



Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'Electronique  
Laboratoire des Dispositifs de Communication  
et de Conversion Photovoltaïque



# Mémoire de Magister En Energie renouvelable

Option : Photovoltaïque

Présenté par :

**KHERCHI Mohamed**

Ingénieur d'état en Électronique (ENP d'Alger)

Intitulé

## Conception et Réalisation d'un caractériser des modules photovoltaïques

<b>Président :</b>	LARBES Chérif	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
<b>Rapporteur :</b>	HADDADI Mourad	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
<b>Examineurs :</b>	AIT-CHEIKH Md Salah	Maitre de Conférences	Ecole Nationale Polytechnique
	MALEK Ali	Directeur de Recherche	Centre de Développement des Energies Renouvelables

**ENP 2012**

### ملخص:

عملا على مرافقة وإنجاح برنامج الطاقات الجديدة والمتجددة، تعتمزم الجزائر تقوية النسيج الصناعي حتى يكون في طليعة التغيرات الإيجابية سواء على الصعيدين الصناعي والتقني أو على الصعيدين الهندسي والبحث. كما أن الجزائر عازمة على استثمار جميع الأقسام المبدعة وتطويرها محليا.

من هذا المنطلق يتمثل مشروعنا في تصميم وإنجاز جهاز محمول وذاتي التغذية موجه لمعاينة اللوحات الكهروضوئية ومراقبة مدى فعاليتها الميدانية بالمقارنة مع المعطيات الأولية والضمانات المقدمة من طرف المصنع عند إمضاء العقد مما يسمح باتخاذ قرارات نهائية في ما يخص موافقة المنتوج للمواصفات المتفق عليها وما يترتب عليها من الإجراءات العقابية.

المبدأ الأساسي لهذا الجهاز يرتكز على ما يعرف بالحمل الإلكتروني الذي يتميز بالقدرة على تغيير قيمة المقاومة الذاتية بسهولة وسرعة مما يسمح كل مرة بإعطاء نقطة عمل جديدة للدائرة الكهربائية. تسيير النظام ككل يعتمد على المتحكمات الإلكترونية المنتجة من طرف شركة ميكروشيب الذي يعمل على التحكم في مقاومة الحمل الإلكتروني، استقبال الإشارات من مختلف الحساسات، معالجة المعطيات وأخيرا رسم البيان ف-ش وإظهار جميع النتائج على شاشة العرض

**الكلمات المفتاحية:** اللوح الشمسي الكهروضوئي، الخاصية فرق الكمون – شدة التيار، الحمل الإلكتروني المتغير

### Résumé:

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

C'est dans cette optique que se situe notre projet qui consiste à réaliser un appareil portable et autonome destiné au contrôle des modules photovoltaïques et qui devrait déterminer si le produit contrôlé est conforme ou non à ses spécifications préétablies afin de prendre une décision d'acceptation ou de rejet.

L'appareil en question est essentiellement une charge électronique gérée par un microcontrôleur **PIC18FXXX** qui va tracer la **courbe IV** et afficher les caractéristiques principales du module photovoltaïque sur un **GLCD** (Graphique LCD), à savoir son **courant de court-circuit**, sa **tension de circuit ouvert** et sa **puissance maximale**, ceci sous les paramètres de température et d'éclairement.

**Mots clés :** Modules photovoltaïques, caractéristiques I-V, Charge électronique variable.

### Abstract:

In order to follow up and ensure the success of the renewable energy program, Algeria plans to strengthen the industrial fabric to take à lead in the positive changes in the industrial and technological plans as well as in terms of engineering and research. Algeria is also determined to invest in all creative segments of industry and develop them locally.

It is accordingly, that our project consists in designing and realization of an autonomous and portable instrument which allows the on field measurement of IV feature as well as of the main parameters of a single module and of the whole photovoltaic in order to compare them with the rated data declared by the manufacturer of those modules. The comparison between the detected and the rated data permits to immediately determine whether the string or the module respect the parameters declared by the manufacturer.

The instrument in question is essentially an electronic load controlled by a microcontroller **PIC18FXXX** who will trace the IV curve and display principals characteristics of the photovoltaic module on a **GLCD** (Graphic LCD), in particular his current of short-circuit, his open circuit voltage and his maximum power, all this under the temperature and irradiation conditions.

**Key words:** Photovoltaic modules, current-voltage characteristics, electronic load.

## Sommaire

<b>1. L'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE : LE POINT DE LA SITUATION.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1 INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>1.2 GISEMENT SOLAIRE.....</b>	<b>4</b>
1.2.1 LE SYSTEME TERRE-SOLEIL.....	4
1.2.2 TRAJECTOIRE APPARENTE DU SOLEIL .....	5
1.2.3 ENERGIES RENOUVELABLES : .....	5
1.2.4 RAYONNEMENT SOLAIRE SUR NOTRE PLANETE .....	6
1.2.5 ÉVALUATION DU POTENTIEL ENERGETIQUE SOLAIRE EN ALGERIE .....	7
<b>1.3 SYSTEME DE GENERATION PHOTOVOLTAÏQUE.....</b>	<b>8</b>
1.3.1 PRINCIPE ET HISTOIRE DE L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE.....	8
1.3.2 CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	8
1.3.3 TECHNOLOGIE DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES .....	9
1.3.4 COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DES MODULES PV.....	9
1.3.5 PROCESSUS DE FABRICATION DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES AU SILICIUM.....	10
1.3.6 MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	11
1.3.7 SYSTEMES AUTONOMES .....	11
1.3.8 SYSTEMES RACCORDES AU RESEAU ( <i>GRID CONNECTED</i> ) .....	12
<b>1.4 CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTEES AU RESEAU .....</b>	<b>13</b>
1.4.1 DESCRIPTION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTEE AU RESEAU .....	13
1.4.2 SYSTEME DE SUPERVISION .....	14
1.4.3 CONTROLE D'ACCES ET VIDEOSURVEILLANCE.....	15
1.4.4 EXPLOITATION & MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PV .....	15
1.4.5 OUTILLAGES UTILISES POUR L'EXPLOITATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE : .....	15
1.4.6 IMPACTS DU RACCORDEMENT DES CENTRALES PV SUR LA STABILITE DE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE .....	19
<b>1.5 LES ENERGIES RENOUVELABLES, UNE PRIORITE EN ALGERIE.....</b>	<b>21</b>
<b>1.6 PROGRAMME DES ENERGIES RENOUVELABLES EN ALGERIE .....</b>	<b>23</b>
<b>1.7 DEVELOPPEMENT DES CAPACITES INDUSTRIELLES POUR LA FABRICATION DES EQUIPEMENTS PHOTOVOLTAÏQUES .....</b>	<b>25</b>
<b>1.8 CONCLUSION .....</b>	<b>26</b>
<b>2. ETAT DE L'ART SUR LA CARACTERISATION DES MODULES ET GENERATEURS PHOTOVOLTAÏQUES .....</b>	<b>28</b>
<b>2.1 INTRODUCTION .....</b>	<b>28</b>
<b>2.2 MODELISATION MATHEMATIQUE DE LA GENERATION PHOTOELECTRIQUE :.....</b>	<b>29</b>
2.2.1 CARACTERISTIQUES DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	29
2.2.2 MODELE MATHEMATIQUE D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	30
2.2.3 MODELE DE LA TEMPERATURE .....	31
<b>2.3 INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT SUR LA CARACTERISTIQUE I(V).....</b>	<b>32</b>

<b>2.4 INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CARACTERISTIQUE I(V) .....</b>	<b>32</b>
<b>2.5 PERTE DE PUISSANCE PAR RESISTANCE SERIE .....</b>	<b>33</b>
<b>2.6 INFLUENCE DE LA RESISTANCE SHUNT.....</b>	<b>33</b>
<b>2.7 OMBRAGE CAUSES ET REMEDES.....</b>	<b>34</b>
<b>2.8 ASSOCIATION DES MODULES.....</b>	<b>34</b>
<b>2.9 BASES DE TEST ELECTRIQUE DES MODULES ET CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES .....</b>	<b>36</b>
2.9.1 EXIGENCES GENERALE DE MESURES [12] .....	36
2.9.2 PARAMETRES PRINCIPAUX A MESURER .....	37
<b>2.10 CHARGE ELECTRONIQUE VARIABLE .....</b>	<b>39</b>
<b>2.11 UTILITE DE LA CARACTERISATION DES MODULES PV UTILISANT LES TRACEURS DES COURBES IV.....</b>	<b>46</b>
<b>2.12 EXEMPLE D'UNE FICHE TECHNIQUE D'UN CARACTERISEUR DES MODULES PV.....</b>	<b>48</b>
<b>3. CONCEPTION ET SIMULATION.....</b>	<b>54</b>
<b>3.1 PRESENTATION GENERALE DE LA CARTE.....</b>	<b>54</b>
<b>3.2 PARTIE ANALOGIQUE.....</b>	<b>56</b>
3.2.1 CHARGE ELECTRONIQUE VARIABLE.....	56
3.2.1.1 Dimensionnement du MOSFET [16] .....	56
3.2.1.2 Etage de commande : Convertisseur PWM / DC [17].....	57
3.2.2 CAPTEUR DE TEMPERATURE .....	60
3.2.3 CAPTEUR D'ENSOLEILLEMENT .....	62
3.2.4 CONDITIONNEUR DE COURANT .....	64
3.2.5 CONDITIONNEUR DE TENSION.....	65
<b>3.3 PARTIE NUMERIQUE .....</b>	<b>67</b>
3.3.1 LE MICROCONTROLEUR ( $\mu C$ ) .....	67
3.3.1.1 Présentation et branchement .....	67
3.3.1.2 Le microprocesseur.....	71
3.3.1.3 Les mémoires.....	71
3.3.1.4 L'interface parallèle.....	72
3.3.1.5 L'interface série .....	72
3.3.1.6 Le convertisseur analogique numérique (CAN) .....	73
3.3.1.7 Le timer .....	77
3.3.1.8 Le chien de garde .....	77
3.3.1.9 Les signaux d'horloge .....	78
3.3.2 L'AFFICHEUR LCD .....	78
3.3.3 PROGRAMMATION DU PIC .....	80
<b>3.4 LE BLOC D'ALIMENTATION .....</b>	<b>82</b>
<b>3.4 SIMULATION DU CIRCUIT GLOBAL .....</b>	<b>83</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>86</b>

***CHAPITRE 01 : L'ELECTRICITE***

***PHOTOVOLTAÏQUE***

***LE POINT DE LA SITUATION***

# **1. L'électricité photovoltaïque : le point de la situation**

## **1.1 Introduction**

Les besoins d'énergie électrique en Algérie connaissent une tendance haussière, qui est due à l'augmentation de l'activité économique et à la croissance de la population.

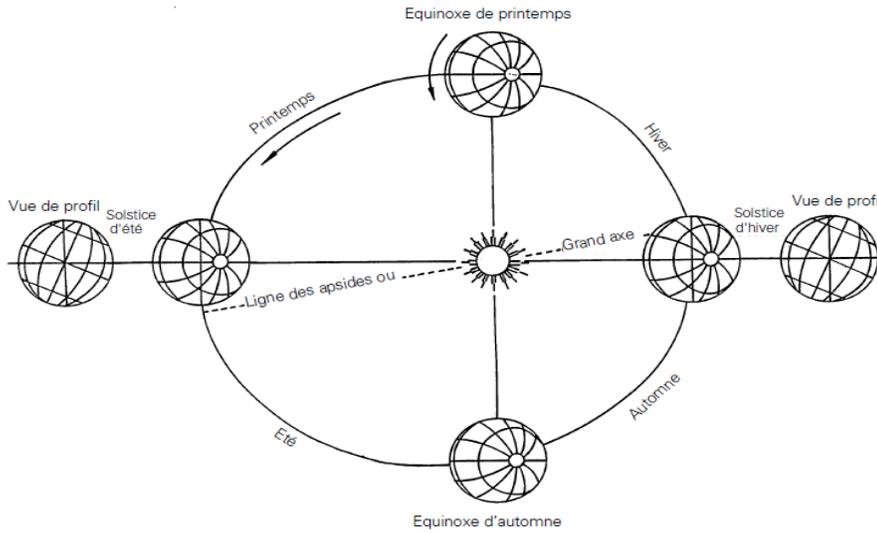
Ces besoins énergétiques, qui sont essentiellement satisfaits par la combustion du gaz naturel et du fuel, imposent l'augmentation significative de l'offre d'hydrocarbures, afin d'assurer l'approvisionnement national tout en maintenant les parts à l'exportation, qui constitue la principale source en devises du pays.

Cependant, il faut noter qu'à long terme, une augmentation significative de la production de l'énergie fossile non renouvelable en Algérie est caractérisée par l'incertitude « Parce que les perspectives ne sont pas bonnes, et que les recherches de nouveaux gisements de ces précieux éléments nécessitent des investissements colossaux, parfois sans résultats probants », et que la poursuite des tendances de consommation actuelle est incompatible avec un développement durable. Afin d'assurer un tel développement, l'Algérie se doit de regarder d'autres solutions lui permettant de préserver ses énergies fossiles. La génération photoélectrique est un axe important pour la préservation de nos ressources fossiles et la création de la valeur ajoutée.

## **1.2 Gisement solaire**

### **1.2.1 Le système terre-soleil**

Le soleil est une sphère de matière gazeuse, composée principalement d'hydrogène et d'hélium, dont le diamètre atteint environ 1.4million de km. La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de  $\pm 1.7\%$ . La terre traverse le grand axe de l'ellipse le 2 janvier (position la plus proche) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil) [1]

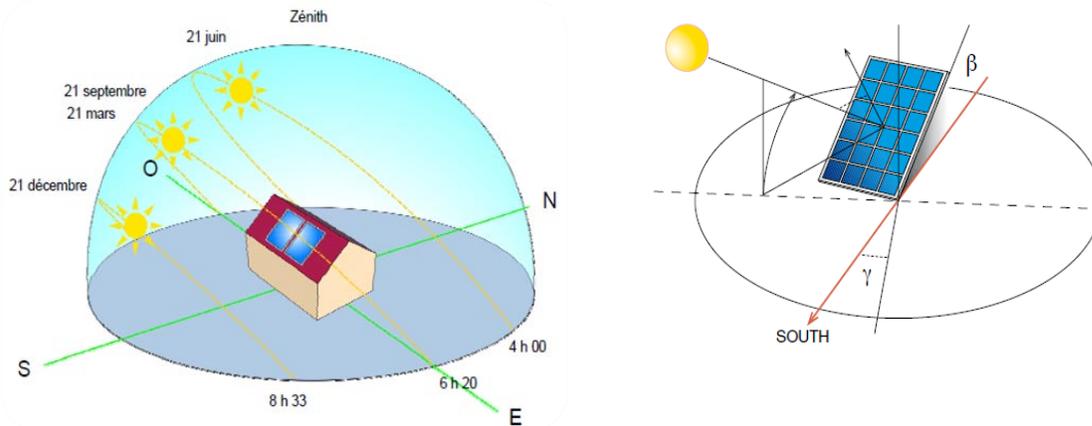


**Figure 1.1 : Le système terre-soleil**

### 1.2.2 Trajectoire apparente du soleil

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa latitude et sa longitude.

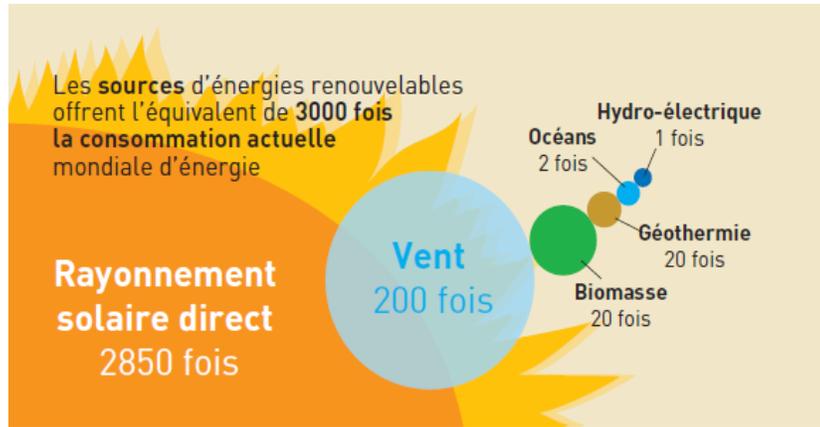
La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur angulaire et son azimut. [2]



**Figure 1.2 : Trajectoire apparente du soleil**

### 1.2.3 Energies renouvelables :

L'énergie du soleil est produite par les réactions de fusion thermonucléaire : Les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons). Cette énergie est



**Figure 1.3 :** Potentiel des sources d'énergies renouvelables

émise dans l'espace par la surface du soleil. Cette énergie lumineuse a été évaluée par la NASA et vaut (1367 W/m<sup>2</sup> hors atmosphère terrestre).

#### 1.2.4 Rayonnement solaire sur notre planète

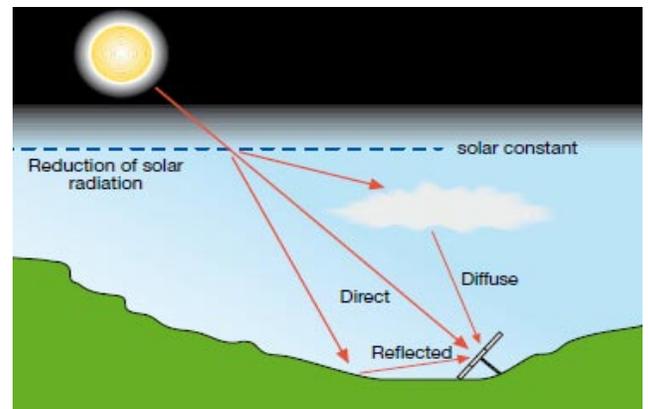
Le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres tels que : [2]

- Les caractéristiques physicochimiques des gaz présent dans l'atmosphère, la présence des nuages, la valeur de l'albédo, la température ambiante, la vitesse et la direction des vents et l'humidité relative.

Par ailleurs ces paramètres varient en fonction

- Du site géographique, de la saison, de l'heure de la journée, des conditions météorologiques instantanées

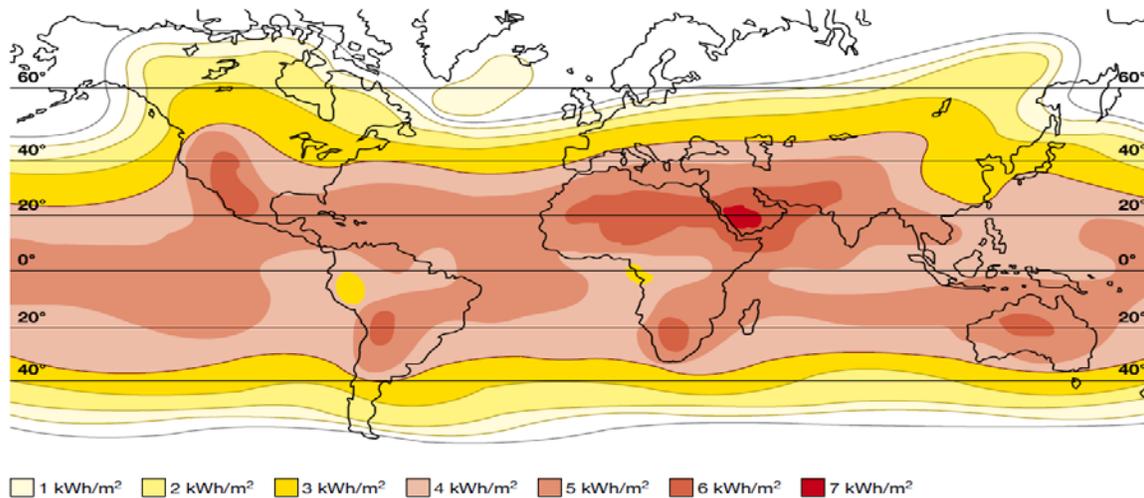
...



**Figure 1.4 :** Types de rayonnement solaire

Les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles mathématiques, cependant le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables est encore de recourir à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à des instruments de mesure.

Des cartes météorologiques existent, elles nous renseignent sur l'irradiation moyenne horaire, journalière, mensuelle et annuelle pour différents lieux géographiques.



