_{\max} + \tau_V)} - \frac{1}{b} \right) \quad (4.11)$$

Avec α le pourcentage de l'intensité de l'rayonnement solaire effective et γ le facteur linéaire d'ombrage défini comme étant le pourcentage de perte en tension entre un niveau maximal et un niveau minimal de l'rayonnement solaire comme indiqué par les équations 4.12 et 4.13 respectivement. Sachant que, I_{\max} et V_{\max} sont le courant maximal et la tension maximale à 25°C et 1000 W/m^2 , tandis que I_{\min} and V_{\min} sont le courant maximal et la tension maximale à 25°C and 200 W/m^2 . τ_V et τ_I sont les coefficients de température de la tension et du courant respectivement.

$$\alpha = \frac{G}{G_{STC}} \quad (4.12)$$

$$\gamma = 1 - \frac{V_{\min}}{V_{\max} + \tau_V} \quad (4.13)$$

Cependant, d'après [136], ce modèle présente un inconvénient majeur puisqu'il nécessite le calcul de valeurs décroissantes pour la tension pour des niveaux d'rayonnement croissant au-delà d'une température cellule égale à 60°C ; ceci est déduite de la définition du facteur d'ombrage. Pour y remédier, l'auteur y présente un nouveau modèle qui décrit la caractéristique I-V d'un module PV comme suit :

$$I(G, T, V) = \frac{G}{1000} \cdot I_{sc} \cdot \tau_i(T) \cdot \left[\frac{1 - \exp \left(\frac{V}{b \cdot \left(1 + \frac{V_{\max} - V_{\min}}{V_{\max}} \cdot \frac{G - G_{\max}}{G_{\max} - G_{\min}} \right) \cdot (V_{\max} + \tau_V(T))} - \frac{1}{b} \right)}{1 - \exp \left(-\frac{1}{b} \right)} \right] \quad (4.14)$$

Avec b étant un paramètre de fitting propre au modèle et qui agit sur la position du point de puissance maximale. Pour sa détermination, l'auteur suggère l'utilisation d'une première valeur approximative égale à 0,09 puis calculer V_{mpp} correspondant aux STC en résolvant l'équation 4.16 qui est obtenue en appliquant la condition correspondant au PPM $\frac{dP}{dV} = 0$ à l'équation 4.15 b. Cette dernière est exploitée, par la suite, avec l'équation 4.14 pour déterminer I_{mpp} et P_{mpp} correspondants aux STC. Ces valeurs doivent être comparées à celles fournies par le fabricant du module ce qui permettrait l'ajustement de la valeur du paramètre b par itération dans le but de minimiser l'écart entre la valeur de la puissance maximale calculée par le modèle et celle fournie par le fabricant et correspondant aux STC.

$$P(G,T,V) = V \cdot I(G,T,V) \quad (a)$$

$$P(G,T,V) = V \cdot \frac{G}{1000} \cdot I_{sc} \cdot \tau_i(T) \cdot \frac{\left[1 - \exp \left(\frac{V}{b \cdot \left(1 + \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \cdot \frac{G - G_{max}}{G_{max} - G_{min}} \right) \cdot (V_{max} + \tau_V(T))} - \frac{1}{b} \right) \right]}{1 - \exp \left(-\frac{1}{b} \right)} \quad (b) \quad (4.15)$$

$$0 = 1 - \left[1 + \frac{V_{mpp}}{b \cdot \left(1 + \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \cdot \frac{G - G_{max}}{G_{max} - G_{min}} \right) \cdot (V_{max} + \tau_V(T))} \right] \cdot \exp \left(\frac{V_{mpp}}{b \cdot \left(1 + \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \cdot \frac{G - G_{max}}{G_{max} - G_{min}} \right) \cdot (V_{max} + \tau_V(T))} - \frac{1}{b} \right) \quad (4.16)$$

Il est important de noter que les deux modèles présentés dans cette catégorie de modèles pour modules PV utilisent un paramètre de fitting appelé b . Si la manière par laquelle la valeur de ce paramètre est déterminé n'est pas évoqué dans le premier modèle, sa méthode de calcul itérative est longue en terme de temps en ce qui concerne le deuxième modèle sachant que l'équation 4.16 ne peut pas être résolue analytiquement. En plus de cela, une analyse mathématique des données expérimentales de notre base de données nous a permis de constater que ce paramètre ne peut pas avoir une valeur fixe de par le fait qu'il soit fortement dépendant des conditions de travail. Ainsi, la meilleure valeur de fitting correspondant aux STC n'est pas adéquate pour les caractéristiques I-V correspondant aux autres conditions de travail ce qui explique la complexité de translation d'une caractéristique I-V d'une condition à une autre.

A noter aussi, que pour exploiter ce genre de modèles, les fabricants de modules PV doivent fournir plus d'informations concernant le comportement de leurs modules ; la caractéristique I-V ou ses paramètres correspondant à un niveau d'rayonnement solaire égal à 200 W/m^2 et une température de module égale à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.4 Présentation du modèle développé

Le modèle développé dans le cadre de cette thèse découle d'une première volonté de disposer d'un modèle n'ayant come paramètres que les données du fabricant. Cela nous a permis d'éviter un bon nombre de déductions et calculs basés sur des suppositions et des approximations afin d'obtenir un model simple avec le minimum d'erreur possibles. Un model qui traduit directement le comportement du dit module et pourquoi pas fournir une manière de vérifier la véracité des données fournies aux clients acheteurs des modules sachant que c'est en fonction de ces données que les prix des modules PV sont fixés.

Le modèle développé est inspiré de la réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre et peut être classé dans la troisième catégorie de modèles PV [137]. Les sections qui suivent expliquent son idée de base et les étapes suivies dans son développement.

4.4.1 La caractéristique I-V et la réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre

L'idée de base du nouveau modèle a été inspirée de la ressemblance frappante entre la caractéristique I-V d'un module PV et la réponse indicielle d'un système du premier ordre, à quelques différences près comme le montre les graphes de la figure 4.6.

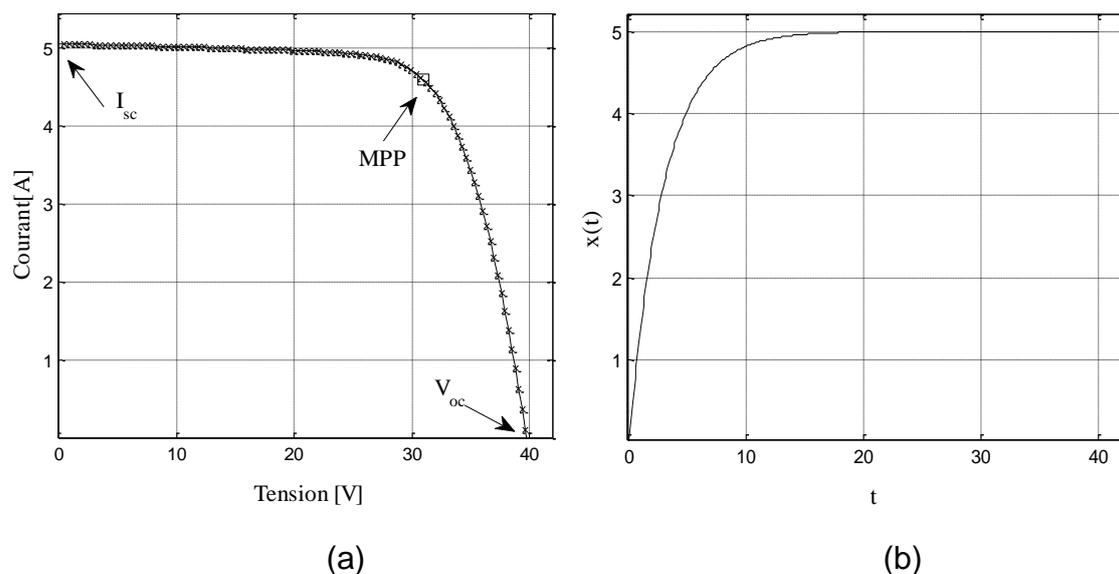


Figure 4.6 : Ressemblance entre les deux courbes a) : La caractéristique I-V du module 1 correspondant à $S=1000 \text{ W/m}^2$, et $T_a=14.6^\circ\text{C}$. b) : La réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre.

La première différence entre les deux courbes est certainement la direction de variation de la fonction, pour le cas de la réponse indicielle, la variable de sortie démarre d'une valeur nulle, pour atteindre son max une fois le régime établi atteint, tandis que la caractéristique I-V démarre avec une valeur en ordonnée max qui va diminuer au cours de son évolution pour s'annuler à la fin. La première modification apportée à l'expression de la réponse indicielle a été de changer de repère pour que les deux sens d'évolutions coïncident. L'expression mathématique de la réponse indicielle d'un système du premier ordre est décrite comme suit :

$$x = E.(1 - e^{-t/\tau}) \quad (4.17)$$

Avec :

E : la valeur max atteinte en régime établi ;

τ : la constante de temps du système qui détermine la rapidité avec laquelle le système atteint le régime établi. Plus cette constante est petite, plus le système est rapide.

Le changement de variable, décrit par les équations 4.18 et 4.19, permet d'avoir la courbe de la figure 4.7 qui est plus proche de la caractéristique I-V d'un module PV.

$$t = -t' + t_0 \quad (4.18)$$

$$x = E.(1 - e^{-(t-t_0)/\tau}) \quad (4.19)$$

Avec t_0 l'abscisse sur l'axe de temps à laquelle l'inversion de la courbe est faite.

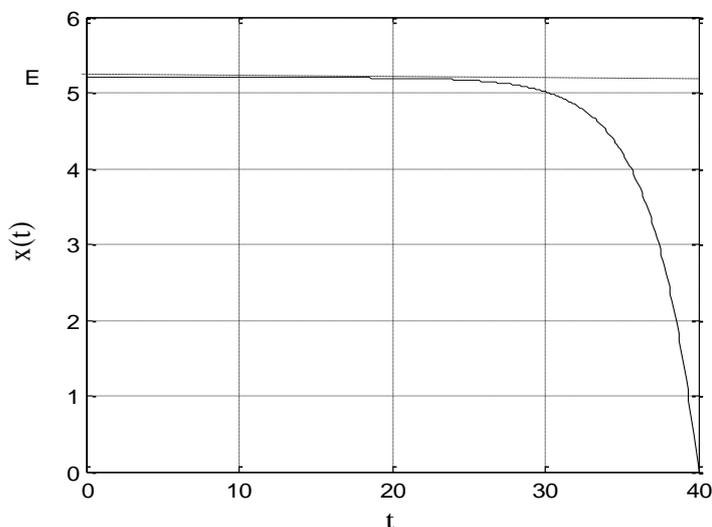


Figure 4.7 : Réponse indicielle d'un système linéaire du 1^{er} ordre avec changement de repère.

La détermination du nouveau modèle correspond à la définition de paramètres de l'équation 4.19. Ce qui constitue la deuxième étape de développement. Ainsi ces paramètres peuvent être définis comme étant fonction des conditions de travail, à

savoir le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante. Ces deux informations sont remplacées par leurs images respectives qui sont le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert comme illustré par la figure 4.8.

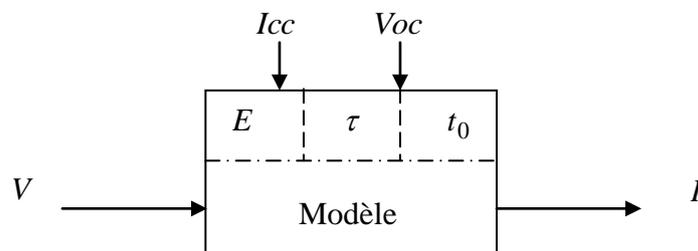


Figure 4.8 : Idée de base du nouveau modèle.

4.4.2 La détermination des différentes variables du nouveau modèle

Comme évoqué dans la section précédente, les trois variables à déterminer pour décrire une caractéristique I-V à l'aide de l'équation mathématique résultant de la réponse indicielle d'un système linéaire du premier ordre sont : la valeur max, la constante du temps et l'abscisse de changement de repère.

Détermination de t_0 : quand la variable d'entrée est à t_0 , la variable de sortie doit être nulle, cela suffit pour comprendre que t_0 n'est en fin de compte que la tensions en circuit ouvert V_{oc} pour laquelle le courant s'annule.

$$t_0 = V_{oc} \quad (4.20)$$

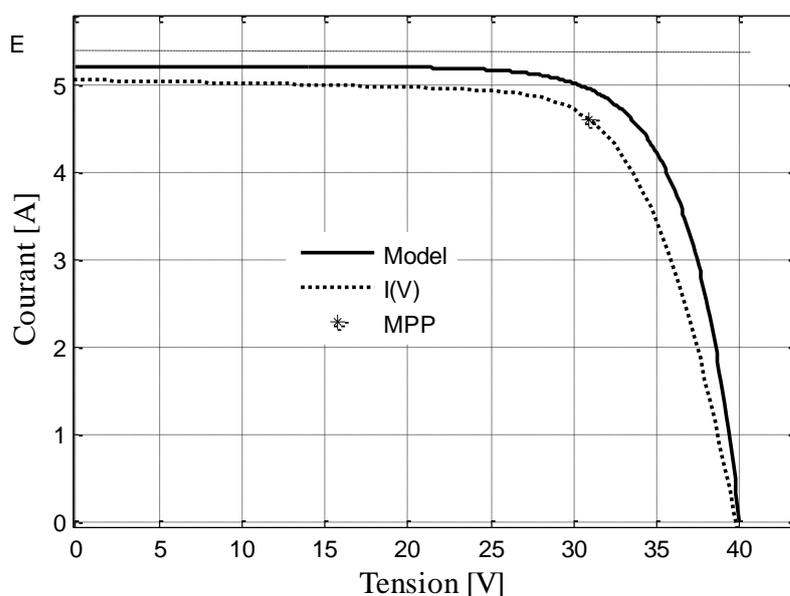
$$I = E.(1 - e^{-(V - V_{oc})/\tau}) \quad (4.21)$$

Détermination de E

E désigne la valeur max que peut atteindre la sortie du modèle, dans notre cas c'est le courant. En étudiant la caractéristique I-V, la valeur maximale est bien évidemment I_{cc} , le courant que fournit le module en court circuit, c'est-à-dire à tension nulle. Se baser sur ce qui vient d'être énoncé pour la détermination de E serait une erreur, car une autre différence moins apparente, mais très importante

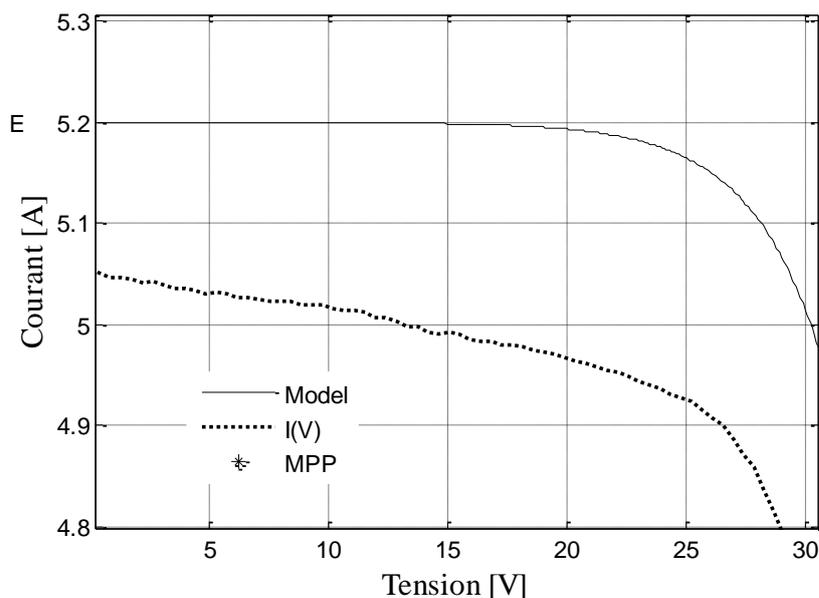
demeure entre la caractéristique I-V et la réponse indicielle. Cela concerne la manière avec laquelle le courant varie en fonction de la tension près de l'origine, et la définition de la valeur E elle-même.

Par définition, E est la valeur maximale que peut prendre la variable de sortie une fois le régime établi est atteint, c'est-à-dire quand la variable d'entrée tend vers l'infini ($+\infty$) dans le cas de la variable temps pour la réponse indicielle. Il faut noter que le régime établi est déclaré atteint à environ 10τ et que la pente y est très faible. Or ce n'est pas le cas pour la caractéristique I-V comme l'atteste la figure suivante.



(a) : Courbe expérimentale du module et celle délivré par le modèle en cours de mise en œuvre.

Figure 4.9 : Comparaison entre caractéristique réelle et celle fournie par le modèle en confondant E et I_{cc} .



(b) Agrandissement au voisinage de l'origine pour mieux comparer les pentes des deux courbes

Figure 4.9 : Comparaison entre caractéristique réelle et celle fournie par le modèle en confondant E et I_{cc} (suite et fin) .

S'il y'a une conclusion à tirer de cela, c'est que I_{cc} n'est pas le E recherché. La valeur du régime établi est une valeur qui correspondrait à une tension égale à $(-\infty)$ et pas à zéro. Finalement, l'expression de E a été déterminée en exploitant les propriétés de la caractéristique I-V à $V=0$, correspondant à la condition de court circuit et donc à un courant égal à I_{cc} , d'où l'expression :

$$I_{cc} = E.(1 - e^{(-V_{oc}/\tau)}) \quad (4.22)$$

Ce qui donne :

$$E = I_{\max} = \frac{I_{cc}}{1 - e^{(-V_{oc}/\tau)}} \quad (4.23)$$

L'application de cette expression pour le modèle développé donne les courbes suivantes.

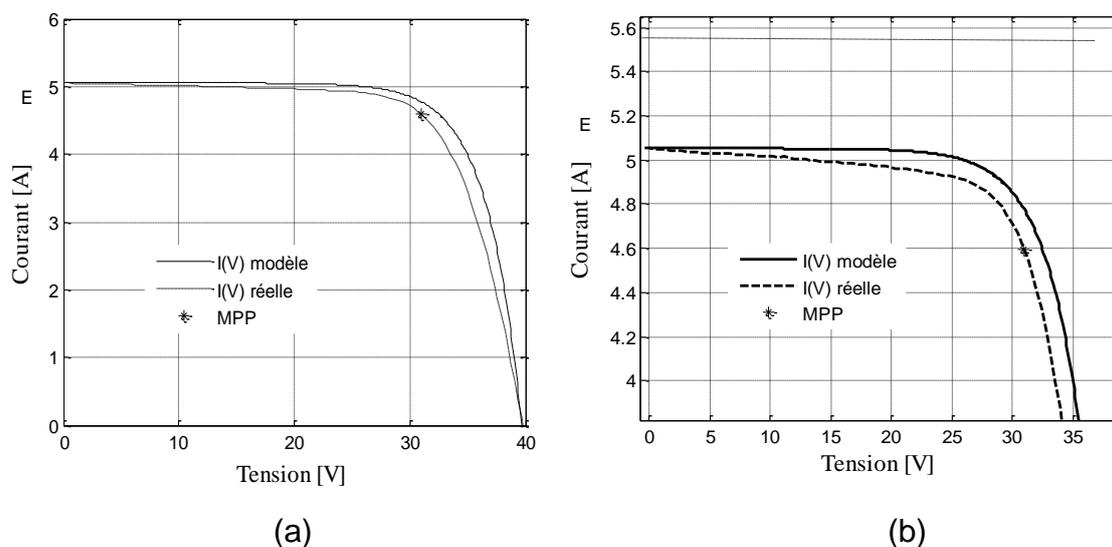


Figure 4.10 : Comparaison entre caractéristique réelle et celle fournie par le modèle après détermination de E a) : courbe expérimentale du module et celle délivré par le modèle. b) : agrandissement au voisinage de l'origine.

L'expression mathématique de E a maintenant plus de sens, et peut expliquer le fait qu'au même niveau d'rayonnement solaire, et pour différentes températures, les caractéristiques I-V ne démarrent pas du même courant à l'origine, c'est-à-dire au même I_{cc} comme le montre la figure (4.11). L'explication de ce constat réside dans le fait qu'en démarrant du même point I_{max} , les caractéristiques doivent avoir des constantes τ différentes, que nous appellerons constantes de tension, pour arriver à différents points d'arrivée V_{oc} . Cette différence en constante de tension engendre des vitesses de descente différentes, d'où des valeurs de I_{cc} différentes correspondant au passage par $V = 0$.

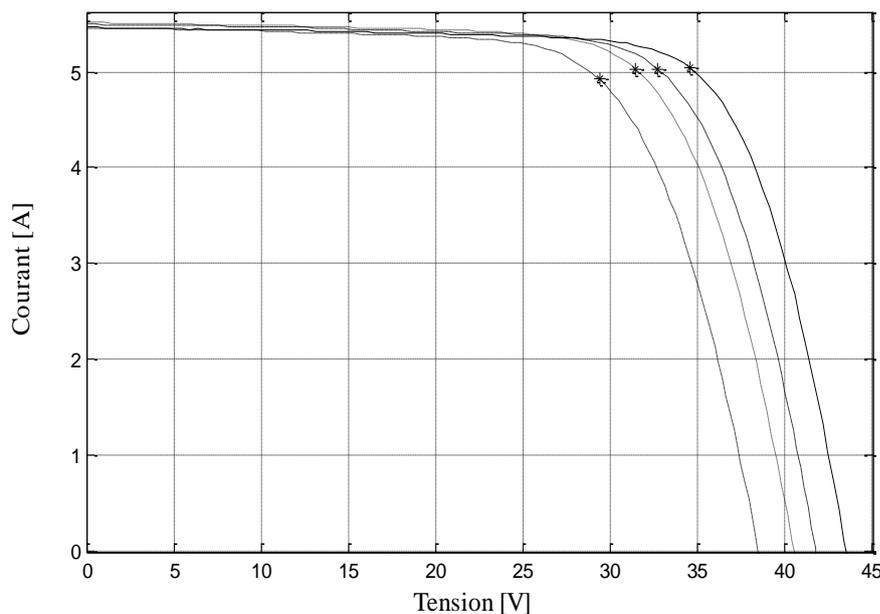


Figure 4.11 : Exemple de caractéristiques ayant le même I_{\max} à différentes températures.

L'équation du modèle développé peut être décrite par l'expression suivante :

$$I = \frac{I_{cc}}{1 - e^{(-V_{oc}/\tau)}} \cdot (1 - e^{(V-V_{oc})/\tau}) \quad (4.24)$$

Détermination de τ : le rôle de la constante de tension τ apparaît essentiellement au voisinage de la tension à circuit ouvert et au point de puissance maximale. Pour mieux comprendre ce rôle, nous avons illustré dans la figure 4.12, des caractéristiques I-V calculées suivant l'équation 4.24 ayant trois valeurs différentes pour la constante de tension, ces courbes sont superposées à une courbe I-V mesurée.

L'influence de la constante de tension sur les propriétés de la caractéristique I-V à une condition donnée peut aussi être mise en évidence en exploitant l'expression mathématique 4.29 pour le calcul des différentes pentes comme noté par les équations 4.30 et 4.31.

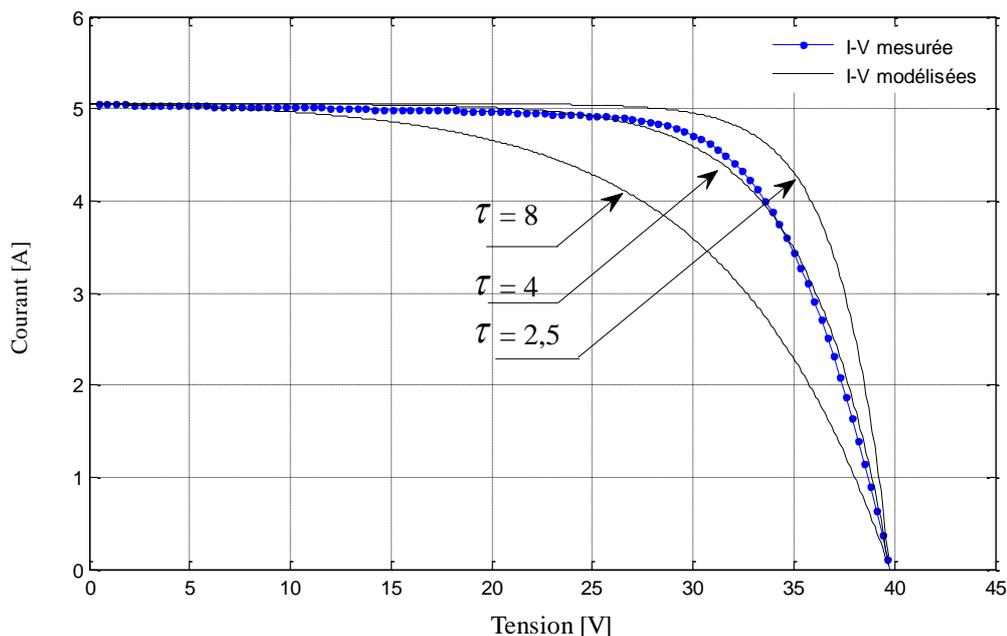


Figure 4.12 : Influence de la constante de tension sur l'allure de la caractéristique I-V modélisée.

Pour la détermination de l'expression de la constante de tension, nous avons tenté en premier lieu de s'inspirer des caractéristiques de la constante du temps pour la réponse indicielle d'un système linéaire de premier ordre, qui peut être déterminée principalement de deux manières : la pente à l'origine et la règle de 63% de E comme illustré par la figure 4.13. En effet, il est facile de démontrer que :

$$x(\tau) = 0.63 * E \quad (4. 25)$$

Et que la tangente à la courbe $x(t)$ à l'origine $t = 0$ coupe la droite $Y = E$ (valeur finale) en $t = \tau$. Ce qui permet de dire que la dérivée de la courbe à l'origine est égale à :

$$x'(0) = E / \tau \quad (4. 26)$$

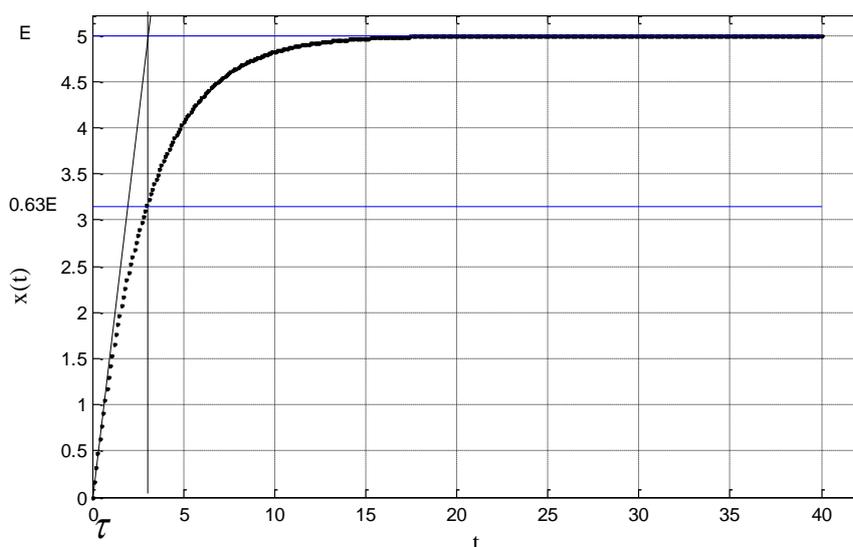


Figure 4.13 : Propriétés graphiques de la constante de temps.

A noter que la technique du $0,63I_{\max}$ ne peut pas être utilisée pour la détermination de la constante de tension pour le modèle de module PV, et ce en raison de sa nature graphique d'un côté et du fait que la valeur de I_{\max} est inconnue et qui est elle-même fonction de τ . En considérant la méthode de la dérivée à V_{oc} , et l'expression de la dérivée du courant en fonction de la tension qui est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{dI(V)}{dV} = \frac{d}{dV} \left[I_{\max} \cdot (1 - e^{(V-V_{oc})/\tau}) \right] \quad (4.27)$$

$$\frac{dI(V)}{dV} = \frac{-I_{\max}}{\tau} e^{(V-V_{oc})/\tau} \quad (4.28)$$

$$\frac{dI(V)}{dV} = \frac{-I_{cc}}{\tau(1 - e^{(-V_{oc})/\tau})} e^{(V-V_{oc})/\tau} \quad (4.29)$$

Ce qui nous permet de formuler l'expression de la dérivée au voisinage de V_{oc} comme suit :

$$\left. \frac{dI(V)}{dV} \right|_{V=V_{oc}} = \frac{-I_{cc}}{\tau(1 - e^{(-V_{oc}/\tau)})} \quad (4.30)$$

Tandis qu'au voisinage de I_{cc} , nous obtenons :

$$\left. \frac{dI(V)}{dV} \right|_{V=0} = \frac{-I_{cc}}{\tau(1 - e^{(-V_{oc}/\tau)})} * e^{(-V_{oc}/\tau)} \quad (4.31)$$

En supposant que la détermination de la valeur de la dérivée de la courbe I-V à V_{oc} soit facile et résulte d'une simple formule incluant V_{oc} et I_{cc} , ce qui est loin d'être le cas, l'extraction de la valeur τ en exploitant la dernière formule complique d'avantage la tâche du fait que cette inconnue se trouve en exponentiel et dans son coefficient en même temps. En vue de trouver une solution plus simple, nous avons essayé de déterminer la relation entre τ , V_{oc} et I_{cc} en étudiant quelques caractéristiques I-V.

La première recommandation était de choisir un ensemble de caractéristique couvrant un large intervalle de variation de I_{cc} et V_{oc} , et deuxièmement en s'assurant qu'il n'y ait pas de linéarité entre les courbes pour mieux comprendre la relation liant ces trois grandeurs. La figure 4.14 illustre les conditions de travail disponible dans la base de données du module étudié tandis que la figure 4.15 illustre les caractéristiques I-V exploitées pour l'étude et la détermination de la valeur de la constante de tension auxquelles correspondent les conditions de travail représentées dans la figure 4.16.

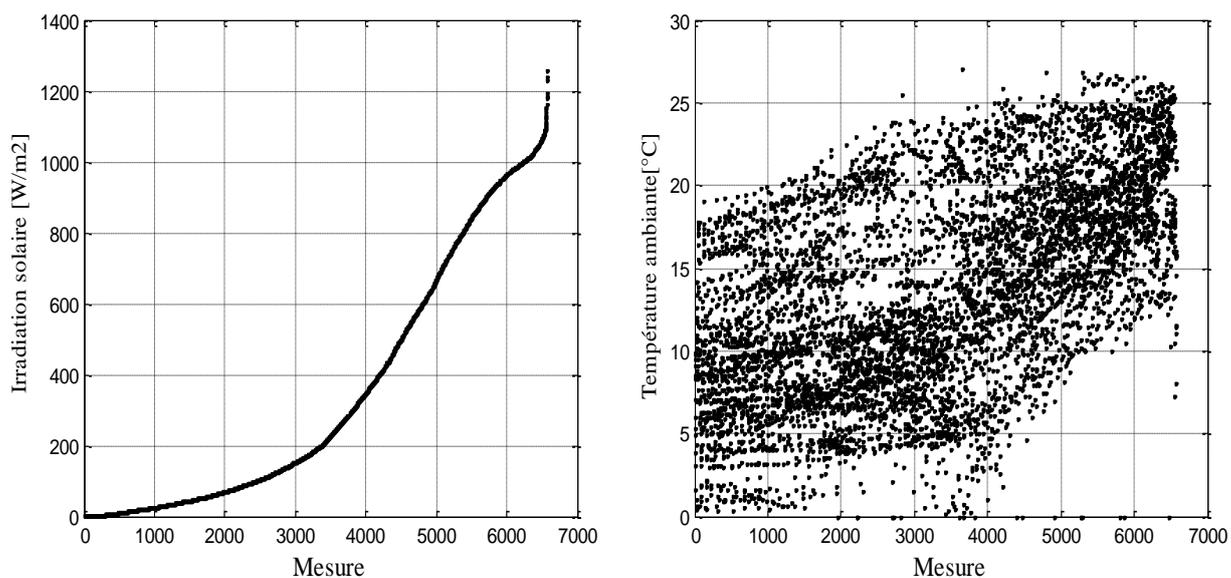


Figure 4.14 : Conditions de travail disponibles dans la base de données utilisée.