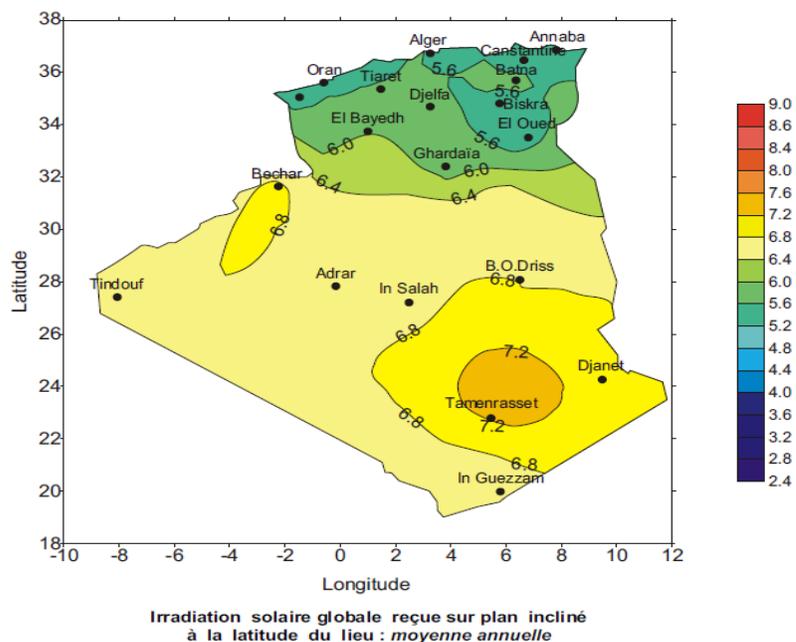
**Figure 1.5 : Rayonnement solaire sur notre planète**

### 1.2.5 Evaluation du potentiel énergétique solaire en Algérie

L'Algérie représente le potentiel solaire le plus important du bassin méditerranéen.

La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh / an. [3]



**Figure 1.6 : Gisement solaire en Algérie**

## 1.3 Système de génération photovoltaïque

### 1.3.1 Principe et histoire de l'effet Photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux solaire en électricité. Il utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules.

1839 : Antoine Becquerel découvre la production directe d'électricité par la lumière

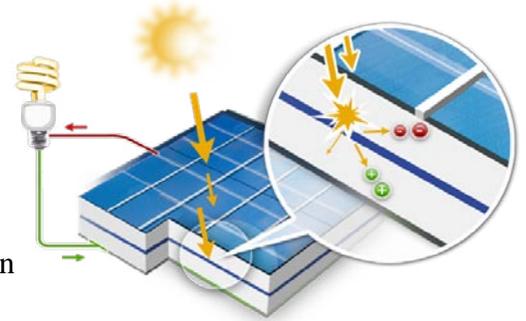
1912 : Einstein explique le mécanisme

1950 : Premières cellules PV, pour l'alimentation de satellites

1970-1990 : Les cellules évoluent avec le développement de l'industrie de l'électronique et atteignent des prix abordables pour les utilisations isolées.

1985-1990 : Premières installations pour la production d'électricité, couplées au réseau

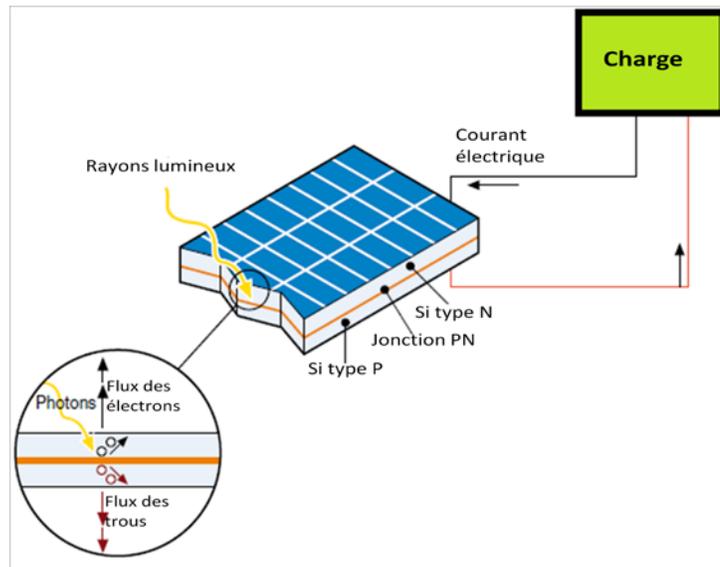
- Dès 1995 ... Lancement de plusieurs programmes nationaux en (Allemagne, Japon, Algérie...)



### 1.3.2 Cellule Photovoltaïque

La cellule solaire est le premier maillon de la chaîne de conversion solaire photovoltaïque, elle génère de l'électricité en courant continu unidirectionnel.

Pour le matériau constituant une cellule photovoltaïque, une partie du flux lumineux sera absorbé (réponse spectral) et restitué sous forme d'énergie électrique, on parlera donc de *rendement de conversion*. Pour cela, on exploitera la photosensibilité du silicium (ou d'autres matériaux semi-conducteur), l'extraction des charges des matériaux photosensibles est réalisée au sein d'une jonction créée par l'ajout d'impuretés" (*dopage*).



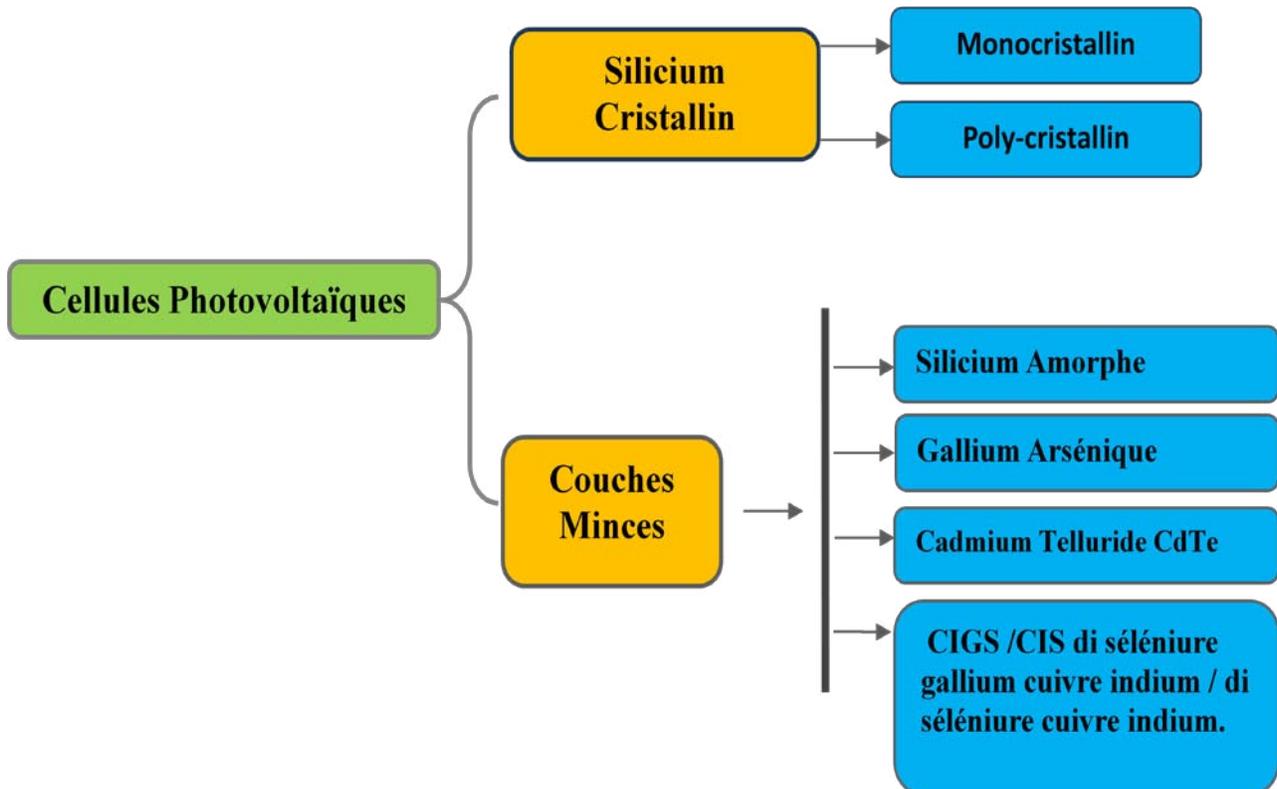
**Figure 1.7 : Effet photovoltaïque**

### 1.3.3 Technologie des cellules Photovoltaïques

Il existe un grand nombre de technologies industrialisées mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et de développement.

Les principales technologies disponibles sur le marché sont :

- Le Silicium cristallin (monocristallin et multi-cristallin).
- Les Couches minces (*Thin film*).



**Figure 1.8 :** Technologie des cellules photovoltaïques

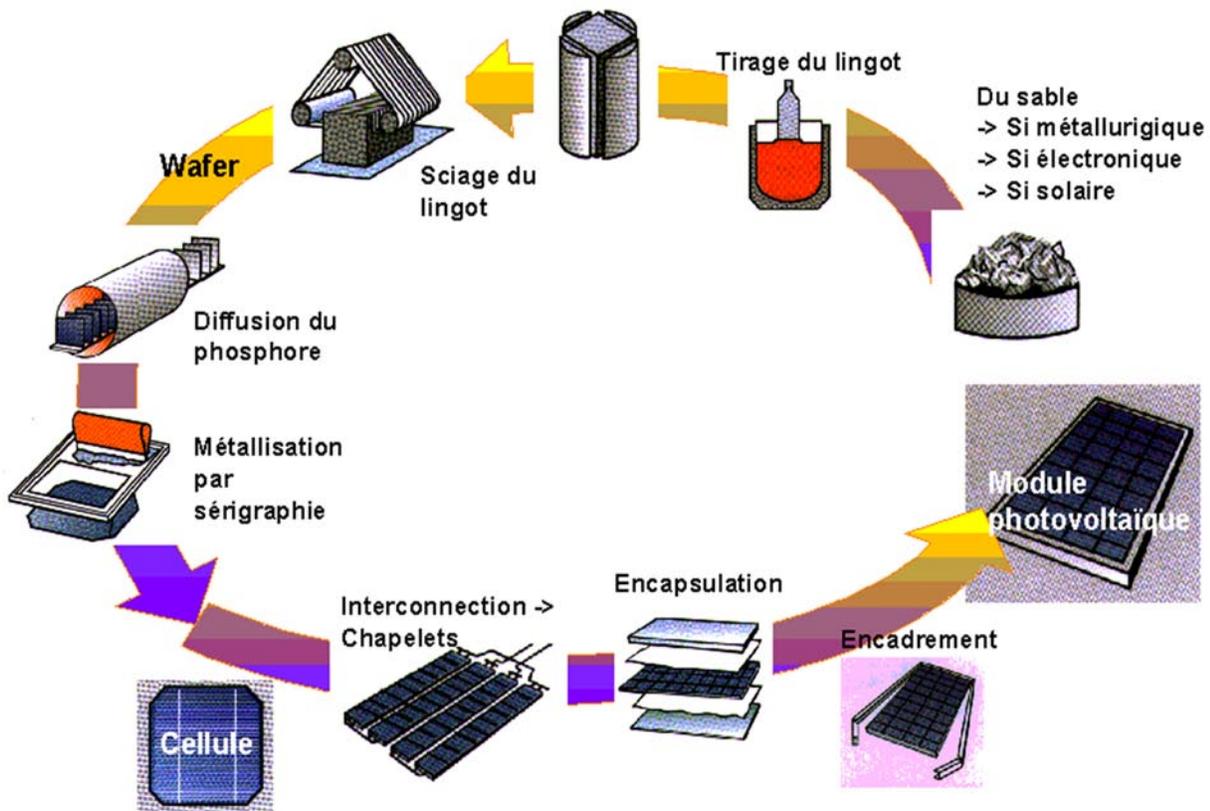
### 1.3.4 Comparaison entre les différentes Technologies des Modules PV

Chaque technologie possède ses avantages et ses inconvénients: rendements, coûts de production, disponibilité des matières premières, difficultés d'industrialisation, durée de vie. La technologie à base de silicium cristallin domine actuellement le marché avec plus de 90% des ventes, il est impossible de prévoir lesquelles de ces technologies s'imposeront dans le futur.

Technologie	Rendement de conversion	Durée de vie
Silicium poly cristallin	12 à 16 % (industriel)	35 ans
Silicium monocristallin	15 à 20 % (industriel)	35 ans
Couche mince Silicium amorphe	7 % (industriel)	< 10 ans (en extérieur)
Couche mince CIS	10 à 12 % (laboratoire)	Non évaluée
Filière organique/inorganique	3 à 5 %	Quelques mois

**Tableau 1.1 : Comparaison entre les Différentes Technologies des Modules PV**

### 1.3.5 Processus de fabrication des cellules photovoltaïques *au silicium*



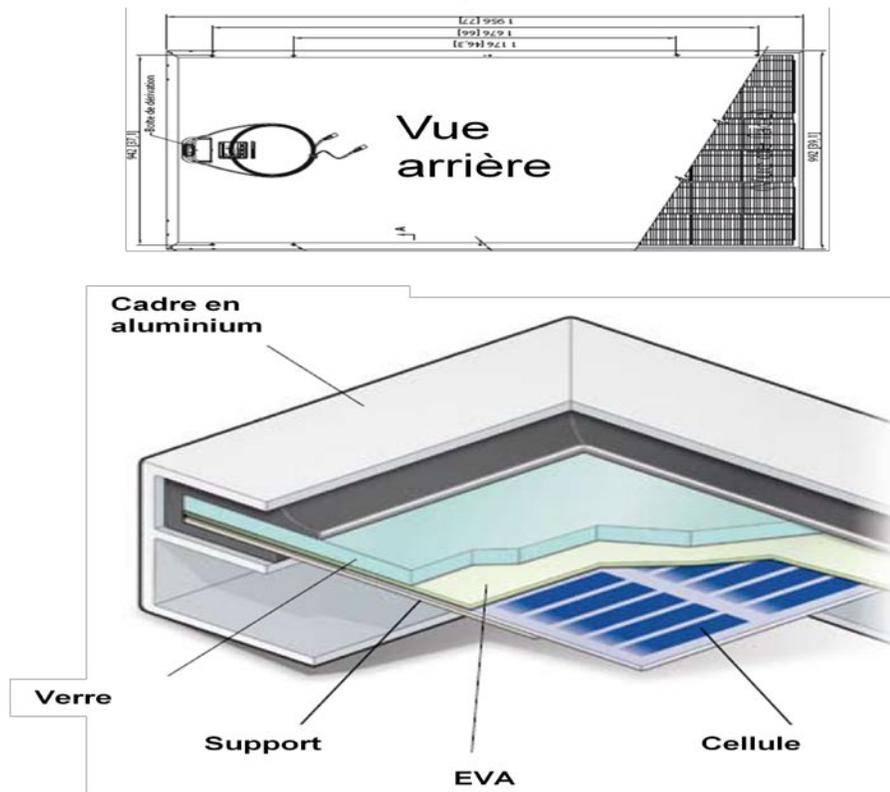
**Figure 1.9 : Processus de fabrication des cellules photovoltaïques au silicium**

### 1.3.6 Module Photovoltaïque

Le « Module » photovoltaïque (*Module PV*) est par définition un ensemble de cellules PV associées en série et/ou en parallèle pour générer un courant électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Les cellules photovoltaïques doivent trouver sur la face avant du module, tandis que la face arrière est munie d'une boîte de raccordement pour recevoir les liaisons de sortie.

Le niveau de protection des boîtes de raccordement est généralement de qualité IP55.

L'encapsulation est l'un des facteurs influant l'espérance de vie d'un module PV.

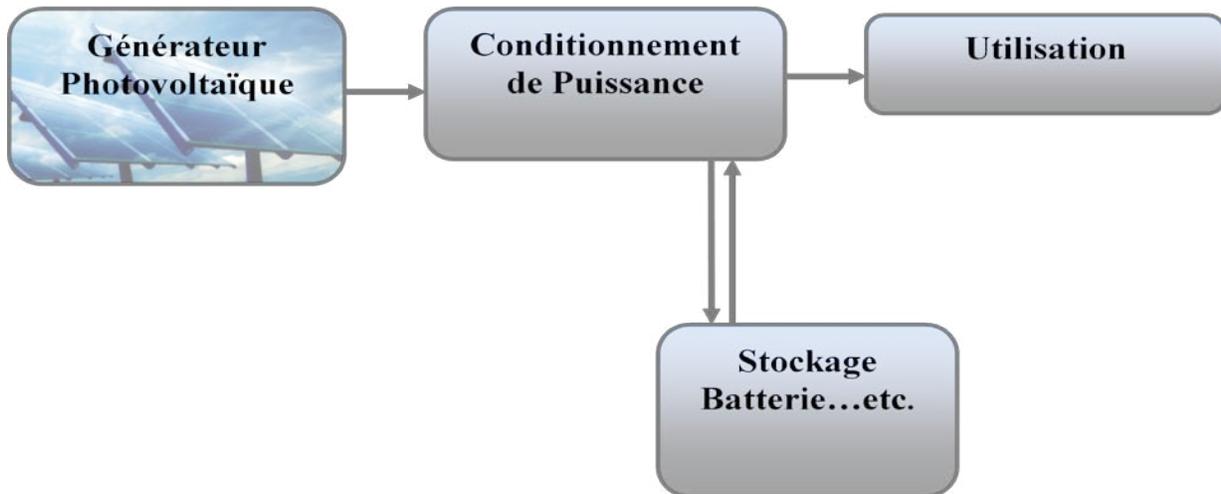


**Figure 1.10** : Composition d'un module photovoltaïque

### 1.3.7 Systèmes autonomes

Les systèmes autonomes peuvent être scindés en trois catégories :

- Les systèmes autonomes avec stockage d'énergie, ou une partie de l'énergie produite est emmagasinée pour une utilisation nocturne.
- Les systèmes autonomes sans stockage d'énergie
- Les systèmes autonomes hybrides qui sont associés à un générateur (s) diesel, à une éolienne (s) ou aux deux.

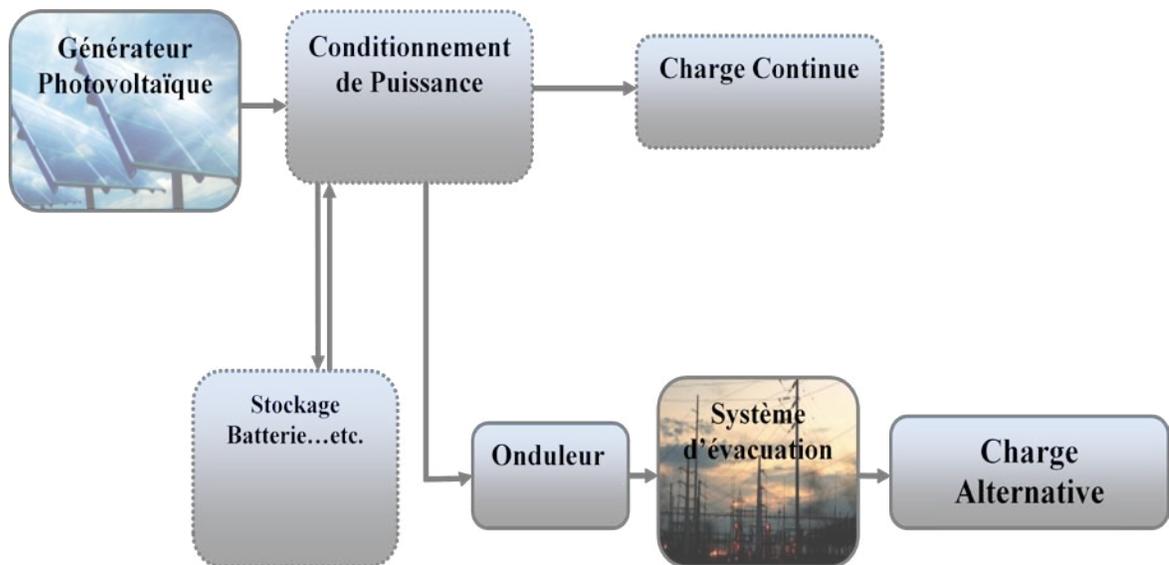


**Figure 1.11** : Synoptique d'un système photovoltaïque autonome

### 1.3.8 Systèmes Raccordés au Réseau (*grid connected*)

Les systèmes PV raccordés au réseau peuvent être:

- destinés à un usage domestique dont le surplus d'énergie sera évacué sur le réseau.
- destinés à la production d'énergie électrique, cas d'une centrale solaire photovoltaïque (*PV Power plant*).