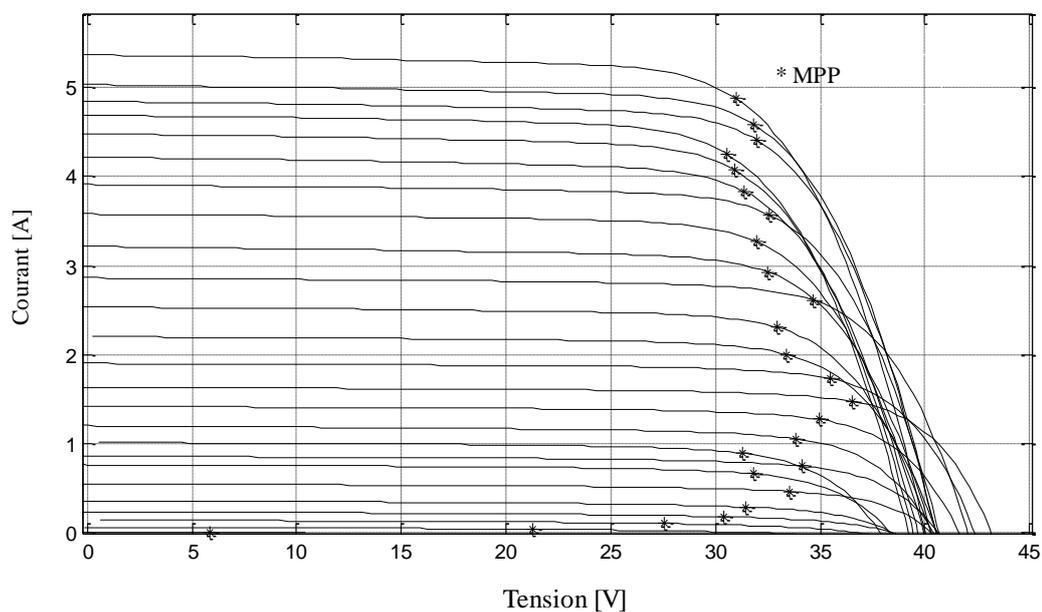


Figure 4.15 : Groupe de caractéristiques I-V utilisées pour l'étude de la relation entre

$$\tau, V_{oc} \text{ et } I_{cc} .$$

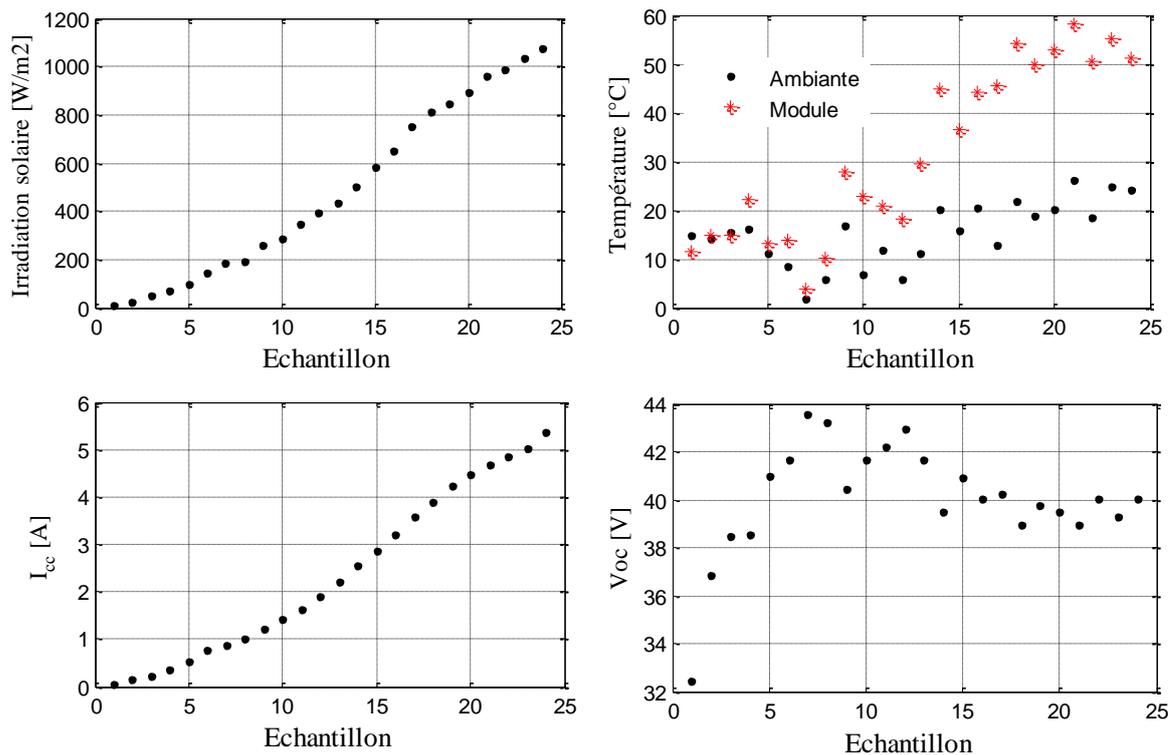


Figure 4.16 : Conditions de travail et propriétés électriques correspondantes aux caractéristiques I-V choisies pour l'étude et la détermination de la constante de tension.

La procédure d'étude, d'analyse et de détermination de la constante de tension a été posée comme suit ; supposer que la constante de tensions soit la valeur que prend τ pour assurer le balayage de la caractéristique I-V correspondant à un point de départ déterminé par le couple de données $(V, I) = (-\infty, I_{\max})$ au point d'arrivée $(V, I) = (V_{oc}, 0)$. Cette caractéristique est unique pour une condition de travail donnée, c'est-à-dire pour un couple d'rayonnement solaire, température ambiante, il correspond un seul couple de courant de court circuit et tension à circuit ouvert. C'est une relation bijective. Cela permettrait de dire que I_{\max} est fonction uniquement de l'rayonnement solaire, et que V_{oc} est, de sa part, fonction uniquement de la température du module qui est elle-même fonction de l'rayonnement solaire et de la température ambiante. Cela peut être schématisé par la figure [4.17].

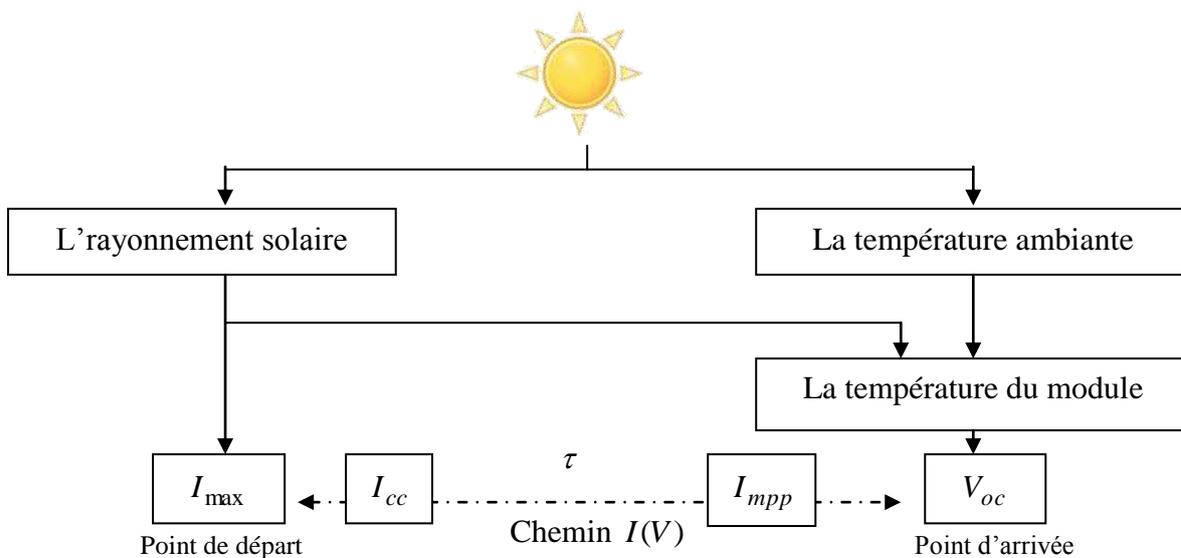


Figure 4.17 : L'idée de base de la détermination de la constante de tension.

Vu de cet angle, la détermination de τ ne peut en aucun cas se passer de la connaissance de la valeur de I_{\max} . En d'autres termes, n'utiliser que I_{cc} et V_{oc} ampute une donnée importante à l'équation, et d'un autre coté, la prise en considération de I_{\max} ne fera que compliquer le problème étant donné que lui-même est fonction du couple apparent de la trajectoire $(V, I) = (0, I_{cc})$ en plus de τ . Pour surpasser ce dilemme, il fallait ne considérer que les données disponibles, à savoir la paire (V_{oc}, I_{cc}) pour la détermination de la valeur de la constante τ , sachant que la valeur du courant de court circuit n'est qu'une image du courant max qui est lui-même une image du niveau de l'rayonnement solaire. Ainsi, le schéma de la figure précédente se voit simplifié pour donner celui de la figure 4.18.

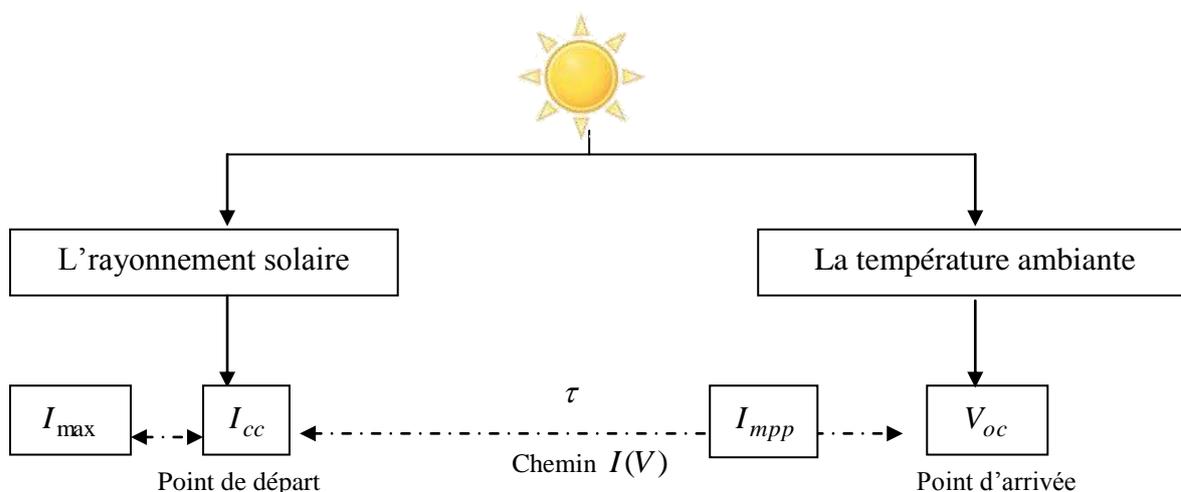


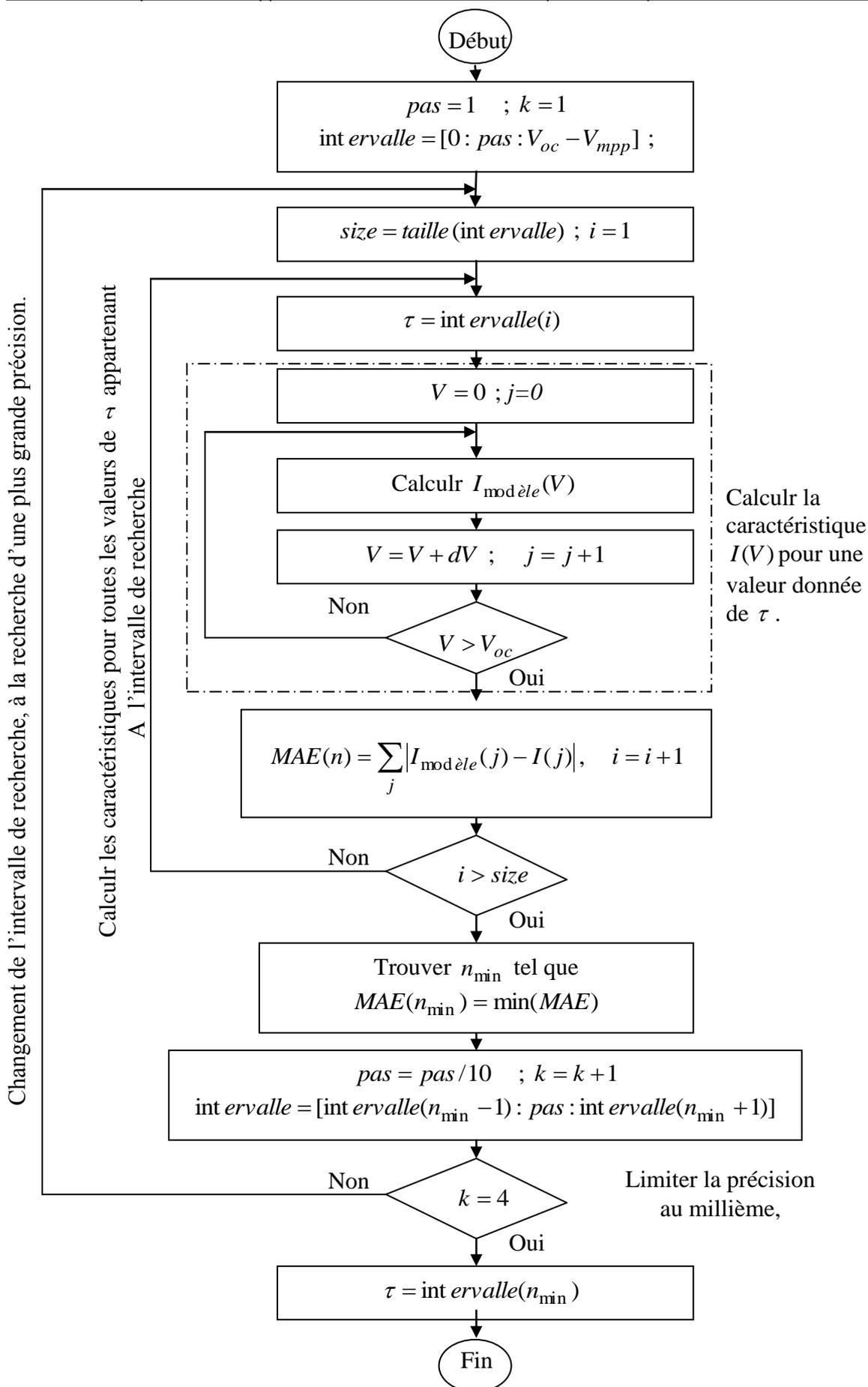
Figure 4.18 : Problème de la modélisation simplifiée.

La détermination du τ optimal

La détermination de la meilleure valeur de la constante de tension τ , qui correspondant à la valeur assurant le meilleur fitting pour une caractéristique donnée est faite par itération suivant l'organigramme décrit de la figure 4.19. Un premier calcul détermine l'intervalle d'appartenance de τ , d'autres cycles de recherche utilisant un pas de plus en plus fin sont exécutées au voisinage de la dernière valeur retenue pour déterminer la valeur de τ assurant une erreur minimale entre la caractéristique à modéliser et sa correspondante fournie par le modèle développé. L'erreur utilisée est l'erreur absolue moyenne (MAE de l'anglais Mean Absolute Error) calculée comme suit :

$$MAE = \frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N |I_{mesuré}(i) - I_{modèle}(i)| \right) \quad (4.32)$$

Avec N le nombre de mesures formant la courbe I-V mesurée, $I_{mesuré}(i)$ est la $i^{\text{ème}}$ valeur du courant mesuré et $I_{modèle}(i)$ correspondant à la $i^{\text{ème}}$ valeur du courant fournie par le modèle.

Figure 4.19 : Organigramme de la recherche de la meilleure valeur de τ .

A noter que le choix du premier intervalle est basé sur le fait que la constante du temps est inférieure à $V_{oc} - V_{mpp}$ comme illustré par la figure suivante.

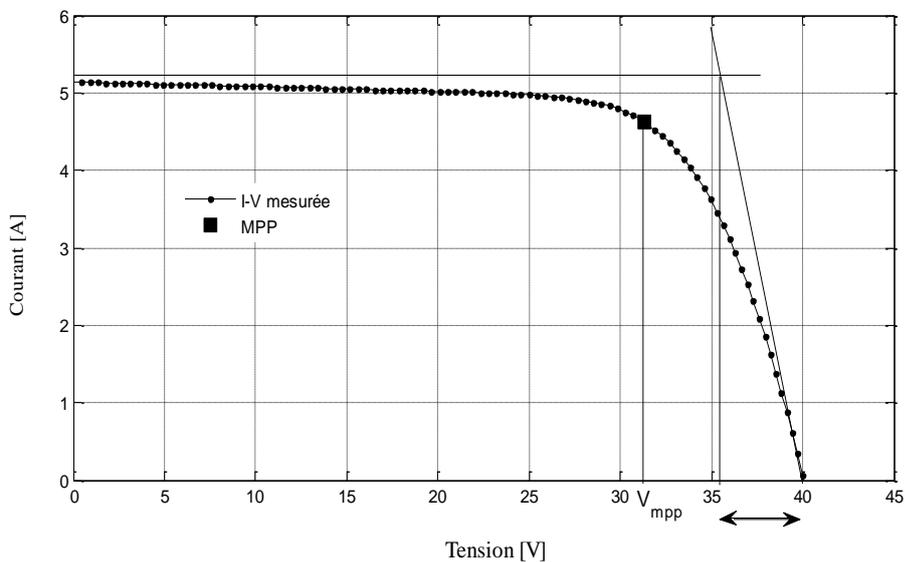


Figure 4.20 : Fondement du choix du premier intervalle de recherche de τ .

La figure 4.21 illustre l'évolution de la valeur de l'erreur absolue moyenne durant un exemple de recherche de la meilleure constante de tension moyennant un pas de recherche égal à 0,001 V. Comme schématisé par ce graphe, l'erreur est calculée sur tout l'intervalle de recherche, en fin de cycle de recherche, le programme désigne la meilleure valeur comme étant celle fournissant l'erreur minimale.

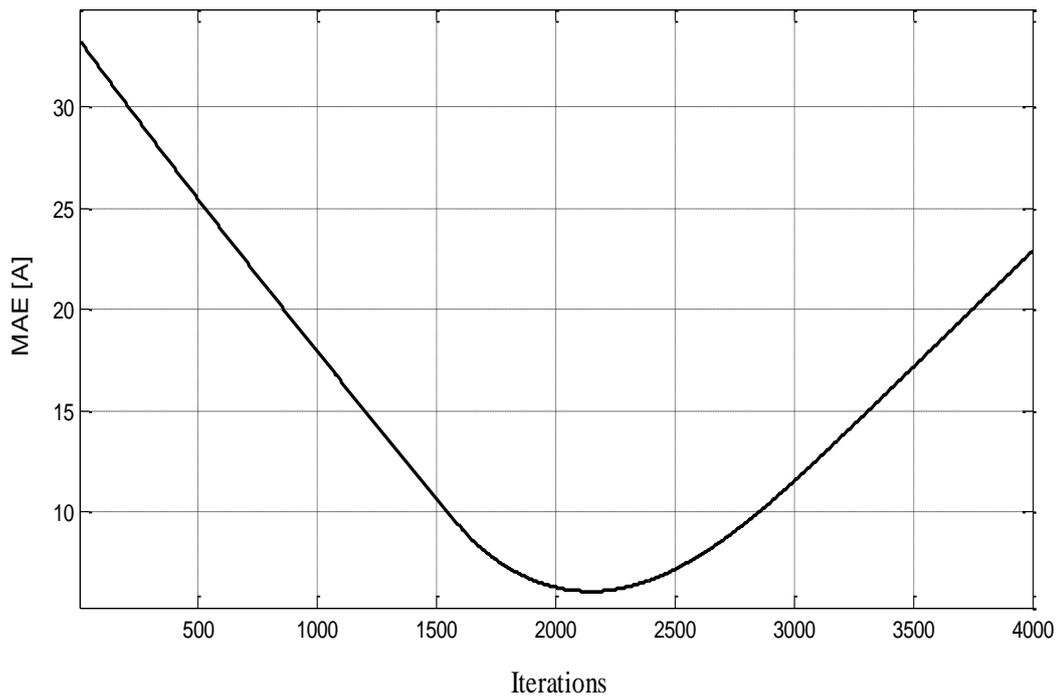


Figure 4.21 : Evolution de la MAE durant la recherche de la meilleure valeur de τ .

L'application de l'algorithme de recherche sur l'ensemble des 24 caractéristiques du module, choisies pour l'étude de la constante de tension, a permis de déterminer 24 valeurs correspondantes qui sont illustrées par la figure 4.22. Il est évident que la valeur que prend la constante de tension est variable d'une caractéristique à une autre ce qui ne peut être expliqué que par sa dépendance aux conditions de travail et donc à leurs image qui est désignée par la paire (V_{oc}, I_{cc}) .

Afin de trouver une expression mathématique permettant la détermination de la constante de tension, nous avons mené plusieurs investigations en prenant en considération toutes les variables possibles. La meilleure expression que nous avons pu trouver et qui correspond au minimum d'écart par rapport aux valeurs déterminées par itérations est donnée par l'équation 4.33. Ces valeurs trouvées par itération ainsi que celles calculées et qui correspondent aux 24 caractéristiques étudiées sont illustrées sur une même figure, la figure 4.22 pour simplifier la comparaison.

$$\tau = \frac{V_{oc} - V_{mpp}}{2.16} \quad (4.33)$$

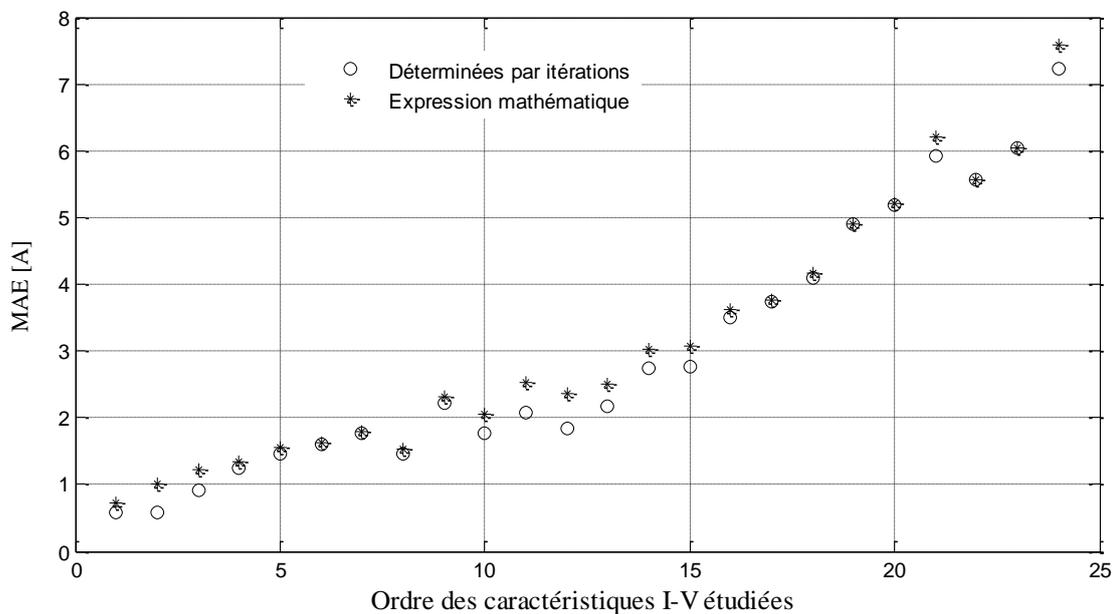


Figure 4.22 : Evolution de la constante de tension suivant la variation des conditions de travail.

Connaissant la valeur de la tension à circuit ouvert et la tension au point de puissance maximale aux STC et leurs coefficients de température respectifs, la constante de tension peut être alors calculée pour d'autres conditions de travail comme noté par l'équation 4.34. Ce qui permet d'écrire l'expression finale et complète du modèle développé sous la forme décrite par l'équation 4.35.

$$\tau = \frac{(V_{oc-STC} - V_{mpp-STC}) + (T - T_N) \cdot (TC_V - TC_{V_{mpp}})}{2,16} \quad (4.34)$$

$$I = \frac{\frac{G}{G_{STC}} \cdot I_{sc_STC} \cdot \tau_i}{1 - e^{\left(\frac{-2.16 \cdot (V_{oc_STC} + \tau_V)}{(V_{oc_STC} - V_{mpp_STC}) + (T - T_N) \cdot (TC_V - TC_{V_{mpp}})} \right)}} \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{2.16 \cdot (V - V_{oc_STC} - \tau_V)}{(V_{oc_STC} - V_{mpp_STC}) + (T - T_N) \cdot (TC_V - TC_{V_{mpp}})} \right)} \right] \quad (4.35)$$

La constante de tension peut aussi être calculée moyennant la valeur du facteur de forme comme suit :

$$\tau = \frac{1 - k' \cdot FF}{2,16} \quad (4.36)$$

Avec :

$$k' = \frac{1}{k} \quad (4.37)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4.38)$$

$$k = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{I_{mpp_STC}}{I_{sc_STC}} \quad (4.39)$$

4.5 Validation du modèle

La procédure de modélisation est décrite par la figure 4.23. Elle consiste à calculer l'écart entre la caractéristique réelle mesurée et la caractéristique fournie par le modèle développé et qui correspond aux mêmes conditions de travail préalablement mesurées et enregistrées. Pour cela, nous avons considéré une journée complète de mesure comprenant 145 caractéristiques I-V auxquelles correspond de larges intervalles de variation des conditions de travail comme illustrent les figures 4.24 et 4.25.

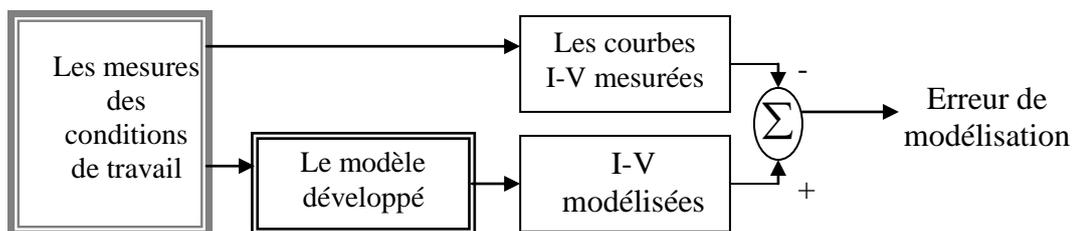


Figure 4.23: Diagramme illustrant la procédure de validation du modèle.

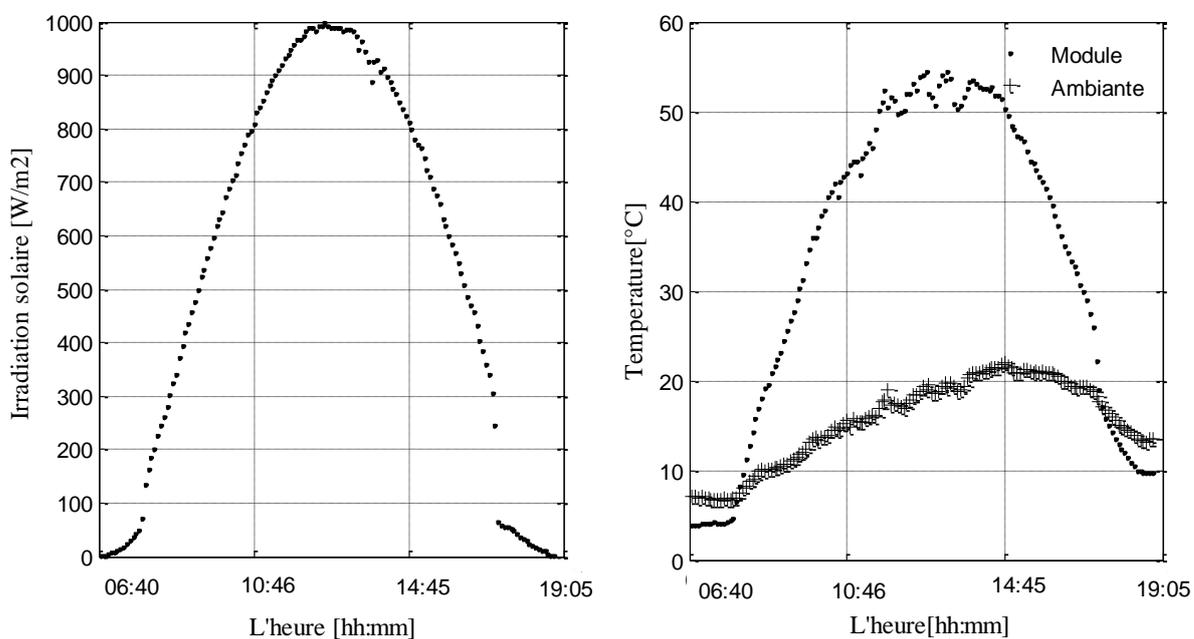


Figure 4.24: Conditions de travail correspondant à la journée de mesure utilisée pour la validation du modèle développé.

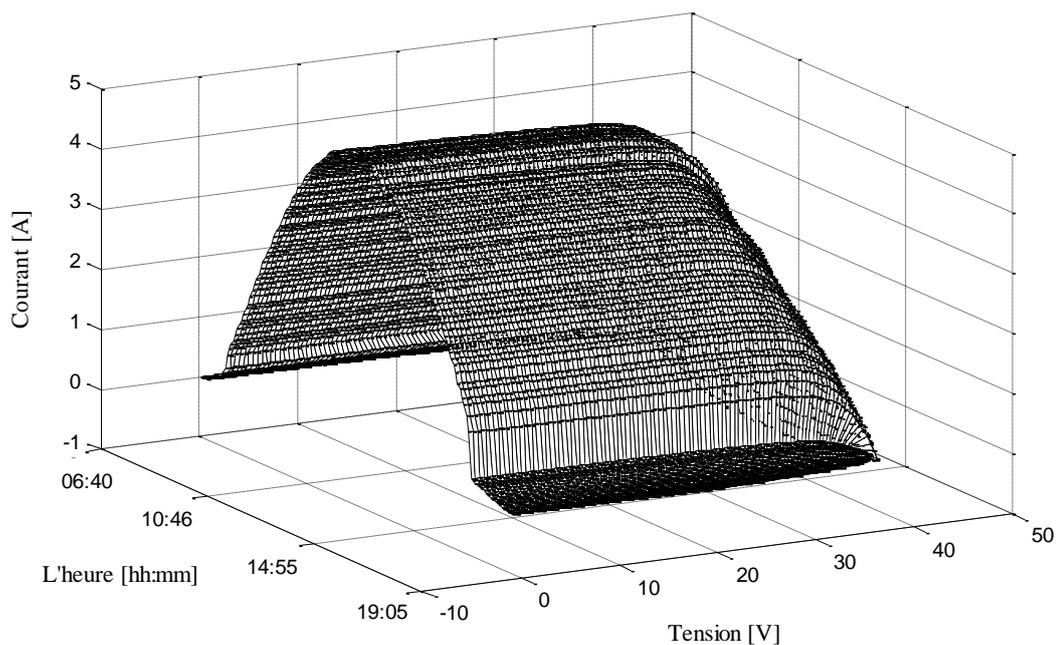


Figure 4.25: Ensemble des caractéristiques I-V mesurées utilisées pour la validation du modèle développée.

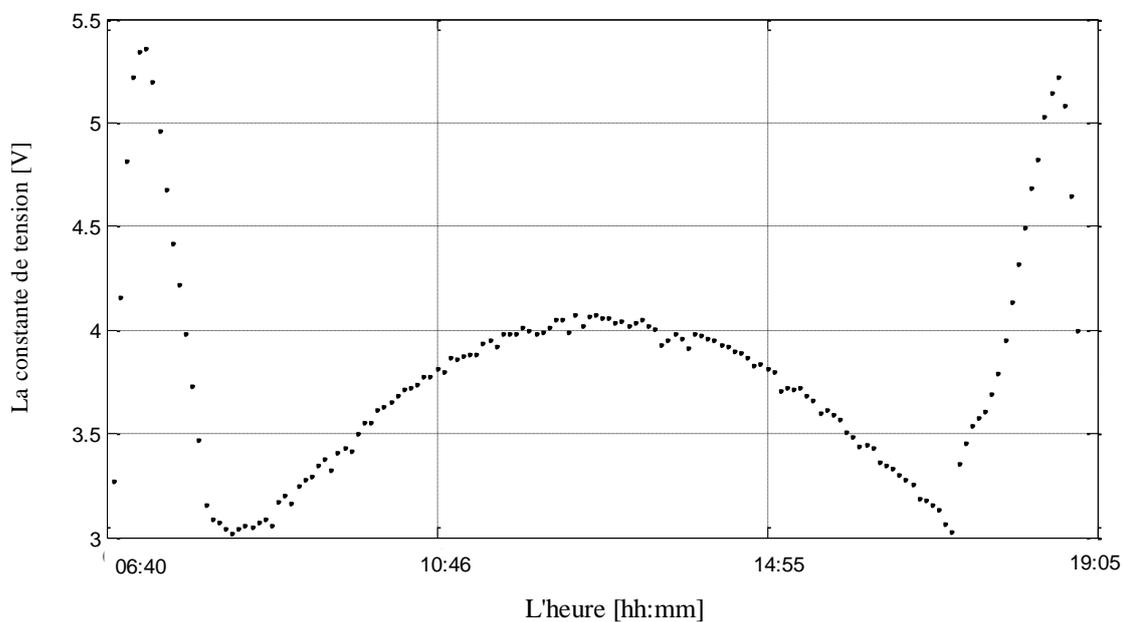


Figure 4.26: Evolution de la constante de tension durant la procédure de validation.

Les erreurs de validation obtenues durant ce test qui correspondent à l'écart entre les caractéristiques réelles et celles fournies par le modèles développé sont illustrées par les figures 4.27 et 4.28.

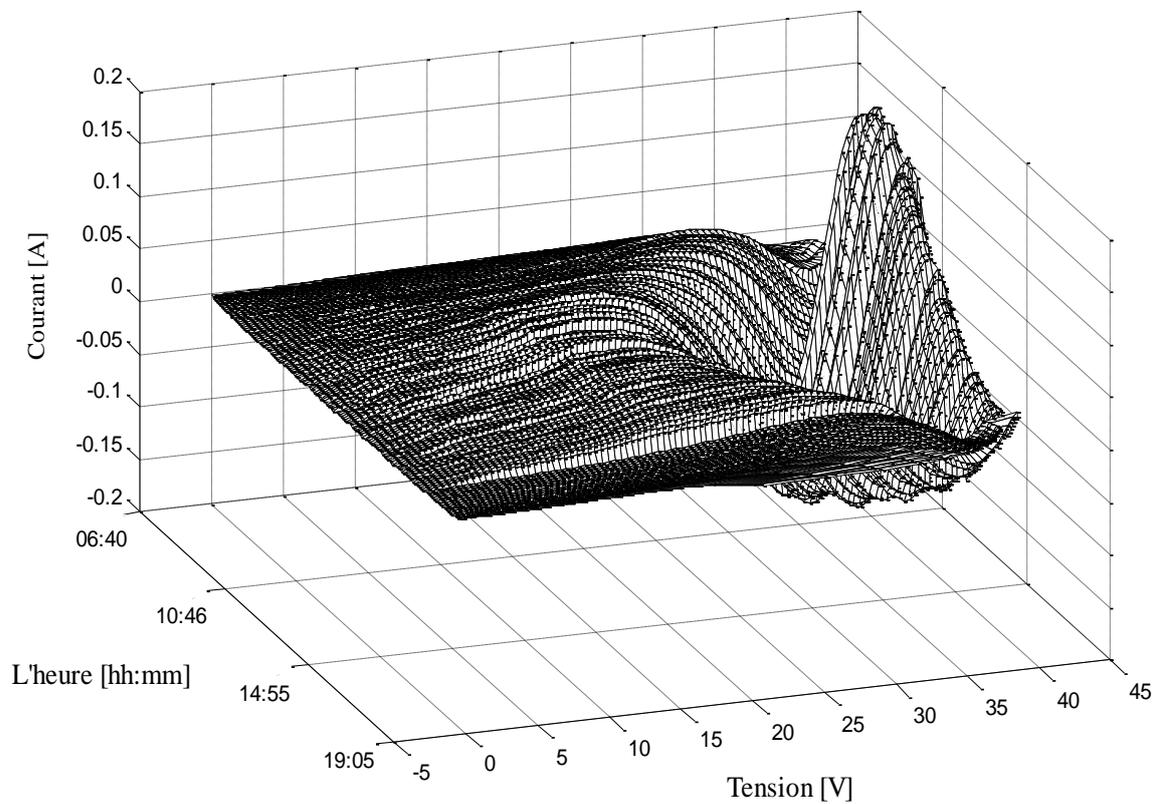


Figure 4.27: Ensemble des caractéristiques I-V mesurées utilisées pour la validation du modèle développée.

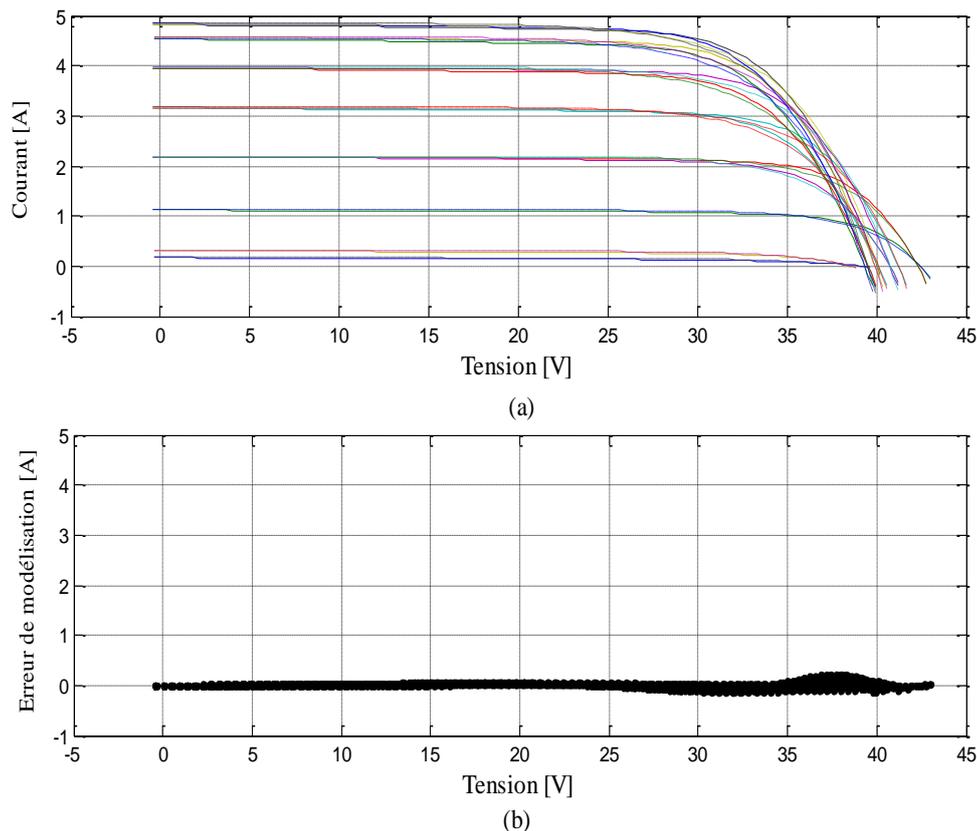


Figure 4.28: Quelques exemples de I-V mesurées et I-V modélisées avec leurs écarts.

A la lumière des résultats obtenus, nous pouvons dire que :

1. La valeur de la constante de tension τ a été déterminée par itération dans une première phase afin de montrer que pour chaque condition de travail représentée par une paire (V_{oc}, I_{cc}) distincte, il existe bien, une et une seule valeur que prend cette constante de tension afin de superposer au mieux les deux caractéristiques : la caractéristique réelle et la caractéristique modélisée. Cela nous a permis par la suite de trouver une expression mathématique permettant le calcul de la valeur de la constante de tension, nous permettant ainsi de généraliser sa détermination pour d'autres conditions de travail différentes de celles utilisées pour la phase d'identification ;

2. l'évolution des écarts entre les caractéristiques réelles et mesurées présentent un maximum aux voisinages des coudes de celles-ci, à savoir aux voisinages des MPP. Quoique ces maxima restent dans des limites acceptables, nous projetons de développer ce modèle d'autant plus que la source de sa limitation a été identifiée et qui sera l'objet d'un futur travail. Cette limitation est attribuée à l'expression initiale du modèle développé, une simple comparaison entre l'allure des erreurs de validation et celle existant entre les deux réponses indicelle d'un système de premier ordre et d'un système de deuxième ordre qui présentent une grande similitude, nous a orienté vers l'exploration de cette nouvelle piste.

4.6 Synthèse

Le module photovoltaïque est le premier maillon de la chaîne de conversion photovoltaïque. Il est caractérisé par un fonctionnement non linéaire et dépendant des conditions de travail. Dans ce chapitre nous avons présenté un nouveau modèle comportemental que nous avons développé afin de décrire au mieux les caractéristiques électriques I-V mesurées d'un module poly cristallin testé et étudié à l'Institut National de l'énergie Solaire INES-CEA (France). Disposer d'un tel modèle qui reproduit le comportement du module étudié nous est indispensable pour la suite de ce travail qui sera l'objet du chapitre suivant et qui consiste à comparer les différents algorithmes MPPT afin de juger leurs efficacités respectives.

CHAPITRE 5 :

PRESENTATION DE L'ALGORITHME NEURONAL DEVELOPPE ET LES RESULTATS DE COMPARAISON

5.1 Introduction

Dans le chapitre 3, nous avons présenté les résultats d'analyse du fonctionnement de modules PV de différentes technologies en général, et les propriétés du point de puissance maximale en particulier. Cela nous a permis d'étudier et de mettre en évidence la complexité des corrélations liant ce point de puissance maximale et les propriétés électriques de la caractéristique I-V d'un module/générateur PV qui est à son tour, fortement dépendante des conditions de travail. Ceci nous a permis aussi, de comprendre le fondement des méthodes MPPT évoquées dans le chapitre 2. Ces résultats vont être exploités dans ce présent chapitre afin d'explorer les possibilités d'exploiter les principes de l'intelligence artificielle, en particulier ceux des réseaux de neurones artificiels afin d'améliorer les performances de la poursuite du PPM.

Le choix d'une méthode de poursuite du point de puissance maximale repose sur quelques critères qui permettent de juger son efficacité par rapport aux autres méthodes. Parmi ces critères nous citons : la rapidité de la poursuite, la stabilité de l'algorithme une fois le PPM atteint, sa robustesse ainsi que le coût de son implémentation. Dans ce contexte, et dans le but de tester les performances de l'algorithme MPPT neuronal développé et afin de permettre sa comparaison avec les autres méthodes MPPT existantes, et ce, sous les mêmes conditions de travail, nous

présentons dans ce présent chapitre, l'application « SysPVsim » que nous avons développée. Cette application simule le fonctionnement d'une chaîne de conversion PV et permet l'exploitation de la base de données préenregistrée afin de reproduire les conditions de travail réelles auxquels le système est soumis.

5.2 Les RNA pour la poursuite du PPM

Les principales caractéristiques des réseaux de neurones artificiels sont leur capacité d'apprentissage de fonctions complexes même non linéaires, et leur capacité de généralisation de cette connaissance acquise durant la phase d'apprentissage sur des situations (échantillons) non vu pendant cette dernière phase, ceci peut être résumé en un seul terme qui est la généralisation [138-140]. Le GPV étant un système non linéaire, les RNA représente un bon outil pour assurer sa modélisation et l'identification du point de puissance maximale de sa caractéristique. A la lumière des résultats d'analyse du fonctionnement des modules PV, sujet du chapitre 3, nous pouvons introduire les configurations illustrées par la figure 5.1 pour l'identification du point de puissance maximale et sa poursuite.

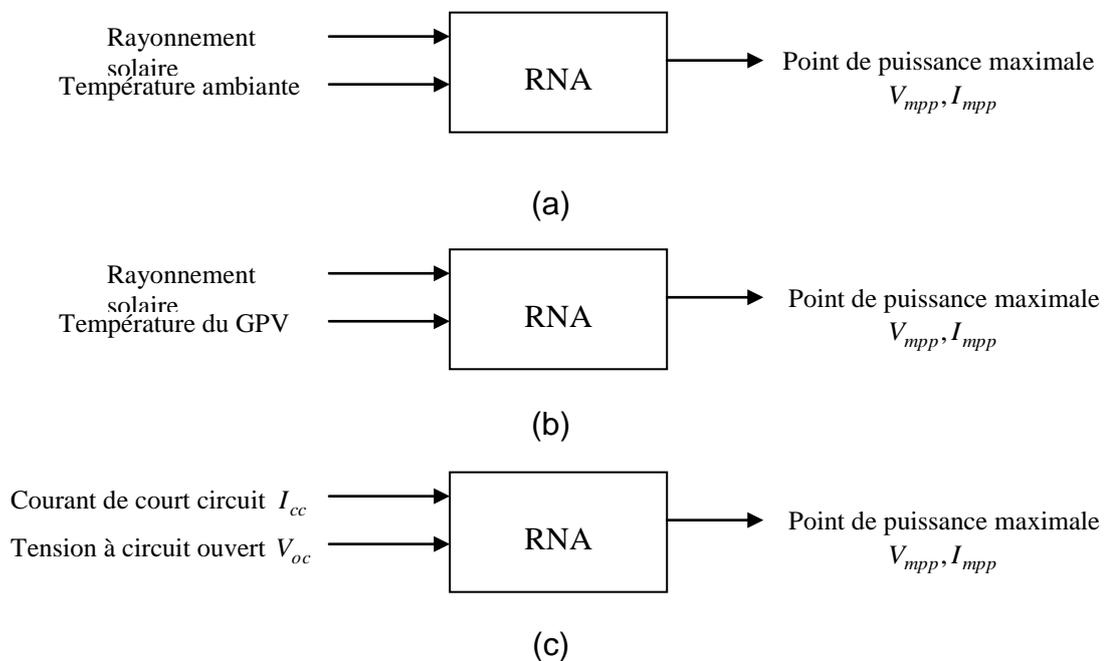


Figure 5.1 : Configurations de base pour la poursuite neuronale du PPM.

Dans la première configuration (5.1 a), la position du point de puissance maximale est directement définie à partir des conditions de travail : le niveau de l'rayonnement solaire et la température ambiante. Dans la deuxième configuration (5.1 b), la température ambiante est remplacée par la température du générateur PV. Ceci peut simplifier d'avantage l'apprentissage étant donné que le RNA n'aura pas à apprendre la corrélation liant les conditions de travail et la température du GPV sachant que c'est de cette dernière que le fonctionnement du GPV dépend.

Les deux premières configurations précédemment citées nécessitent l'utilisation de deux capteurs, l'un pour la mesure de l'rayonnement solaire et l'autre pour la température. Pour s'affranchir des inconvénients liés à cela, en l'occurrence le surcoût du système et l'augmentation du risque de pannes, nous proposons la troisième configuration (5.1 c). Cette configuration se base sur le fait que le courant de court circuit soit une image du niveau de l'rayonnement solaire et que la tension à circuit ouvert soit directement affectée par la température du GPV. Cela s'approche du fonctionnement de l'algorithme à constante de courant et celui à constante de tension mais avec un peu plus de précision dans la modélisation des deux corrélations. En effet, suivant cette configuration à un seul RNA, la position du PPM tiendra compte des deux variables d'entrées en même temps. Quoique cela nécessite une riche base de données représentative du fonctionnement du GPV contrairement aux deux précédents algorithmes MPPT qui se basent sur des relations linéaires dont les constantes sont définies par l'opérateur humain.

5.3 La modélisation neuronale

5.3.1 Topologie des réseaux de neurones utilisés

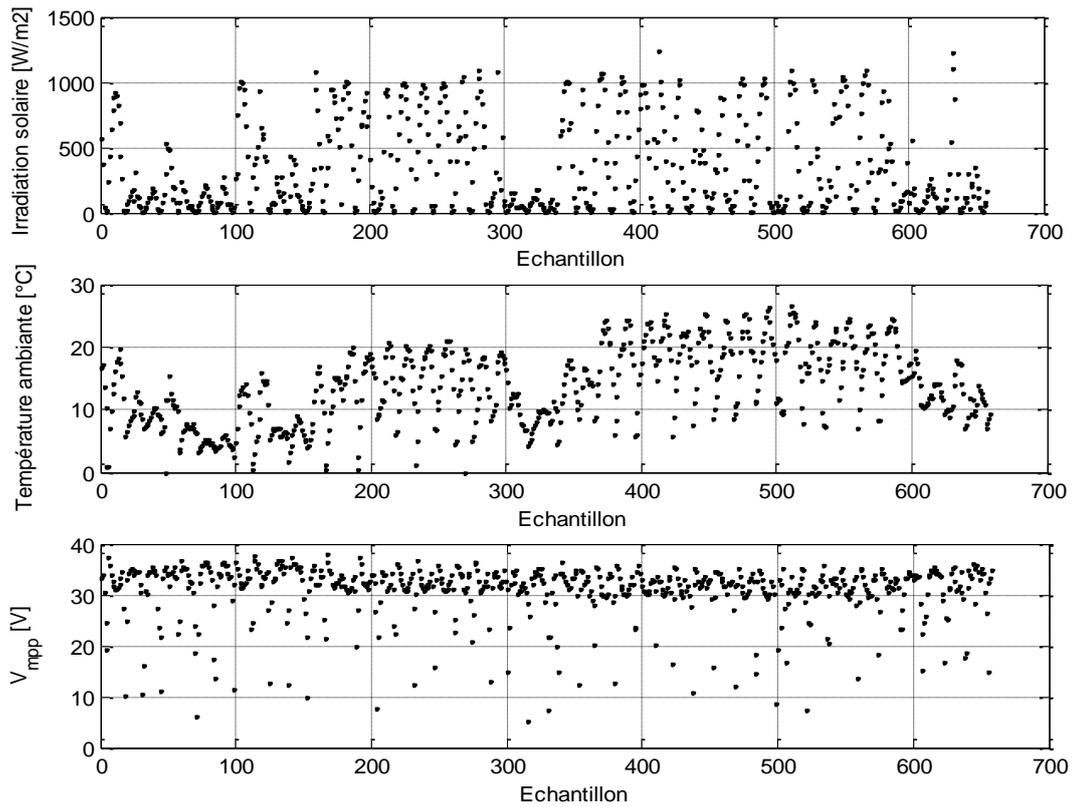
Les réseaux de neurones utilisés sont de type multicouche. Après plusieurs essais, nous avons optés pour des RNA à deux couches cachées de 15 et 9 neurones respectivement. Le nombre de neurones d'entrées et de sorties étant dicté par la configuration choisie et la dimension de la base d'apprentissage. Ainsi, nous avons opté pour deux entrées pour l'rayonnement solaire et la température ambiante pour le premier RNA. Cette dernière a été remplacée par la température du module pour le deuxième RNA, tandis que pour le troisième, nous avons utilisé le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert pour déterminer la position du point de

puissance maximale dont les coordonnées (tension et courant au PPM) sont utilisées en sortie.

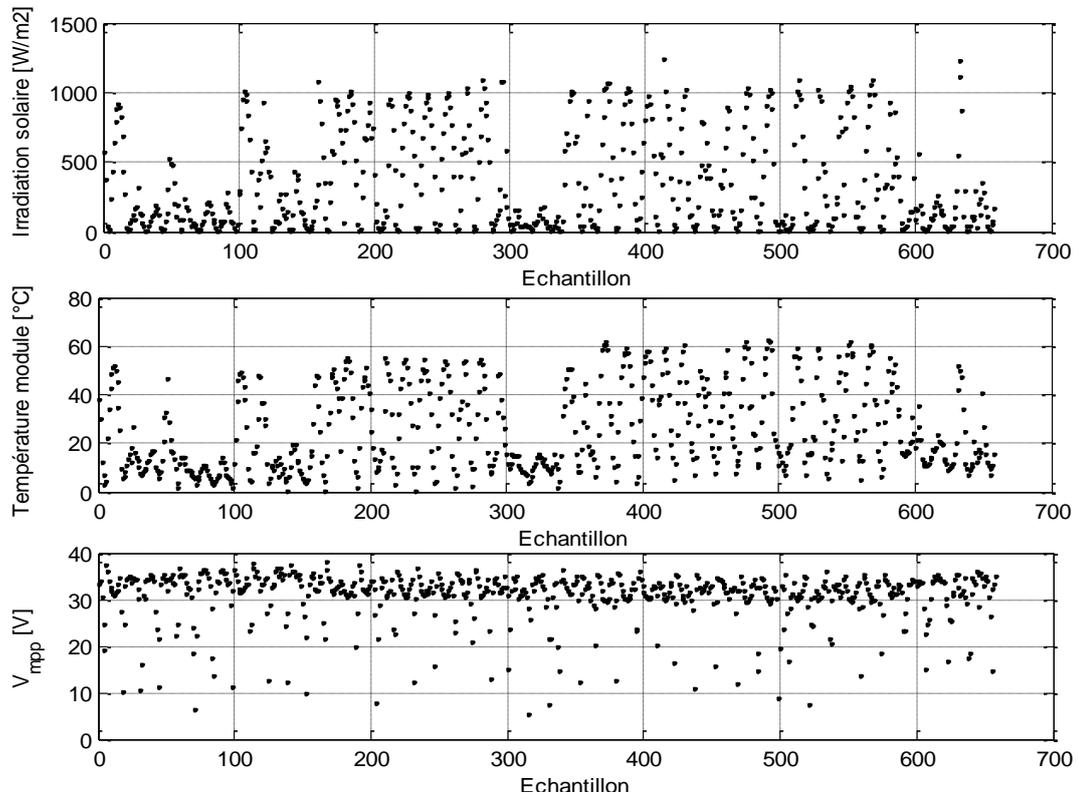
5.3.2 La phase d'apprentissage

Pour l'apprentissage des RNA, l'algorithme « back propagation » a été utilisé. Dans les premières tentatives d'apprentissage nous n'avons considéré que la tension au point de puissance maximale à la sortie des RNA. Pour ce, 658 échantillons choisis d'une manière aléatoire ont été utilisés pour assurer l'apprentissage des trois RNA.

Nous avons pu remarquer que l'utilisation des données relatives aux échantillons d'apprentissage, telles qu'elles sont représentées dans la figure 5.2, rendaient l'apprentissage difficile et très lent, car l'algorithme tombait dans des minima locaux. Pour y remédier, nous avons considéré la valeur du courant au point de puissance maximale dans les sorties désirées des RNA représentée par la figure 5.3, ceci a permis de départager d'avantage les exemples. En plus de cela, nous avons procédé à la normalisation des entrées du RNA en ce qui concerne les valeurs de l'rayonnement solaire pour échapper à l'écrêtage réalisé par les fonctions d'activation. Pour accélérer l'apprentissage et réduire le nombre d'itération permettant sa convergence, les sorties étaient amplifiées (les valeurs du courant au PPM) et ce, afin d'amplifier les ajustements des poids qui sont fonction des erreurs à la sortie du RNA. La figure 5.4 illustre l'évolution de l'erreur d'apprentissage pour les trois configurations étudiées.

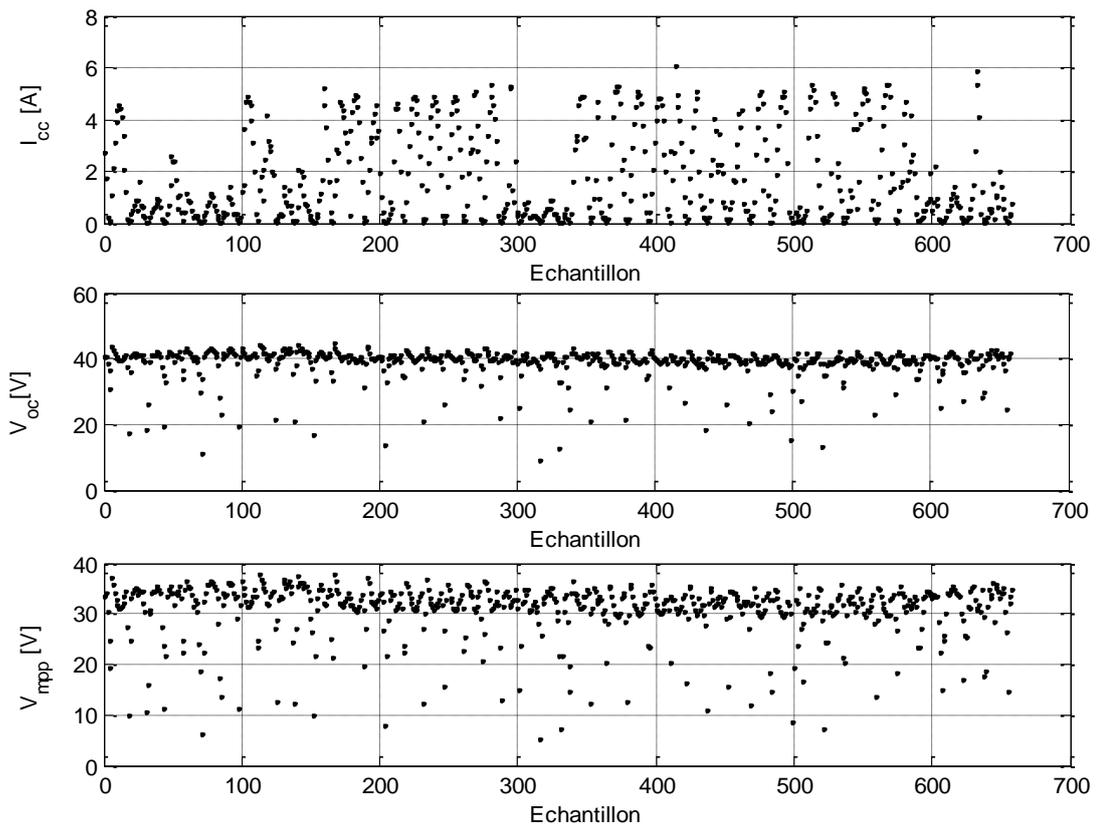


(a) La 1^{ère} configuration.



(b) La 2^{ème} configuration.

Figure 5.2 : Echantillons utilisés pour l'apprentissage du RNA.



(c) La 3^{ème} configuration.

Figure 5.2 : Echantillons utilisés pour l'apprentissage du RNA (suite et fin).

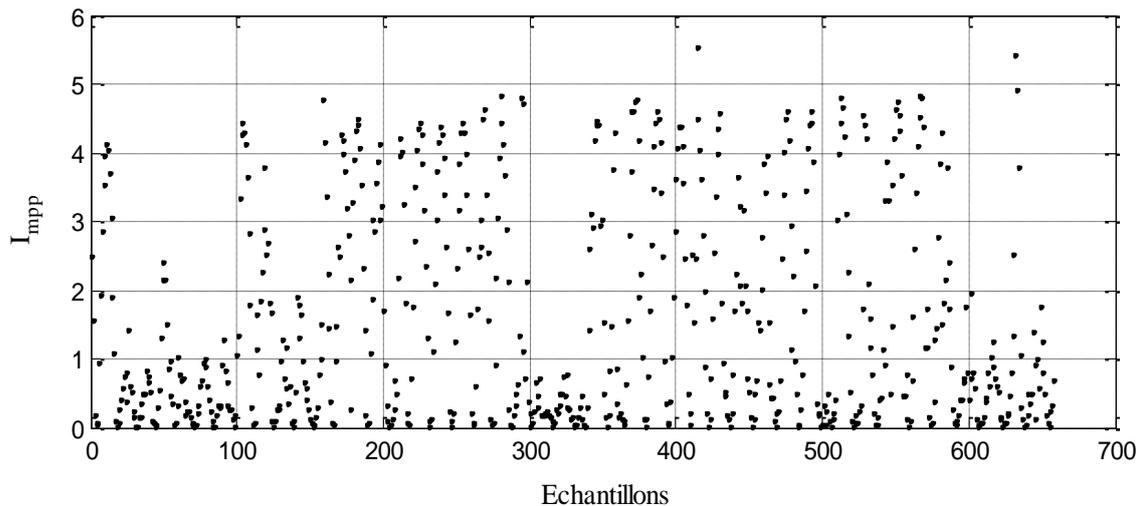


Figure 5.3 : valeurs du courant au point de puissance maximale utilisées pour l'apprentissage des RNA en sortie.

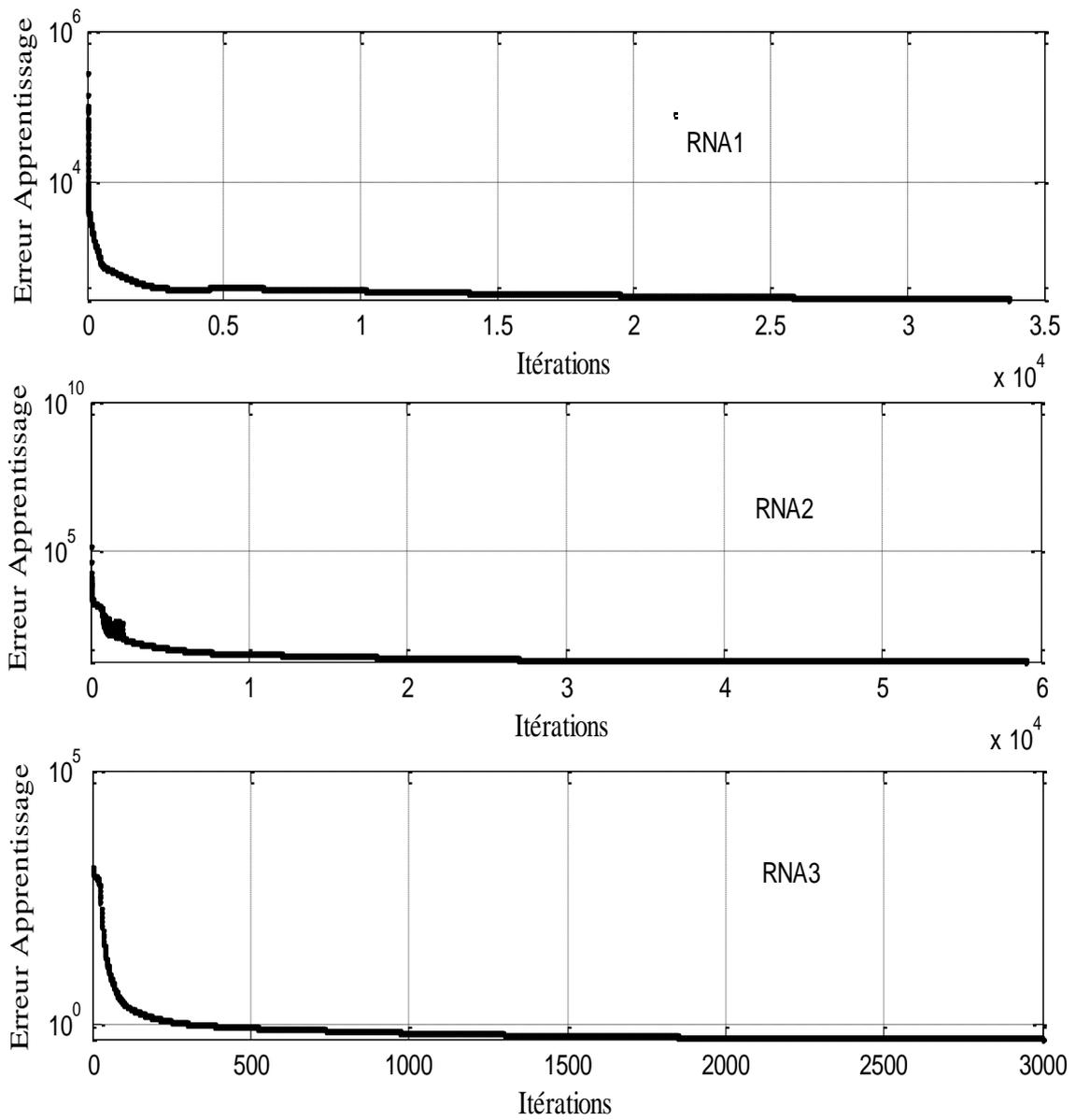


Figure 5.4 : Evolution de l'erreur d'apprentissage pour les trois RNA.