**Figure 1.12** : Synoptique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau de distribution

## 1.4 Centrales photovoltaïques connectées au réseau

### 1.4.1 Description d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau

Typiquement une centrale PV connectée au réseau est constituée, sur le plan électrique, des composants suivant :

#### Partie courant continue :

Générateurs photovoltaïques.

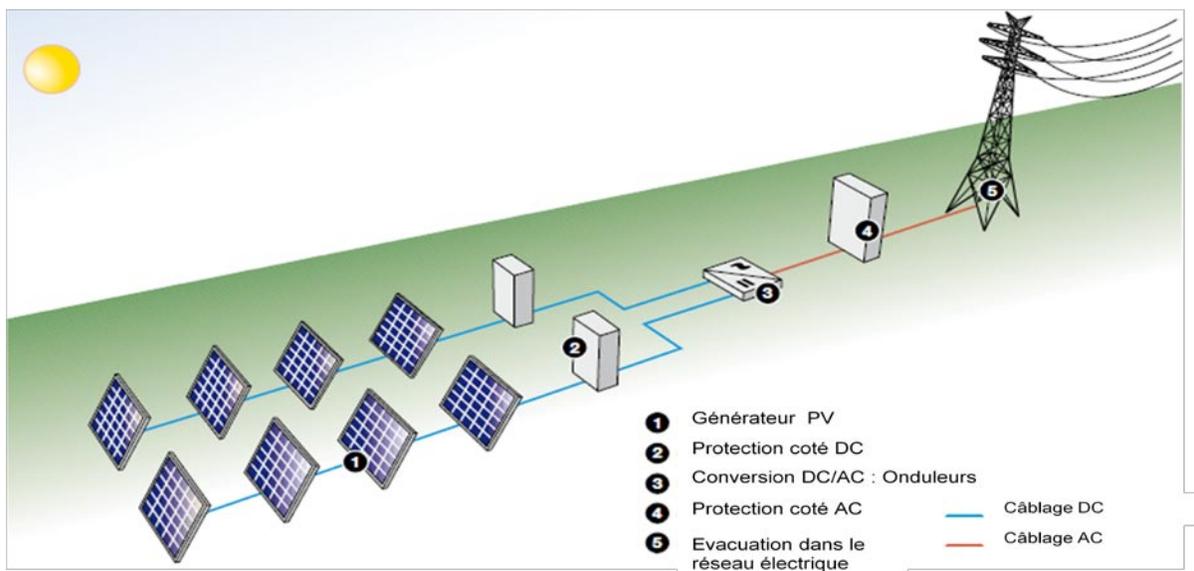
Câblage DC.

Boite de jonction.

Dispositifs de protection (Fusibles, disjoncteurs, parafoudre, ...)

Dispositif de sectionnement.

#### Onduleur(s).



**Figure 1.13 :** Description d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau

#### Partie courant alternatif :

Câblage AC.

Dispositifs de protection (Fusibles, disjoncteurs, parafoudre, ...)

Dispositif de sectionnement.

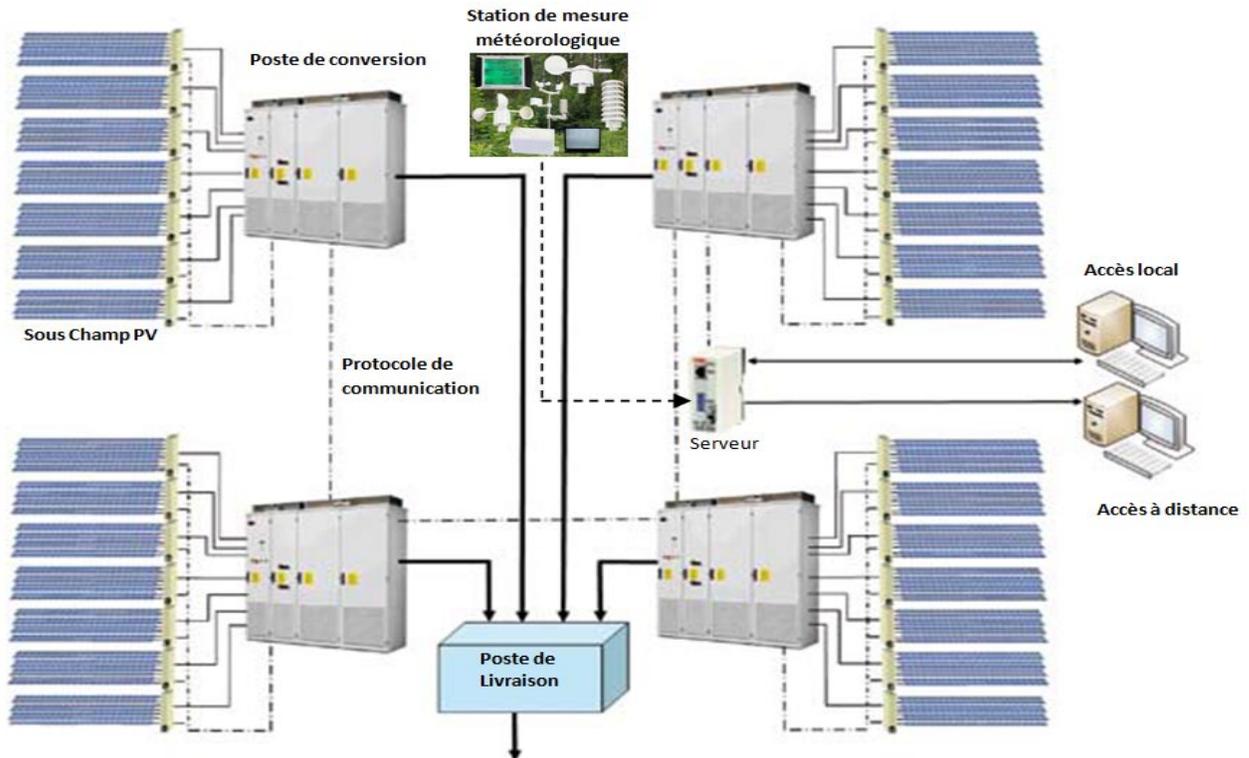
Transformateur élévateur. (Dépend de la tension de sortie de l'onduleur et le niveau de tension du réseau avoisinant de la centrale)

#### Comptage de l'énergie

## 1.4.2 Système de supervision

Comme tout système de production d'énergie électrique, les centrales PV ont besoin d'être dotées d'un Système de supervision afin d'assurer:

- Le relevé des paramètres de performances de la centrale.
- La détection des pannes
- Le suivi de la production d'énergie
- Le fonctionnement régulier de la centrale et de ses équipements
- Réduction du coût de l'exploitation et de maintenance.
- Le stockage des données qui aide à l'analyse et l'expertise de O&M de la centrale. La supervision de ces dites centrales PV peut être accompli sur site ou à distance.



**Figure 1.14 :** Système de supervision d'une centrale photovoltaïque

Le monitoring est basé sur la mise en place d'un système d'acquisition de données météorologiques et électriques ainsi que la communication avec les différents équipements de la centrale (onduleur, transformateur, organes de protection...) et les transferts à un système de traitement et d'analyse.

### 1.4.3 Contrôle d'accès et vidéosurveillance

Le périmètre de l'enceinte de la centrale est délimité par une clôture à base de grillage renforcé.

Mise en place d'un système de Contrôle d'accès et de vidéosurveillance pour :

- Sécuriser le site de production
- Authentifier, autoriser et tracer les accès au site
- Prévenir les intrusions et les actes de vandalisme

### 1.4.4 Exploitation & maintenance d'une centrale PV

L'exploitation et la maintenance des centrales PV sont réduites du fait que les systèmes PV n'ayant pas de pièces mobiles (aucune pièce en mouvement), la maintenance consiste donc en une simple vérification du bon fonctionnement du système, le niveau d'électrolyte des batteries (s'il y en a), ainsi que le nettoyage de surface des modules PV (la présence de poussière induit une baisse du rendement).

- La durée de vie des modules PV est de 20 à 30 ans.
- La durée de vie des onduleurs dépend de la fréquence d'utilisation, (l'onduleur devra être remplacé tous les 8 à 12 ans)
- La durée de vie des batteries dépend du nombre de cycles de charge et décharge et d'une gestion appropriée. (Les batteries sont en général à changer tous les cinq à dix ans).

### 1.4.5 Outillages utilisés pour l'exploitation d'une centrale photovoltaïque :

Matériel	Types D'essais	Outillage
Général		Protections Individuel adaptées: Casque visière, vêtement ignifugé, gants, chaussures sécurité...
		Multimètre 1000V DC
		Outillage isolée d'électricien.
		Pince ampère métrique 1000 V

		Banderole sous tension
		Pancartes "Accès Interdit"
		Balisage: Cones, Rubalise
		Trousse pharmacie
		Extincteur
		Araignée de terre
		tabouret isolant
		paire de gant isolant
		harnais, cordes, stop chute, dérouleurs autobloquant
		Tapis isolant
		Boîte à outils
<b>Pieux</b>	Angle	Niveau électronique
	Position	GPS
	Installation	Machine de battage
<b>Structure</b>	Serrage	Clé dynamométrique
<b>Câbles Moyenne tension</b>	Rigidité Diélectrique	Diélectrique
	Ordre des phases	Rotaphase
	Isolement	Megaohmetre 5 kV
<b>Câbles DC</b>	Identification	
	Polarité	Voltmètre 1000 V avec le multimètre
	Continuité	Multimètre
	Connections en charge	Caméras thermique

<b>Fibre optique</b>	Atténuation db/km	Réflexomètre
<b>Câbles AC</b>	Continuité	Multimètre
	Isolement	Mégohmmètre
<b>Terre</b>	Tension de pas-Resistance de terre	Telluromètre
	Continuité	Multimètre
	Connexion a la borne principale de terre	Visuel
<b>POSTES</b>		
	Alimentation Auxiliaire	Générateur 220V-380V AC 5 kVa
<b>tableaux</b>	résistance de contact	Micromètre Digital 200 A
	Isolement JdB	Diélectrique 60 KV
	Protections	Injection secondaire 3U-3I-Cordons de communications -Ordinateurs-Soft Connecteur USB/RS232
	Serrage	Clés Dynamométrique 20-100 N/m
<b>Transformateur</b>	Isolement	Mégohmmètre 5 KV
	Mesure des ratios	certificat constructeur
	Serrage	Clés Dynamométrique 20-100 N/m
	Résistance des enroulements	Micromètre Digital
<b>Onduleur</b>	serrage	Clés Dynamométrique 20-100 N/m
	Communication	PC avec port série ou adaptateur USB/RS232

	Perte de connexion	Multimètre ou oscilloscope
	Arrêt d'urgence	Câble Ethernet + cordon série plat+adaptateur FO/Série+PC+soft PV View
	Ordre des phases	Rota phases
	Test diélectrique 800V	Mégohmmètre Digital
	Mesure du courant	Pince ampérométrique 1000 V
	Echauffement en charge	Caméra thermique
<b>Monitoring</b>	Communication	ordinateur-Soft-Cordons-Convertisseurs
<b>Boîtes de jonctions</b>	Polarité	Voltmètre 1000V DC
	Raccordement terre	Multimètre
	Raccordement protection foudre, alimentation	Multimètre
	Raccordement modbus et foudre réseau	Multimètre
	Raccordement bobine de sécurité MN	Multimètre
	Raccordement mesures externes (température..)	Multimètre
	raccordement des string et polarité	Multimètre
	tension string	Voltmètre DC
	Raccordement DC L+ et L- protection foudre	Voltmètre DC

	Consignation	1 Cadenas pour l'ensemble des AB du bloc + Fuse Box
	Mesure des courants strings	Pince ampere-métrique 1000 V
<b>PV Panels</b>	Module N°	Scanner
<b>au niveau string</b>	Etiquetage	
	Puissance max ; caractéristiques courant_ tension à comparer avec valeur attendue.	PVPM ou IV400 ou Voltmètre
	Continuité circuit de terre	Multimètre
	String Test (U/I)	PVPM ou IV400
	Irradiance	PVPM ou IV400
	Echauffement PV -variation de température	Caméra thermique
	Echauffement Connexion	Caméra thermique
	essais opérationnels	PVPM ou IV400 ou Pince Ampère-métrique
	Resistance d'isolement	Mégohmmètre 1000 V
	Protection surintensité	Présence fusible
Polarité	Voltmètre 1000V DC	

#### **1.4.6 Impacts du raccordement des centrales PV sur la stabilité de réseau de transport d'électricité**

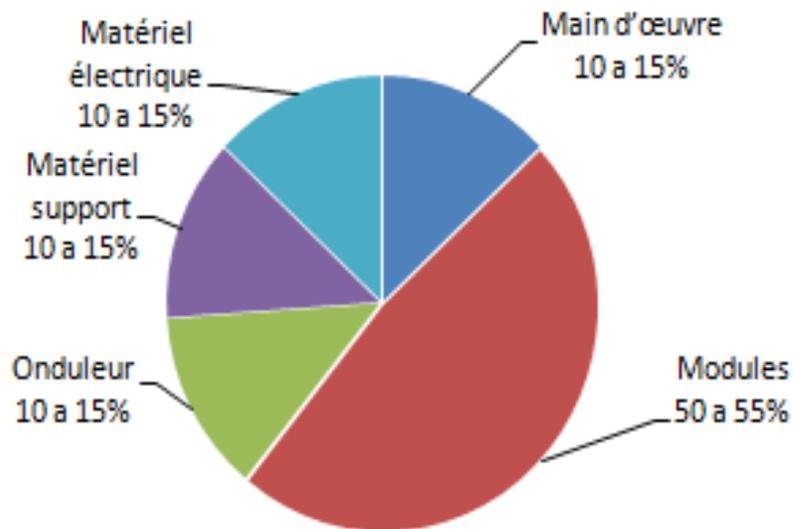
Le choix politique de favoriser au maximum la génération électrique d'origine renouvelable, a conduit à la décentralisation des moyens de la production électrique.

Les réseaux électriques n'ont pas été conçus dans une optique de décentralisation. Les premiers raccordements seront sans effets sur la stabilité du réseau électrique. Les gestionnaires du réseau électrique considèrent que les marges de manœuvre du réseau électrique actuel absorberont ces étranges sources décentralisées. Mais l'augmentation continue du taux de pénétration de ces générations décentralisées impose la reconsidération du réseau électrique actuel: du niveau de transport à la distribution. Pour remplir ses missions, l'OS devra impérativement s'adapter à la décentralisation:

Prévoir et réguler, afin de pouvoir maintenir le niveau de service attendu. Le problème le plus crucial est l'établissement d'un équilibre entre la consommation et la production, dans un environnement où la production est devenue soumise aux aléas de la météorologie.

### 1.4.7 Approche économique

D'un point de vue économique, ces centrales ne sont pas encore compétitives et qu'elles le seront difficilement à moyen terme. Néanmoins, la sûreté élevée qu'elles offrent, grâce à la présence de fort potentiel solaire en Algérie et à leurs forte décentralisation conjuguée à une volonté politique liée aux nécessités du développement durable, peut rendre ces centrales du point de vu économique viables à moyen et long termes.



**Figure 1.15** : Répartition des coûts d'une installation photovoltaïque

Dans le but de réduire les coûts, il faut optimiser le dimensionnement et intégrer des entreprises nationales dans la construction et l'approvisionnement en équipement de ces dernières.

Les opportunités pour les entreprises Algérienne ne se limitent pas au « panneau », mais sont aussi (et surtout) dans le secteur des équipements et des services pour l'amont et l'aval de la filière.

## **1.5 Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie**

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Le programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est développé en cinq chapitres :

- les capacités à installer par domaine d'activité énergétique;
- le programme d'efficacité énergétique;
- les capacités industrielles à développer pour accompagner le programme;

- la recherche et développement;
- les mesures incitatives et réglementaires.

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes : une première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles; la seconde étape, en 2014 et 2015, sera marquée par le début du déploiement du programme; la dernière étape, de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

Ces étapes consacrent la stratégie de l'Algérie qui vise à développer une véritable industrie du solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m<sup>3</sup> en 2020 et 55 milliards de m<sup>3</sup> en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique. Ce dernier volet permet, à travers une bonne maîtrise du rythme de croissance de la demande, une meilleure planification des investissements nécessaires à la satisfaction des besoins énergétiques. Le programme d'efficacité énergétique consiste, principalement, en la

réalisation des actions suivantes : l'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments; le développement du chauffe-eau solaire; la généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation; la substitution de la totalité du parc de lampes à mercure par des lampes à sodium; la promotion du GPL/C et du GN/C; la promotion de la cogénération; la conversion au cycle combiné des centrales électriques quand cela est possible; la réalisation de projets de climatisation au solaire; le dessalement des eaux saumâtres.

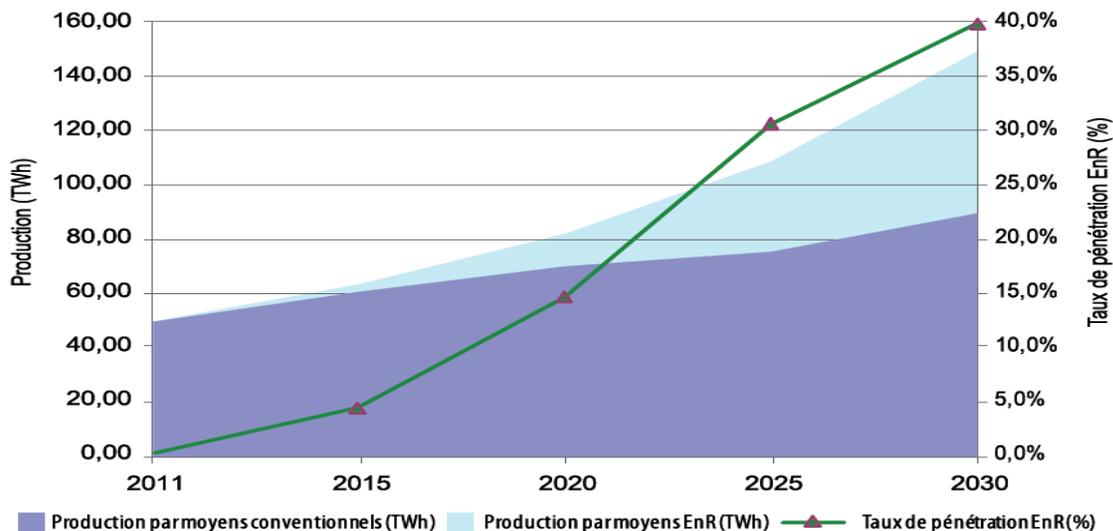
Le programme de développement des énergies renouvelables revêt un caractère national et touche la majorité des secteurs d'activités. Sa mise en œuvre, placée sous l'égide du ministère de l'énergie et des mines, est ouverte aux opérateurs publics et privés.

La volonté des pouvoirs publics de promouvoir les EnR se traduit, par ailleurs, par la mise en place d'un commissariat aux énergies renouvelables qui a la charge de coordonner l'effort national en la matière.

C'est dans le cadre de cette dynamique de promotion et de développement des EnR et de l'efficacité énergétique que s'inscrit ce document de vulgarisation qui répertorie les projets et les ambitions de l'Algérie en matière de développement durable et d'énergies vertes. [4]

## 1.6 Programme des énergies renouvelables en Algérie

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



**Figure 1.16** : pénétration des EnR dans la production nationale en TWh

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030. L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases : [4]

- d'ici 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

### **Energie solaire photovoltaïque**

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture.

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale



d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

## **1.7 Développement des capacités industrielles pour la fabrication des équipements photovoltaïques**

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

Sur la période 2011-2013, il est prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 %. Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 120 MWc/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouiba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie photovoltaïque à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouiba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche.

Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium.

Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque et les différents outils utilisés dans l'exploitation, la maintenance et la réparation.

L'Algérie devrait disposer également, sur la même période, de capacités de conception, de procurement et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des EnR.

Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pourquoi, la capacité de production des modules photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les 200 MWc/an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle

devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de procurement et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. [4]

## 1.8 Conclusion

La génération photoélectrique est un gisement énorme d'économie pour nos énergies fossiles. La production d'électricité par les centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau sera sans doute une nouvelle opportunité et un nouveau débouché pour l'Algérie. En regard de procédés classiques (combustion des hydrocarbures) ce procédé (photoélectrique) est moins complexe (pas de pièces mobiles) et il sera moins polluant car ne produisant pas des gaz à effet de serre ni d'imbrûlés lourds.