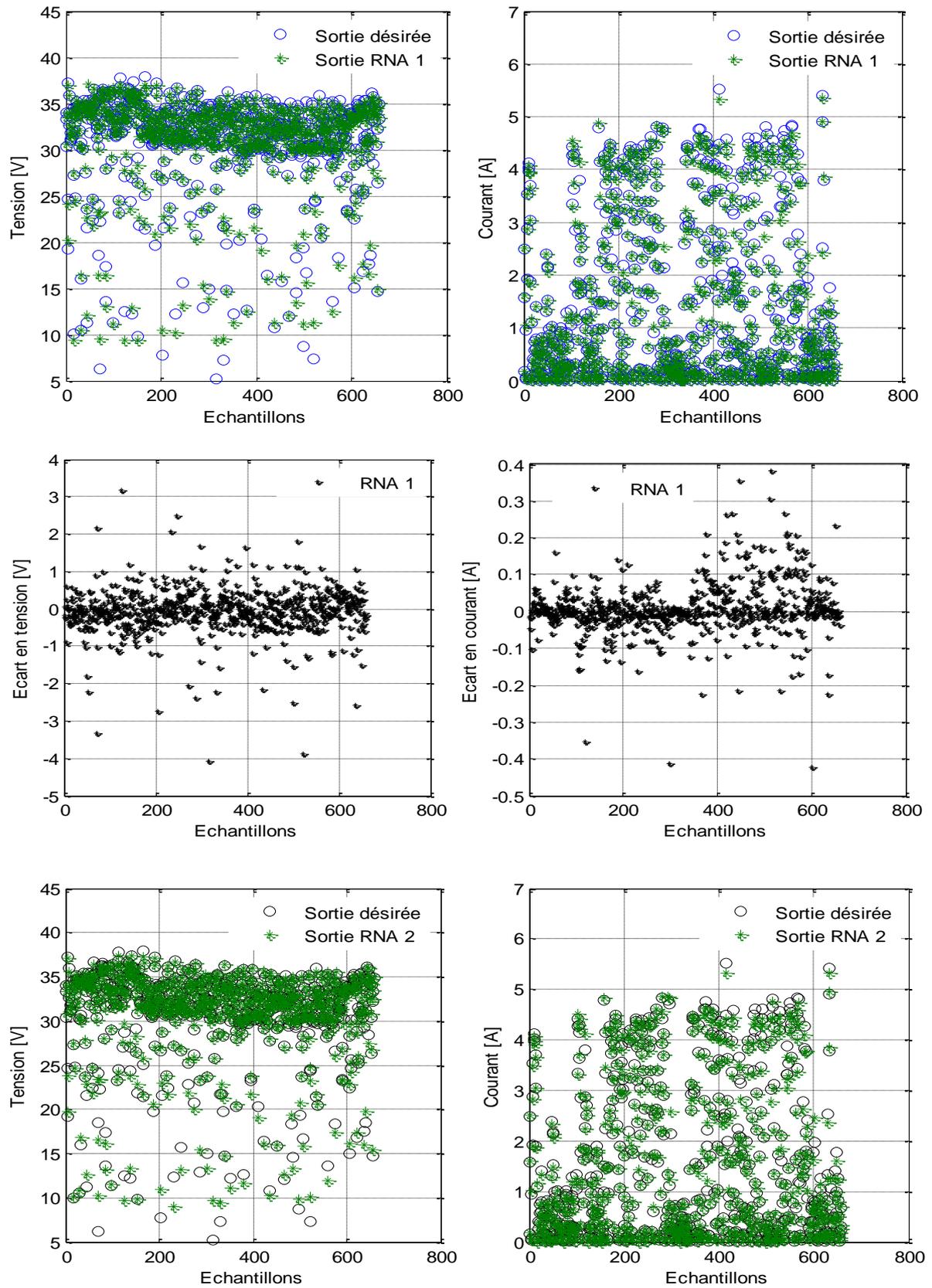


Figure 5.5 : Sorties du RNA, sorties désirées et écarts entre elles à la fin de l'apprentissage.

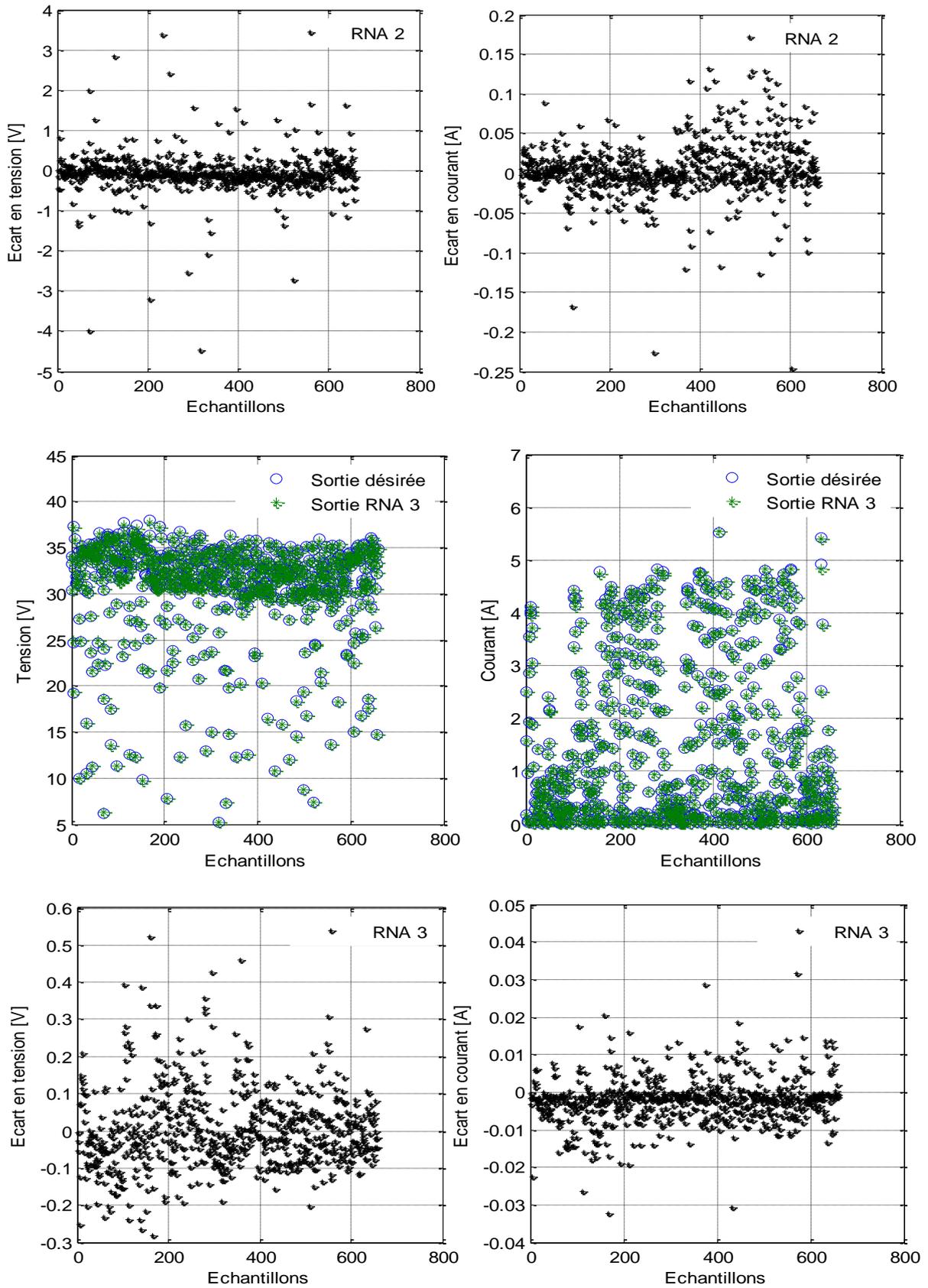


Figure 5.5 : Sorties du RNA, sorties désirées et écarts entre elles à la fin de l'apprentissage (suite et fin).

5.3.3 Validation des modèles neuronaux

Pour la validation des RNA à la fin de l'apprentissage, un ensemble de 822 échantillons différents de ceux utilisés pour l'apprentissage ont été exploités. Les résultats obtenus sont représentés par la figure 5.6 qui illustre la coïncidence entre les sorties des RNA et les sorties désirées et l'écart entre elles.

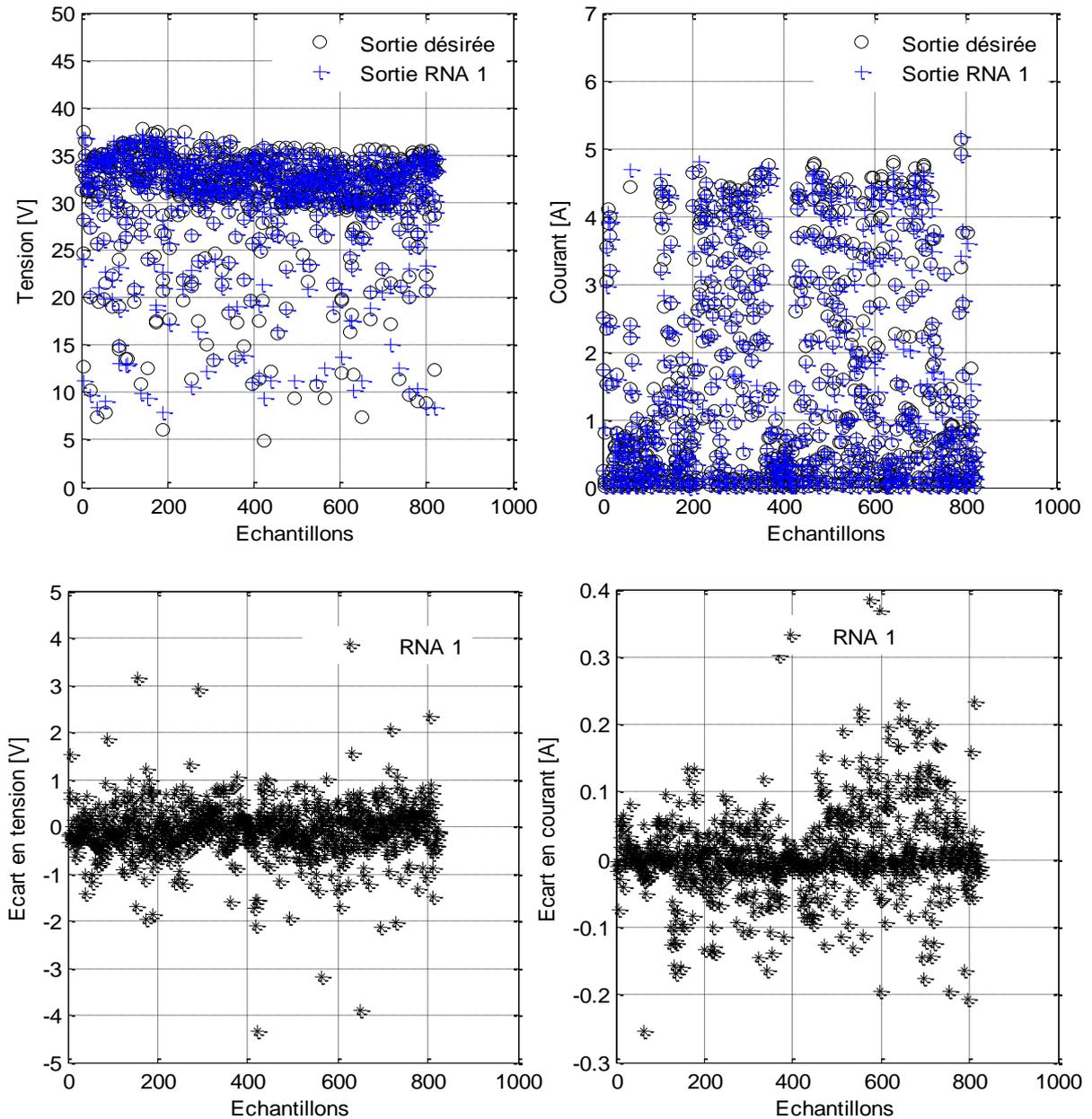


Figure 5.6 : Résultat du test de validation pour les trois configurations proposées.

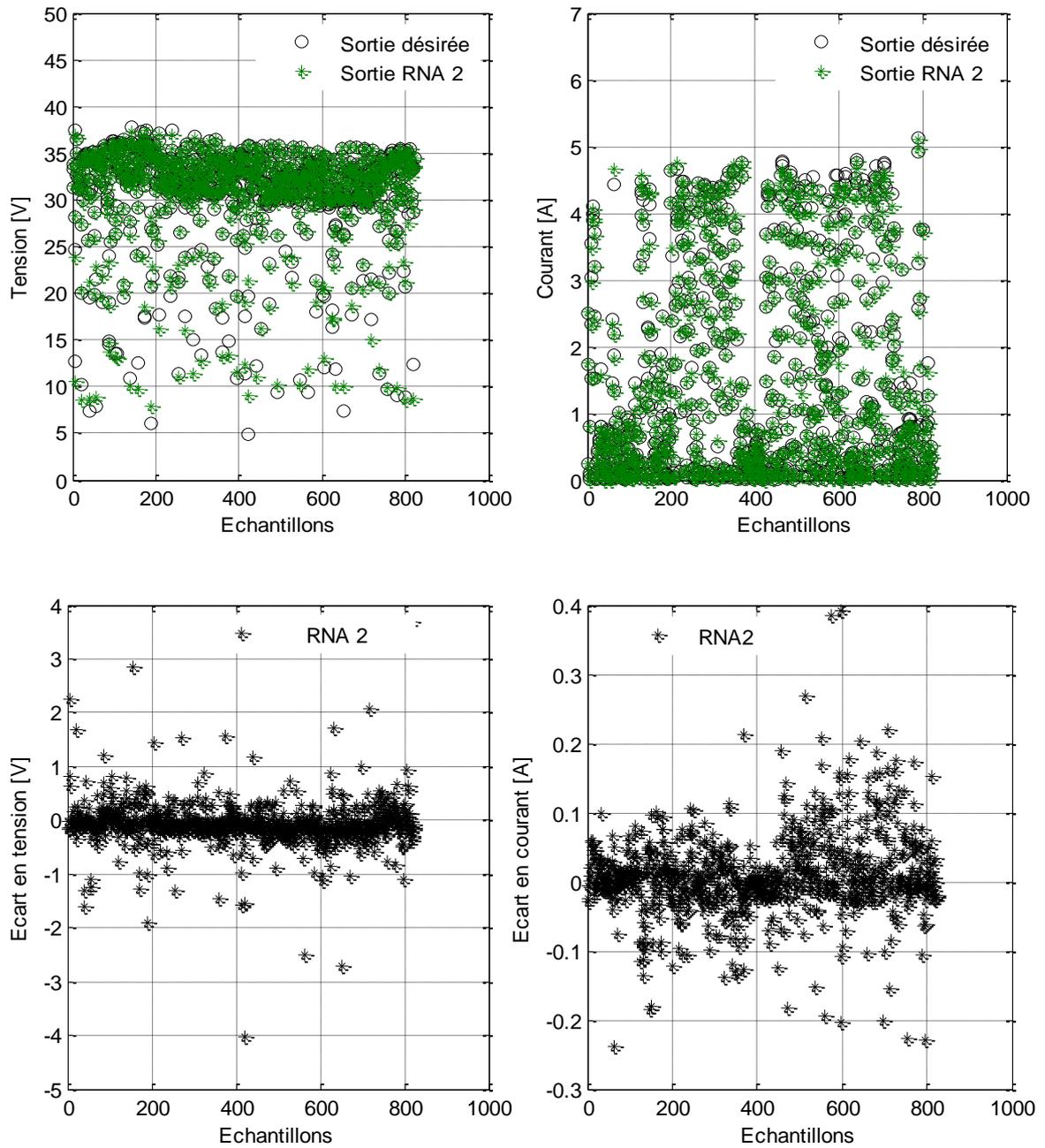


Figure 5.6 : Résultat du test de validation pour les trois configurations proposées (suite).

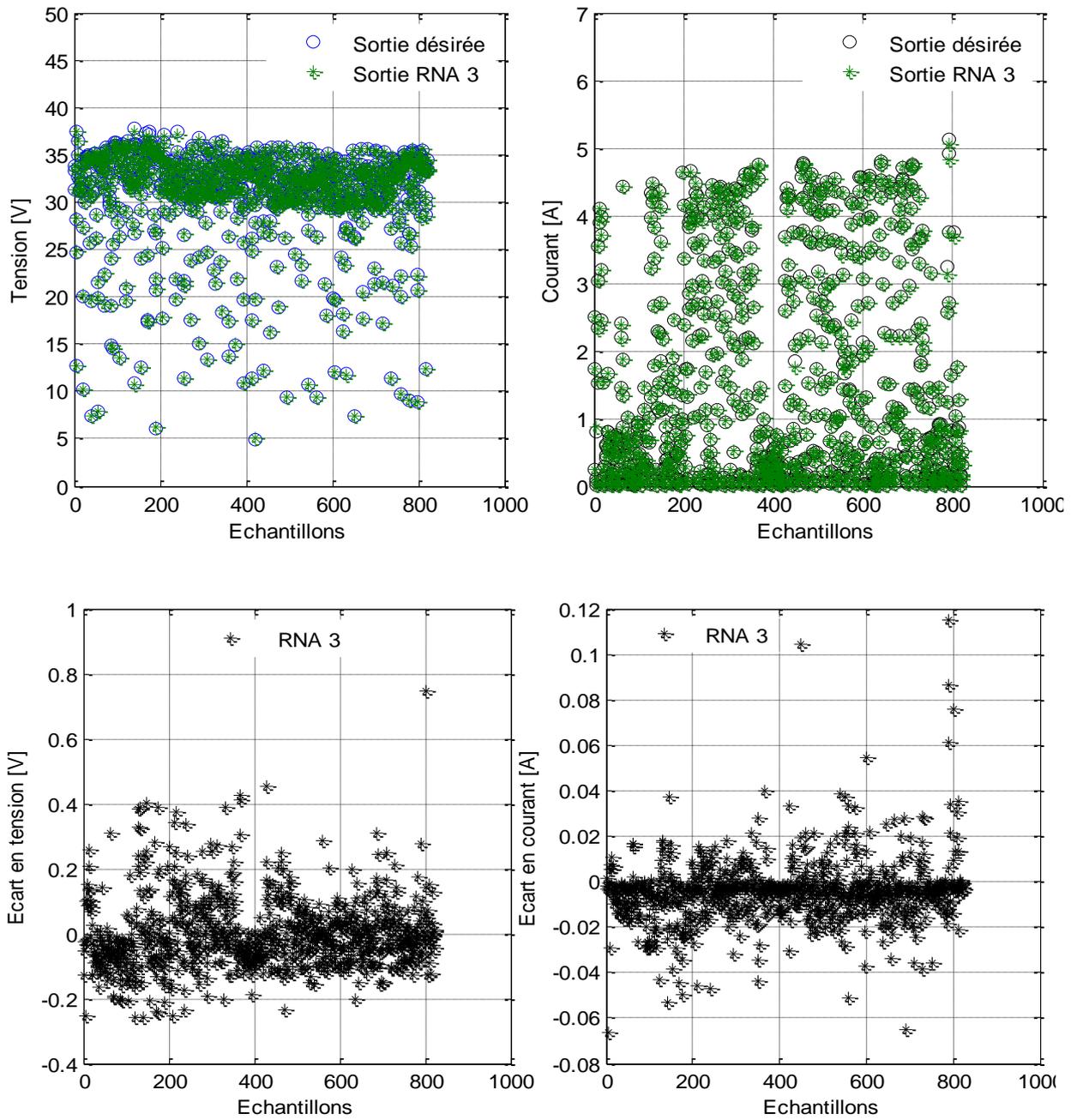


Figure 5.6 : Résultat du test de validation pour les trois configurations proposées (suite et fin).

Nous constatons que l'écart en tension est plus important que celui en courant, cela est dû à deux facteurs, le premier étant l'échelle de grandeur des deux variables, le second, par ailleurs, est dû au fait que le courant au PPM (courant de sortie du RNA) est facilement modélisable en fonction de la première entrée du RNA qui est l'rayonnement solaire dans le cas des deux premiers RNA et le courant de court circuit pour le troisième RNA. Il est à noter aussi, que les meilleurs résultats d'identification sont obtenus grâce à la troisième configuration présentant des écarts très petits et pour le courant et pour la tension du PPM.

Pour tester la capacité des trois algorithmes neuronaux à identifier et poursuivre le point de puissance maximale nous avons conçu une application modélisant et simulant le fonctionnement de tous les blocs d'une chaîne de conversion PV, la partie stockage ayant été ignorée. La description de l'application ainsi que les possibilités qu'elle offre font l'objet de la partie suivante.

5.4 Présentation de l'application développée

La structure de l'application, baptisée SysPVsim, que nous avons développée se base sur celle d'une chaîne de conversion photovoltaïque. Elle est de type modulaire où chaque bloc simule le fonctionnement d'un composant de la chaîne PV suivant sa description illustrée par la figure 1.1. L'interface principale de lancement de l'application est représentée par la figure 5.7. La nécessité du développement de cette application s'est faite sentir au moment où la gestion des différents programmes est devenue onéreuse à cause de l'augmentation de leur nombre au fur et à mesure que le travail avançait d'un côté, et à cause de la diversité des données manipulées, de leur richesse et ce qu'elles nécessitaient comme traitement.



Figure 5.7 : Interface principale de l'application « SysPVsim».

Le lancement de l'application permet le déploiement d'une seconde interface qui permet de gérer tous les programmes. Afin de faciliter cette gestion, cette interface se présente sous forme de blocs à l'image des constituants d'une chaîne de conversion photovoltaïque. Ainsi nous trouvons, de gauche à droite, les blocs suivant :

- le bloc « conditions de travail » ;
- le bloc « générateur photovoltaïque (GPV) » ;
- le bloc « charge variable » qui regroupe le convertisseur DC-DC, la charge, et le bloc MPPT servant à la poursuite du point de puissance maximale ;
- Un bloc permettant de choisir l'algorithme MPPT, et le calcul des différents indices de performance ;
- Un bloc pour introduire des détails sur la recherche MPPT.

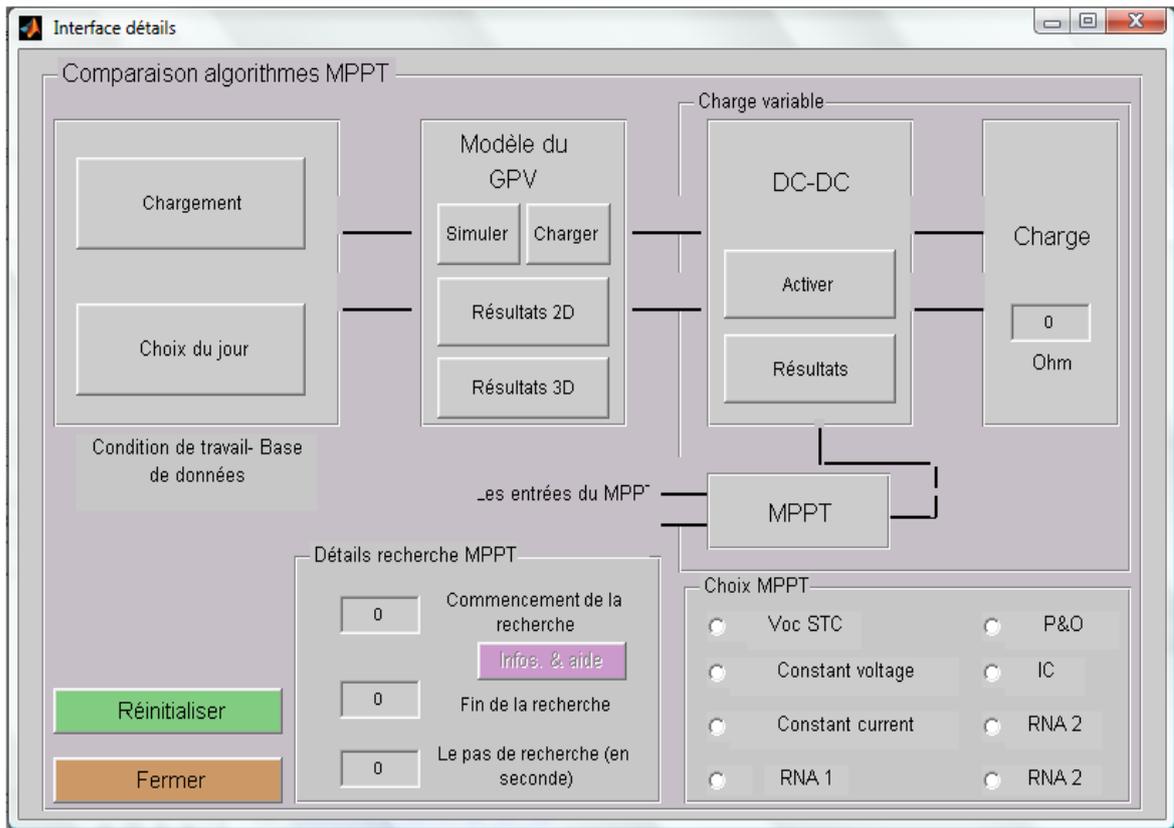


Figure 5.8 : L'interface « Chaîne de conversion PV » permettant la gestion de tous les programmes de l'application.

Chaque bloc de cette interface a été créé pour accomplir une tâche bien précise. Nous trouvons :

- *Le bloc condition de travail :*

Les conditions de travail constituent l'entrée de la chaîne de conversion photovoltaïque. Afin de pouvoir comparer les différents algorithmes MPPT en toute objectivité, il fallait utiliser les mêmes conditions de travail à chaque simulation, et ce pour le test des différentes méthodes MPPT. Etant donné que la base de données utilisée comprenait des mesures en journées complètes en rayonnement solaire et température ambiante pour différents profils journaliers, nous avons jugé intéressant d'associer un programme permettant sa gestion afin de choisir des journées spécifiques complètes pour notre étude.

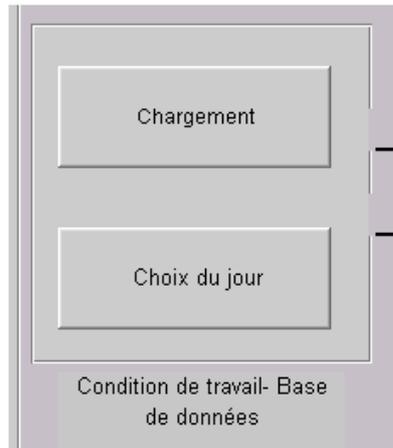


Figure 5.9 : Bloc condition de travail.

Le bloc « Condition de travail » a été conçu de manière à favoriser le choix visuel des conditions de travail. Un premier bouton sert à charger la base de données, une fois cette tâche effectuée, un second bouton est rendu actif afin de permettre le lancement d'une autre interface représentant l'évolution du niveau de l'rayonnement solaire et de la température du module que contient la base de données comme le montre la figure 5.10. Cette interface est munie de boutons de contrôle de graphes. Ainsi l'utilisateur peut manipuler ces graphes afin de pouvoir choisir la bonne journée en introduisant l'ordre d'une mesure appartenant à cette dernière comme illustré par la figure 5.11. Une fois celle-ci déterminée, une routine affiche les détails de la journée choisie, à savoir sa date et le nombre des mesures disponibles durant cette journée dans un cadre qui se trouve à droite vers le bas de l'interface.

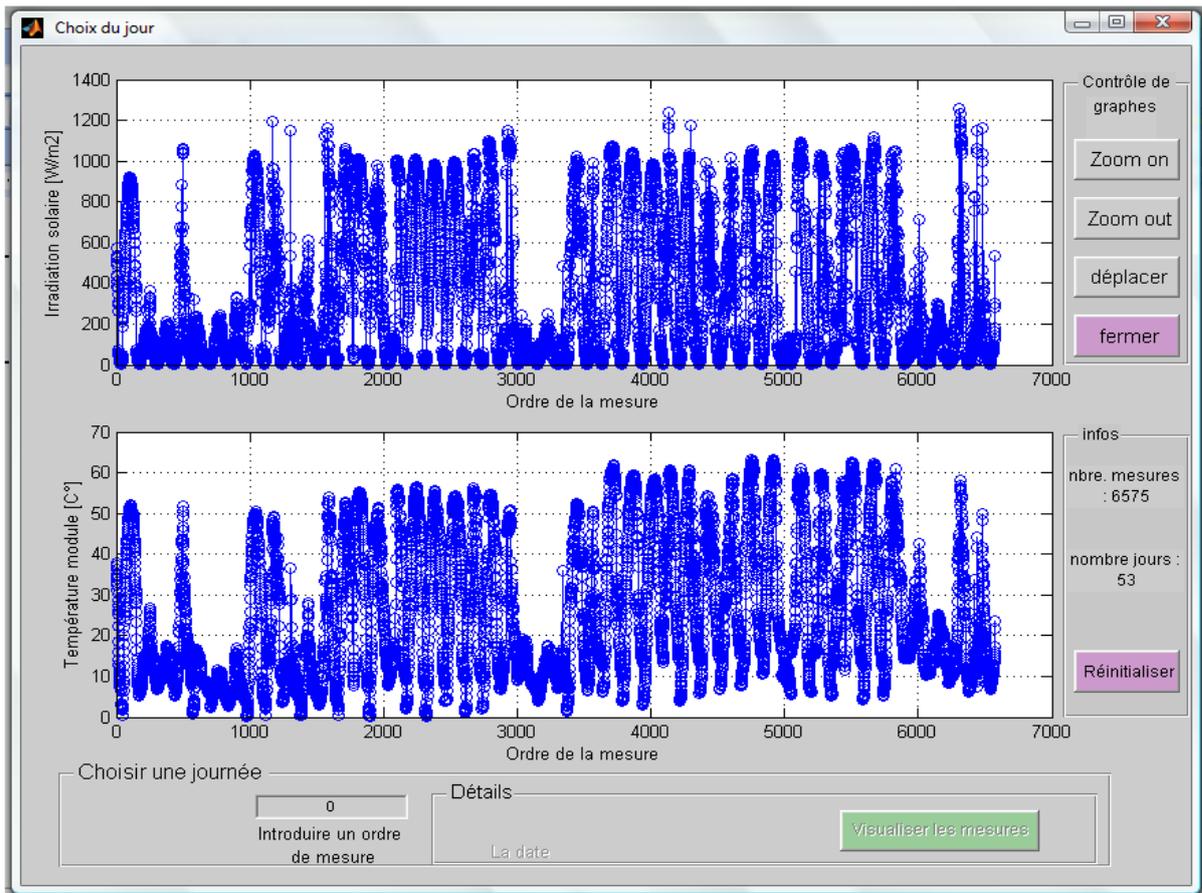


Figure 5.10 : L'interface permettant le choix d'une journée à partir de la base de données.