En plus de ces centrales connectées au réseau qu'on doit développer, il existe aussi une autre solution qu'on doit absolument suivre et qui est : l'énergie solaire thermique. Avec un taux d'ensoleillement moyen annuel est bon et relativement homogène sur notre territoire ; il permet une utilisation pertinente et intéressante d'installations solaires sur notre pays. Cette filière permettra de doter notre pays d'une plus grande flexibilité pour une meilleure valorisation de nos hydrocarbures. Elle représente aussi une importante perspective de développement, notamment avec un prix de revient du Watt crête dans le monde en constante diminution.

***CHAPTRE 02***

***ETAT DE L'ART SUR LA CARACTERISATION  
DES MODULES ET GENERATEURS  
PHOTOVOLTAÏQUES***

## **2. Etat De L'art Sur La Caractérisation Des Modules et Générateurs Photovoltaïques**

### **2.1 Introduction**

L'énergie (PV) photovoltaïque gronde. La croissance du marché annuel concernant l'industrie photovoltaïque était évidente dans beaucoup de pays car les programmes de soutien ont commencé à entrer en application. Les installations des cellules et des modules photovoltaïques autour du monde s'étaient développées à un taux annuel moyen de plus de 35% depuis 1998 et vers la fin de 2007, la capacité installée cumulative de tous les systèmes photovoltaïque autour du monde avait dépassé 9,2GW. D'ailleurs, la capacité de systèmes photovoltaïques annuellement installés atteindrait 281GW d'ici 2030. En analysant ces valeurs il devient évident qu'on peut s'attendre une transformation et une expansion très fortes du secteur industriel photovoltaïque pendant les prochaines décennies. Vu que le scénario avancé a présenté le taux de croissance moyen dans les périodes de 2007-2010, 2011-2020 et 2021-2030 sera respectivement 40%, 28% et 18%. Même dans un scénario modéré la croissance moyenne sera 30%, 21% et 12% dans ces périodes. [5]

Les modules PV sont très fiables, mais les problèmes de performance surgissent toujours, et l'industrie a besoin des méthodes fiables rapides et précises pour les détecter. Pour les prochaines centrales à réaliser, les installateurs veulent vérifier que tous les modules PV sont d'une qualité cohérente, qu'ils n'ont pas été endommagés pendant l'expédition ou l'assemblage, et que les chaînes PV produisent la puissance contractuelle.

Ces installateurs voudraient également un dossier permanent de la performance des systèmes réalisés, un repère pour la comparaison puisque les rangées vieillissent et dégradent ; particulièrement dans les cas où des négociations de garantie sont exigées.

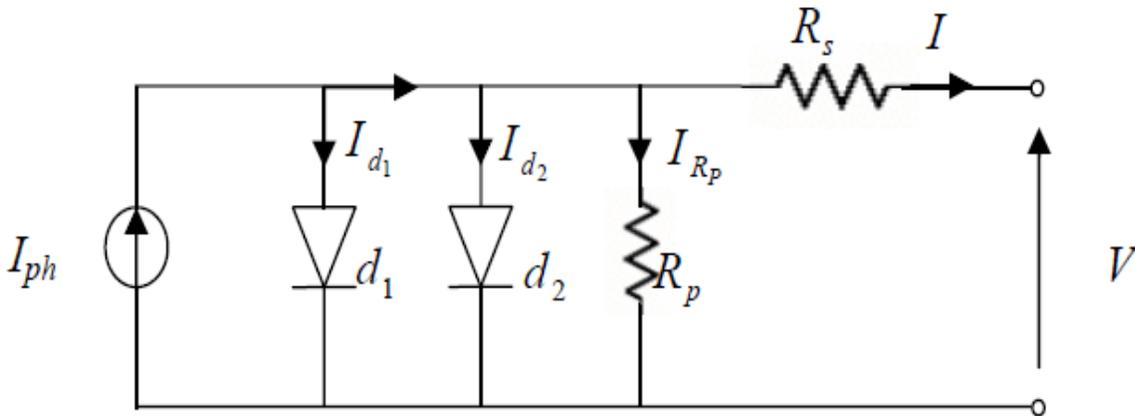
Plus tard pendant la durée de vie du système, les compagnies (O&M: opérations et maintenance) veulent évaluer l'état des anciennes rangées et d'être capable de localiser efficacement un module défectueux, c'est le rôle potentiel des traceurs de courbe (IV), qui peuvent fournir une représentation visuelle qualitative et des mesures quantitative de performance de générateur PV. L'équipement de traçage de courbes a été développé pour tester les transistors et les diodes dans l'industrie de semi-conducteur.

Maintenant cet instrument est une priorité dans le domaine de R&D (Recherche et Développement) et de fabrication photovoltaïque, pour tester soit des cellules, soit des modules PV. [6]

## 2.2 Modélisation mathématique de la génération photoélectrique :

### 2.2.1 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque (une photopile) qui est largement utilisé dans la littérature est représenté sur la Figure 2.1 [7]



**Figure 2.1** Schéma du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque.

Comme la montre la Figure 2.1 une photopile comporte en réalité une résistance série  $R_s$  et une résistance en dérivation ou shunt  $R_p$ . Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

- La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles ;
- La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

D'après la Figure 2.1 le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_1 kT}} - 1 \right] - I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_2 kT}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad \dots \dots \dots (2.1)$$

Où :

- I et V sont le courant et la tension de sortie de la cellule photovoltaïque,
- $I_{ph}$  est le photo-courant produit,
- $I_{s1}$  et  $I_{s2}$  sont les courants de saturation des diodes,

- $n_1$  et  $n_2$  et les facteurs de pureté de la diode,
- $R_s$  et  $R_p$  sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle,
- $T$  est la température absolue en Kelvin.
- $q = 1.602 \cdot 10^{-19} C$  est la charge élémentaire constante
- La constante de Boltzmann  $k (1.380 \cdot 10^{-23} J/K)$

Le photo-courant  $I_{phmax}$  est atteint à une insolation maximum, souvent on a ( $I_{ph} = S \cdot I_{phmax}$ ) avec  $S$  : pourcentage d'insolation.

Il est évident de l'équation (2.1), que la caractéristique courant-tension dépend fortement de l'insolation et de la température. La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant et les courants de saturation inverse des diodes qui sont donnés par :

$$I_{ph}(T) = I_{ph} |_{T=298K} [1 + (T - 298 \cdot K) \cdot 5 \cdot 10^{-4}] \quad \dots \dots \dots (2.2)$$

$$I_{s1} = K_1 T^3 e^{\frac{-E_g}{kT}} \quad \dots \dots \dots (2.3)$$

$$I_{s2} = K_2 T^{\frac{5}{2}} e^{\frac{-E_g}{kT}} \quad \dots \dots \dots (2.4)$$

Où :  $E_g$  est la bande d'énergie du semi-conducteur et :

$$K_1 = 1.2 \frac{A}{cm^2} \cdot K^3 \quad \dots \dots \dots (2.5)$$

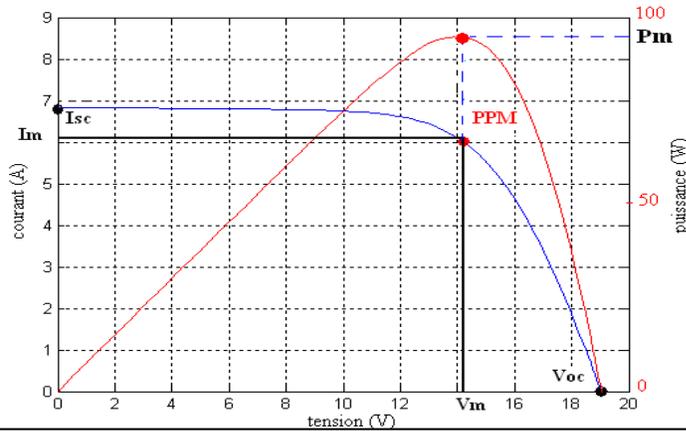
$$K_2 = 2.9 \cdot 10^5 \frac{A}{cm^2} \cdot K^{\frac{5}{2}} \quad \dots \dots \dots (2.6)$$

### 2.2.2 Modèle mathématique d'un module Photovoltaïque

La considération du modèle de circuit équivalent Figure (2.1) mène à l'équation (2.7) pour une rangée photovoltaïque de cellules (généralement considérée comme un panneau solaire) avec  $z$  cellules photovoltaïques raccordées en série. [7]

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[ e^{\frac{q(V+IzR_s)}{n_1 z k T}} - 1 \right] - I_{s2} \left[ e^{\frac{q(V+IzR_s)}{n_2 z k T}} - 1 \right] - \frac{V + IzR_s}{zR_p} \quad \dots \dots \dots (2.7)$$

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le générateur photovoltaïque.



**Figure 2.2 : Caractéristique IV et P-V d'un module PV**

### 2.2.3 Modèle de la température

#### a) Température de jonction : [8]

La température de la jonction  $T_c$  de la cellule est donnée par la relation suivant :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} E_G \quad \dots \dots \dots (2.8)$$

Avec NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature),  $T_a$  est La température ambiante et  $E_G$  l'ensoleillement.

#### b) Température ambiante : [8]

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure  $TL$  de la journée par l'équation suivante:

$$T_a = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos \left( \frac{14 - TL}{TL_L} \pi \right) + T_{moy} \quad \dots \dots \dots (2.9)$$

TLL : l'heure du lever de soleil et T<sub>moy</sub> : la température moyenne journalière

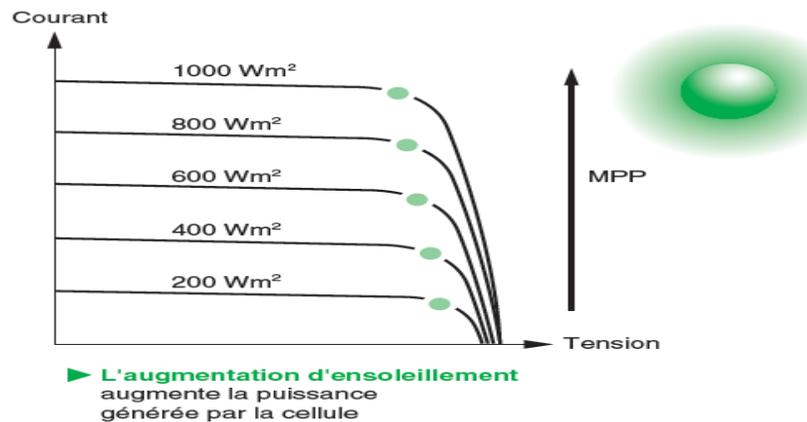
T<sub>max</sub> : la température maximale journalière et T<sub>min</sub> : la température minimale journalière

Cette relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

### 2.3 Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V)

Plus l'éclairement E (W/m<sup>2</sup>) est important, plus le module va délivrer du courant: [9]

- 1000W/m<sup>2</sup> avec un soleil au zénith et ciel parfaitement dégagé
- 100 - 500 W/m<sup>2</sup> sous un ciel nuageux
- < 50W/m<sup>2</sup> sous un ciel vraiment couvert
- 1 à 10W/m<sup>2</sup> en intérieur

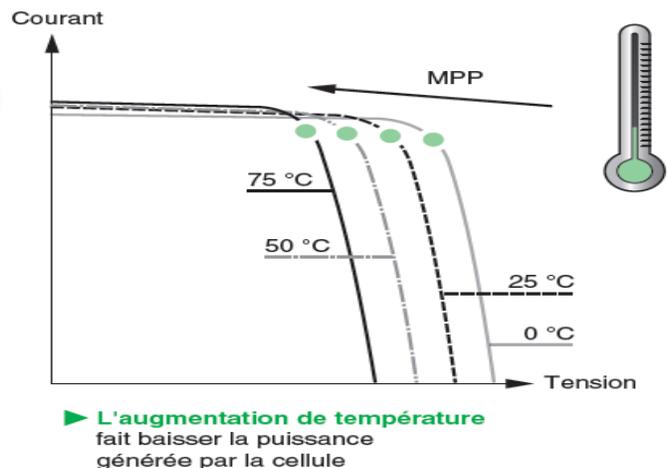


**Figure 2.3 :** Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V)

### 2.4 Influence de la température sur la caractéristique I(V)

L'augmentation de la température a un effet néfaste sur le rendement du Module PV.

Les différents constructeurs de modules PV donnent les valeurs de coefficients correctifs du a la température sous forme : *mV/°C*, *mA/°C* et *mW/°C*. [9]

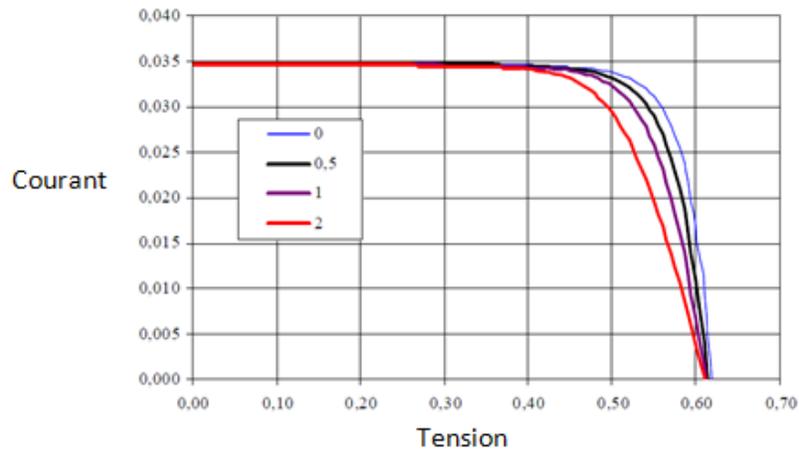


**Figure 2.4 :** Influence de la température sur la caractéristique I/V

## 2.5 Perte de puissance par résistance série

La résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice.

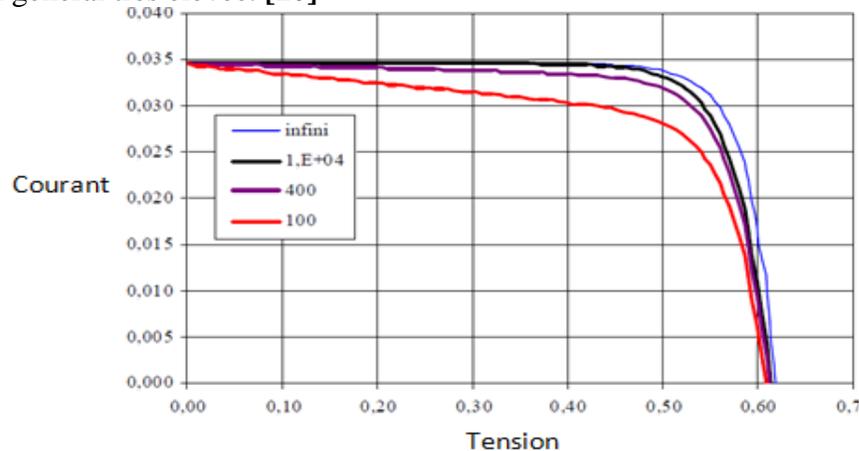
La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer la valeur du courant de court-circuit. [10]



**Figure 2.5** Influence de la résistance série sur la courbe IV

## 2.6 Influence de la résistance shunt

Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photo courant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. La résistance shunt est en général très élevée. [10]



**Figure 2.6** : Influence de la résistance shunt sur la courbe IV

## 2.7 Ombrage causes et remèdes

Sous certaines conditions opératoires, un module photovoltaïque peut être ombré (*shading*), une chute de tension est constatée à ses bornes qui est engendrée par la diminution ou la disparition du flux lumineux; Un module mal ou pas éclairé peut être traversé par un courant inverse provenant des autres modules qui lui sont associés. Sa température augmente jusqu'à atteindre un point critique, ce phénomène est appelé le point chaud (*Hot Spot*). Pour protéger les cellules constituant le module photovoltaïque contre des dommages dans ce cas irréversibles, des *Diodes de By-pass* sont reliés en inverse et en parallèle par groupe de cellules. [11]

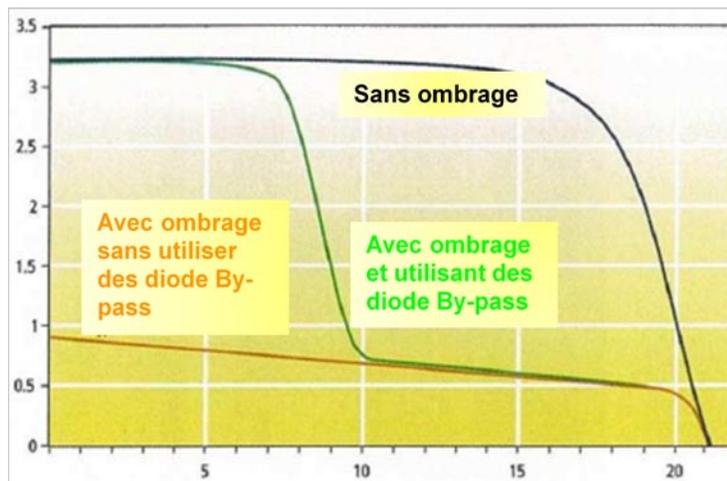
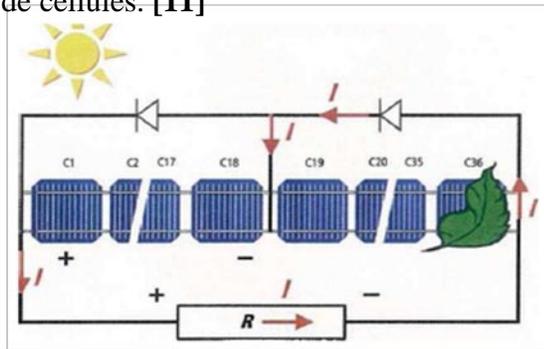
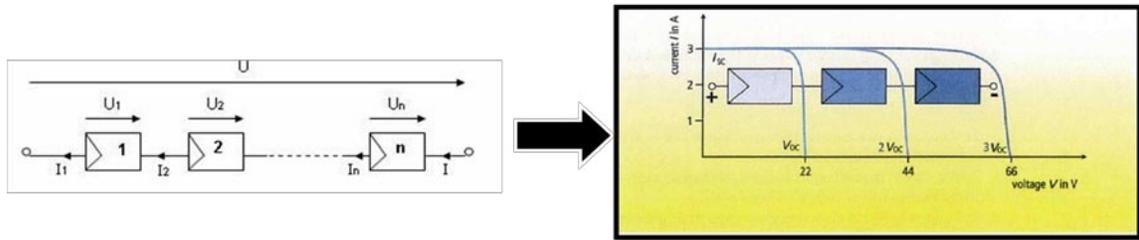


Figure 2.7: causes et remèdes d'ombrage

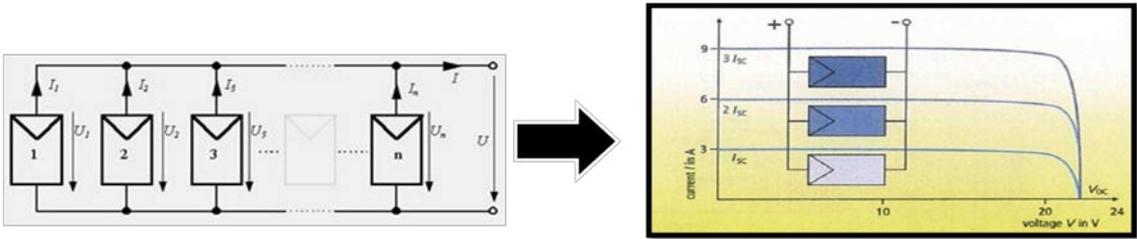
## 2.8 Association des modules

**Association série :** En reliant les modules PV de caractéristiques *identiques* en série, la tension augmente proportionnellement au nombre des modules, par contre, le courant de la branche reste constant. [11]



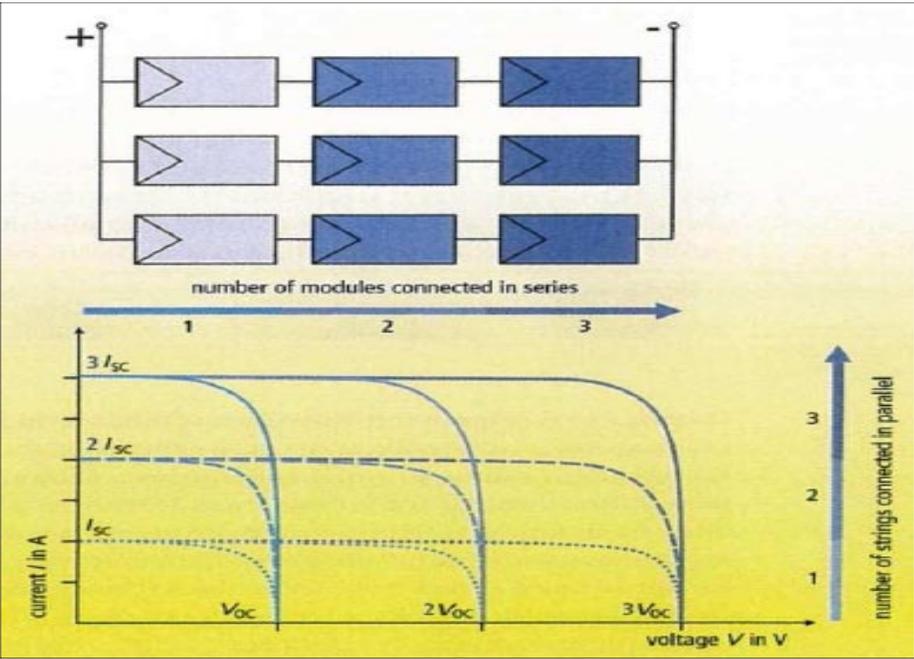
**Figure 2.8 :** Association des modules en série

**Association parallèle :** L'association des modules en parallèle, augmente l'intensité du courant et ce suivant le nombre des branches comme illustré dans le graphe.



**Figure 2.9 :** Association des modules en parallèle

Associer les chaînes de modules en parallèle, multiplie l'intensité de sortie globale planifiée du générateur PV, comme il est illustré dans le graphe. [11]



**Figure 2.10 :** Association des modules en série/parallèle

## 2.9 Bases de test électrique des modules et cellules photovoltaïques

### 2.9.1 Exigences générale de mesures [12]

**A /** Les mesures d'éclairement doivent être effectuées à l'aide d'un dispositif PV de référence emballé et étalonné conformément à la CEI 60904-2 ou à la CEI 60904-6, ou d'un Pyranomètre.

Le spectre du dispositif PV de référence doit être adapté au spécimen d'essai, ou une correction de désadaptation des réponses spectrales doit être réalisée conformément à la CEI 60904-7. Le dispositif de référence doit être linéaire dans le courant de court-circuit, tel que défini dans la CEI 60904-10 dans la plage d'éclairement concernée.

**NOTE** Afin que son spectre soit considéré comme adapté, il faut qu'un dispositif de référence soit construit en utilisant la même technologie de cellule et le même enrobage que le dispositif d'essai. Si ce n'est pas le cas, il faut que la désadaptation des réponses spectrales soit indiquée.

**B /** Les températures du dispositif de référence et du spécimen doivent être mesurées à l'aide d'une instrumentation, avec une précision de  $\pm 1$  °C et une répétabilité de  $\pm 0,5$  °C. Si la température du dispositif de référence diffère de plus de 2 °C de la température pour laquelle il a été étalonné, la valeur d'étalonnage doit être corrigée pour tenir compte de la température mesurée.

Si le dispositif de référence est un Pyranomètre, la mesure de la température et la correction de température de son signal de sortie ne sont pas requises.

**C /** La surface active du spécimen doit être coplanaire dans une limite de  $\pm 2^\circ$  avec la surface active du dispositif de référence.

**D /** Les tensions et les courants doivent être mesurés à l'aide d'une instrumentation avec une précision de  $\pm 0,2\%$  de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit, en utilisant des fils indépendants à partir des bornes du spécimen et en les maintenant aussi courts que possible. Il convient de choisir soigneusement les plages de mesure de l'acquisition de données. Si le spécimen d'essai est un module, il convient que la connexion à 4 fils commence au niveau des bornes ou des connecteurs. Si le spécimen d'essai est une cellule, il convient que la connexion à 4 fils commence au niveau des jeux de barres des cellules.

**NOTE** Il convient d'évaluer soigneusement la méthode de connexion pour les cellules. Des différences peuvent se produire si des languettes soudées sont utilisées comme sonde ou si des méthodes avec des connexions non soudées sont mises en œuvre, telles que des barres avec des ressorts de contact ou des plateaux conducteurs ayant un contact sur une grande zone avec le contact au dos de la cellule. Les

méthodes avec des connexions non soudées peuvent entraîner des coefficients de remplissage plus élevés que ceux qui sont observés dans le module. Il convient que la méthode de contact soit appropriée à l'utilisation prévue de la cellule ou de la mesure.

**E /** Le courant de court-circuit doit être mesuré pour une tension nulle en utilisant une tension variable (de préférence électronique) pour compenser la chute de tension apparaissant aux bornes de la résistance en série externe. En variante, le courant de court-circuit peut être extrapolé à partir des caractéristiques courant-tension. La courbe est extrapolée à la tension nulle, à condition que la chute de tension ne soit pas supérieure à 3 % de la tension en circuit ouvert du dispositif et qu'il y ait une relation linéaire entre le courant et la tension.

**F /** La précision de la procédure pour la correction de l'éclairement et de la température conformément à la CEI 60891 doit être vérifiée périodiquement en mesurant les performances d'un spécimen à des niveaux choisis d'éclairement et de température, et en comparant les résultats avec les valeurs extrapolées correspondantes, comme dans la CEI 60904-10.

**NOTE** Si la correction de la température et de l'éclairement est réalisée sur des plages étendues, les paramètres de correction du module peuvent affecter considérablement le résultat d'essai. Il convient de veiller à la pertinence des paramètres de module utilisés. En particulier, la résistance en série ne peut pas être généralisée à un lot de spécimens du même type.

### **2.9.2 Paramètres principaux à mesurer**

Les courbes (IV) sont mesurées en balayant une charge connectée à un générateur PV (modules PV en séries et/ou en parallèles) sur une gamme de courant et de tension. Les traceurs de courbe accomplissent ceci en chargeant le générateur à différents points à travers sa plage de fonctionnement entre 0 V et  $V_{co}$ . À chaque point, le courant et la tension délivrés sont mesurés simultanément. La charge présentée par le traceur (ou caractérisateur) de courbe peut être résistive, réactive (en général capacitif) ou électronique qui peuvent varier la résistance (charge) sur la gamme entière dans une très brève durée. Cependant, celui disponible sur le marché est souvent cher. En utilisant des circuits tout à fait simples, il est également possible d'établir une charge électronique C.C. profitant le fonctionnement approprié de transistor de puissance (MOSFET). En fait, faire opérer ce transistor dans sa région active peut être employé comme une charge électronique afin de tester les modules de photovoltaïques.

Actuellement, dans un essai sur terrain, la relevée de la courbe (IV) exige typiquement moins qu'une seconde. Cependant, il y a une limitation de vitesse pour certains types de cellules. Des technologies à

haute efficacité de cellules de Sanyo, de Sun Power et d'autres fabricants ne peuvent pas être balayées avec une rapidité arbitraire. Puisque ces cellules stockent considérablement plus de charge, un plus de temps est exigé pour que les cellules atteignent un état d'équilibre à chaque point dans la courbe.

Les courbes (IV), qui apparaissent sur chaque fiche technique des modules PV, représentent toutes les combinaisons du courant et de tension auxquelles le module peut être utilisé ou chargé. Actuellement ces courbes fournissent la mesure la plus complète de l'état et de la capacité d'un module ou d'une chaîne PV, fournissant beaucoup plus d'informations que les méthodes électriques de test traditionnelles.

Il y a un certain nombre de paramètres principaux qui sont typiquement mesurés dans n'importe quel essai sur les cellules, modules et générateur PV : [13]

- **Tension de circuit ouvert (Vco) :** la tension au borne du générateur PV (on peut considérer les cellules et les modules comme des générateurs PV ) lorsque le courant est nul.
- **Courant de court-circuit (Isc) :** le courant délivré par le générateur PV lorsqu'il est chargé avec une résistance nulle.
- **Point de puissance maximale (Pmp ou Pmax) :** le point de tension et de courant où le générateur donne le maximum de puissance.
- **Tension de point de puissance maximale (Vmp ou Vmax) :** c'est la tension du générateur à Pmax.
- **Courant de point de puissance maximale (Imp ou Imax) :** c'est le courant du générateur à Pmax.
- **Rendement de conversion :** c'est le rapport de la puissance maximale Pmax (W) divisée par la puissance lumineuse reçue E (W/m<sup>2</sup>) sous les conditions standard de test (STC) et la superficie du générateur PV Ac (m<sup>2</sup>).

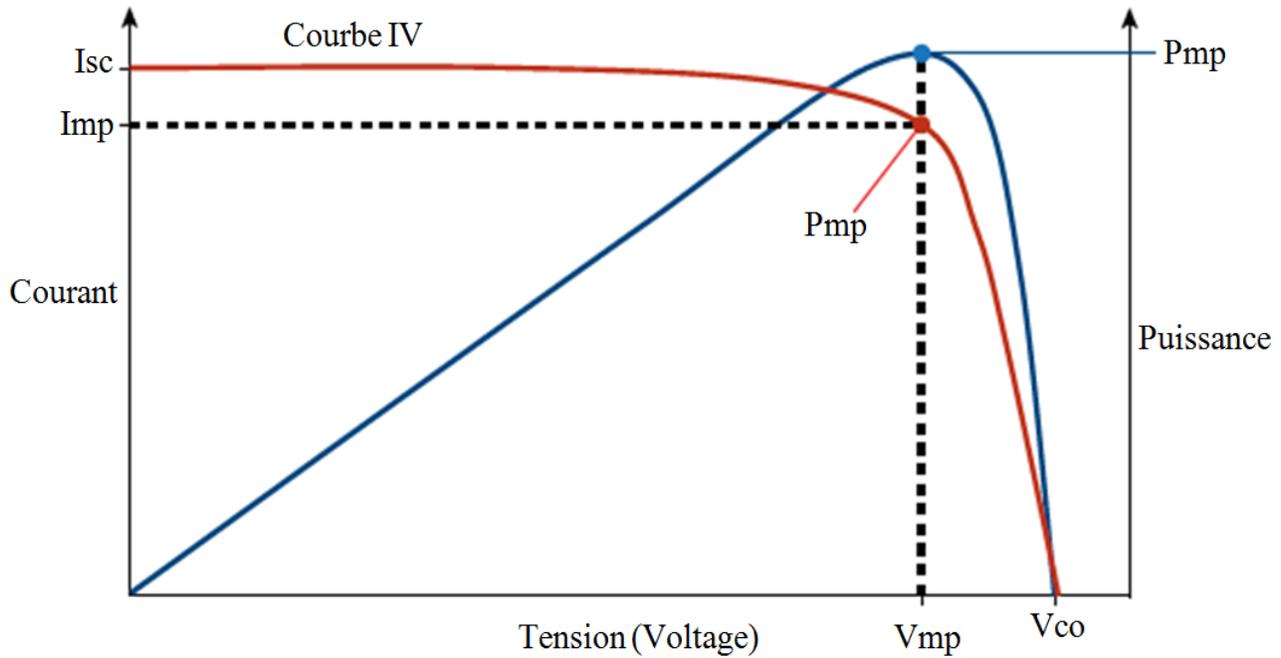
$$\eta = \frac{P_{max}}{E \cdot A_c} \quad \dots \dots \dots (2.8)$$

- **Facteur de remplissage (ou facteur de forme) (FF) :** c'est le rapport de la puissance maximale Pmax et la tension de circuit ouvert Vco et le courant de court circuit Isc.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} I_{sc}} \quad \dots \dots \dots (2.9)$$

- **Caractéristiques des diodes (voir modèle électrique d'une cellule Figure 2.1)**
- **Résistance série**
- **Résistance shunt**

Ces paramètres sont présentés dans la Figure 2.11 :



**Figure 2.11** : Paramètres électriques principaux lors d'un test sur un générateur PV

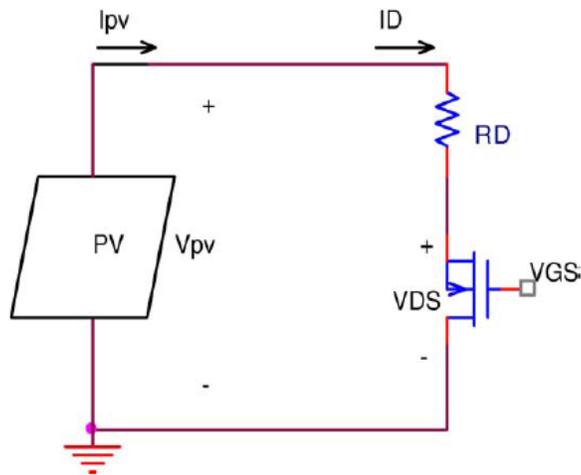
## 2.10 Charge électronique variable

Comme dit précédemment la charge électronique est l'élément clé pour qu'on puisse balayer et tracer toute la courbe IV dans une courte durée, dans cette partie on donne l'étude théorique de base de cet équipement :

La charge électronique est un dispositif qui permet une charge statique ou dynamique ; parmi ses applications le test des panneaux photovoltaïques. Elle remplace les charges résistives classiques et permet un contrôle électronique de courant de la charge (et parfois la tension). La charge électronique développée dans ce travail est basée sur le MOSFET (Metal Oxide Semi conductor Field Effect Transistor). Contrairement au transistor bipolaire, le MOSFET est simple à commander.

Le circuit de puissance d'un panneau photovoltaïque chargé par un MOSFET **M** et une résistance **R<sub>D</sub>** est présenté dans la Figure 2.12. Le point de fonctionnement du MOSFET est déterminé par :

- (a) la caractéristique du panneau photovoltaïque.
- (b) la caractéristique du MOSFET.
- (c) le circuit électronique en question.



**Figure 2.12 : circuit de puissance de base**

Toutes les valeurs de tensions et de courants dans le circuit peuvent être déterminées par la résolution des équations qui représentent les trois points en dessus.

Premièrement la caractéristique du MOSFET est décrite par : [14]

$$I_D = K_N(V_{GS} - V_t)^2 \quad \text{pour la région de courant constant (mode actif)} \quad \dots \dots (2.12)$$

$$I_D = K_N(2(V_{GS} - V_t)V_{DS} - V_{DS}^2) \quad \text{pour la région ohmique (mode résistif)} \quad \dots \dots (2.13)$$

**Ou :**

$K_N$  : constante [A /V<sup>2</sup>].

$V_t$  : tension de seuil [V].

$V_{GS}$  : tension grille-source [V].

$V_{DS}$  : tension Drain-source [V].

$I_D$  : courant de drain [A].

L'équation approximative d'un panneau photovoltaïque peut être écrite comme suit :

$$I_D = I_{PV} = I_{sc} - I_s e^{KV_{pv}} \quad \dots \dots \dots (2.14)$$

$V_{PV}$  : tension du panneau photovoltaïque.

$I_{PV}$  : courant du panneau photovoltaïque (égale au courant de drain).

$I_{sc}$  : courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

$I_s$  : courant de saturation du module photovoltaïque.

$K$  : constante dépend de la température et de la manière de l'arrangement des cellules dans le module photovoltaïque.

La résistance série du module photovoltaïque  $R_s$  est négligée dans l'équation (2.14).

L'équation suivante décrit le circuit global :

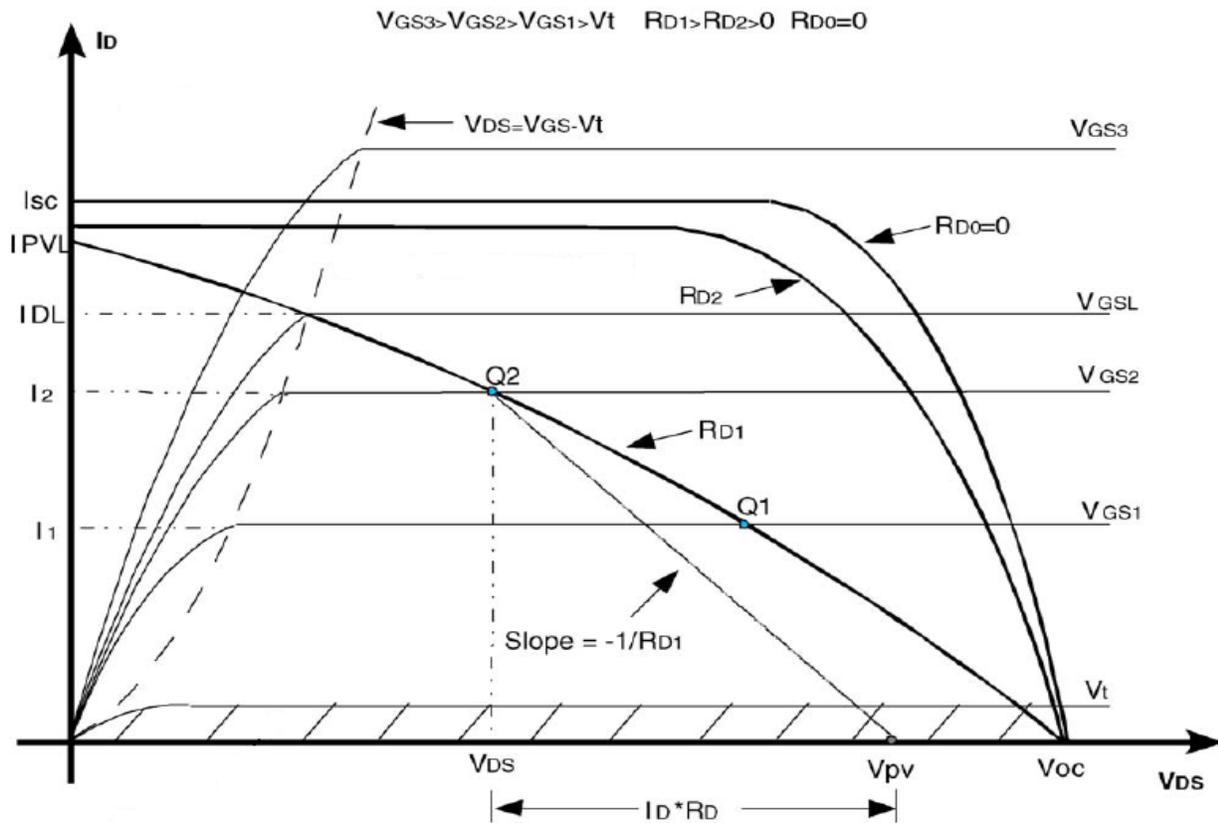
$$V_{PV} = V_{DS} + R_D I_D \quad \dots \dots \dots (2.15)$$

Quand le MOSFET fonctionne dans la région du courant constant c.à.d.  $((V_{GS} - V_t) < V_{DS})$ , les équations (2.12), (2.14) et (2.15) sont applicables, et quand le MOSFET fonctionne dans la région ohmique c.à.d.  $((V_{GS} - V_t) > V_{DS})$ , les équations (2.13) et (2.15) qui sont utilisables. Si la caractéristique du panneau photovoltaïque, la caractéristique du MOSFET et  $R_D$  sont données, le point de fonctionnement du MOSFET sera déterminé par la valeur de  $V_{GS}$ .

Par un balayage de  $V_{GS}$  dans l'intervalle approprié, le point de fonctionnement du MOSFET peut être changé en entraînant le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque pour déplacer tout au long de la courbe  $I(V)$ ; ce processus est illustré dans la Figure 2.13 qui présente la courbe de charge (non linéaire) du MOSFET tracée pour différentes valeurs de  $R_D$  et les caractéristiques du MOSFET.

La courbe de charge est obtenue par la combinaison des deux équations (2.14) et (2.15). Si  $V_{GS}$  varie de  $V_{GS1}$  à  $V_{GS2}$ , le point de fonctionnement du MOSFET se déplace de  $Q_1$  à  $Q_2$  d'où la caractéristique du module PV entre  $Q_1(I_1)$  et  $Q_2(I_2)$  est tracée.

Il fallait noter que  $I_{sc}$  est égal à  $I_{pv}$  (ou  $I_D$ ) lorsque  $V_{pv} = 0$  et non si  $V_{DS} = 0$ ; la valeur de  $I_D$  lorsque  $V_{DS} = 0$  est dénotée  $I_{PVL}$ , elle est inférieure à  $I_{sc}$ . Quand  $R_D=0$  la courbe de charge sera confondue avec la courbe caractéristique du panneau photovoltaïque avec  $V_{pv} = V_{DS}$  et  $I_{PVL} = I_{sc}$ .



**Figure 2.13** : Caractéristiques du MOSFET et les courbes de charge

Après positionnement sur le point de fonctionnement dit  $Q_2$ , la valeur de  $V_{pv}$  est obtenue par le tracé d'une ligne droite avec une pente de  $-1/R_{D1}$  passant par  $Q_2$  comme représenté dans la Figure 2.13. Le point d'intersection de cette droite avec l'axe des X est  $V_{pv}$ .