Figure 5.11 : Affichage des détails de la journée choisie.

Un autre bouton en bas de cette interface permet, à ce stade, de visualiser les mesures propres à cette journée dans une fenêtre indépendante comme illustré par la figure 5.12. Il s'agit en plus des conditions de travail, de l'évolution du courant de court circuit et de la tension à circuit ouvert du module durant cette journée de mesure.

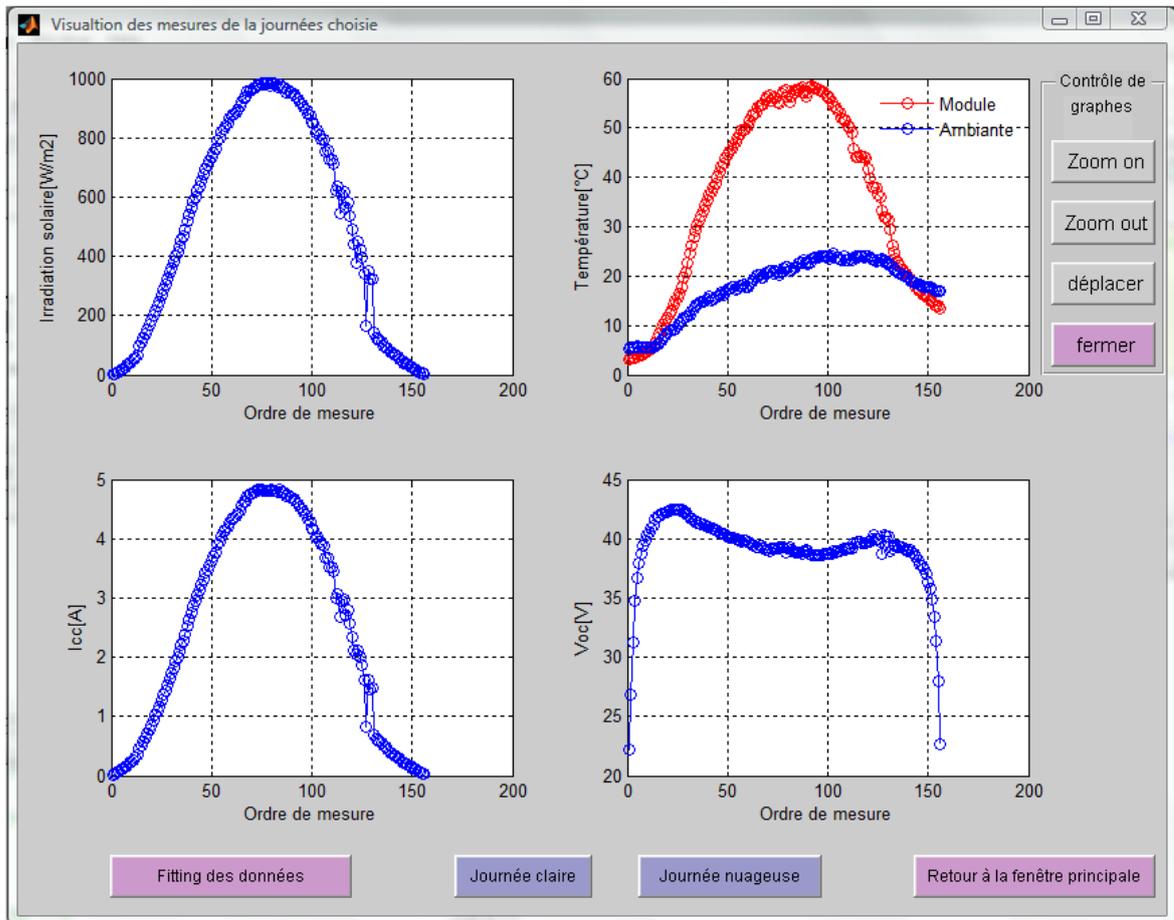


Figure 5.12 : Interface de visualisation des mesures de la journée choisie.

Cette interface graphique contient à son tour, un bouton qui a été conçu pour assurer une fonction plus importante. Il s'agit de la fonction « fitting ». Rappelons que les mesures sont prélevées chaque 5 minutes et que c'est très lent pour tester les algorithmes MPPT. Disposer d'un moyen permettant de compléter la base de données et réduire la période de mesure constitue la meilleure solution. C'est dans cette optique que ce bloc a été conçu. Ainsi, une base de données comprenant des mesures espacées de 5 minutes dans le temps se voit enrichies et transformée en base de données avec un pas plus réduit permettant de descendre à des périodes plus courtes allant même à l'ordre de la seconde ou de dixième de la seconde.

Les algorithmes MPPT sont généralement testés sous deux types de variations des conditions de travail : une variation souple et une variation brusque. Pour ce, nous avons envisagé deux interfaces de fitting qui se déploient en fonction

du type du test et de la journée de mesure qui le permet. Le choix du type du fitting se fait moyennant les deux boutons poussoirs qui se trouvent en bas de l'interface précédente : « journée claire » et « journée nuageuse ». La figure 5.13 illustre l'interface permettant le fitting des conditions de travail d'une journée claire. Elle est formée de deux parties distinctes. La première partie permet le fitting de toute la courbe, tandis que la deuxième est utilisée pour le fitting d'une tranche de la courbe. Cette dernière sert à tester le fitting et permet de choisir les valeurs de l'ordre du fitting pour les différentes variables. Ces deux parties sont régies par deux programmes distincts.

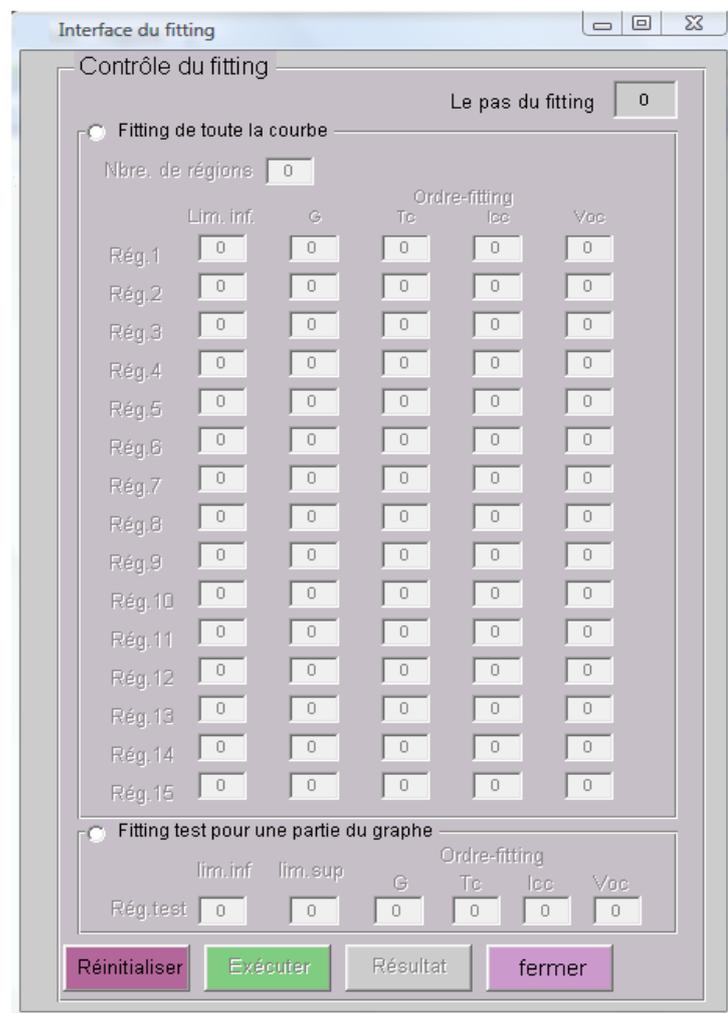


Figure 5.13 : Interface du fitting d'une journée claire.

L'utilisateur commencera par choisir le pas du fitting qui détermine la période de mesure. Ensuite utilisera la deuxième partie pour affiner le fitting en considérant la complexité de la courbe étudiée. Une fois le nombre de régions ainsi que les ordres

des polynômes de fitting déterminés un à un en utilisant la deuxième partie comme montre l'exemple de la figure 5.14, l'utilisateur peut exploiter la première partie pour avoir les données correspondant à toute la courbe en introduisant toutes les informations nécessaires comme illustré par la figure 5.15 a. Un pas de fitting de valeur égale à 0,1 permet d'avoir une période de fitting dix fois plus petite que la période initiale. La figure 5.15 b illustre un exemple de fitting correspondant à cette valeur.

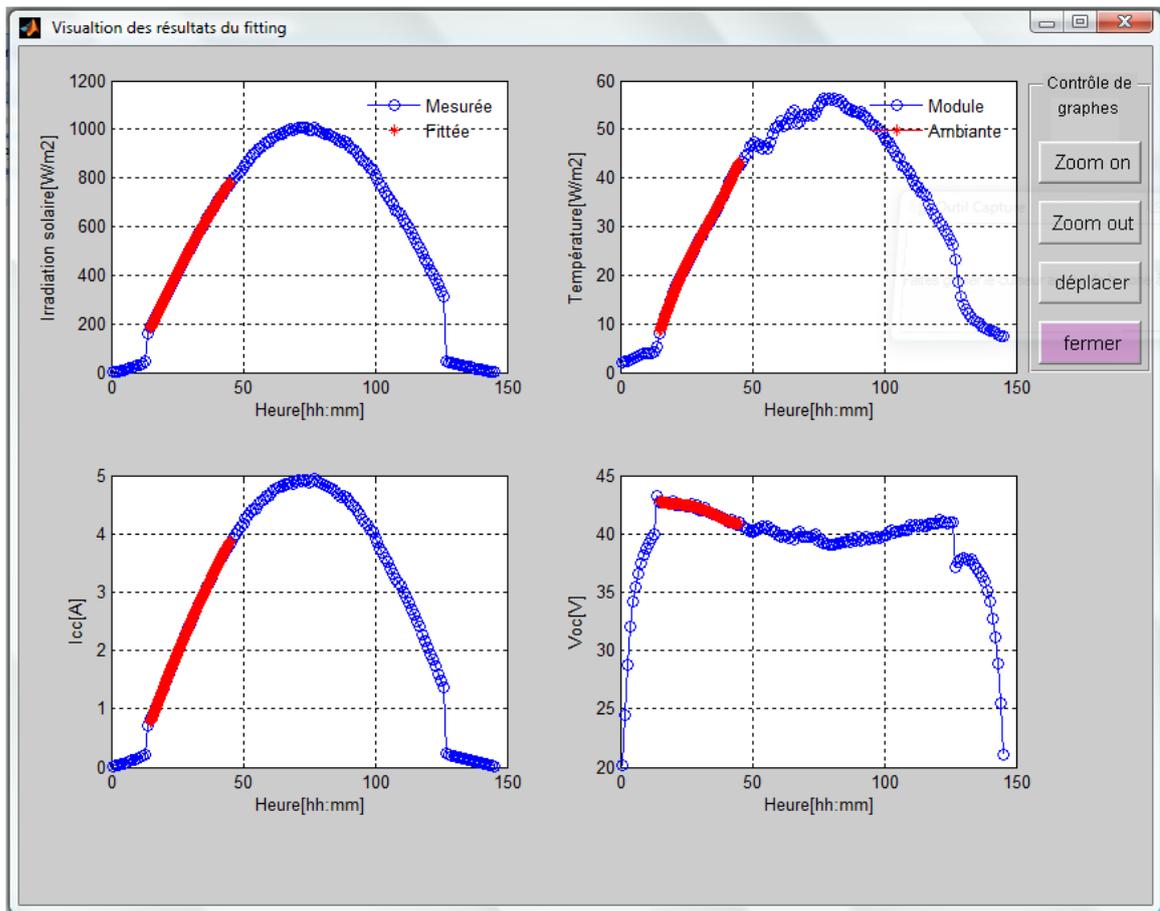
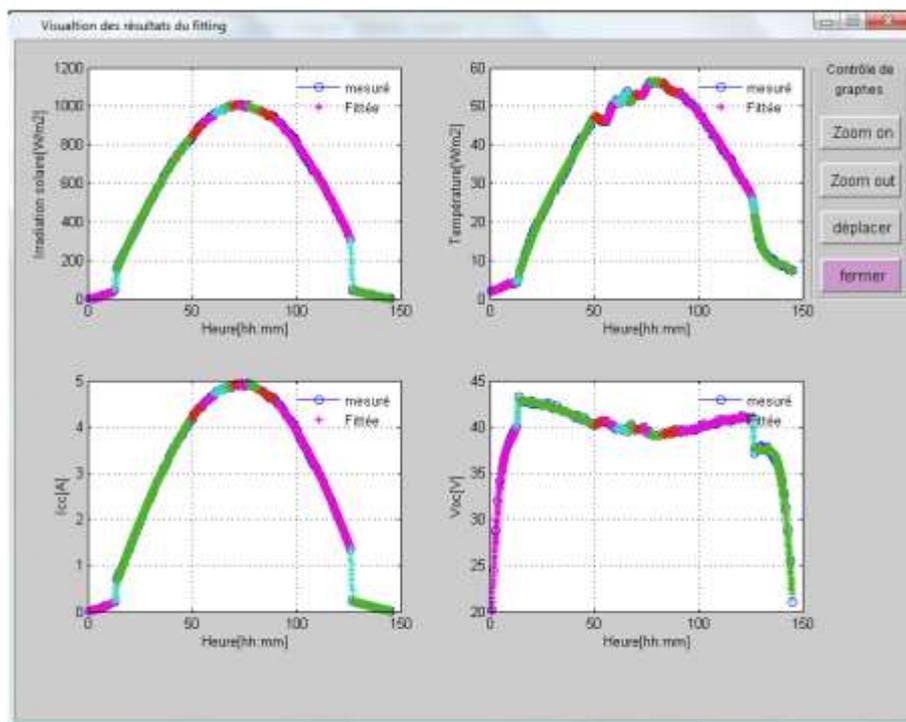


Figure 5.14 : Exemple du fitting d'une partie des courbes.



(a) les données du fitting



(b) résultat du fitting

Figure 5.15 : Exemple de fitting des conditions de travail durant une journée claire.

- *Le bloc générateur PV*

Ce bloc est consacré au générateur photovoltaïque dont les entrées sont les conditions de travail fournies par le premier bloc de l'interface, et dont les sorties sont les caractéristiques du module/GPV correspondant à ces conditions de travail. La simulation du comportement du module est basée sur le modèle comportemental développé dans le chapitre précédent. Ce bloc contient quatre boutons poussoirs comme illustré par la figure 5.16. Les deux premiers boutons ; « simuler » et « charger » permettent de lancer la simulation du comportement du module sous les conditions choisies et de charger une base de données déjà enregistrée respectivement. Les deux autres boutons permettent d'afficher les sorties du modules en 2D et en 3D pour une meilleure visualisation de l'évolution des caractéristiques au fil de la journée. Un exemple de représentation en 2D est illustré par la figure 5.17.

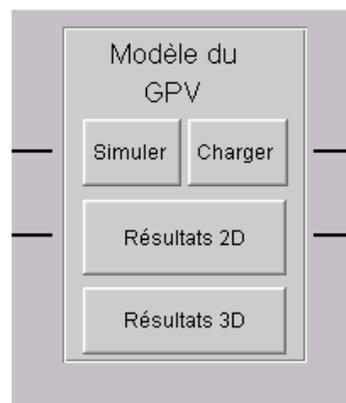


Figure 5.16 : Bloc « générateur PV ».

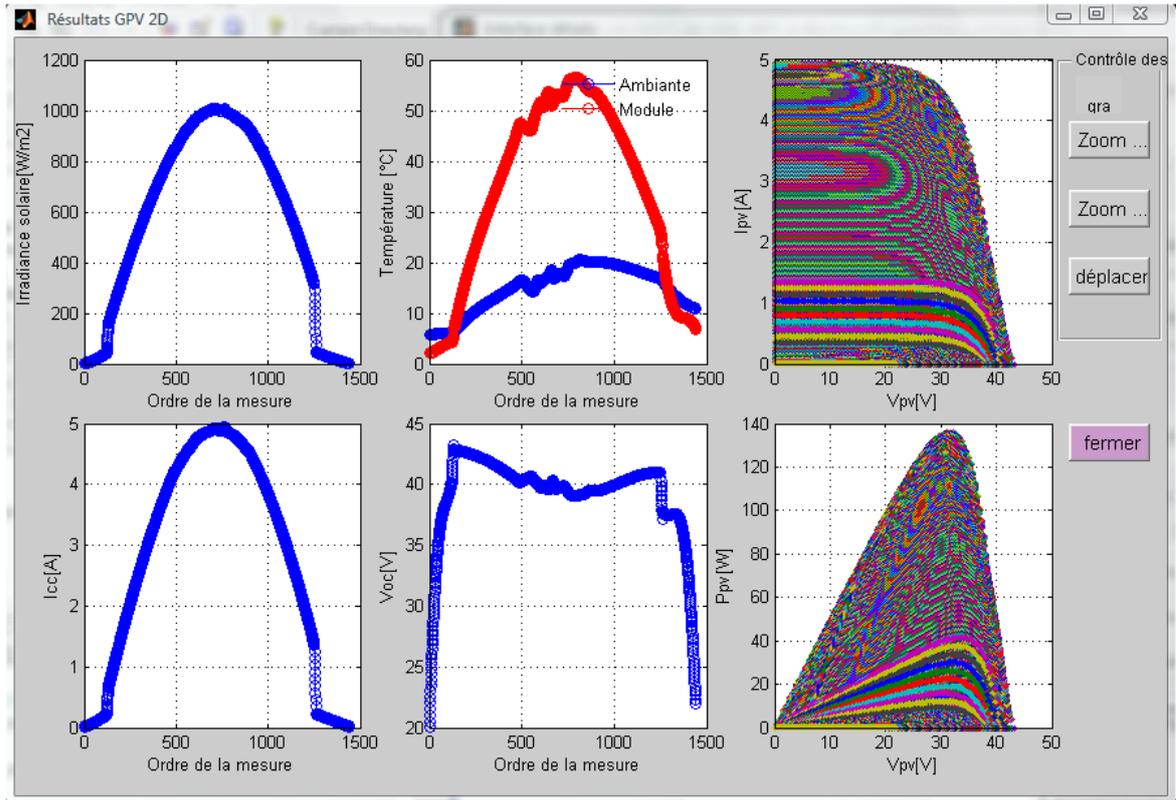


Figure 5.17 : Représentation en 2D des caractéristiques du GPV.

- *Le bloc charge variable*

Le bloc « charge variable », représenté par la figure 5.18, est constitué de trois sous blocs. Un bloc représentant le convertisseur DC-DC, un bloc pour entrer la valeur de la charge, et un troisième bloc pour activer la poursuite du point de puissance maximale.

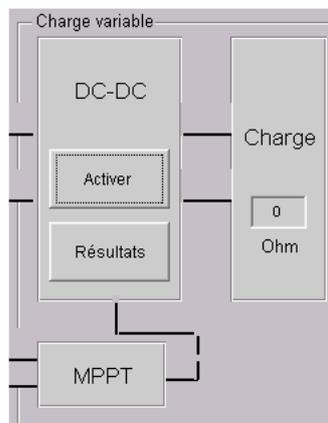


Figure 5.18 : Bloc « charge variable ».

Pour l'application de la poursuite du point de puissance maximale, des informations supplémentaires sur l'algorithme MPPT et ses détails sont nécessaires. Deux autres blocs ont été conçus dans ce but. Il s'agit du :

- *Bloc « choix de l'algorithme MPPT »*

Vu le but de l'application qui consiste à tester puis comparer l'efficacité de plusieurs algorithmes MPPT, ce bloc a été conçu pour permettre le choix de l'algorithme à étudier et qui assurera la poursuite du point de puissance maximale. Nous y trouvons les principaux algorithmes présentés dans le chapitre 2 ainsi que l'algorithme à base de RNA avec les trois configurations proposées.

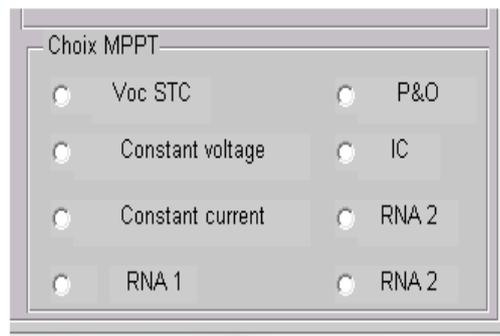


Figure 5.19 : Bloc « Choix MPPT ».

- *Bloc « Détails de la recherche MPPT »*

Ce bloc sert à déterminer la fréquence ainsi que la région de la recherche du MPP. Quelques informations concernant les mesures et le résultat du fitting peuvent être affichées moyennant le bouton « infos. & aide » qui s'y trouve.

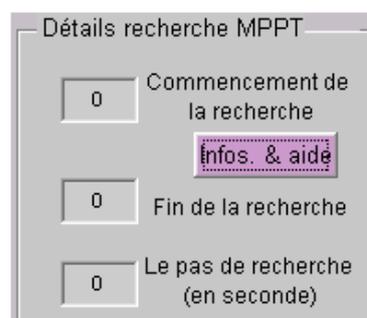


Figure 5.20 : Bloc « Détails de la recherche MPPT ».

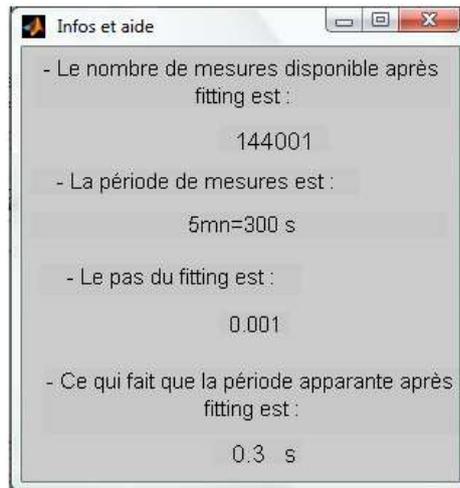
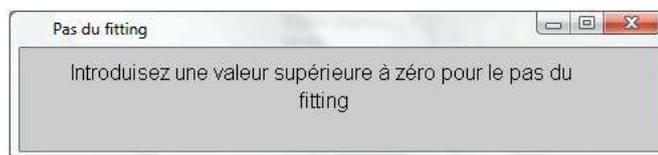
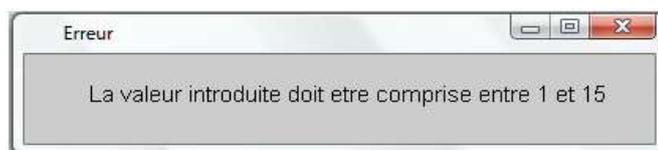


Figure 5.21 : Bloc « info. & aide ».

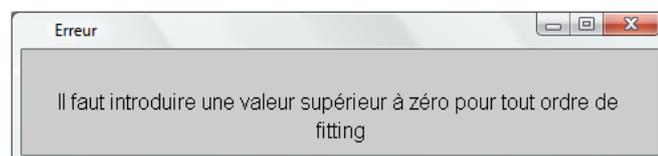
Pour assurer le bon fonctionnement de l'interface développée, plusieurs messages d'erreur ont été préprogrammés afin d'éviter toutes les mauvaises manipulations, avertir l'utilisateur et le guider dans sa manipulation. Nous citons à titre d'exemple le cas d'oubli ou d'erreur dans la saisie sur la valeur ou le signe d'une donnée. Dans la figure 5.22, nous illustrons quelques messages d'erreurs.



(a)



(b)



(c)

Figure 5.22 : Exemples de messages d'erreur : (a) Oubli du pas du fitting, (b) Choix du nombre de régions du fitting, (c) Choix des valeurs des ordres du fitting.

5.5 Comparaison du comportement et du rendement des méthodes MPPT

Pour tester le comportement et l'efficacité des algorithmes MPPT neuronaux développés et les comparer aux autres MPPT, nous avons choisi deux journées de mesures de profils différents. Illustrée par la figure 5.23, la première journée présente des conditions de travail stables et lentement variables à cause du mouvement de rotation de la terre (pour l'rayonnement solaire), tandis que la deuxième journée est caractérisée par la présence d'une couverture nuageuse et présente des changements brusques des conditions de travail. Les mesures relatives à cette journée sont représentées par la figure 5.24. Deux fonctions de fitting différentes ont été utilisées pour lisser et simuler le fonctionnement continu du module PV durant ces journées. Ceci nous a permis d'obtenir les caractéristiques illustrées par les figures 5.25 et 5.26 représentant l'évolution des sorties du module PV durant la journée claire et la journée nuageuse préalablement choisies.

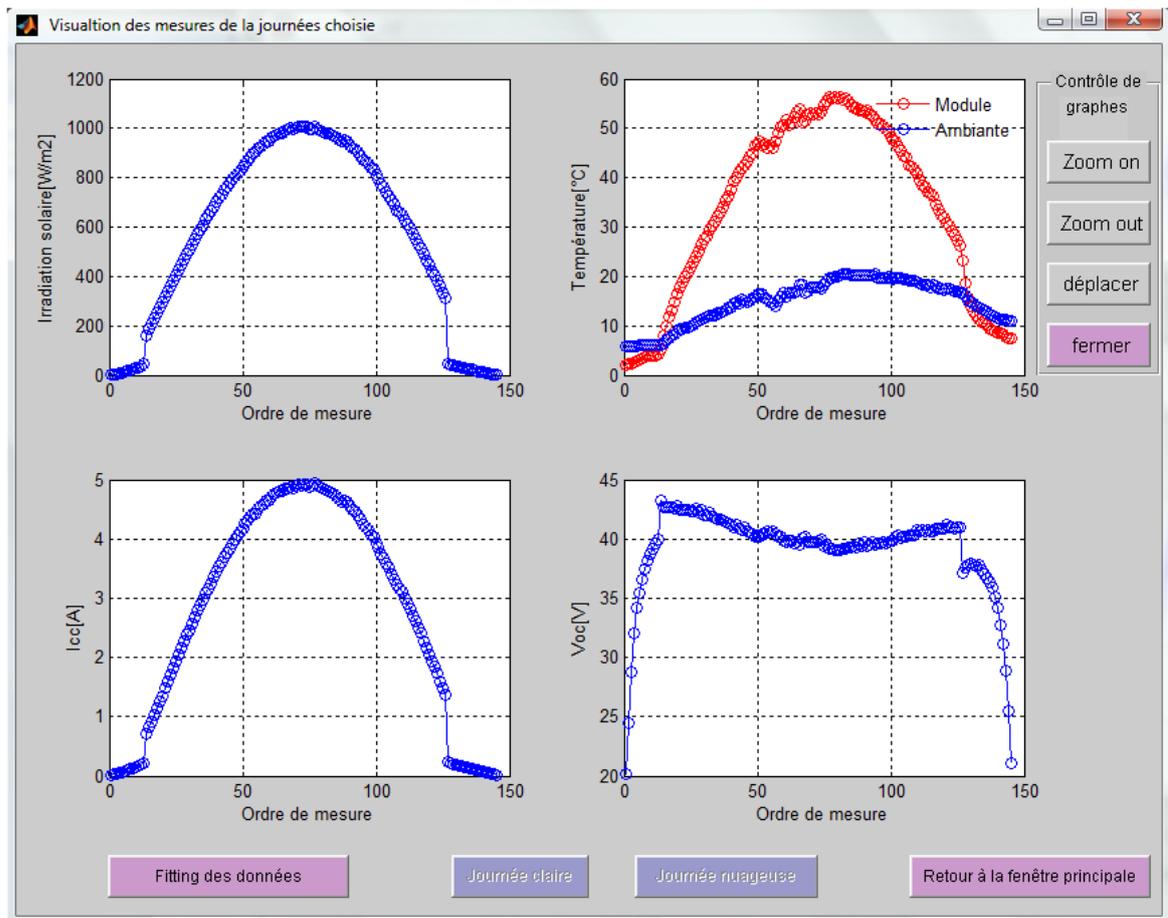


Figure 5.23 : Mesures correspondant à la journée du 16/03/2009 (journée claire).

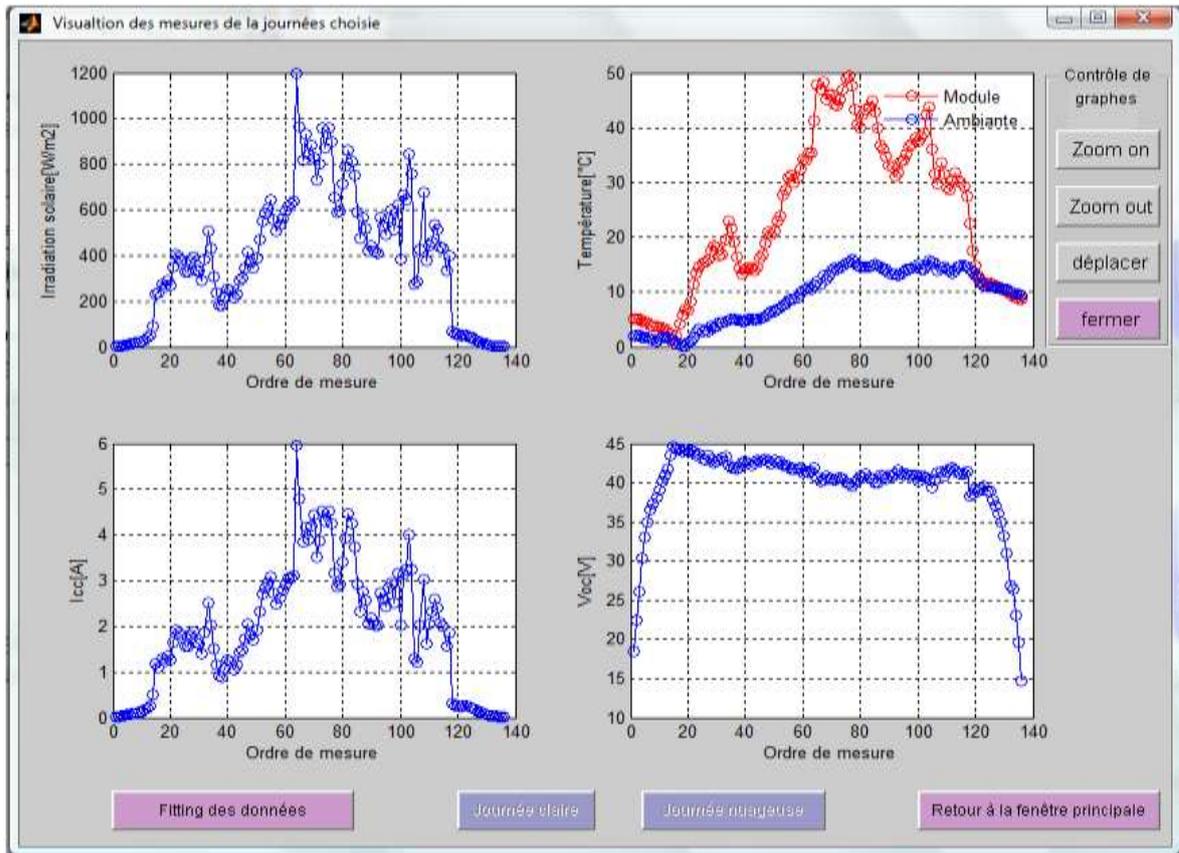


Figure 5.24 : Mesures correspondant à la journée du 08/03/2009 (journée nuageuse).