Quand  $V_{GS}$  augmente depuis 0 V le MOSFET reste bloqué jusqu'à ce que  $V_{GS}$  dépasse la tension de seuil  $V_t$ . Après ça le MOSFET entre dans la région de courant constant et continue de fonctionner dans cette partie jusqu'à atteindre le point où  $V_{GS} = V_{GSL}$  qui est égale à  $V_{DS} + V_t$ , la valeur de  $I_D$  correspondante est notée  $I_{DL}$ . Les valeurs de  $V_{GSL}$  et  $I_{DL}$  sont obtenues par la résolution de l'équation (2.16) et (2.18) par la substitution  $V_{GS} = V_{GSL}$  dans l'équation (2.12) et (2.14) tel que :

$$I_{DL} = K_N (V_{GSL} - V_t)^2 \quad \dots \dots \dots (2.16)$$

$$I_{DL} = I_{sc} - I_s e^{K(V_{GSL} - V_t + I_{DL} R_D)} \quad \dots \dots \dots (2.17)$$

Pour une valeur donnée de  $R_D$ , la puissance maximale dissipée par le MOSFET devrait être inférieure à celle du panneau photovoltaïque. Si  $P_M$  est la puissance dissipée par le MOSFET pour n'importe quel point de fonctionnement avec une valeur de  $R_D$  donnée et  $P_{pv}$  la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque, alors on a :

$$P_M = P_{pv} - I_D^2 R_D \quad \dots \dots \dots (2.18)$$

On peut exprimer  $P_M$  comme suit :

$$P_M = I_{pv} V_{pv} - I_{pv}^2 R_D \quad \dots \dots \dots (2.19)$$

En substituant  $I_{pv}$  de (2.12) dans (2.17) on trouve :

$$P_M = -R_D I_{sc}^2 + I_{sc} V_{pv} + I_s (2 R_D I_{sc} - V_{pv}) e^{KV_{pv}} - R_D I_{sc}^2 e^{2KV_{pv}} \quad \dots \dots \dots (2.20)$$

La dérivée de  $P_M$  par rapport à  $V_{pv}$  donne :

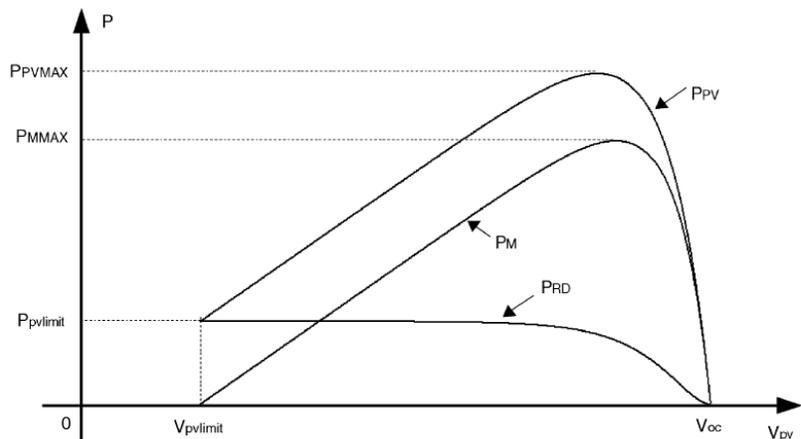
$$P'_M = I_{sc} + I_s (2K R_D I_{sc} - 1 - K V_{pv}) e^{KV_{pv}} - 2K R_D I_{sc}^2 e^{2KV_{pv}} \quad \dots \dots \dots (2.21)$$

$P'_M = 0$  si  $P_M$  est maximale (égale à  $P_{MMAX}$ ), mettre (2.21) égale à 0 et résoudre par rapport à  $V_{pv}$  et en substituant dans (2.20) on trouve la puissance maximale qui va être dissipée par le MOSFET pour une valeur de  $R_D$  donnée.

Utilisant le même processus, la valeur de  $R_D$  qui va être utilisée pour offrir assez de protection pour le MOSFET peut être calculée aussi.

Une plus grande valeur de  $R_D$  diminue la puissance dissipée par le MOSFET mais limite la portion de la caractéristique  $I(V)$  couverte par la charge électronique. Après avoir la valeur de  $R_D$ , nous avons besoin de choisir l'intervalle de  $V_{GS}$  qui peut couvrir la portion significative de la caractéristique de panneau photovoltaïque.

La variation de la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque et celle dissipée par le MOSFET et la résistance  $R_D$  sont présentées dans la Figure 2.14.



**Figure 2.14 : Puissance du panneau et celle du MOSFET**

Pour une  $R_D$  donnée les limites inférieures en  $V_{PV}$  et  $I_{PV}$  sont aussi présentées dans la figure 2.14.

Intégrant la résistance série du panneau photovoltaïque, la puissance de sortie sera légèrement inférieure et la puissance de MOSFET utilisée sera légèrement moindre.

La relation entre (a) la tension maximale de la grille  $V_{GSMAX}$  et le courant de panneau correspondant  $I_{PV}$  ( $I_D$ ) (maximum) et la tension de panneau minimale  $V_{PV}$  et (b) la tension de grille minimale  $V_{GSMIN}$  et le courant de panneau correspondant  $I_{PV}$  ( $I_D$ ) (minimum) et la tension  $V_{PV}$  (maximum) sont obtenues comme suit :

- **$I_{PVMAX}$  et  $V_{PVMIN}$**

Si  $V_{GSMAX} < V_{GSL}$  :  $I_{PVMAX}$  sera dans la région de courant constant de MOSFET ce qui donne :

$$I_{PVMAX} = K_N (V_{GSMAX} - V_t)^2 \quad \dots \dots \dots (2.22)$$

$$V_{PVMIN} = 1/K \ln \left[ \frac{I_{sc} - K_N I_{PVMAX}^2}{I_s} \right] \quad \dots \dots \dots (2.23)$$

En donnant  $V_{GSMAX}$ , la valeur de  $I_{PVMAX}$  peut être calculée par (2.22) et celle de  $V_{PVMIN}$  sera calculée par (2.23).

Si  $V_{GSMAX} > V_{GSL}$  :  $I_{PVMAX}$  sera dans la région ohmique de MOSFET et elle décrite par :

$$I_{PVMAX} = I_{sc} - I_s e^{K(V_{DSMIN} + I_{PVMAX} R_D)} \quad \dots \dots \dots (2.24)$$

$$I_{PVMAX} = K_N [2(V_{GSMAX} - V_t) V_{DSMIN} - V_{DS}^2] \quad \dots \dots \dots (2.25)$$

Donnant la valeur de  $R_D$  et  $V_{GSMAX}$ , la valeur de  $I_{PVMAX}$  est calculée par résoudre (2.24) et (2.25), utilisant la valeur de  $I_{PVMAX}$ , la valeur de  $V_{PVMIN}$  est calculée par (2.23).

- **$I_{PVMIN}$  et  $V_{PVMAX}$**

Si  $V_{GSMIN} \geq V_{GSL}$  :  $I_{PVMIN}$  sera dans la région de courant constant de MOSFET ce qui donne :

$$I_{PVMIN} = K_N (V_{GSMIN} - V_t)^2 \quad \dots \dots \dots (2.26)$$

$$V_{PVMAX} = 1/K \ln \left[ \frac{I_{sc} - K_N I_{PVMIN}^2}{I_s} \right] \quad \dots \dots \dots (2.27)$$

Si  $V_{GSMIN} < V_t$  : le MOSFET est bloqué,  $V_{PVMAX} = V_{co}$  et  $I_{PVMIN} = 0$

- **Détermination des paramètres des composants : [14]**

L'analyse précédente utilise plusieurs paramètres soit pour le panneau photovoltaïque soit pour le MOSFET, les paramètres  $K_N$  et  $V_t$  peuvent être tirées du data-scheet du fabricant.

Les caractéristiques typiques du module photovoltaïque données par le fabricant contiennent souvent les valeurs des paramètres suivants mesurées sous conditions standards :  $V_{mp}$  (tension au point de puissance

maximale),  $I_{mp}$  (courant au point de puissance maximale),  $I_{sc}$  (courant de court-circuit), et  $V_{co}$  (tension de circuit ouvert) ; les valeurs de  $I_s$  et  $K$  ne sont pas toujours données par le fabricant, on peut les déduire comme suit :

L'équation (2.14) donne :

$$KV_{PV} = \ln \left[ \frac{I_{sc} - I_{PV}}{I_s} \right] \dots \dots \dots (2.28)$$

La puissance délivrée par le panneau photovoltaïque est donnée par :

$$P_{PV} = V_{PV} I_{PV} \dots \dots \dots (2.29)$$

De (2.29) :

$$e^{K P_{PV}} = e^{K V_{PV} I_{PV}} \dots \dots \dots (2.30)$$

De (2.28) et (2.30) on a :

$$K P_{PV} = I_{PV} \ln \left[ \frac{I_{sc} - I_{PV}}{I_s} \right] \dots \dots \dots (2.31)$$

Pour trouver les coordonnées de point de puissance maximale MPP, (2.29) est dérivée par rapport à  $I_{sc}$  et mise à zéro on trouve alors :

$$\frac{d(K P_{PV})}{dI} = \ln \left[ \frac{I_{sc} - I_{PV}}{I_s} \right] - \frac{I_{PV}}{I_{sc} - I_{PV}} \dots \dots \dots (2.32)$$

En combinant (2.28) et (2.32) on trouve :

$$KV_{mp} = \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \dots \dots \dots (2.33)$$

La valeur de  $K$  peut être alors calculée à partir de (2.33) ; après avoir la valeur de  $K$  on calcule la valeur de  $I_s$  comme suit :

$$I_s = \frac{I_{sc} - I_{mp}}{e^{K V_{mp}}} \dots \dots \dots (2.34)$$

• **Exemple [14]**

Une charge électronique avec un MOSFET APL501J installée pour tester un panneau photovoltaïque avec cinq modules SX-120 en série. De data-scheet de APL501J on trouve  $V_t = 4V$ ,  $I_D = 43A$ ,  $V_{GS} = 8V$  et  $K_N = 1.8125 - 7.25AV^{-2}$ .

Pour le panneau photovoltaïque :  $I_{SC} = 3.87 A$ ;  $V_{OC} = 205.5V$ ;  $V_{mp} = 168.5V$ ,  $I_{mp} = 3.56A$ .  $K$  et  $I_s$  sont calculés à partir de (2.33) et (2.34)

$$K = 0.0682V^{-1}; I_s = 3.275 \mu A.$$

Utilisant l'analyse précédente les résultats suivants sont obtenus :

$V_{GSL} = 5.1V$ ,  $V_{GSMAX} = 5.2 V$ , et  $P_{MMAX} = 476.71 W$  lorsque  $R_D = 10 \text{ ohm}$ .

Avec  $V_{GS}$  varie de 0 to 5.2V,  $I_{PVMAX} \approx 3.87A$  et  $V_{PVMIN} \approx 0V$ . Cela signifie qu'une charge électronique utilise le MOSFET APL501J comme l'élément actif et une résistance de drain de 10 ohms sera capable de couvrir la totalité de la courbe I(V) de panneau photovoltaïque avec  $V_{GS}$  varie de 0 V à 5.2 V.

## 2.11 Utilité de la caractérisation des modules PV utilisant les traceurs des courbes IV

Les bénéfices de tracer les courbes IV sont substantiels, en plus de mesurer  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$ , le tracé de la courbe capte toutes les points de fonctionnement entre ces deux valeurs incluant la tension et le courant de MPP (Maximum Power Point) et la puissance maximale elle-même ; cette courbe peut être analysée pour donner des signes ou des indications afin d'avoir des résultats concluants sur la performance des modules d'une manière ou les méthodes traditionnelles de test ne donnent pas.

David King un consultant dans le domaine photovoltaïque et un fondateur de DK Solar, il a une expérience extensive dans le laboratoire et aussi sur terrain avec les traceurs de courbes IV, il a travaillé pendant 31 ans dans le département de l'énergie solaire dans SANDIA NATIONAL LABORATORIES conclut que le traceur des courbes IV c'est un instrument fondamental qui doit être exigé partout dans l'industrie photovoltaïque soit à l'intérieur des usines de fabrication des cellules et des modules PV, soit à l'extérieur pour le test des modules, chaînes, et générateurs photovoltaïque. [6]

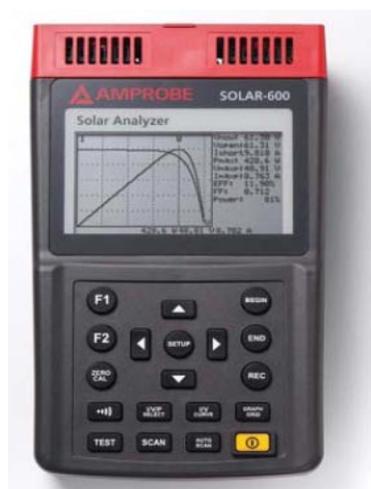
« Le relevé de la courbe IV fournit une vérification et une caractérisation directe, présentant un outil d'évaluation périodique des performances des systèmes photovoltaïques ». Dit King

Le tracé de la courbe IV est la mesure la plus essentielle qui peut être effectuée sur un module ou une chaîne photovoltaïque, la forme visuelle de la courbe permet un diagnostic immédiat pour les spécialistes ; lorsqu'elle est associée à la mesure d'irradiance solaire et à la température de module on aura une bonne comparaison avec la performance attendue.

Pourtant aucun autre outil ne donne pas assez d'informations que les traceurs IV sur le bon fonctionnement des systèmes photovoltaïques ; aujourd'hui les agents responsables de la mise en service et les techniciens d'O&M (Opération et Maintenance) n'utilisent pas souvent les traceurs de courbes IV pour leurs évaluations périodiques des performances. Selon Andrew Rosenthal, le directeur de l'institut de Développement des technologies Sud ouest (SWTDI) dans l'université de l'état de New Mexico, le coût élevé de cet instrument limite son utilisation sur terrain. [6]

Les spécialistes engagés dans les activités de vérification, caractérisation et maintenance des systèmes PV ont besoin d'accéder à l'utilisation de traceurs de courbes IV quelque soit le prix. par exemple Bill Brooks, le directeur de Brooks Engineering, le premier qui a utilisé un traceur IV en 1988 et acheter un en 1990. Brooks croit que les avantages éducatifs de travailler avec un traceur de courbe sont difficiles à estimer. «J'ai eu la grande chance d'apprendre le photovoltaïque à travers les yeux d'un traceur de courbe IV » il dit.

« Maintenant que ces dispositifs sont tellement plus accessibles, il n'y a aucune raison de ne pas avoir un, » dit Brooks. « Par exemple, le coût d'un analyseur PVA-600 de SOLMETRIC est dans une gamme qui le rend attrayant à n'importe quelle compagnie avec douzaine employés ou plus» il ajoute. [6]



**Figure 2.16 Solmetric PVA-600** analyseur solaire de SOLMETRIC peut faire des mesures jusqu'à 600V et 20A il est conçu spécialement pour des tests dans un champ PV avec de gros générateurs PV.



**Figure 2.15** Cet analyseur solaire **Amprobe Solar-600** est capable de tracer des courbes IV pour des modules jusqu'à 60V et 12A, la mémoire interne stocke jusqu'à 99 mesures.

Isaac Opalinsky, entraîneur technique chez SunPower, a longtemps utilisé des traceurs de courbe IV dans des programmes de formation comme un outil éducatif pour aider des étudiants à comprendre l'impact des conditions réelles du site sur la performance des systèmes PV comme la température, l'irradiance, l'ombrage et le mismatch.

« Récemment, nous sommes capables de tracer certaines courbes IV qui avaient été précédemment seulement modélisées, y compris des scénarios avec des chaînes PV sous l'effet de l'ombrage, le mismatch, et avec des orientations multiples, » dit Opalinsky. [6]

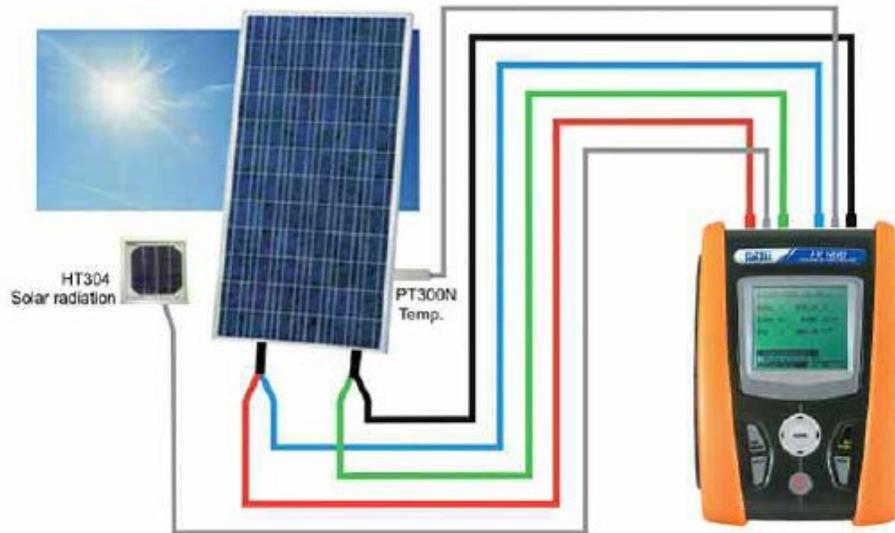
## 2.12 Exemple d'une fiche technique d'un caractériser des modules PV

Plusieurs fabricants mondiaux développent ce type d'appareils d'instrumentation comme **PV-Engineering GmbH** avec les modèles PVPM2540C// 6020C//1000C//1000C40, **EKO instruments** avec le modèle MP-170, **Energy Engineering** avec le modèle DS100, **Vision Technology** avec le modèle VS-6810, **Agilent Technology** avec N3300A, N3301A, N3302A et **HT ITALIA** avec le IV - 400 que nous prenons comme un exemple de clarification du rôle de ce type d'appareils de mesure.

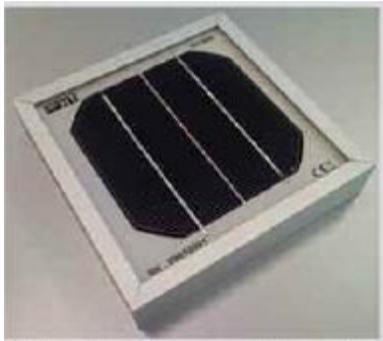


**Figure 2.17** le caractériser de modules PV IV-400 de HT ITALIA

Cet instrument permet de tracer la courbe IV d'un module, une chaîne ou un générateur photovoltaïque sur terrain sous les conditions réelles du site et aussi nous permet de mesurer les paramètres électriques principaux jusqu'à 1000 V et 10A ; l'appareil fait la translation des valeurs mesurées vers les conditions standard de test (STC) pour les comparer avec celles déclarées par le constructeur. Le I-V 400 contient une base de données des modules de marques les connues, cette dernière peut être enrichie par l'utilisateur à travers le software de management ou directement en utilisant l'interface homme machine (IHM) de l'instrument lui-même. [15]



**Figure 2.18** : le Branchement de caractériser de modules PV IV-400



**Figure 2.19** Cellule PV de référence

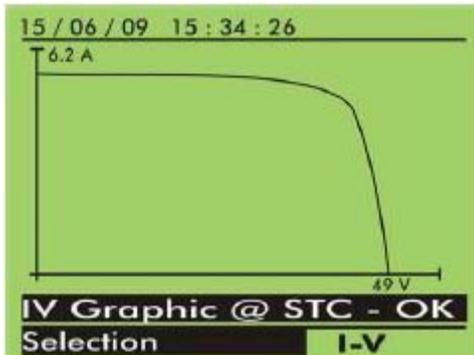


**Figure 2.20** Capteur de température PT300N

### Fonctionnalités principales

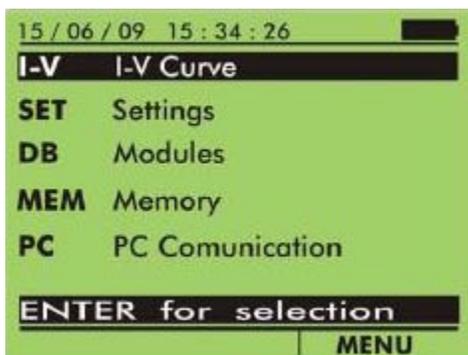
15 / 06 / 09 15 : 34 : 26	
Voc	48.0 V
Vmpp	39.7 V
Impp	5.24 A
Isc	5.60 A
Pmax	208 W
FF	0.77 %
Dpmax	0.7 %
<b>Results @ STC - OK</b>	
Selection	I-V

L'affichage immédiat des résultats permet une évaluation rapide des caractéristiques des panneaux, de plus s'il y a bien correspondance entre les valeurs mesurées et les caractéristiques du constructeur ; l'appareil l'indique en affichant **OK**.