Dans la figure 5.25 illustrant l'évolution des caractéristiques électriques de sortie du module durant la journée ensoleillée, nous pouvons remarquer une évolution lisse et homogène des deux caractéristiques I-V et P-V que ça soit pour la représentation en 2D ou en 3D à l'image de la nature de variation de l'rayonnement solaire représentée dans la figure 5.23. A partir de 06h45, début des relevés, nous pouvons observer que le niveau de l'ensoleillement augmente graduellement comme prévu jusqu'à atteindre un maximum vers 12h37, avant de diminuer jusqu'au soir 18h45. A noter que les deux transitions brusques qui se situent au début et à la fin de la journée, et ce, pour toutes nos journées de mesures sont dues à une caractéristiques géographique du site des mesures qui se trouve entre deux petites montagnes parallèles espacées de quelques kilomètres. Sur la figure 5.26 illustrant le fonctionnement du module PV sous des conditions de travail fortement variable correspond à la journée couverte, nous remarquons des transitions brutales entre les caractéristiques P-V disponibles. Cet effet est lié au

passage de nuages sur le site de mesures provoquant des changements brutaux d'rayonnement solaire comme illustré dans la figure précédente.

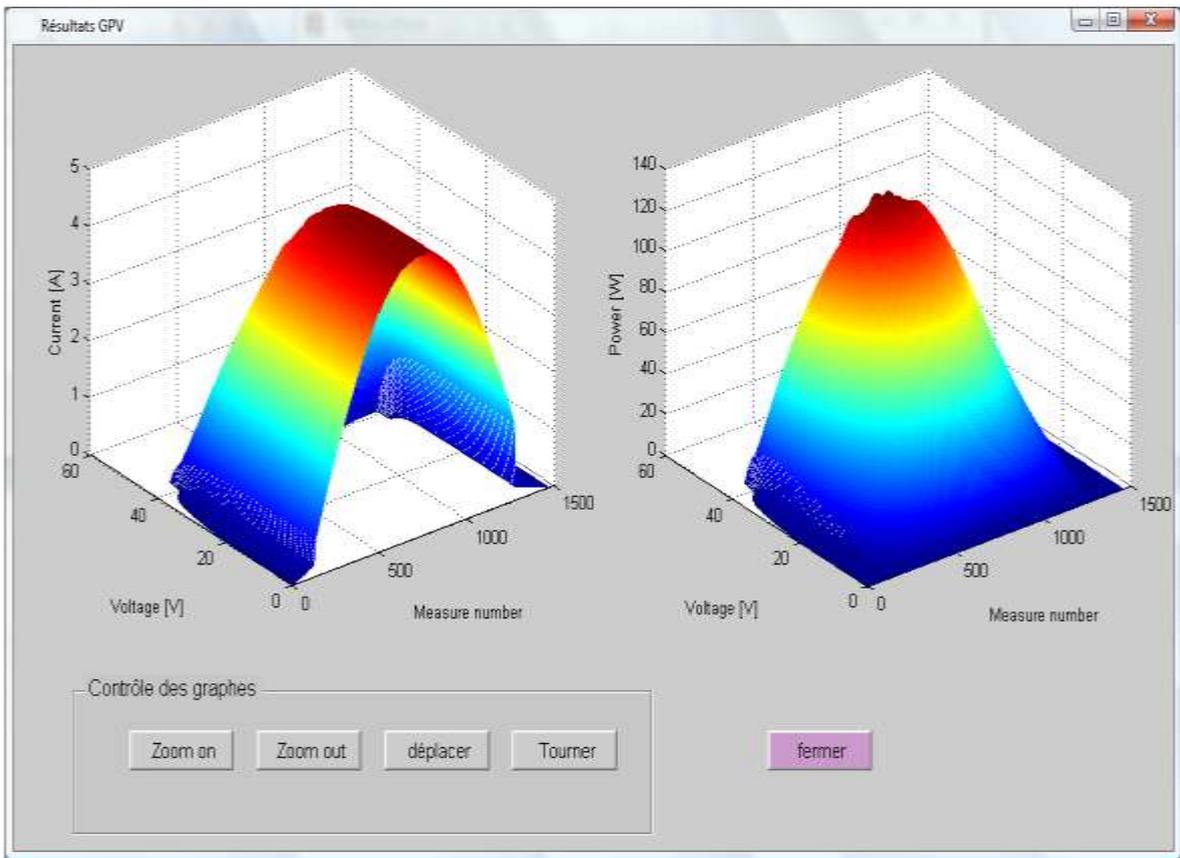


Figure 5.25 : Evolution des caractéristiques de sortie du module PV durant la journée du 16/03/2009.

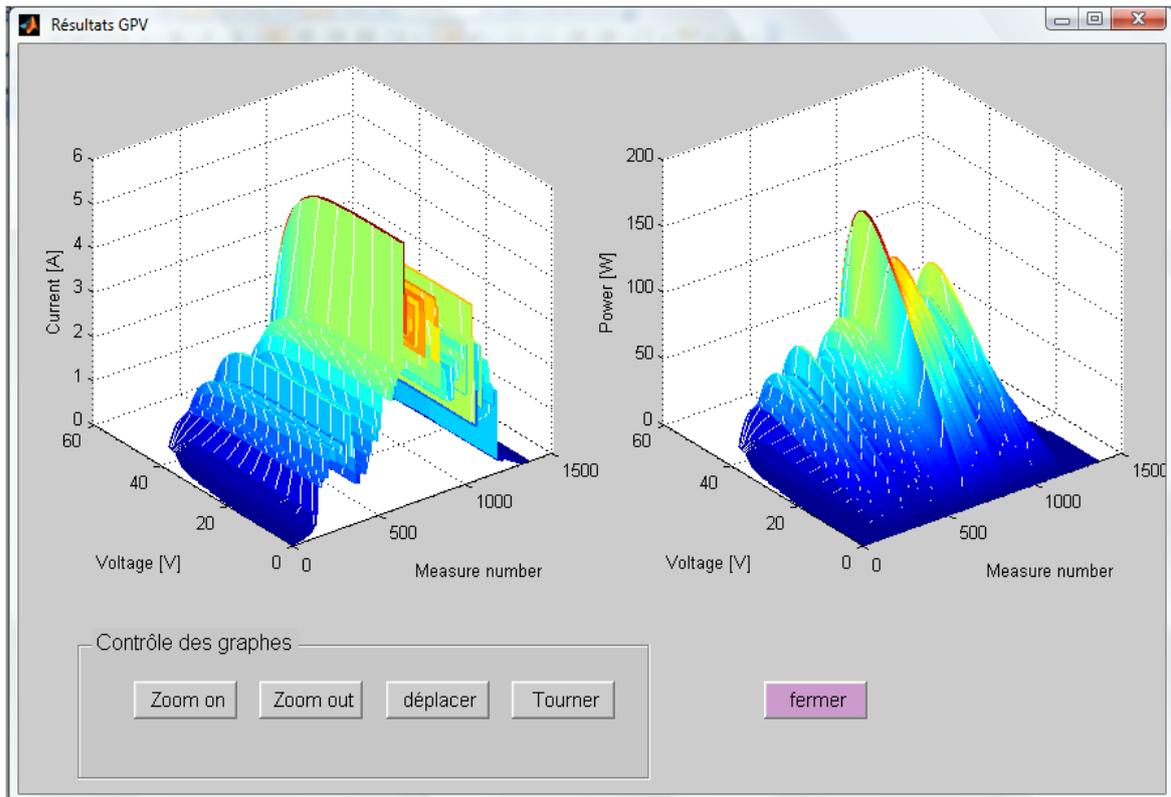


Figure 5.26 : Evolution des caractéristiques de sortie du module PV durant la journée du 08/03/2009.

Sur la figure 5.27 est représentée l'évolution de la puissance maximale du module photovoltaïque ainsi que celle fournie par le convertisseur DC-DC muni de fonction de poursuite du point de puissance maximale. Nous avons testé plusieurs algorithmes MPPT qui, à première vue, se valent et donnent des courbes en puissance qui coïncident avec la puissance maximale disponible à la sortie du module mis à part le pseudo-algorithme de poursuite dans lequel la tension de fonctionnement est choisie égale à celle correspondant aux conditions standard de fonctionnement V_{oc_STC} .

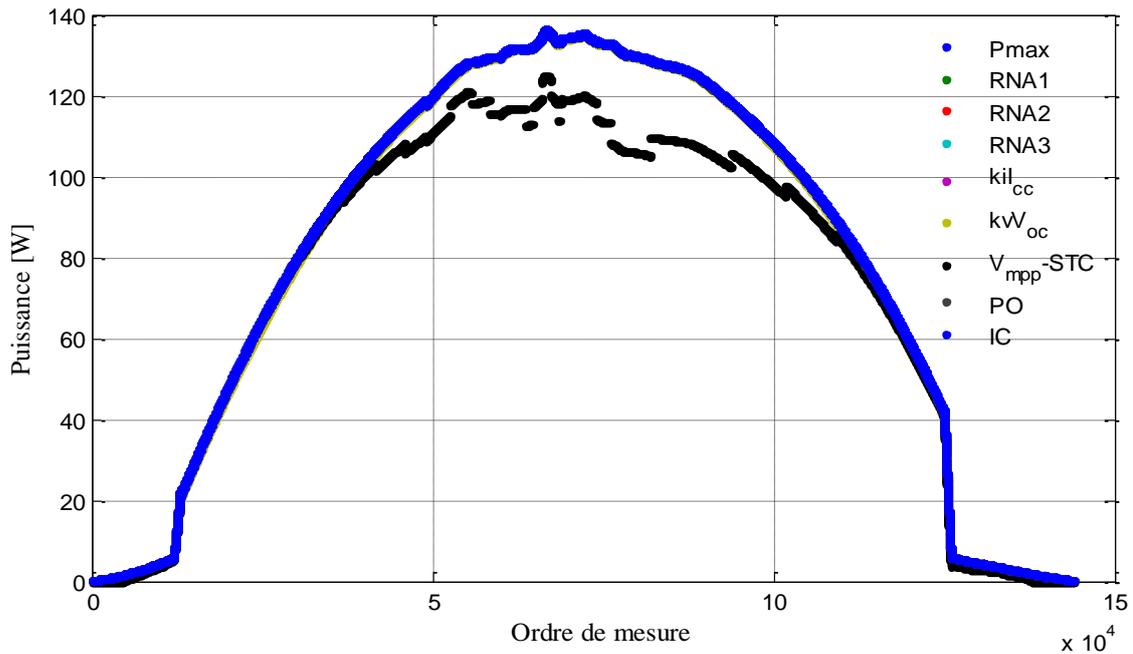


Figure 5.27 : Puissance fournie à la charge par les différentes méthodes MPPT durant la journée claire.

L'écart entre la puissance maximale P_{\max} et les puissances atteintes moyennant les MPPT est illustré dans les figures 5.28. Nous remarquons que les meilleures performances sont réalisées par les algorithmes neuronaux, les algorithmes P&O et IC suivis des algorithmes à constante de courant puis celui à constante de tension. En fin de classement, se positionne l'algorithme à tension constante égale à la tension maximale aux STC. Ces résultats étaient partiellement prévisibles. En effet comme évoqué dans le chapitre 3, la tension du point de puissance maximale est dans la plus part du temps différentes et même loin de celle fournie par le fabricant, la constante des tensions K_v est variable en fonction du niveau de l'rayonnement solaire et d'une importance moindre, la constante des courants K_i . Les performances de poursuite des algorithmes sont similaires pour la journée nuageuse comme illustré dans la figure 5.29.

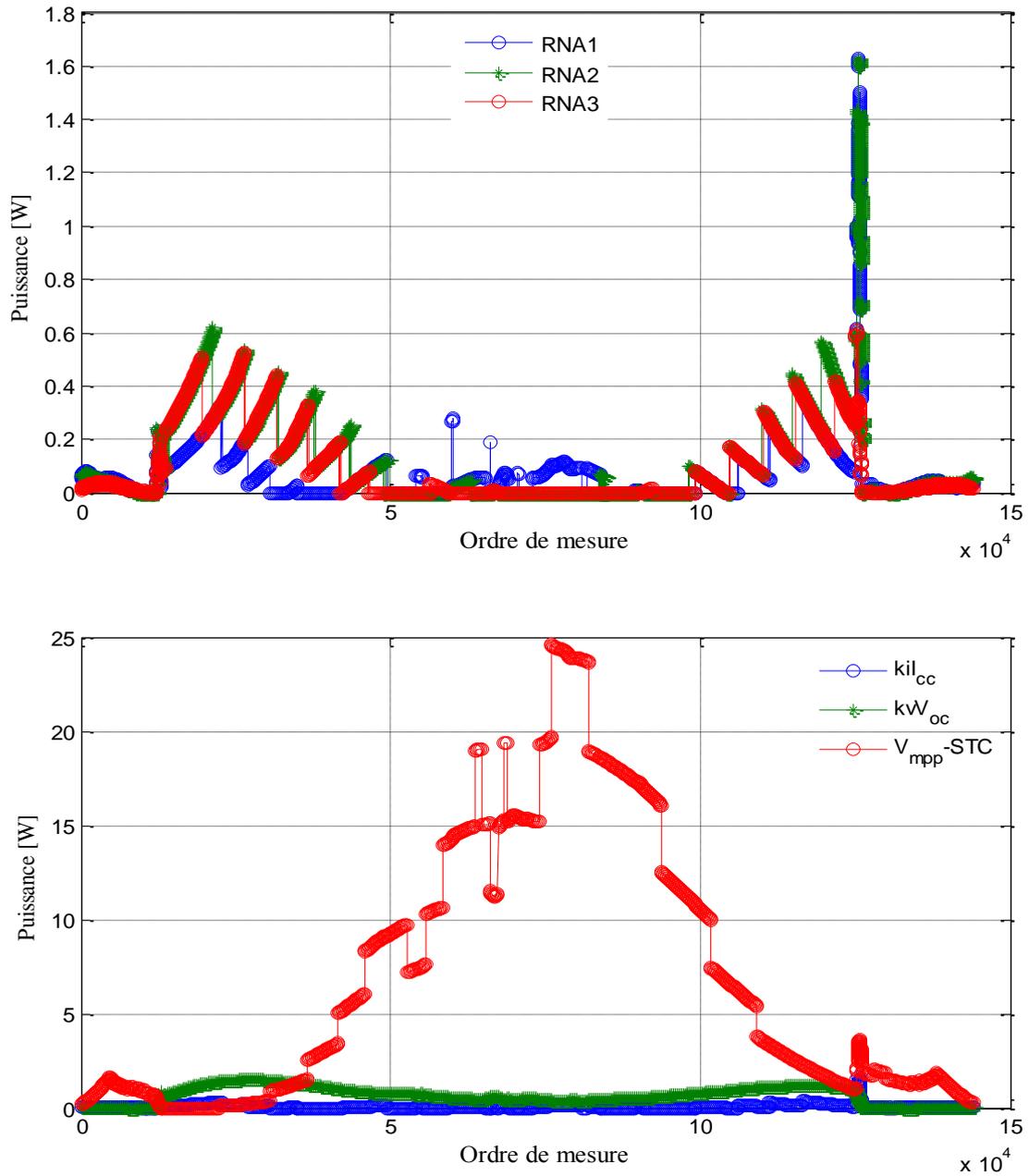


Figure 5.28 : Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée claire.

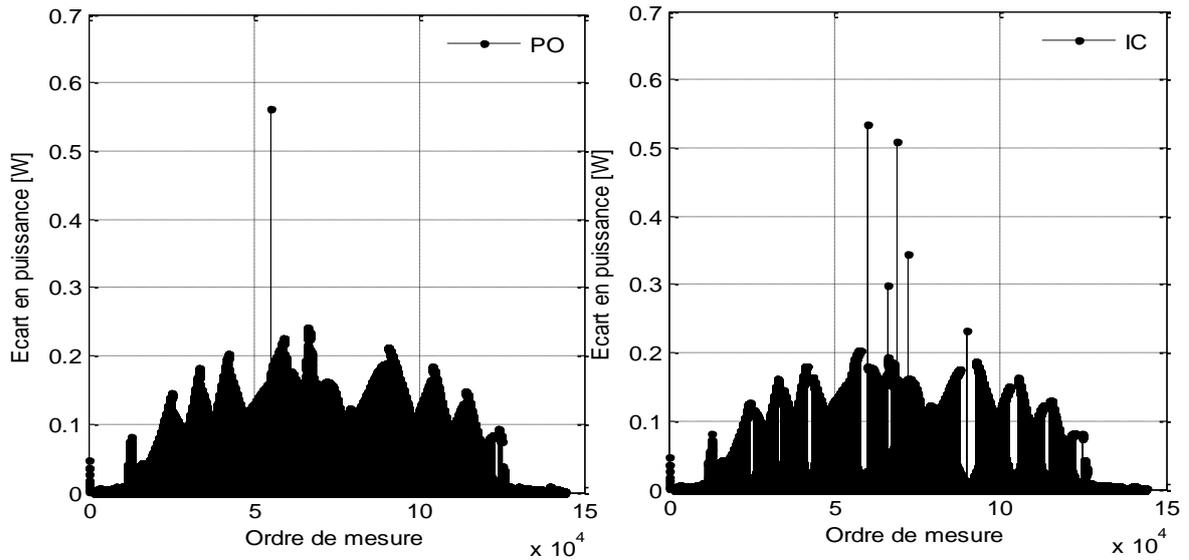


Figure 5.28 : Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée claire (suite et fin).

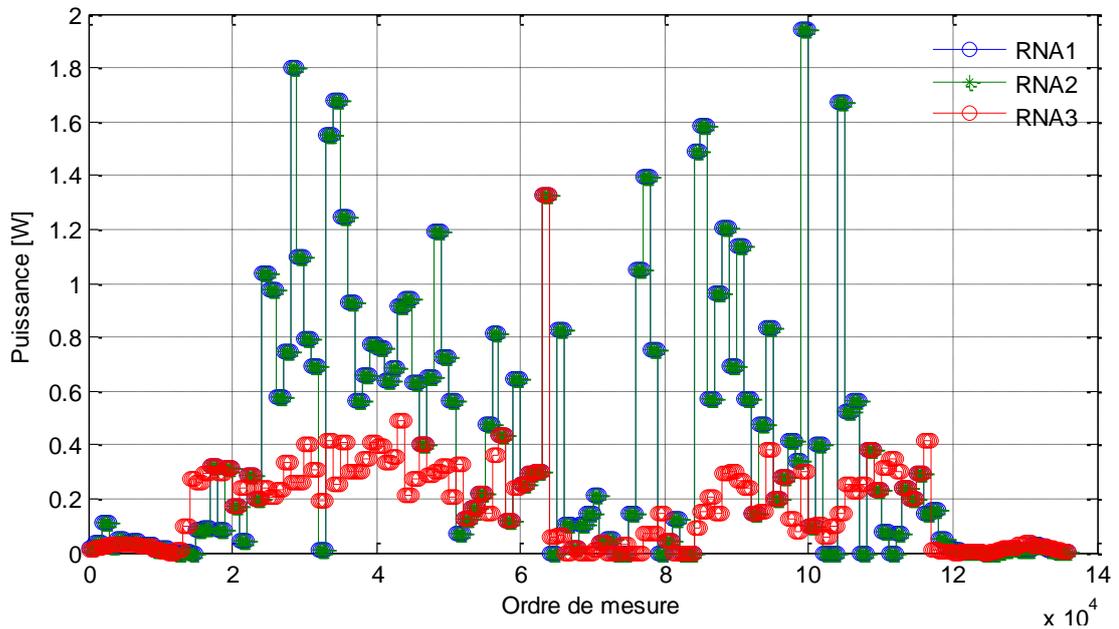


Figure 5.29 : Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée nuageuse.

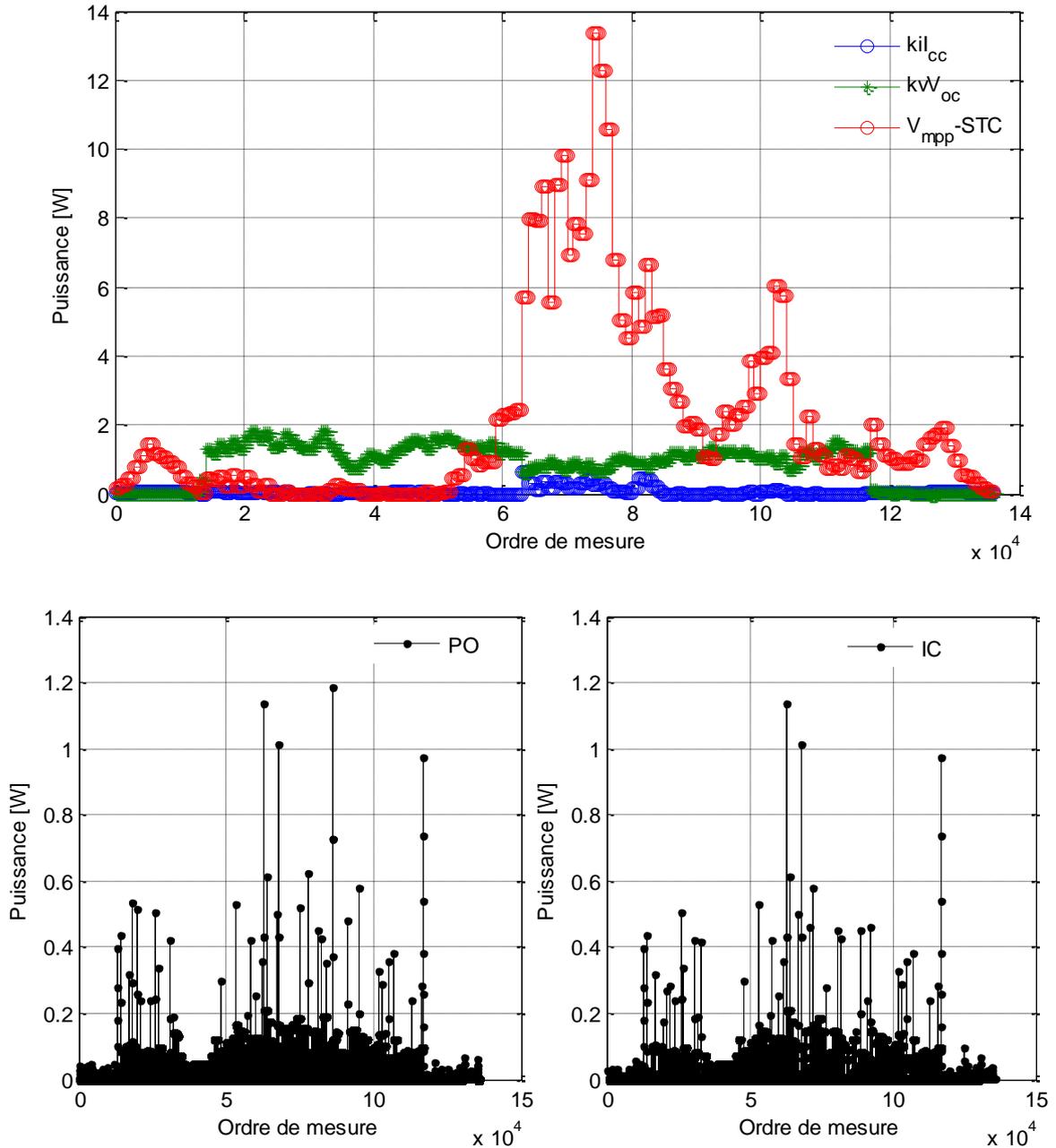


Figure 5.29 : Ecart entre la puissance maximale et la puissance fournie à la charge par les différentes MPPT durant la journée nuageuse (suite et fin).

En termes de rendement de poursuite, nous constatons que ceux des deux premières configurations neuronales ainsi que P&O et IC se valent comme illustré par les figures 5.30 et 5.31 pour la journée claire et la journée nuageuse respectivement. Le rendement de l'algorithme neuronal basé sur la 3^{ème} configuration est moindre en début et en fin de journée. Ceci est directement lié à la nature de la corrélation entre les deux courants I_{cc} et I_{mp} en basse rayonnement

solaires comme évoqué en chapitre 3. Nous trouvons par la suite les algorithmes basés sur les constantes de courant et la constante de tension respectivement, et finalement, nous trouvons l'algorithme réglé à la tension du point de puissance maximale correspondant aux STC dont l'évolution du rendement traduit directement l'écart entre les valeurs que prend la tension au point de puissance maximale durant la journée et celle correspondante aux STC.

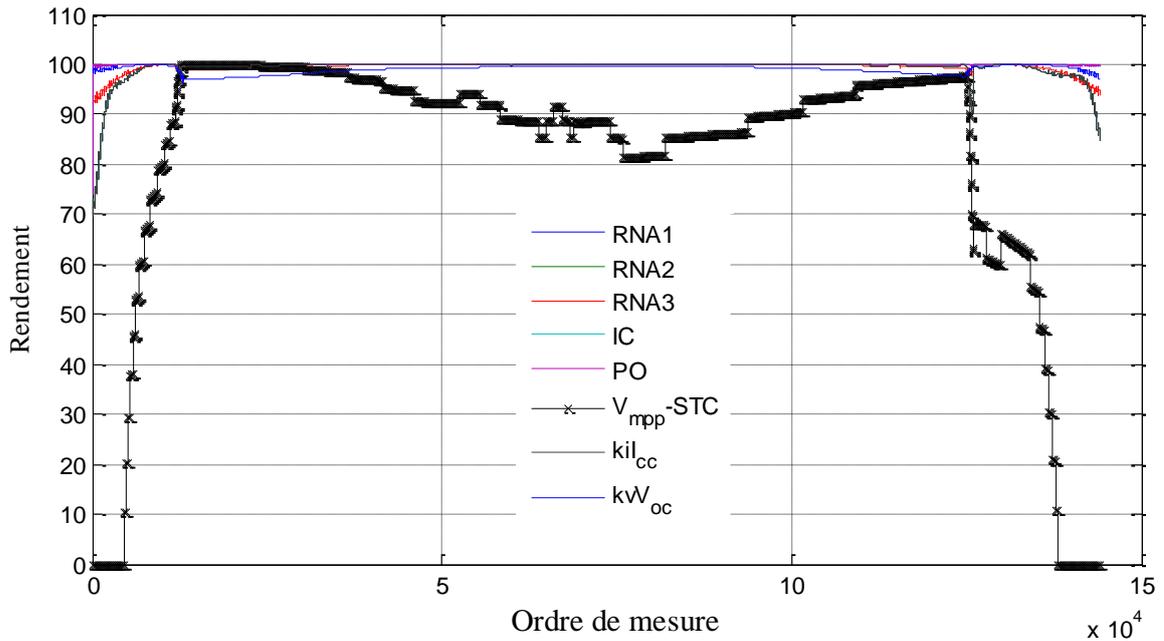


Figure 5.30 : Rendement des différents algorithmes MPPT (journée claire).

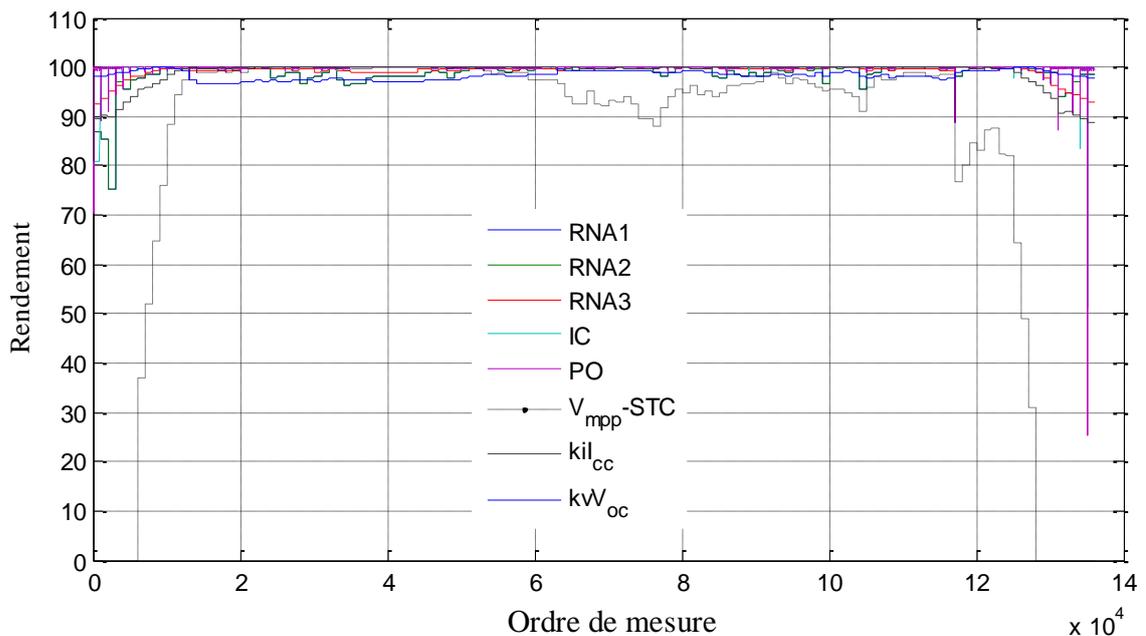


Figure 5.31 : Rendement des différents algorithmes MPPT (journée nuageuse).

Concernant la production journalière en énergie des différents algorithmes nous constatons que les algorithmes neuronaux et celui de P&O et IC présentent les meilleurs rendements et ce, pour les deux journées comme en atteste la figure 5.32.

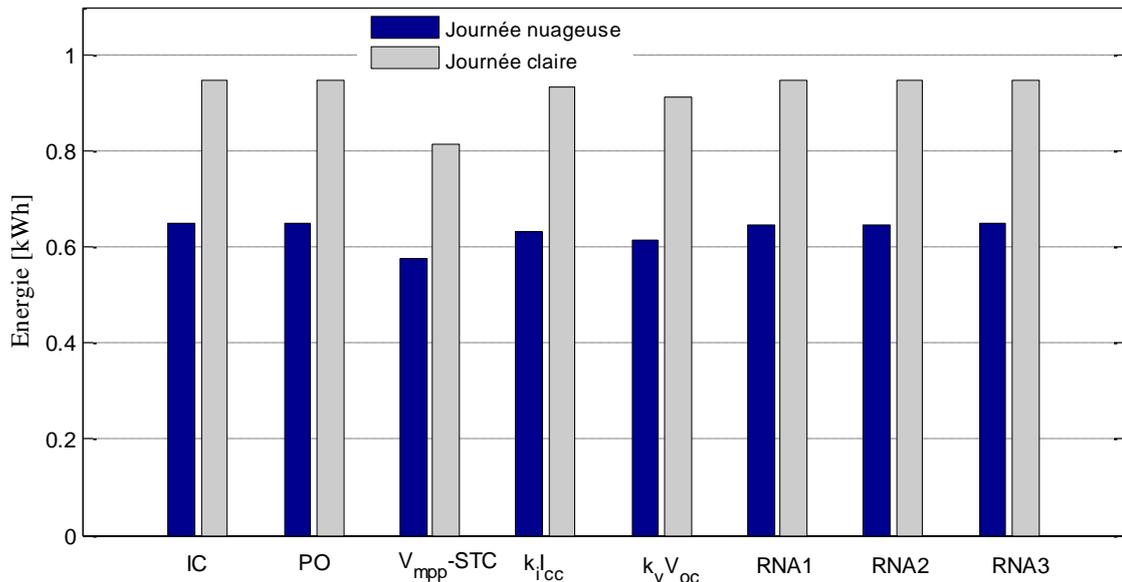


Figure 5.32 : L'énergie transférée à la charge durant les deux journées de test.