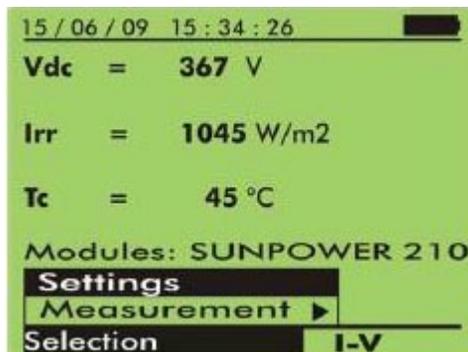


L'IV400 permet également l'affichage graphique de la courbe I-V des panneaux en mode de référence standard STC et en fonctionnement.

On peut tester périodiquement ses panneaux photovoltaïques avec l'IV 400. On connaîtra ainsi exactement comment ils vont réagir dans le temps avec des conditions environnementales difficiles (air pollué ou salin proche...) ou des conditions ambiantes modifiées tout le long de l'année (chaleur, froid, pluie, neige, gel...) ou encore après un phénomène météorologique inhabituelle comme la grêle.



Un Menu principal convivial permet un accès rapide à l'ensemble des caractéristiques principales de l'IV400.

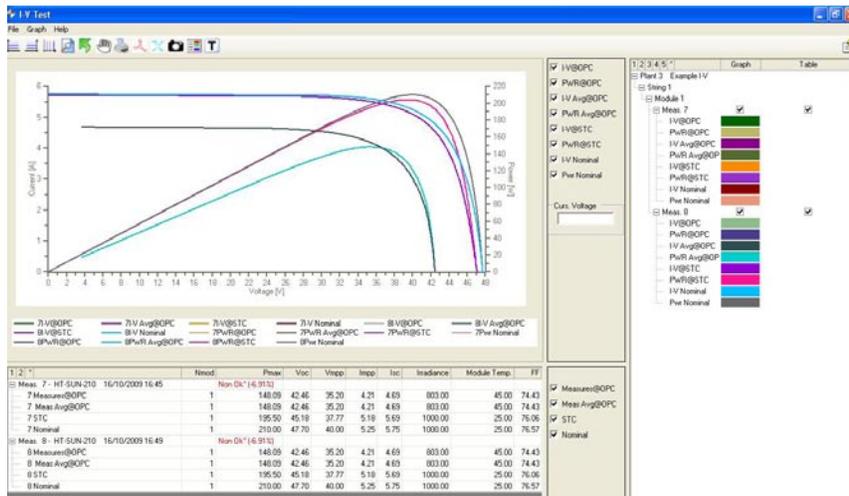


La Navigation est facilitée par des menus intuitifs.

Les données mesurées sont transférées pour être comparées aux données des constructeurs (condition de référence STC) permettant de déterminer de façon immédiate leur conformité. Il a été conçu pour tester

un à un les panneaux solaires du système photovoltaïque complet qui a montré une défaillance. Dans un système photovoltaïque complet, si un seul panneau solaire est défaillant, l'ensemble perd énormément en performance.

L'IV-400 permet de tout stocker dans une base de données interne contenant les caractéristiques des modules photovoltaïques les plus courants, d'autres types de panneaux peuvent être ajoutés à la base de données existante à n'importe quel moment par l'utilisateur via par l'interface de communication ou le logiciel. L'appareil permet de mémoriser les résultats et de les transférer sur un PC.



### Caractéristiques électriques :

Tension Vdc		
Gamme	Résolution (V)	Précision
10.00 - 99.99	0.01	±(1.0%L+2d)
100.0 - 999.9	0.1	
Courant Idc (par capteur interne) - Détection de courbe I-V		
Gamme	Résolution (A)	Précision
0.10 - 10.00	0.01	± (1.0%L+2d)
Puissance Max (@ Vmpp > 30V, Imp > 2A)		
Gamme	Résolution (W)	Précision
50.0 - 999.9	0.1	± (1.0%L+6d)
1.000k - 9.999k	0.001k	
Irradiance (avec cellule de référence HT304)		
Gamme	Résolution (mV)	Précision
1.0 - 100.0	0.1	± (1.0%L+5d)
Température de cellule (avec sonde PT300N)		
Gamme	Résolution (°C)	Précision
0.0 - 100.0	0.1	± (0.5%L+5d)

### **Caractéristiques Générales:**

- **ECRAN:** Grand écran 128 x 128 pixels LCD rétro-éclairé
- **ALIMENTATION :**

Alimentation par 6 piles de type AA LR06

Autonomie de la batterie > 200 tests. Le symbole de piles faibles apparaît sur l'afficheur

Arrêt Auto power off après 5 minutes sans utiliser l'instrument

- **MÉMOIRE ET INTERFACE PC**

Mémoire Interne: 256 Kb (200 courbes)

Port de communication PC: optique / USB avec le câble C2006

- **MECANIQUE**

Dimensions: 235 (H) x 165 (L) x 75 (P) mm

Poids (batteries incluses): 1.2 kg

- **CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES:**

Température de Référence: 23°C ± 5°C

Température de Travail: de 0° à 40°C

Humidité de Travail: <80% sans condensation

Température de Stockage (bat. non incluse): de -10 à 60°C

Humidité de Stockage : < 80% sans condensation

- **NORMES STANDARDS GENERALES DE REFERENCE:**

Sécurité: IEC / EN61010-1

Isolation: double isolation

Degré de pollution: 2

Conformité: IEC 60891, IEC / EN61829

Altitude Max: 2000m

***CHAPITRE 03***  
***CONCEPTION ET SIMULATION***  
***DU CARACTERISEUR DES***  
***MODULES PHOTOVOLTAÏQUE***

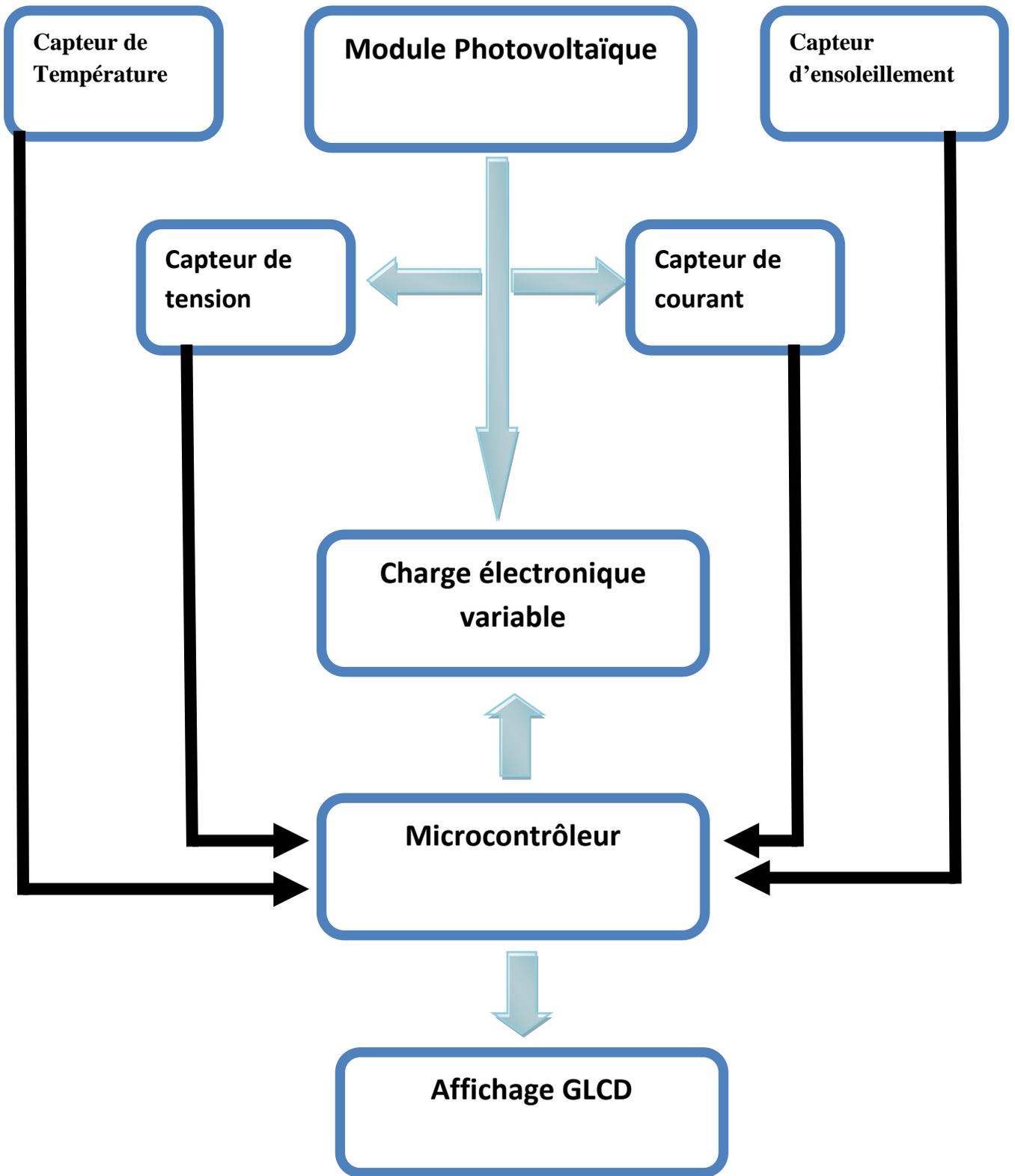
### 3. Conception et Simulation

#### 3.1 Présentation générale de la carte

La carte que nous entreprenons de réaliser (caractériser des modules photovoltaïques) a pour but de tracer la courbe IV d'un module photovoltaïque, extraire les paramètres électriques principales de cette courbe : Puissance maximale (**Pmp**), tension à Pmp (**Vmp**), Courant à Pmp (**Imp**), Courant de court-circuit (**Isc**) et la tension de circuit ouvert (**Vco**) toute en mesurant les conditions météorologiques importants qui ont une influence directe sur le fonctionnement d'un module Photovoltaïque qui sont la température et le niveau d'ensoleillement ; les résultats seront présentés par la suite sur un afficheur GLCD 128 x 64 pixels ; le principe générale de ce travail est de brancher une charge électronique variable au module PV, faire changer à chaque étape la résistance de la charge en créant un nouveau point de fonctionnement du système c.-à-d. une nouvelle valeur de courant et de tension, on mesure ces deux valeurs et on passe à un autre point jusqu'à le balayage de toute la courbe , ce système est conçu autour d'un microcontrôleur PIC 18F4xx qui gère le contrôleur de la charge électronique et l'acquisition des différentes données.

La carte comporte donc plusieurs blocs tels qu'illustré sur la figure xxx :

- Un capteur de tension pour mesurer la valeur de la tension du module PV.
- Un capteur de courant pour mesurer la valeur de courant du module PV.
- Une charge électronique variable.
- Un convertisseur PWM / tension continue pour attaquer la charge variable.
- Un capteur de température.
- Un capteur d'ensoleillement.
- Un microcontrôleur



**Figure 3.1** : Schéma synoptique du caractériser des modules **PV**

## 3.2 Partie analogique

### 3.2.1 Charge électronique variable

#### 3.2.1.1 Dimensionnement du MOSFET [16]

Pour un premier essai on va utiliser le module photovoltaïque SM55 de siemens. Ses principales caractéristiques sont :

$$P_{\max} = 55 \text{ Wc}, I_{\text{sc}} = 3.45 \text{ A}, V_{\text{co}} = 21.7 \text{ V}, I_{\text{mp}} = 3.15 \text{ A}, V_{\text{mp}} = 17.4 \text{ V}.$$

L'étage de puissance est dimensionné pour supporter le test d'un panneau de deux modules photovoltaïques en série ou en parallèle, i.e.

$$P_{\max} = 55 \times 2 = 110 \text{ Wc}$$

$$I_{\text{sc}} = 3.45 \times 2 = 6.9 \text{ A}$$

$$V_{\text{co}} = 21.7 \times 2 = 43.4 \text{ V}$$

$$I_{\text{mp}} = 3.15 \times 2 = 6.3 \text{ A}$$

$$V_{\text{mp}} = 17.4 \times 2 = 34.8 \text{ V}$$

Pour plus de sécurité on considère lors du dimensionnement les valeurs suivantes :

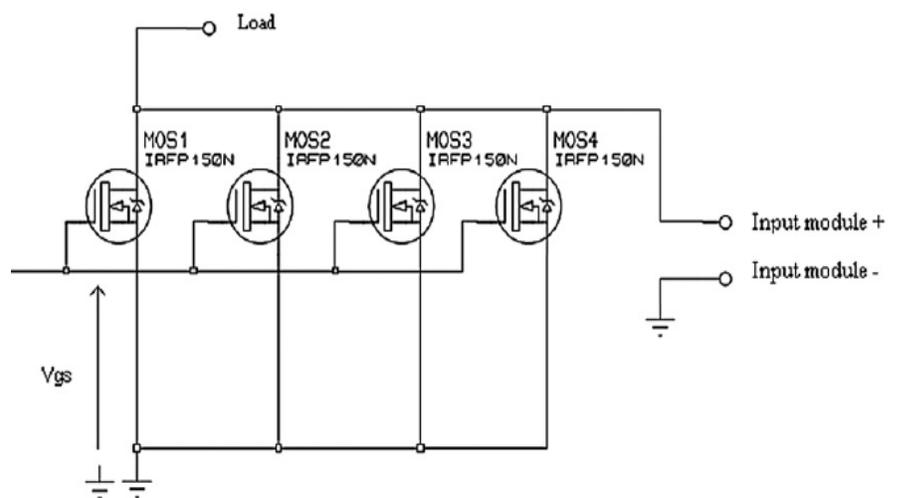
$$P_{\max} = 120 \text{ Wc}, I_{\text{mp}} = 10 \text{ A et } V_{\text{mp}} = 50 \text{ V}.$$

Le MOSFET utilisé est le **IRFP150** ses principales caractéristiques sont :

$$BV_{\text{DSS}} = 100 \text{ V} > V_{\text{mp}},$$

$$R_{\text{DS(ON)}} = 0.04 \text{ ohm},$$

$$I_{\text{D}} = 43 \text{ A} > I_{\text{mp}},$$



**Figure3.2** : Diagramme électrique de l'étage de puissance

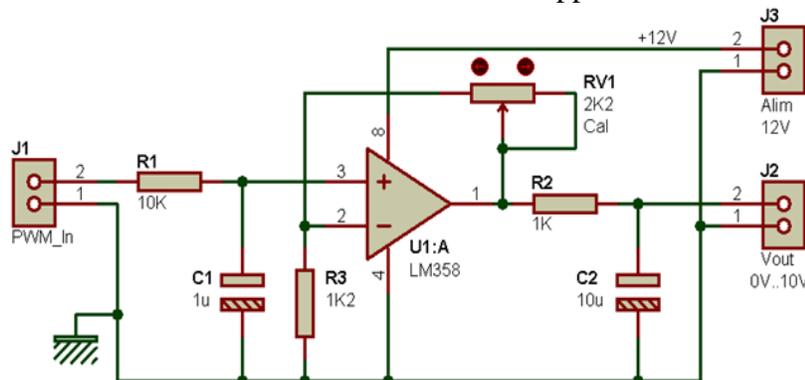
$$P_D = 193 \text{ W @ } T_j = 25 \text{ }^\circ\text{C} > P_{\text{max}}$$

Il fallait noter que la puissance indiquée ( $P_D = 193 \text{ W}$ ) est la puissance la plus basse que le MOSFET IRFP150 peut dissiper, en général elle est donnée à la température de jonction  $T_j = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ , dans ce travail on va utiliser une configuration de quatre MOSFET en parallèle, chaque MOSFET va dissiper une puissance de  $P_D/4 = 30 \text{ W}$  Figure 3.2 ; cette configuration nous permet de ne pas utiliser des protections spéciales.

### 3.2.1.2 Etage de commande : Convertisseur PWM / DC [17]

Ce circuit permet de convertir un signal PWM (MLI) en une tension continue dont la valeur est proportionnelle au rapport cyclique du signal PWM, sur une plage de 0 à 10 V. Si le signal PWM présente un rapport cyclique de 1%, la tension continue produite est de 0,1 V. Si le signal PWM présente un rapport cyclique de 99%, la tension continue produite est de 9,9 V. La linéarité de ce convertisseur PWM / Tension est relativement bonne, un signal PWM de rapport cyclique 35% produit une tension continue de l'ordre de 3,5 V, et un signal PWM de rapport cyclique 75% produit une tension continue de l'ordre de 7,5 V. La fréquence (fixe) du signal PWM peut être comprise entre 200 Hz et 20 kHz. Deux schémas sont proposés :

- **Figure 3.3** - Schéma de base sortie 0 - 10 V
- **Figure 3.4** - Schéma amélioré avec filtre de sortie supplémentaire



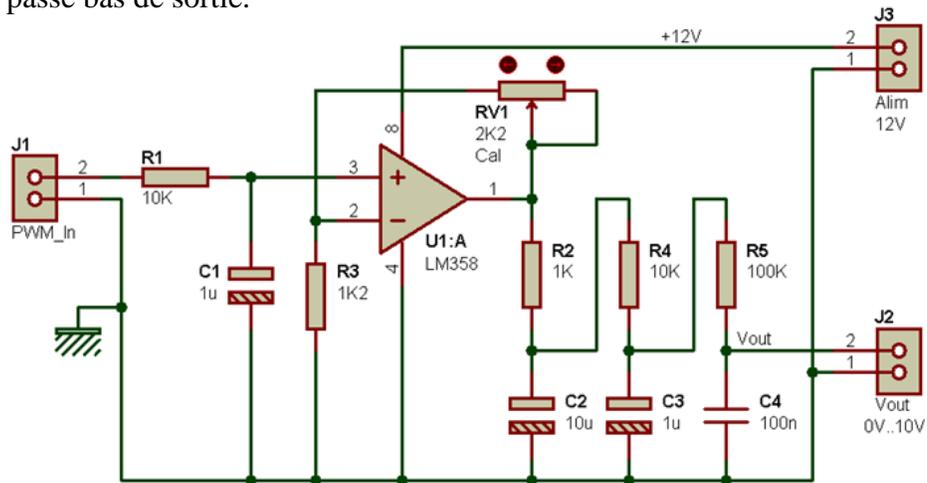
**Figure 3.3** : convertisseur PWM/DC

**RV1** : ajuster pour avoir le gain voulu.

**R1/C1** : filtre passe bas d'entrée.

**LM358** : Amplification/suiveur.

**R2/C2** : filtre passe bas de sortie.



**Figure 3.4** : Convertisseur PWM/DC amélioré

**RV1** : ajuster pour avoir le gain voulu.

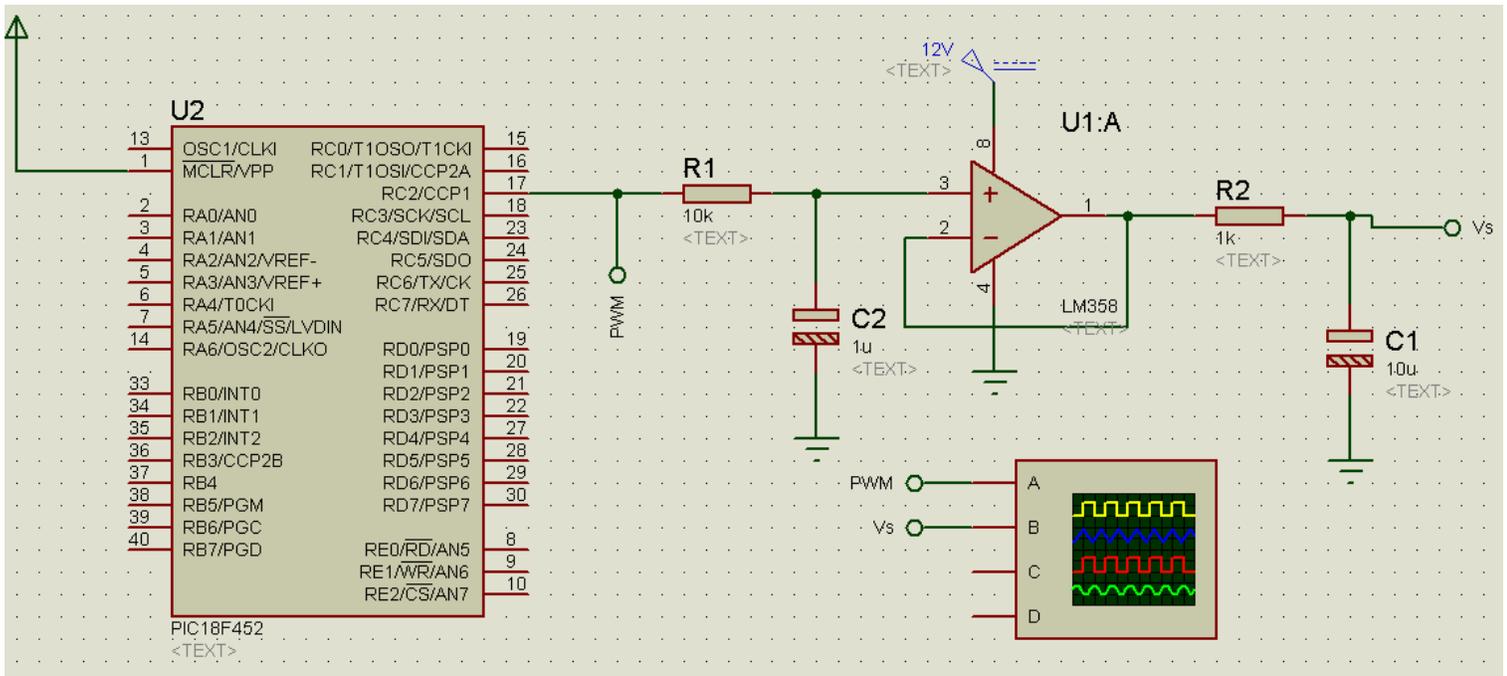
**R1/C1** : filtre passe bas d'entrée.