Le tableau récapitulatif ci-dessus montre, à travers les bilans énergétiques, que l'énergie totale est plus importante avec les algorithmes neuronaux, P&O et IC. Il confirme aussi, que l'algorithme basé sur la tension max aux STC présente le plus bas rendement. Il est à noter aussi que les algorithmes qui s'appuient sur les informations concernant les conditions de travail et ou les propriétés des caractéristiques I-V pour assurer la poursuite du point de puissance maximale présentent des rendements plus faibles en journée nuageuse qu'en journée claire et ce, contrairement aux algorithmes P&O et IC qui gardent les mêmes taux de conversion. Ceci peut être expliqué par le fait que la variation brusque, répétée et fréquente des conditions de travail à tendance à fausser la consigne de poursuite de l'algorithme MPPT lorsqu'elle surgit en milieu de période de mesure nécessaire à ce dernier pour réajuster sa commande. Les réseaux de neurones artificiels, de par leurs capacités d'apprentissage et de recouvrement, dictent le moyen de leur exploitation dans la modélisation. Ce qui ne leur permet pas d'échapper à cette

baisse de performance en présence de variations rapides et fréquentes des données qui leur sont nécessaires en entrées. Les algorithmes « aveugles » comme l'algorithme Perturbation et observation ou encore à Conductance Incrémentielle, qui s'affranchissent de toute connaissance des conditions de travail et ne visent qu'à escalader la courbe en cloche de la puissance, ont pu garder les meilleures performances dans les deux types de journées.

Tableau 5.1 : Production et rendement énergétique des différents algorithmes MPPT.

| | Journée claire | | Journée couverte | |
|------------------|-----------------------|---------------|------------------|---------------|
| Energie maximale | 949.0370 (Wh) | | 651.2322 (Wh) | |
| MPPT | Energie produite (Wh) | η_{MPPT} | Energie produite | η_{MPPT} |
| RNA1 | 948,2562 | 0,9992 | 646,7618 | 0,9931 |
| RNA2 | 948,2562 | 0,9992 | 646,7618 | 0,9931 |
| RNA3 | 947,9021 | 0,9988 | 649,2492 | 0,9970 |
| P&O | 948,6338 | 0,9996 | 650,9646 | 0,9995 |
| IC | 948,6934 | 0,9996 | 650,9287 | 0,9996 |
| $k_i I_{cc}$ | 935,2562 | 0,9855 | 632,5049 | 0,9712 |
| $k_v V_{oc}$ | 912,7533 | 0,9618 | 615,8451 | 0,9457 |
| V_{mpp_STC} | 815,9684 | 0,8598 | 577,3490 | 0,8865 |

5.6 Synthèse

Dans ce chapitre nous avons exploité les capacités des réseaux de neurones artificiels dans la conception d'un algorithme MPPT. Trois configurations différentes ont été proposées pour assurer la poursuite du point de puissance maximale et maximiser ainsi, l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons développé et présenté, dans le même contexte, une application permettant de simuler les différents blocs de cette chaîne de conversion afin de tester les algorithmes développés sous des conditions très proches de la

réalité. Cette application nous a permis de comparer plusieurs algorithmes MPPT sous les mêmes conditions.

Les différents résultats obtenus montrent que tous les algorithmes MPPT assurent la poursuite du point de puissance maximale et augmentent l'énergie tirée du générateur PV. Le rendement de la poursuite varie d'un algorithme à un autre. Comparé au pseudo-MPPT réglé sur la tension maximale correspondant aux STC et qui présente le plus bas rendement de poursuite. Les algorithmes neuronaux avec leurs trois configurations montrent une bonne aptitude de poursuite en présence de conditions homogènes et stables. Leurs performances se dégradent en présence de variations brusques et fréquentes.

Pour finir, nous avons constaté, grâce à la comparaison des rendements de plusieurs algorithmes, que la baisse des performances de certaines MPPT est due essentiellement à leurs concepts de base qui se rapprochent. Et parce que la conception d'un algorithme dans le but d'assurer la poursuite du point de puissance maximale doit satisfaire certaines attentes qui doivent être définies avec précision telles que la robustesse, la vitesse, la stabilité et le coût, ainsi que la prise en compte des contraintes d'aspect technique et commercial, un intérêt majeur doit être porté au verrou lié aux méthodes MPPT basées sur les modèles ou les propriétés électriques du point de puissance maximale.

CONCLUSION

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'une des problématiques les plus importantes dans le volet de l'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque ; il s'agit de la poursuite du point de puissance maximale. Dans la littérature, nous trouvons un nombre impressionnant de publications, qui ne cesse d'augmenter, et qui traite ce sujet. Plusieurs algorithmes y sont proposés, basés sur de nouvelles idées ou proposant l'amélioration des versions précédentes déjà existantes, tous ces algorithmes visent le même but : positionner le point de fonctionnement le plus proche possible du point de puissance maximale le plus longtemps possible et améliorer ainsi le rendement de la poursuite et faire baisser les pertes en puissance.

Avant de présenter notre algorithme MPPT, nous avons tout d'abord étudié et présenté le contexte et la problématique d'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque. Nous avons, par la même occasion, passé en revue les algorithmes MPPT les plus utilisés. Nous avons présenté également une classification permettant de les départager en fonction de leurs principes de fonctionnement dans la recherche et la poursuite du point de puissance maximale. Et parce que le module PV, élément de base de tout générateur PV, est au centre de la problématique de la poursuite du point de puissance maximale, nous lui avons consacré tout un chapitre, le chapitre 3, pour analyser et explorer son fonctionnement. Ainsi, en exploitant une base de données expérimentale très riches nous avons présenté les résultats de notre étude et analyse concernant quatre modules PV de différentes technologies, monocristallin, poly-cristallin, CIS, CdTe. A travers cette étude approfondie, nous avons exploré les propriétés et caractéristiques du point de puissance maximale, les corrélations qui lient ses coordonnées, tension et courant, aux conditions de travail, en l'occurrence le niveau de l'rayonnement

solaire et la température ambiante ainsi qu'aux propriétés électriques des caractéristiques

de sorties du module PV, à savoir le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert. Cette étude nous a été indispensable et utile pour bien comprendre les propriétés du PPM afin de présenter une solution ciblée, cela nous a permis aussi de vérifier les hypothèses sur lesquelles se basent certains algorithmes MPPT tels que ceux à constante de tension ou à constante de courant.

Les principaux résultats obtenus concernent la corrélation existante entre le courant du PPM et le courant de court circuit et celle existante entre la tension au PPM et celle en circuit ouvert. Les hypothèses de linéarité de ces deux corrélations ont été vérifiées, les résultats ont montrés que si la relation entre les deux courants est linéaire pour les quatre technologies étudiées, elle ne l'est pas en ce qui concerne les tensions. En effet, le ratio des tensions n'est pas constant et change en fonction du niveau de l'rayonnement solaire. Cela nous renseigne sur la fragilité de l'algorithme de poursuite qui se base sur cette supposée linéarité. Concernant le rapport des courants, notre analyse a montré que les valeurs réelles trouvées pour les quatre modules sont très proches de celle calculés à partir des données fournies par les fabricants et correspondant aux STC. Aussi, une possible classification peut être faite à la lumière de cette valeur, puisque celle correspondant à la technologie silicium cristallin est de l'ordre de 0,91 tandis que pour les autres technologies CIS et CdTe nous avons obtenu des valeurs égales proches de 0,86 et 0,85 respectivement.

Afin de tester les différents algorithmes MPPT sous les mêmes conditions, et par faute de moyens, nous avons développé une interface graphique simulant le fonctionnement d'une chaîne de conversion PV et permettant le test et la comparaison des différents algorithmes. Cette interface est de type modulaire où chaque bloc est consacré à un étage de la chaîne de conversion PV. Le plus important dans cette interface, c'est qu'elle permet le chargement de la base de données mesurées et d'utiliser les profils réels des journées et les caractéristiques des modules pour reproduire le plus fidèlement possible, le fonctionnement du générateur PV. Ceci est rendu possible grâce au modèle que nous avons développé et présenté dans le chapitre 4. Ce modèle est de type comportemental, sa

conception répond à la nécessité d'avoir un modèle capable d'épouser les formes des milliers de caractéristiques électriques de sortie de modules PV mesurées sous différentes conditions de travail et ce, loin de toute tentative d'explication et interprétation physiques ou hypothèse de simplification.

L'analyse du fonctionnement des modules PV nous a permis de présenter trois configurations d'algorithmes MPPT à base de réseaux de neurones artificiels. Basés sur les capacités d'apprentissage et de généralisation de ces derniers, ces algorithmes ont pour but de fournir la commande adéquate permettant la poursuite du point de puissance maximale en fonctions des informations fournies à l'entrée. Une fois, la phase d'apprentissage menée à bien pour les trois configurations, nous avons procédé aux tests de validations. Passés avec succès, ces algorithmes neuronaux ont été testés et leurs performances comparés aux autres algorithmes MPPT. Les tests ont été effectués pendant deux journées de profils différents ; une journée stable et une journée nuageuse. Nous avons pu conclure à la lumière de ces tests, que les algorithmes MPPT neuronaux présentent de bon rendements de poursuite comparés aux autres algorithmes exceptés ceux basés sur la recherche extrémale, à savoir l'algorithme P&O et l'algorithme à CI et ce, surtout en ce qui concerne la journée nuageuse. Ceci est en relation directe avec leur principe de modélisation et d'apprentissage de fonctions.

Aussi, ce travail, nous a permis de soulever un autre aspect du problème de la poursuite. Il s'agit du choix de l'algorithme en vu d'une implémentation massive. En effet, outre les critères de rapidité, de stabilité, de rendement de la poursuite MPPT, l'analyse du fonctionnement des modules PV de différentes technologies nous a révélé la diversité du comportement de ces derniers à travers leurs réponses respectives aux conditions de travail. La partie commande MPPT, quant à elle, est intégrée dans le convertisseur qui assure l'adaptation en puissance entre le générateur PV et sa charge. Un convertisseur avec MPPT basée sur les propriétés électriques d'un générateur PV particulier ne donnera surement pas les mêmes rendements une fois raccordé à un autre générateur étant données que leurs propriétés peuvent être différentes et changent en fonction de la dimension du GPV et de la technologie des modules qui le constituent. Cela implique que toute MPPT

basée sur les propriétés électriques du GPV ou nécessitant sa modélisation se trouve confronté à cette problématique.

Les travaux présentés dans cette thèse ont permis de voir des perspectives à moyen et long terme. Ainsi la poursuite des travaux de recherche pourrait se faire selon deux axes distincts :

- Concevoir une carte de commande MPPT numérique à base de microcontrôleur afin de valider les résultats obtenus expérimentalement ;

- L'amélioration de l'application développée simulant le fonctionnement d'une chaîne de conversion photovoltaïque et ce, par la prise en considération de nouveaux composants. Un intérêt particulier sera porté, en premier lieu, au bloc « générateur PV ». Ainsi le développement d'une sous-interface graphique dédiée aux modèles de la littérature est en cours de conception, permettant ainsi d'enrichir l'application mère en offrant le choix d'un grand nombre de modèles qui pourraient être comparés sur la base de mesures effectuées. Cet outil nous sera très utile dans l'étude et la conception des installations PV.

LISTE DES ABREVIATION

| | |
|------------|---|
| AG | Algorithmes Génétiques |
| AM | Constante solaire (Air Mass) |
| C | conductance |
| c | Vitesse de la lumière |
| CDER | Centre de Développement des Energies Renouvelables |
| CdTe | Tellurure de cadmium |
| CEA | Commissariat de l'Energie Atomique |
| CIS | Di-sélénium de cuivre indium |
| dC | conductance incrémentielle |
| dV | Incrément en tension (pas de perturbation) (V) |
| I | Courant (A) |
| I_{cc} | Courant de court circuit (A) |
| I_{ppm} | Courant au point de puissance maximale (A) |
| K_i | Coefficient de proportionnalité du courant |
| K_v | Coefficient de proportionnalité de la tension |
| FF | Facteur de Forme (Fill Factor) |
| G | Rayonnement globale dans le plan du module PV (W/m^2) |
| GPV | Générateur photovoltaïque |
| h | Constante de Planck |
| IA | Intelligence Artificielle |
| IC | MPPT à Conductance Incrémentielle (Incremental Conductance) |
| I_{cell} | Courant de la cellule PV (A) |
| I_f | Courant de fuite (A) |
| INES | Institut national de l'énergie solaire |

| | |
|------------|--|
| I_{ph} | Photo-courant (A) |
| k | Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23} J / K$) |
| LF | Logique Floue |
| <i>MPP</i> | Maximum power point |
| MPPT | Poursuite du point de puissance maximale (maximum power point tracking) |
| n | Facteur d'idéalité de la diode |
| P&O | MPPT Perturbation et Observation |
| <i>PF</i> | Point de fonctionnement |
| <i>PPM</i> | Point de puissance maximale |
| <i>PV</i> | Photovoltaïque |
| q | Charge de l'électron ($1,602 \cdot 10^{-19} C$) |
| RNA | Réseau de Neurones Artificiel |
| R_p | Résistance parallèle |
| R_s | Résistance série |
| <i>STC</i> | Conditions standards de test (Standard Test Conditions) |
| T | Température absolue en K ($T(K)=273+T(^{\circ}C)$) |
| T_a | Température ambiante ($^{\circ}C$) |
| T_c | Température cellule/module ($^{\circ}C$) |
| V | Tension (V) |
| V_{oc} | Tension de circuit ouvert (V) |
| V_{cell} | Tension de la cellule PV (V) |
| V_{ppm} | Tension au point de puissance maximale (V) |
| V_t | Tension thermique |
| W_c | Watt crête |
| α | Rapport cyclique d'un convertisseur |
| α_v | Coefficient de température de la tension de circuit ouvert (V/ $^{\circ}C$ ou %/ $^{\circ}C$) |

| | |
|----------------|---|
| λ | Longueur d'onde de la lumière |
| η_{CONV} | Rendement du convertisseur |
| η_{MPPT} | Rendement de la poursuite MPPT |
| η_{PV} | Rendement du générateur PV |
| η_{TOTAL} | Rendement de la chaîne de conversion PV |

REFERENCES

- [1] Boudghene Stambouli, a., "Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 15, (2011), 1169 -1181.
- [2] L'Actual, No. 81, Les Nouvelles Revues Algérienne, Juillet 2007, www.actual-dz.com.
- [3] Ministère de l'énergie et des mines, [http:// www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-l-energie](http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-l-energie),
- [4] Mazria, E., "Le guide de l'énergie solaire passive", Édition Parenthèses, (novembre 1981).
- [5] Corkish, R., "Solar Cells". University of New South Wales, Sydney, New South Wales, Australia, (2003).
- [6] Pongratananukul, N., "Analysis and simulation tools for solar array power systems", PhD thesis, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Central Florida Orlando, Florida, Spring Term 2005, (2005).
- [7] Hohm, D. P., Ropp, M. E., "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms", *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, (2000), 1699 – 1702.
- [8] Zhao, J., Wang, A., Altermatt, P.P., Wenham, S.R., Green, M.A., "Thin film silicon materials and solar cells grown by pulsed PECVD technique", *IEEE First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, V. 2, (1994), 1477 – 1480.

- [9] Zhao, J., Wang, A., Campbell, P., Green, M.A., "A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping", IEEE Transactions on Electron Devices, V. 46, n° 10, (October 1999), 1978 – 1983.
- [10] Das, U., Morrison, S., Centurioni, E., Madan, A., "Thin film silicon materials and solar cells grown by pulsed PECVD technique", Circuits, Devices and Systems, IEE Proceedings, V. 150, n° 4, (August 2003), 282- 286.
- [11] Kosarian, A., Jelodarian, P. , "Numerical evaluation and characterization of single junction solar cell based on thin-film a-Si:H/a-SiGe:H hetero-structure", 19th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), (2011) , 1- 6.
- [12] Razykov, T.M., "Photovoltaic solar electricity: state of the art and future prospects", Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2003. V. 1, (November 2003), 297 – 301.
- [13] Aberle, A. G., "Thin-film solar cells » , Thin Solid Films, V. 517, n° 17, (July 2009), 4706-4710.
- [14] Dimmler, B., Wächter, R., "Manufacturing and application of CIS solar modules" , Thin Solid Films, V. 515, N° 15, 31 May 2007, 5973-5978.
- [15] Franz H. Karg, Development and manufacturing of CIS thin film solar modules , Solar Energy Materials and Solar Cells, V. 66, (February 2001), 645-653.
- [16] Wang, F.F., Fahrenbruch, A.L., Bube, R.H., "Properties of metal-semiconductor and metal-insulator-semiconductor junctions on CdTe single crystals" , The Twentieth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, V. 2, (1988), 1635 – 1640.
- [17] Khrypunov, G., Romeo, A., Kurdesau, F., Bätzner, D.L., Zogg, H., Tiwari, A.N., "Recent developments in evaporated CdTe solar cells" , Solar Energy Materials & Solar Cells, V. 90, n° 6, (April 2006), 664-677.

- [18] Andreev, V.M., Grilikhes, V.A., Khvostikov, V.P., Khvostikova, O.A., Rumyantsev, V.D., Sadchikov, N.A., Shvarts, M.Z., “Concentrator PV modules and solar cells for TPV systems”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, V. 84, (2004), 3–17.
- [19] <http://www.ambafrance-uk.org/Une-technologie-plus-economique.html>.
- [20] <http://www.microsharp.co.uk/technologies/prismatic-film.html>.
- [21] Nunzi, J. M., “Organic photovoltaic materials and devices”, *Comptes Rendus Physique*, V. 3, n° 4, (2002), 523-542.
- [22] Chakaroun, M., Ratier, B., Moliton, A., Hojeij, W., Aubourg, M., “Surface modelling of organic solar cells”, *International Conference on Advances in Computational Tools for Engineering Applications, ACTEA '09*, (July 2009), 427 – 431.
- [23] Wamser, C. C., Hooi-Sung, K., Lee, J., “Solar cells with porphyrin sensitization”, *Optical Materials*, V. 21, (January 2003), 221-224.
- [24] Biswas, S., Hossain, M.F., Takahashi, T., “Fabrication of Grätzel solar cell with TiO₂/CdS bilayered photoelectrode ”, *Thin Solid Films*, V. 517, n° 3, (December 2008), 1284-1288.
- [25] Spath, M., van Rossmalen, J., Sommeling, P., van der Burg, N., Smit, H., Mahieu, D., Bakker, N., Kroon, J., “Dye sensitised solar cells from laboratory scale to pre-pilot stage”, *Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, V. 1, (May 2003), 196 – 199.
- [26] Gagliardi, A., Auf der Maur, M., Pecchia, A., Di Carlo, A., “Dye Solar Cell Simulations Using Finite Element Method”, *13th International Workshop on Computational Electronics, IWCE '09*, (May 2009), 1 – 4.
- [27] Mincuzzi, G., Vesce, L., Riccitelli, R., Reale, A., Di Carlo, A., Brown, T.M., “The European Conference on Lasers and Electro-Optics (CLEO/Europe)”, Munich, Germany, (June 14-19), 2009.

- [28] <http://www.unige.ch/sebes/textes/1995/95PBGraetzel.html>,
- [29] Castor, C., “Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques”, Thèse de Doctorat, l’Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, (septembre 2006).
- [30] CABAL, C., “Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques”, l’Université Toulouse III - Paul Sabatier, (Janvier 2009).
- [31] Yusof, Y., Sayuti, S.H., Abdul Latif, M., Wanik, M.Z.C., “Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system”, National Power and Energy Conference, PECon 2004, (November 2004), 88 – 93.
- [32] Oner, Y., Cetin, E., Ozturk, H. K., Yilanci, A., “Design of a new three-degree of freedom spherical motor for photovoltaic-tracking systems”, Renewable Energy, V. 34, (2009), 2751–2756.
- [33] Huang, B.J., Ding, W.L., Huang, Y.C., “Long-term field test of solar PV power generation using one-axis 3-position sun tracker”, Solar Energy, V. 85, (2011), 1935–1944.
- [34] Al-Mohamad, A., “Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun-tracking system”, Applied Energy, V. 79, (2004), 345–354.
- [35] Ozcelika, S., Prakashb, H., Challoor R., “Two-Axis Solar Tracker Analysis and Control for Maximum Power Generation”, Procedia Computer Science V. 6, (2011), 457–462.
- [36] Kelly, N. A., Gibson, T. L., “Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system”, Solar Energy, V. 83, (2009), 2092–2102.
- [37] Abu-Khadra, M. M., Badranb, O. O., Abdallah, S., “Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 12, (2008), 864–873.

- [38] Abdallah, S., Nijmeh S. b., "Two axes sun tracking system with PLC control", *Energy Conversion and Management*, V. 45, (2004), 1931–1939.
- [39] Sungur, C., "Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey", *Renewable Energy*, V. 34, (2009), 1119–1125.
- [40] Gómez-Gila, F. J., Wangb, X., Barnettb, A., "Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16, n° 1, (January 2012), 306-313.
- [41] Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., Sharifi, A., "A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* V. 13, (2009), 1800–1818.
- [42] Abdallah, S., "The effect of using sun tracking systems on the voltage–current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics", *Energy Conversion and Management*, V. 45, (2004), 1671–1679.
- [43] Enrique, J.M., Duraín, E., Sidrach-de-Cardona, M., Andujar, J.M, "Theoretical assessment of the maximum power point with different converter topologies", *Solar Energy*, V. 81, (2007), 31–38.
- [44] Faranda, R., Leva, S., Maugeri, V., "MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison", *WSEAS Transactions on Power Systems*, V. 3, n° 6, (June 2008).
- [45] Lee, D. Y., Noh, H. J., Hyun, D. S., Choy, I., "An Improved MPPT Converter Using Current Compensation Method for Small Scaled PV-Applications", *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, V. 1, (February 2003), 540 – 545.
- [46] ESRAM, T., Chapman, P.L., "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 22, n° 2, (June 2007), 439 – 449.

- [47] Pandey, A., Dasgupta, N., Mukerjee, A. K., “A Simple Single-Sensor MPPT Solution”, IEEE Transactions on Power Electronics, V. 22, n° 2, (2007), 698 – 700.
- [48] Noguchi, T., Togashi, S., “Short-Current Pulse Based Adaptive Maximum-Power-Point Tracking for Photovoltaic Power Generation System”, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, V. 1, (2000), 157 – 162.
- [49] Noguchi, T., Togashi, S., Nakamoto, R., “Short-Current Pulse-Based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and-Converter Module System”, IEEE Transactions on industrial Electronics, V. 49, n° 1, (February 2002).
- [50] Tafticht, T., Agbossou, K., Dombia, M.L., Chériti, A., “An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems”, Renewable Energy, V. 33, (2008), 1508–1516.
- [51] Kobayashi, K. Matsuo, H. Sekine, Y. , “An excellent operating point tracker of the solar-cell power supply system”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 53, n° 2, (April 2006), 495 – 499.
- [52] Enrique, J.M., Andújar, J.M., Bohórquez, M.A., “reliable, fast and low cost maximum power point tracker for photovoltaic applications”, Solar Energy, V. 84, n° 1, (January 2010), 79-89.
- [53] Zhi-dan, Z., Hai-bo, H., Xin-jian, Z., Guang-yi, C., Yuan, R., “Adaptive maximum power point tracking control of fuel cell power plants”, Journal of Power Sources, V. 176, (2008), 259–269.
- [54] Salas, V., Olías, E., Barrado, A., Lázaro, A., “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, Solar Energy Materials and Solar Cells, V. 90, n° 11, (July 2006), 1555-1578.
- [55] Hussein, K.H., Hoshino, M., Osakada, M., “Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions, Generation”, IEE Proceedings Transmission and Distribution, V. 142 , n°

- 1, (1995), 59 – 64,
- [56] Abu Tariq, M.S., Asghar, J., “Development of Microcontroller-Based Maximum Power Point Tracker for a Photovoltaic Panel”, IEEE Power India Conference, (2006).
- [57] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., and Vitelli, M., “Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method”, IEEE Transactions on Power Electronics, V. 20, n° 4, (2005), 963-973.
- [58] Tan, B.L., Tseng, K.J., “Intelligent and Reliable Power Supply System for Small Satellites”, The 25th International Telecommunications Energy Conference, INTELEC '03, Japan, (October 2003), 249 – 255.
- [59] Ramamurthy, A., Bhattacharya, S., “Optimized Digital Maximum Power Point Tracker Implementation for Satellites”, 30th IEEE International Telecommunications Energy Conference, INTELEC 2008, (2008), 1 – 5.
- [60] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., “Optimizing Duty-cycle Perturbation of P&O MPPT Technique”, 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, V. 3, (2004), 1939 – 1944.
- [61] Jung, Y., So, J., Yu, G., Choi, J., Improved perturbation and observation method (ip&o) of mppt control for photovoltaic power systems”, The Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (2005), 1788 – 1791.
- [62] Amrouche, B., Belhamel, M., et Guessoum, A., “Optimisation de la commande perturbation et observation pour l’accélération de la recherche du point de puissance maximale”, colloque national sur l’énergie solaire CNESOL, (Bejaia 2006).
- [63] Amrouche, B., Belhamel, M., et Guessoum, A., “Maximum power Point Tracking acceleration by using modified P&O method for photovoltaic systems”, III^{ème} Congrès International sur les Energies Renouvelables et l’Environnement, Tunisie, (Novembre 2006).
- [64] D'Souza, N. S., Lopes, L. A.C., Liu, X., “Comparative study of variable size

- perturbation and observation maximum power point trackers for PV systems”, *Electric Power Systems Research*, V. 80, n° 3, (March 2010), 296-305.
- [65] Zhang, C., Zhao, D., “A novel MPPT method with variable perturbation step for photovoltaic system”, 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009, (2009), 2184 – 2187.
- [66] Sera, D., Teodorescu, R., Hantschel, J., Knoll, M., “Optimized Maximum Power Point Tracker for Fast-Changing Environmental Conditions”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 55, n°. 7, (July 2008),
- [67] Zou, Y., Yu, Y., Zhang, Y., Lu, J., “MPPT Control for PV Generation System Based on an Improved Incond Algorithm”, *Procedia Engineering*, V. 29, (2012), 105-109.
- [68] Hsieh, G. C., Chen, H. L., Chang, C. Y., “Energy management for interleaved PV stand-alone system with incremental conductance MPPT”, 10 IEEE Region Conference, TENCON 2009, (2009), 1 – 6.
- [69] Sera, D., Kerekes, T., Teodorescu, R. and Blaabjerg, F., “improved MPPT Algorithms for Rapidly Changing Environmental Conditions”, 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, (2006), 1614 – 1619.
- [70] Fangrui, L., Shanxu, D., Fei, L., Bangyin, L., Yong, K., “A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 55, n° 7, (2008), 2622-2628.
- [71] Zhou, Y., Liu, F., Yin, J., Duan, S., “Study on Realizing MPPT by Improved Incremental Conductance Method with Variable Step-size”, 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2008, (2008), 547 – 550.
- [72] Bangyin, L., Shanxu, D., Fei, L., Pengwei, X., “Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array”, 7th IEEE International

- Conference on Power Electronics and Drive Systems, PEDS '07, (2007), 637 – 641.
- [73] Zegaoui¹, A., Aillerie, M., Petit, P., Sawicki, J.P., Jaafar, A., Salame, C. and Charles, J.P., “Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators” , Energy Procedia, V. 6, (2011) 678–687.
- [74] Hohm, D. P., Ropp, M. E., “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed”, The Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (2000), 1699 – 1702.
- [75] Chenvidhya, D., Kirtikara, K., Jivacate, C., “On dynamic and static i-v characteristics of solar cell modules having low and high fill factors”, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Japan, (May 2003 Osaka).
- [76] Brambilla, A., Gambarara, M., Garutti, A., Ronchi, F., “New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking”, 30th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC 99, Charleston USA, V. 2, (1999), 632 – 637.
- [77] Bekker, B. Beukes, H.J., “Finding an optimal PV panel maximum power point tracking method”, 7th AFRICON Conference in Africa, V. 2, (2004), 1125- 1129.
- [78] Okada, G., Nakagawa, K. H. S., “Development of a high speed system measuring a maximum power point of PV modules”, IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, V. 2, (May 2006), 2262 – 2263.
- [79] Zervas, P.L., Sarimveis, H., Palyvos, J.A., Markatos, N.C.G, “Prediction of daily global solar irradiance on horizontal surfaces based on neural-network techniques’. Renewable Energy, V. 33, (2008), 1796-1803.
- [80] Benghanem, M., Mellit, A., “Radial Basis Function Network-based

- prediction of global solar radiation data: Application for sizing of a stand-alone photovoltaic system at Al-Madinah, Saudi Arabia”, *Energy*, V. 35, n° 9, (September 2010), 3751-3762.
- [81] Reddy, K. S., Ranjan, M., “Solar resource estimation using artificial neural networks and comparison with other correlation models”. *Energy Conversion and Management*, V. 44, (2003), 2519-2530.
- [82] Sen. Z., “Solar Energy Fundamentals and Modelling Techniques”, Springer, London, (2008), 273 p.
- [83] Mubiru, J., Banda. E. J. K. B., “Estimation of monthly average daily global solar rayonnement using artificial neural networks”, *Solar Energy*, V. 82, (2008), 181-187.
- [84] Jiang, Y., “Prediction of monthly mean daily diffuse solar radiation using artificial neural networks and comparison with other empirical models”, *Energy policy*, V. 36, (2008), 3833-3837.
- [85] Bosh, J. L., Lopez, G., Batlles, F. J., “Daily solar rayonnement estimation over a mountainous area using artificial neural networks”, *Renewable Energy*, V. 33, (2008), 1622-1628.
- [86] Sözen, A., Arcakliogulu, E., Özalp, M., “Estimation of solar potential in Turkey by artificial neural networks using meteorological and geographical data”, *Energy Conversion and Management*, V. 45, (2007), 3033-3052.
- [87] Premrudeepreechacharn, S., Patanapirom, N., “Solar-Array Modelling and Maximum Power Point Tracking Using Neural Networks”, *IEEE Power Tech Conference Proceedings, Bologna, Italy*, (2003).
- [88] Al-Amoudi, A. Zhang, L., “Application of radial basis function networks for solar array modelling and maximum power point prediction”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, V. 147, n° 5, (September 2000), 310 – 316.
- [89] Zhang, L., Bai , Y. F., “Genetic algorithm-trained radial basis function

- neural networks for modelling photovoltaic panels”, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, V. 18, (2005), 833–844.
- [90] Almonacid, F., Rus, C., Hontoria, L., Fuentes, M., Nofuentes, G., “Characterisation of Si-crystalline PV modules by artificial neural networks”, *Renewable Energy*, V. 34, (2009), 941–949.
- [91] Hiyama, T., Kouzuma, S., Imakubo, T., “Identification of optimal operation point of PV modules using neural network for real time maximum power tracking control”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 10, (1995) 360–367.
- [92] Hiyama T., Kouzuma S., Imakubo T., Ortmeyer T.H., “Evaluation of neural network based real time maximum power tracking controller for PV system”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 10, n° 3, (1995) 543–548.
- [93] Patcharaprakiti, N., Premrudeepreechacharn, S., Sriuthaisiriwong, Y., “Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system”, *Renewable Energy*, V. 30, n° 11, (2005), 1771–1788.
- [94] Bahgata, A.B.G., Helwab, N.H, Ahmadb, G.E., El Shenawy, E.T., “Maximum power point tracking controller for PV systems using neural networks”, *Renewable Energy*, V. 30, (2005), 1257–1268.
- [95] Hiyama, T., Kitabayashi, K., “Neural network based estimation of maximum power generation from PV module using environmental information”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 12, n° 3, (September 1997), 241 – 247,
- [96] Won, C.-Y., Kim, D.-H., Kim, S.-C., Kim, W.-S., Kim, H.-S., “A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller”, *25th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '94*, V. 1, (1994), 396–403.
- [97] Abd El-Shafy, A.N., Faten, H.F., Abou El-Zahab, E.M., “Evaluation of a

- proper controller performance for maximum-power point tracking of a stand-alone PV system”, *Solar Energy Material and Solar Cells*, V. 75, (2003), 723–728.
- [98] Veerachary, M., Senjyu, T., Uezato, K., “Neural-network-based maximum-power-point tracking of coupled inductor interleaved-boost-converter-supplied PV system using fuzzy controller”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 50, n°4, (2003), 749–758.
- [99] Ben Salah, C., Ouali, M., “Comparison of fuzzy logic and neural network in maximum power point tracker for PV systems”, *Electric Power Systems Research*, V. 81, (2011), 43–50.
- [100] Senjyu, T., Uezato, K., “Maximum Power Point Tracker Using Fuzzy Control for Photovoltaic Arrays”, *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, (1994), 143 – 147.
- [101] Elshatter, Th.F., Elhagry, M.T., Abou-Elzahab, E.M., Elkousy, A.A.T., “Fuzzy modelling of photovoltaic panel equivalent circuit”, *Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, (2000), 1656 –1659.
- [102] Chaouachi, A., Kamel, R. M., Nagasaka , K., “A novel multi-model neuro-fuzzy-based MPPT for three-phase grid-connected photovoltaic system”, *Solar Energy*, V. 84, (2010), 2219–2229.
- [103] Liao, C. C., “Genetic k-means algorithm based RBF network for photovoltaic MPP prediction”, *Energy*, V. 35, (2010), 529–536.
- [104] AMROUCHE, B., BELHAMEL, M., et GUESSOUM, A., “Artificial Intelligence Based P&O MPPT Method for Photovoltaic Systems”, *International Conference for Renewable Energies and Sustainable Development – ICRESO_07*, Tlemcen, (May 2007).
- [105] Venayagamoorthy, G. K., Welch, R., “Energy dispatch controllers for a photovoltaic system”, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, V. 23, (2010), 249–261.

- [106] Chekired, F., Mahrane, A., Chikh, M., Smara, Z., "Optimization of energy management of a photovoltaic system by the fuzzy logic technique, *Energy Procedia*, V. 6, (2011), 513–521.
- [107] Mellit, A., "ANN-based GA for generating the sizing curve of stand-alone photovoltaic systems", *Advances in Engineering Software*, V. 41, (2010), 687–693.
- [108] Mellit, A., Kalogirou, S.A., Hontoria, L., Shaari, S., "Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 13, (2009), 406-419.
- [109] Mellit, A., S., Kalogirou, M., Drif, "Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems", *Renewable Energy*, V. 35, (2010), 2881-2893.
- [110] Liao, C. C., "Genetic k-means algorithm based RBF network for photovoltaic MPP prediction", *Energy*, V. 35, (2010), 529–536.
- [111] Larbes, C., Aït Cheikh, S.M., Obeidi, T., Zerguerras, A., "Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system", *Renewable Energy*, V. 34, (2009), 2093–2100.
- [112] Moradi, M. H., Reisi, A. R., "A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems", *Solar Energy*, V. 85, (2011), 2965–2976,
- [113] Lee, J. H., Bae, H., Cho, B. H., "Advanced Incremental Conductance MPPT Algorithm with a Variable Step Size", *12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, (2006), 603 – 607.
- [114] Merten, J., Sicot, L., Delesse, Y., Guérin de Montgareuil, A., "Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies". *Proc 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, (2008), 2841 – 2845.
- [115] Merten, J., Andreu, J., "Clear separation of seasonal effects on the

- performance of amorphous silicon solar modules by outdoor I/V-measurements”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, V. 52, (1998), 11-25.
- [116] Tsuno, Y., Hishikawa, Y., Kurokawa, K., “Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V Curves of Various PV Cells and Modules”, *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, V. 2, 2246 – 2249.
- [117] Sah, C., Noyce, R. N., Shockley, W., “Carrier generation and recombination in p-n junctions and p-n junction characteristics”, in *Proc. IRE*, V. 45, n° 9, (1957), 1228-1243.
- [118] Hadj Mhammed, I., “Modélisation du générateur photovoltaïque”, *Magistère en électronique, option: Electricité solaire*, ENP-CDER, (2004).
- [119] Ishaque, K., Salam, Z., “A Comprehensive MATLAB Simulink PV System Simulator with Partial Shading Capability Based on Two-diode Model”, *Solar Energy*, V. 85, n° 9, (2011), 2217-2227.
- [120] Hernanz, R., Campayo, JA., Martín, J.J., Belver Z. I., Lesaka L. J., Zulueta G. E., Pérez P. E., “Modeling Of Photovoltaic Module”, *International Conference On Renewable Energies And Power Quality, (ICREPPQ'10) Spain*, (March 2010).
- [121] Tsai, H. L., “Insolation-Oriented Model of Photovoltaic Module Using Matlab/Simulink”, *Solar Energy*, V. 84, 2010, 1318–1326.
- [122] Narkhede S., Rajpritam, “Modeling of Photovoltaic Array”, *Thesis of Bachelor degree, Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Rourkela, Orissa, India*.
- [123] Townsend, T.U., “A Method for Estimating the Long Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems”, *MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison*, (1989).
- [124] De Soto, W.L., “Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic

- Array Performance”, MS Thesis, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [125] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., Filho, E. R., “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, IEEE Transactions on Power Electronics, V. 24, n° 5, (May 2009), 1198 – 1208.
- [126] Akihiro, O., “Design and simulation of photovoltaic water pumping system, Master report of Science in Electrical Engineering”, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo September 2005.
- [127] Bellini, A., Bifaretti, S., V., Cornaro, C., “Simplified Model of a Photovoltaic Module”, IEEE Applied Electronics Conference, Italy, (September 2009).
- [128] Xiao, W., Dunford, W.G., Capel, A., “A novel modeling method for photovoltaic cells”, IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, (Germany 2004).
- [129] Mertens, J., Assensi, J. M., Voz, C., Shah, A. V., Platz, R, Andreu, J., “Improved equivalent circuit and analytical model for amorphous silicon solar cells and modules”. IEEE Transactions on Electronic Devices, V. 45, n° 2, (1998) ,423–429.
- [130] Brano, V. L., Orioli, A., Ciulla, G., DiGangi, A., “An improved five-parameter model for photovoltaic modules”, Solar Energy Materials and Solar Cells, V. 94, (2010), 1358–1370.
- [131] Celik, A. N., Acikgoz, N., “Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models”, Applied Energy, V. 84, (2007), 1–15.
- [132] Akbaba, M., “Optimum matching parameters of an MPPT unit used for a PVG-powered water pumping system for maximum power transfer “, International Journal of Energy Research, V. 30, (2006), 395–409.
- [133] Akbaba, M., “Matching induction motors to PVG for maximum power transfer”, Desalination, V. 209, (2007), 31–38.

- [134] Akbaba, M., "Matching three-phase AC loads to PVG for maximum power transfer using an enhanced version of the Akbaba model and double step-up converter", *Solar Energy*, V. 75, (2003), 17–25.
- [135] Rivera, O., Eduardo, I., Peng, F.Z., "Analytical model for photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet", *Proceedings of the IEEE 36th power special conference*, (2005), 2087–2091.
- [136] Boke, U., "A simple model of photovoltaic module electric characteristics, *Proceedings of the European conference on power electron*", (2007), 1–8.
- [137] Amrouche, B., Guessoum, A., Belhamel, M., "A simple behavioural model for solar module electric characteristics based on the first order system step response for MPPT study and comparison", *Applied Energy*, V. 91, n° 1, (March 2012), 395-404.
- [138] AMROUCHE, B., "Commande neuronale adaptative d'un bras manipulateur à trios degrés de liberté", mémoire de Magistère, Institut d'électronique, université de Blida, (Décembre 2003).
- [139] Amrouche, B., Kazed, B., "Multilayered Neural Network Adaptive Controller for Robot Manipulators", *1st International Conference on Dextrous Autonomous Robot and Humanoids, Yverdon-les-bains, Switzerland*, (May 2005).
- [140] Carelli, R. O., Camacho, E. F., Patiño, D., "A neural network based feedforward adaptive controller for robots", *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, V. 25, n° 9, (1995), 1281-1288.

Les convertisseurs DC-DC

1- Introduction

Le but de cette annexe est de rappeler les principes de base des convertisseurs DC-DC, dont la maîtrise est indispensable à la bonne compréhension de notre travail. Pour ce nous avons d'être direct et précis et aussi simple que possible dans ce rappel.

2- Présentation d'un convertisseur DC

Un convertisseur DC-DC appelé aussi hacheur, est un circuit électrique qui sert d'interface entre deux étages dans le but de transformer, non pas la nature des grandeurs puisqu'elles demeurent toujours continues, mais plutôt leurs valeurs. Tout en essayant sauvegarder au mieux, le transfert total d'énergie, chose qui n'est obtenue qu'avec un haut rendement de conversion.

3- Principe de fonctionnement d'un convertisseur DC-DC

Le principe de fonctionnement d'un hacheur, typique application de l'électronique de puissance, se base sur l'intégration des interrupteurs pour faire varier le fonctionnement d'un circuit électrique pendant une période donnée dans le but d'atteindre un fonctionnement désiré. Nous allons expliquer cela par un circuit basique. Mais avant cela, il faut bien comprendre qu'est ce qu'un interrupteur, comment ça fonctionne sans entrer dans ses caractéristiques, rapidité, idéal ou pas.

Un interrupteur est un composant de l'électronique de puissance qui peut prendre deux états. Il peut être fermé, et laisser ainsi passer le courant. Ou ouvert, bloquant ainsi le passage du courant. Un exemple typique de composant assurant cette fonction : la diode, le transistor bipolaire, le thyristor. Une notion très importante est le rapport cyclique de fonctionnement de l'interrupteur qui est défini par la fraction :

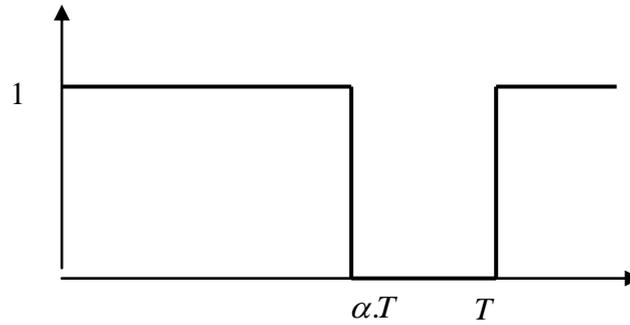


Figure a.1 : Etat de l'interrupteur K.

$$\alpha = \frac{\text{durée de l'état passant de l'interrupteur K}}{\text{période de fonctionnement de l'interrupteur K}} \quad (1)$$

Théoriquement α prend des valeurs comprises entre 0 et 1, ce qui est bien sûr loin d'être vrai au réel en prenant en considération les temps de commutations des interrupteurs.

3.1 Comment peut-on utiliser un interrupteur dans la conversion ?

Nous allons prendre un exemple très simple pour ne pas nous embrouiller avec un raisonnement complexe et les lourdes équations. Soit le circuit de la figure a.2, suivant l'état de l'interrupteur, nous pouvons obtenir les scénarios suivants (il y'en a que deux, parce que l'interrupteur ne prend que deux états !) :

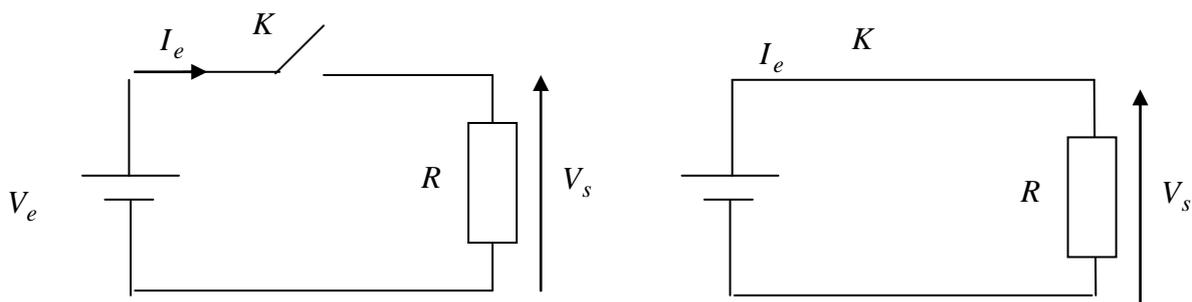


Figure a.2 : Rôle de l'interrupteur dans un circuit.

K fermé : dans ce cas le courant passe, la tension en sortie, aux bornes de la résistance est égale à la tension d'entrée

$$I_e = \frac{V_e}{R} \quad (2)$$

$$V_s = V_e \quad (3)$$

K_ouvert : le courant ne passe pas, il est nul en sortie, et la tension aux bornes de la résistance est par conséquent nulle.

$$I_{e=0} \quad (4)$$

$$V_s = 0 \quad (5)$$

En conclusion, à partir d'une source de tension continue, on est parvenu d'avoir une tension en sortie différente, on peut commander sa valeur moyenne en jouant sur le rapport cyclique de l'interrupteur. Cela constitue l'idée de base des convertisseurs, vient s'ajouter par la suite d'autres composants, pour un fonctionnement plus au moins continue. Par exemple pour éviter que le courant s'annule pendant que l'interrupteur est bloqué, une inductance peut être utilisée, elle fournira du courant, qu'elle aurait emmagasiné pendant la phase de conduction. En tout, deux principaux types de convertisseurs DC-DC sont à distinguer :

- les convertisseurs survolteurs : la tension de sortie est plus grande que celle présente à l'entrée ;
- les convertisseurs dévolteurs : la tension en sortie est inférieure à celle présente à l'entrée.

Le passage en revue des architectures de base de ces deux types de convertisseur permet de mieux cerner le sujet de conversion continu-continu ainsi que notre travail.

4. Quelques types de convertisseurs DC-DC

4.1 Le convertisseur survolteur

Le convertisseur survolteur, appelé aussi convertisseur boost, permet à partir d'une tension d'entrée continue, d'avoir une tension continue bien plus grande. Ce type de convertisseur est très utilisé pour remédier à l'utilisation d'un grand nombre de batteries par contrainte d'espace. En effet, le nombre de batteries nécessaires pour obtenir une tension donnée peut être réduit tout en atteignant la tension souhaitée en utilisant un convertisseur Boost.

Le circuit électrique d'un hacheur de type boost contient les mêmes éléments que celui du hacheur buck mais disposés différemment comme le montre la figure a.3. Dans cette configuration, la tension de sortie est tout le temps supérieure à la tension d'entrée.

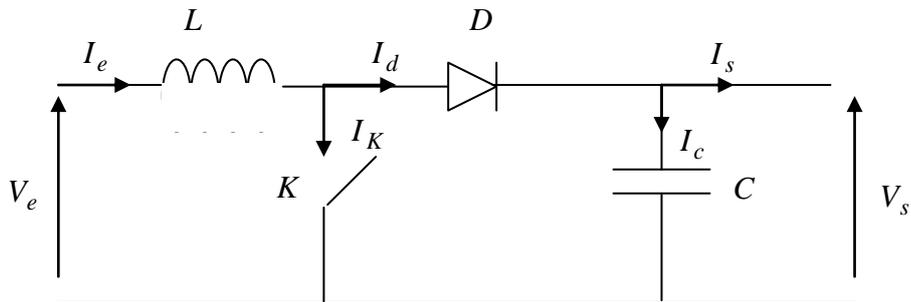
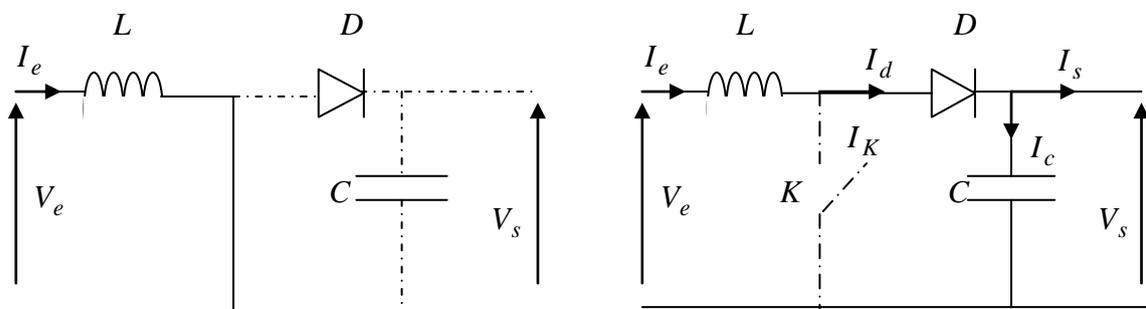


Figure a.3 : Circuit électrique d'un convertisseur boost.



(a) : interrupteur fermé

(b) interrupteur ouvert

Figure a.4 : Fonctionnement du convertisseur boost.

Fonctionnement :

- L'interrupteur est fermé : dans ce cas passant, la diode est polarisée en inverse et donc bloquée. Le condensateur est le seul à être connecté à la sortie. Et l'inductance se charge à partir de la tension d'entrée. Le courant croît dans l'inductance en fonction de la constante du temps du circuit. Les différents courants et tensions sont décrits par les équations suivantes :

$$I_K = I_e \quad (6)$$

$$V_e = L \cdot \frac{dI_e}{dt} \quad (7)$$

$$I_d = 0 \quad (8)$$

- L'interrupteur est ouvert : dans ce cas la diode devient polarisée en directe et commence à conduire (figure (a.4 b)). Le condensateur et la sortie recevront l'énergie emmagasinée dans la conductance plus l'énergie fournie à l'entrée du circuit. la relation régissant le courant traversant l'inductance est donnée par :

$$V_e - V_s = V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (9)$$

Il faut noter que le convertisseur boost peut fonctionner selon différents modes. Les modes de fonctionnement sont fonction de la continuité du courant. Ainsi nous trouvons les modes suivants :

- a) Conduction continue : durant ce mode de fonctionnement, le courant traversant la conductance ne s'annule jamais.

A l'état passant, en considérant l'équation (7), à la fin de la période de conduction, c'est-à-dire à αT le courant traversant l'inductance aura augmenté de :

$$\Delta I_{L_on} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_e \cdot dt}{L} = \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} \quad (10)$$

A l'état bloqué, et en supposant une diode idéale sans chute de tension à ses bornes, et en présence d'un condensateur assez grand, la relation (9) nous permet de calculer la variation du courant qui traverse l'inductance comme suit :

$$\Delta I_{L_off} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{(V_e - V_s) \cdot dt}{L} = \frac{(V_e - V_s) \cdot (1 - \alpha) \cdot T}{L} \quad (11)$$

En supposant que le régime établi est atteint par le convertisseur. Ce qui veut dire que la quantité d'énergie stockée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. Ce qui permet de conclure pour l'inductance ; que le courant la traversant est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Nous pouvons alors le traduire mathématiquement comme suit :

$$\begin{aligned} \Delta I_{L_on} + \Delta I_{L_off} &= 0 \\ \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{(V_e - V_s) \cdot T(1 - \alpha)}{L} &= 0 \end{aligned} \quad (12)$$

Ce qui permet de tirer la relation entre les deux tensions d'entrée et de sortie du convertisseur boost.

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad (13)$$

Le rapport cyclique α étant compris entre 0 et 1, le gain en tension est bien supérieur ou égal à 1 ce qui justifie l'appellation survolteur ou boost.

b) Conduction discontinue : la conduction discontinue est traduite par l'annulation du courant durant la période de fonctionnement en roue libre. Cette annulation survient lorsque l'inductance n'est pas bien chargée à la fin de la période de

conduction pour assurer une conduction pendant toute la période où l'interrupteur est ouvert.

L'une des premières remarques c'est que le courant est nul au début de chaque période. Cela nous permet de décrire la valeur max qu'il atteint à la fin de la première phase αT comme suit :

$$\begin{aligned} I_{L_{\max}} &= \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} \\ &= \Delta I_{L_{on}} \end{aligned} \quad (14)$$

Pendant le reste de la période, la variation du courant peut être décrite comme suit :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{\alpha T}^{\alpha' T} dI_L = \int_{\alpha T}^{\alpha' T} \frac{(V_e - V_s) \cdot dt}{L} = \frac{(V_e - V_s) \cdot (\alpha' - \alpha) \cdot T}{L} \quad (15)$$

Posons $\delta = \alpha' - \alpha$ et en supposant le principe de conservation de l'énergie ; on aura :

$$\begin{aligned} \Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} &= 0 \\ \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{(V_e - V_s) \cdot T \cdot \delta}{L} &= 0 \end{aligned} \quad (16)$$

δ peut être déterminé à partir de l'équation précédente, il est donné par :

$$\delta = \frac{V_e \cdot \alpha}{V_s - V_e} \quad (17)$$

Si on prend le courant moyen traversant la charge, à la sortie, il est égale à celui de la diode est donné par :

$$I_{moy} = \frac{1}{T} \int_0^T I_D dt \quad (18)$$

ce qui donne :

$$I_{moy} = \frac{I_{Lmax}}{2} \cdot \delta \quad (19)$$

En remplaçant I_{Lmax} et δ par leur expression, on aura :

$$\begin{aligned} I_{moy} &= \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{2 \cdot L} \cdot \frac{V_e \cdot \alpha}{V_s - V_e} \\ &= \frac{V_e^2 \cdot \alpha \cdot T}{2 \cdot L \cdot (V_s - V_e)} \end{aligned} \quad (20)$$

D'où l'expression du gain en tension suivante qui montre que ce dernier est fonction de la tension d'entrée, le courant de sortie et de la valeur de l'inductance en plus de la période et du rapport cyclique.

$$\frac{V_s}{V_e} = 1 + \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{2 \cdot L \cdot I_{moy}} \quad (21)$$

4.2 Le convertisseur dévolteurs

Le circuit électrique d'un hacheur de type dévolteur, appelé aussi convertisseur buck, est représenté par la figure (a.5). L'interrupteur K fournit un train d'impulsions ce qui soumet la diode D à une tension rectangulaire la contraignant ainsi à basculer en continue entre état passant et état bloqué. Cette tension rectangulaire sera par la suite filtrée et transformée en une tension quasi continue avec une valeur égale à la tension moyenne de la tension carrée.. Il est évident que la valeur moyenne de la tension est directement liée à la durée de fermeture de

l'interrupteur K et donc au rapport cyclique. L'expression mathématique décrivant cette relation est donnée par l'équation (23).

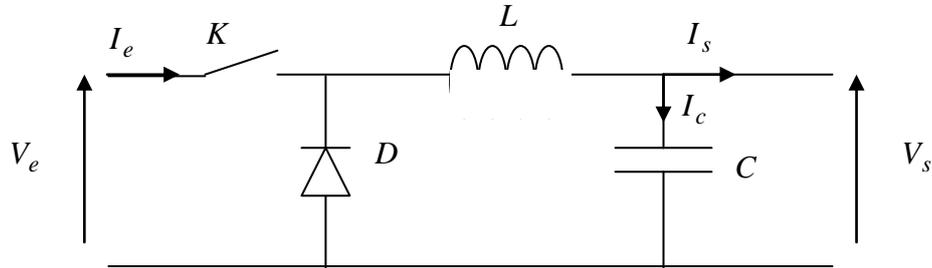
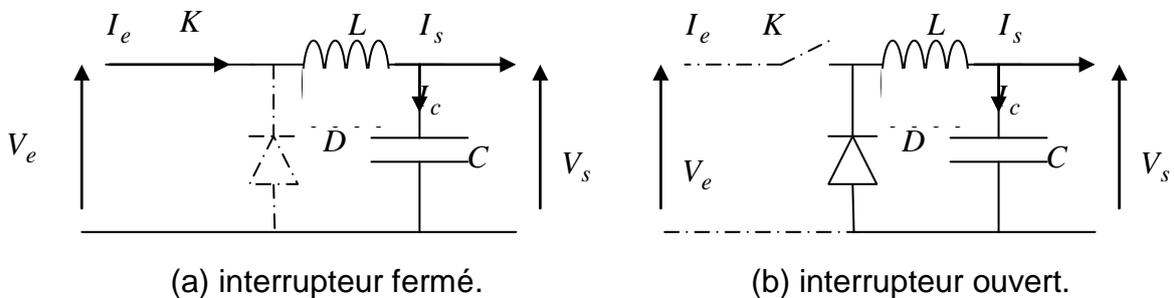


Figure a.5 : Circuit électrique d'un convertisseur buck



(a) interrupteur fermé.

(b) interrupteur ouvert.

Figure a.6 : fonctionnement du convertisseur buck.

Fonctionnement :

Interrupteur fermé : dans ce cas là la diode est bloquée, l'inductance se charge, le courant la traversant est décrit par la formule suivante :

$$V_e - V_s = L \cdot \frac{dI_e}{dt} \tag{22}$$

Et la variation qu'il subit durant la première phase de fonctionnement est donné par :

$$\Delta I_{L_on} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{(V_e - V_s) \cdot dt}{L} = \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha T}{L} \tag{23}$$

Interrupteur ouvert : durant cette phase, la diode est passante, et la description du courant et tension est comme suit :

$$V_L = -V_s \quad (24)$$

Ce qui permet d'écrire

$$V_s = -L \frac{dI_L}{dt} \quad (25)$$

Le courant durant cette période aura varié de :

a- en conduction continue :

$$\Delta I_{L_off} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{-V_s \cdot dt}{L} = \frac{-V_s \cdot (1 - \alpha) \cdot T}{L} \quad (26)$$

En appliquant la condition :

$$\Delta I_{L_on} + \Delta I_{L_off} = \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{-V_s \cdot (1 - \alpha) \cdot T}{L} = 0 \quad (27)$$

On obtient le gain suivant :

$$\frac{V_s}{V_e} = \alpha \quad (28)$$

La tension de sortie varie linéairement avec la tension d'entrée. Suivant un coefficient qui n'est autre que le rapport cyclique.

b- en conduction discontinue :

la variation du courant est :

$$\Delta I_{L_off} = \int_{\alpha T}^{\alpha' T} dI_L = \int_{\alpha T}^{\alpha' T} \frac{(-V_s) \cdot dt}{L} = \frac{(-V_s) \cdot (\alpha' - \alpha) \cdot T}{L} \quad (29)$$

Posons $\delta = \alpha' - \alpha$ et en supposant le principe de conservation de l'énergie ; on aura :

$$\begin{aligned} \Delta I_{L_on} + \Delta I_{L_off} &= 0 \\ \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{(-V_s) \cdot T \cdot \delta}{L} &= 0 \end{aligned} \quad (30)$$

δ peut être déterminé à partir de l'équation précédente, il est donné par :

$$\delta = \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha}{V_s} \quad (31)$$

L'expression du courant moyen qui est égale au courant traversé par l'inductance durant la première et la deuxième phase (forme triangulaire) est donnée par :

$$\begin{aligned} I_{moy} &= \tilde{I}_L \\ I_{moy} &= \frac{I_{L\max} \cdot \alpha \cdot T}{2} + \frac{I_{L\max} \cdot \delta \cdot T}{2} \\ &= \frac{I_{L\max} \cdot T \cdot (\alpha + \delta)}{2} \end{aligned} \quad (32)$$

Avec :

$$I_{L\max} = \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha \cdot T}{L} \quad (33)$$

En remplaçant $I_{L\max}$ et δ par leur expression, on aura :

$$I_{moy} = \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha \cdot T \cdot \left(\alpha + \frac{(V_e - V_s) \cdot \alpha}{V_s} \right)}{2L} \quad (34)$$

On obtient l'expression du gain en tension suivante

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{\frac{2 \cdot L \cdot I_{moy}}{\alpha^2 \cdot T \cdot V_e} + 1} \quad (35)$$

4.3 Le convertisseur buck-boost

En combinant les deux fonctions que présentent les deux types de convertisseurs précédents, nous obtenons un convertisseur survolteur-dévolteur ou encore appelé buck-boost. Dans ce type de convertisseurs (figure a.7), la tension de sortie peut être supérieure ou inférieure à la tension d'entrée.

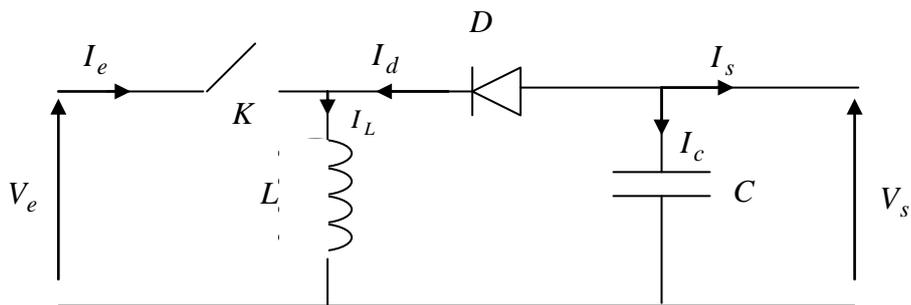


Figure a.7 : Circuit électrique d'un convertisseur buck-boost.

Fonctionnement :

- a- en mode de conduction continu, le convertisseur buck-boost peut être dans l'un ou l'autre des états :
- b-

Interrupteur fermé : durant ce temps là, l'inductance se charge, le courant la traversant est décrit par la formule suivante :

$$V_e = L \cdot \frac{dI_e}{dt} \quad (36)$$

Et la variation qu'il subit durant la première phase de fonctionnement est donné par :

$$\Delta I_{L_on} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_e \cdot dt}{L} = \frac{V_e \cdot \alpha T}{L} \quad (37)$$

Interrupteur ouvert : durant cette phase, la diode est passante, et le courant de l'inductance circule dans la charge. En considérant une chute de tension nulle aux bornes de la diode et un condensateur assez grand pour garder la tension constante, la description du courant et de la tension sera comme suit :

$$V_L = V_s \quad (38)$$

Ce qui permet d'écrire

$$V_s = L \frac{dI_L}{dt} \quad (39)$$

Le courant durant cette période aura varié de :

$$\Delta I_{L_off} = \int_{\alpha T}^T dI_L = \int_{\alpha T}^T \frac{V_s \cdot dt}{L} = \frac{V_s \cdot (1 - \alpha) \cdot T}{L} \quad (40)$$

En considérant que le convertisseur soit en régime permanent, l'énergie stockée dans chaque composant est la même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. En particulier, l'énergie stockée par l'inductance

$$E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (41)$$

Ce qui équivaut à dire que le courant traversant l'inductance en début et fin de commutation soit le même. Ce qui donne :

$$\Delta I_{L_on} + \Delta I_{L_off} = \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{V_s \cdot (1 - \alpha) \cdot T}{L} = 0 \quad (42)$$

On obtient le gain suivant :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \quad (43)$$

La tension de sortie est de polarité inverse par rapport à la tension d'entrée.

b- en conduction discontinue :

Dans certain cas de figures, le courant traversant l'inductance s'annule pendant une partie de la période de commutation. Cela se produit généralement quand la charge nécessite une faible énergie pouvant être transférée durant un temps inférieur à une période de commutation. Cette discontinuité apporte un changement considérable sur les formulations du courant et de la tension comme suit :

Etant donné que le courant commence avec une valeur nulle au début de la période, sa valeur maximale sera

$$I_{L_max} = \frac{V_e \cdot \alpha \cdot T}{L} \quad (44)$$

Puis s'annule pendant l'état bloqué de l'interrupteur à δT . Ce qui permet d'écrire :

$$I_{L_max} + \frac{V_e \cdot \delta \cdot T}{L} = 0 \quad (45)$$

En considérant l'équation (44), δ prendra la valeur :

$$\delta = \frac{-V_e \cdot \alpha}{V_s} \quad (46)$$

Le courant traversant la charge est égal au courant moyen traversant la diode qui est égal à celui de l'inductance pendant l'état bloqué et donné par :

$$I_s = \bar{I}_D = \frac{I_{L_max}}{2} \cdot \delta \quad (47)$$

En remplaçant I_{L_max} et δ nous obtenons :

$$I_s = -\frac{V_e^2 \cdot \alpha^2 \cdot T}{2 \cdot L \cdot V_s} \quad (48)$$

Ce qui donne un gain de :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{V_e \cdot \alpha^2 \cdot T}{2 \cdot L \cdot I_s} \quad (49)$$