**LM358** : Amplification/suiveur.

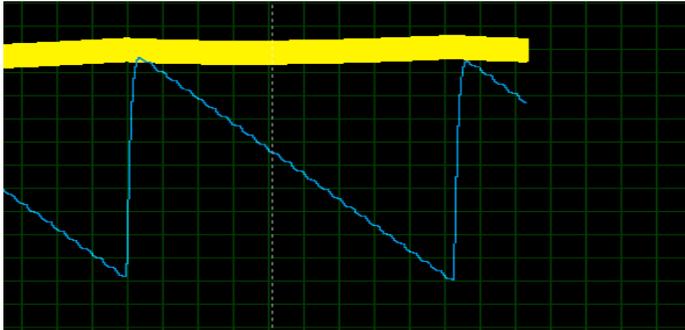
**R2/C2/R4/C3/R5/C4** : filtres passe bas de sortie.

- **Simulation du circuit :**

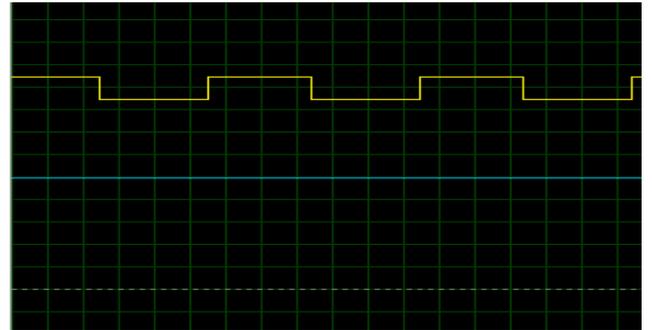
Utilisant le simulateur électronique proteus pour tester le circuit ci-dessus, on génère un signal MLI avec un rapport cyclique variable de 100% à 0% utilisant un PIC 18FXXX et on attaque l'entrée du convertisseur PWM/DC tout en visualisant les signaux d'entrée et de sortie à l'aide d'un oscilloscope.



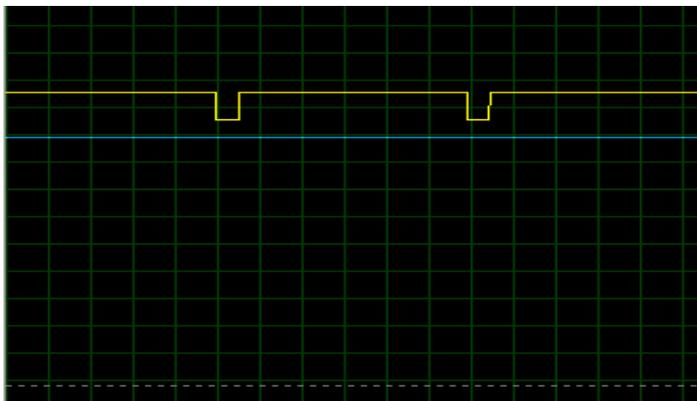
**Figure 3.5** Simulation de convertisseur PWM /DC



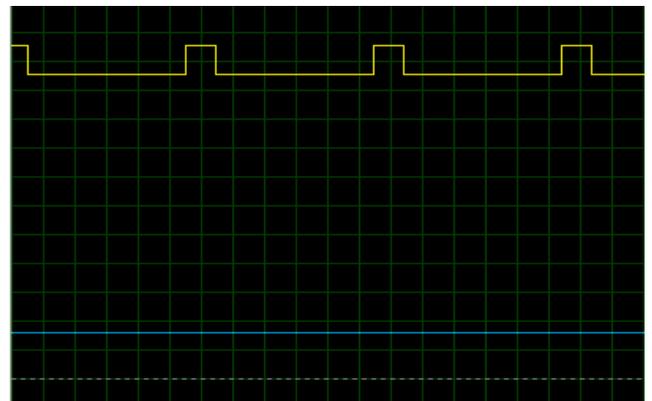
**Figure 3.6 :** Allure de la tension Vgs



**Figure 3.7 :** Rapport cyclique à 50%



**Figure 3.8 :** Rapport cyclique à 90%



**Figure 3.9 :** Rapport cyclique à 15%

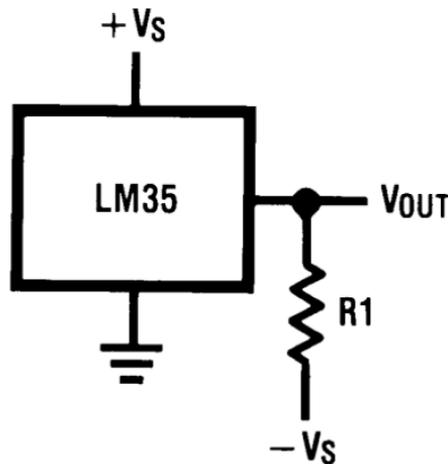
### 3.2.2 Capteur de température

Ce bloc prend en charge la mesure de la température. La mesure de cette grandeur physique est assurée par un capteur analogique de température. La réponse du capteur est linéairement proportionnelle à la température, donc, il suffira de l'amplifier et la numériser pour communiquer directement avec le *microcontrôleur*.



**Figure 3.10** : chaîne d'acquisition de la température

On utilisera pour cela un LM35 type CZ disponible sur le marché. Les caractéristiques techniques du LM35CZ sont présentées dans l'annexe A



**Figure 3.11** : Montage basique de LM35CZ

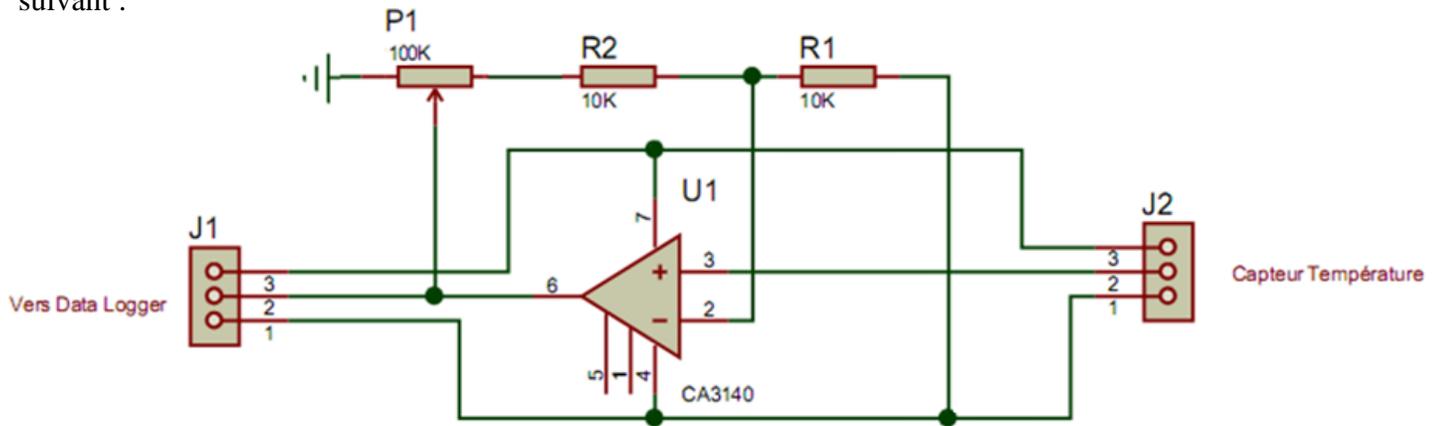
tel que :  $R_1 = -V_s / 50 \mu A$ .

$V_{out} = +550 \text{ mV à } +55 \text{ °C (max)}$

$= +250 \text{ mV à } +25 \text{ °C}$

$= 0 \text{ mV à } 0 \text{ °C}$

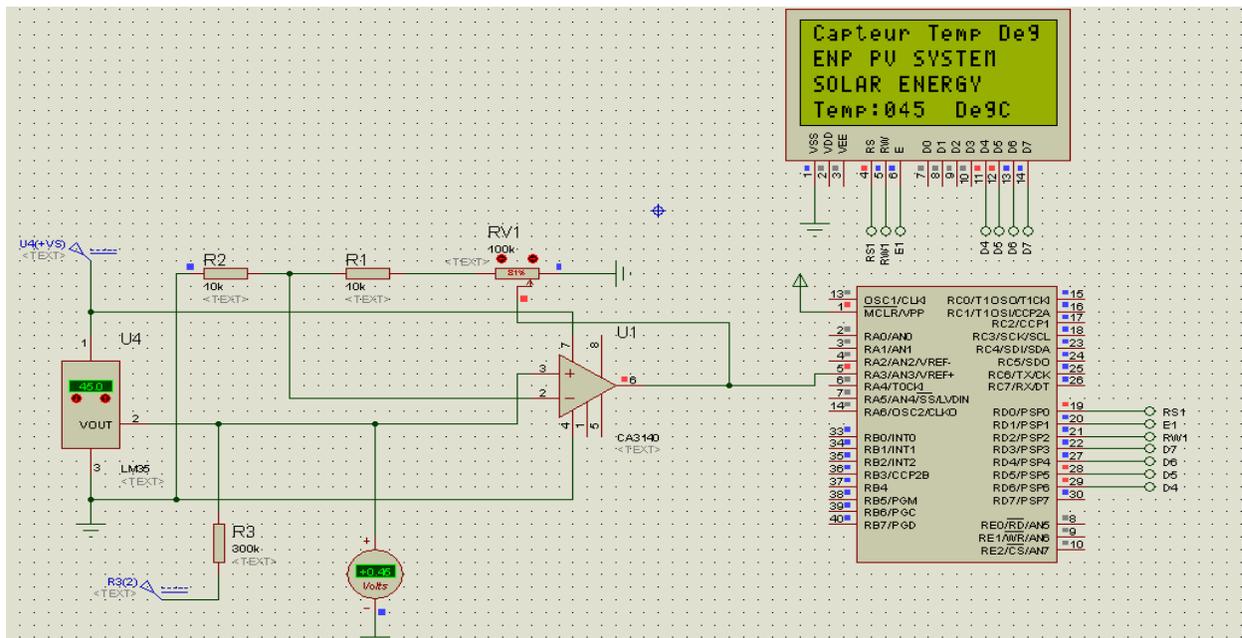
Le schéma électronique de l'étage d'amplification et d'adaptation pour le signal température est le suivant :



**Figure 3.12 : Etage conditionneur de température**

- **Simulation du circuit :**

Utilisant le simulateur électronique proteus, on réalise le circuit qui contient : le capteur LM35, un PIC 18F452, l'étage d'adaptation et d'amplification et un afficheur LCD à quatre lignes, on confirme le bon fonctionnement du circuit.



**Figure 3.13 : Simulation de circuit de mesure de température**

### 3.2.3 Capteur d'ensoleillement

Cette partie prend en charge la mesure du flux lumineux (l'ensoleillement). La mesure est effectuée grâce à une cellule de référence. Contrairement au panneau photovoltaïque, elle est maintenue court-circuitée grâce à la résistance shunt. Le courant de court-circuit étant proportionnel au flux lumineux, il suffira de mesurer la *d.d.p* aux bornes du shunt puis de l'amplifier adéquatement pour déduire la valeur du flux lumineux ( $W/m^2$ ).



**Figure 3.14 :** chaine d'acquisition d'ensoleillement

En réalité nous n'utilisons pas un capteur de luminosité qui est un dispositif couteux et difficile à mettre en œuvre, néanmoins il existe une méthode moins précise et dont les résultats sont acceptables, cette méthode consiste à l'utilisation d'une cellule de référence.

On a l'équation suivante qui indique la relation entre le courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque (de référence) et le flux lumineux :

$$I_{cc} = C \cdot \varphi \dots \dots \dots (24)$$

Donc :

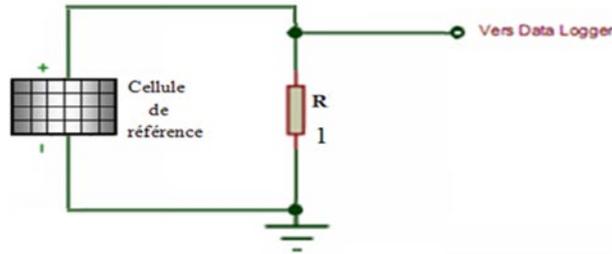
$$V_{lum} = R_{shunt} \cdot C \cdot \varphi \dots \dots \dots (25)$$

La constante  $C$  est donné par le constructeur de la cellule de référence.

Comme le montre la figure 3.16, il suffit de shunter la cellule de référence à l'aide d'une résistance  $R_{shunt}$  de très faible valeur ( $R_{shunt} = 1\Omega$  ou  $0.1 \Omega$ ), en mesurant la tension à ses bornes nous pouvons déduire la valeur de  $I_{CC}$  qui est proportionnelle au flux lumineux. On prendra  $\Phi = \Phi_{max} = 1100 W/m^2$ .

On a  $C = 1 \text{ mA/W/m}^2$  donc  $V_{lum} = V_{lum \text{ max}} = 1.1 \text{ V}$  avec  $R_{shunt} = 1\Omega$ .

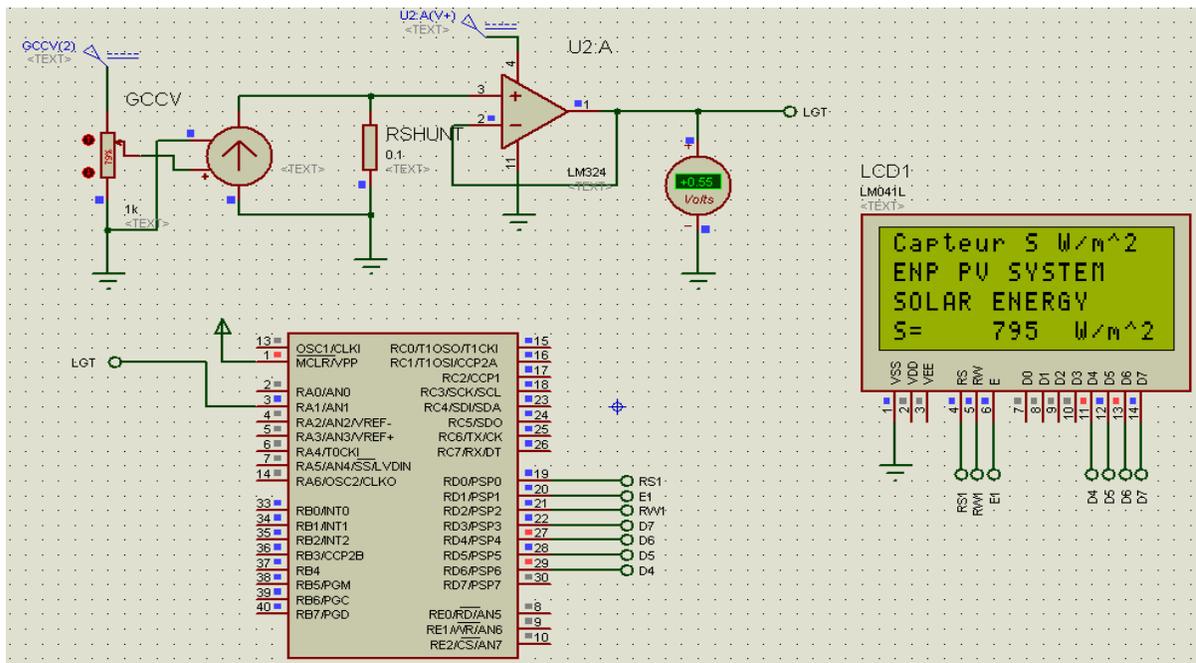
Le circuit permettant d'effectuer cette opération est présenté à la figure 3.16 :



**Figure 3.16** : Capteur et étage conditionneur d'ensoleillement

- **Simulation du circuit :**

Utilisant le simulateur électronique proteus, on réalise le circuit qui contient : une cellule de référence (représentée par un générateur de courant commandé par tension), une résistance shunt, un PIC 18Fxxx, l'étage d'adaptation et d'amplification et un afficheur LCD à quatre lignes, on confirme le bon fonctionnement du circuit.



**Figure 3.17** : Simulation de circuit de mesure d'ensoleillement

### 3.2.4 Conditionneur de courant

Cette partie de circuit se charge de conditionner le courant  $I_{pv}$  pour pouvoir le numériser par la suite.

La chaîne courant (le conditionneur courant) convertit le courant  $I_{pv}$  délivré par le panneau photovoltaïque en une tension image " $V_{courant}$ " (notée  $V_c$ ) qui sera introduite dans le convertisseur A/N du  $\mu C$ .

La chaîne se compose d'une résistance shunt et d'un étage d'adaptation et d'amplification.



Figure 3.18 : Chaîne d'acquisition de courant

On utilisera une résistance shunt de  $0.1\Omega$  pour engendrer une tension image  $V_{courant}$  ( $V_c$ ) qui sera injectée au  $\mu C$  après une amplification et une adaptation. Le schéma suivant illustre cette fonctionnalité :

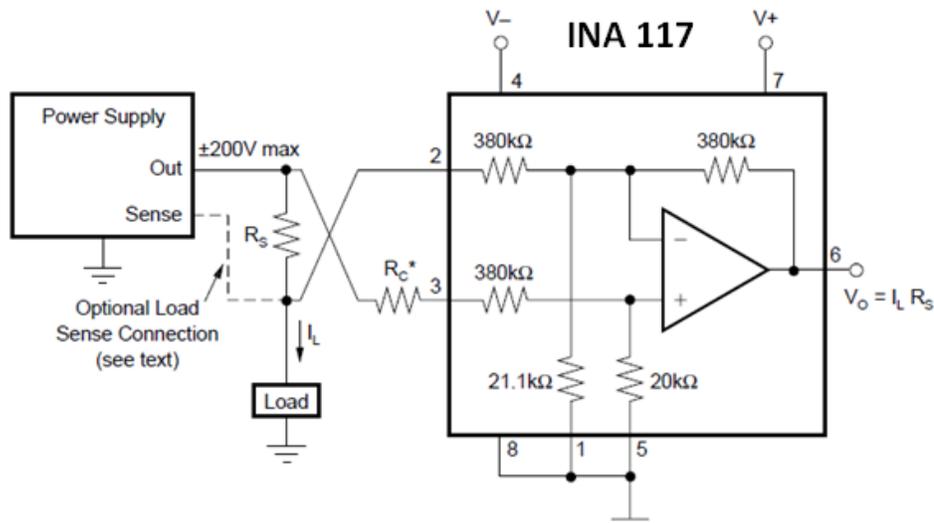


Figure 3.19 : Schéma électronique du conditionneur de courant

- **Simulation du circuit :**

Utilisant le simulateur électronique proteus, on réalise le circuit qui contient : un générateur de courant commandé par tension , une résistance shunt de 0.1 ohm , un PIC 18Fxxx, l'étage d'adaptation et d'amplification utilisant le INA117 et un afficheur LCD à quatre lignes, on confirme le bon fonctionnement du circuit.

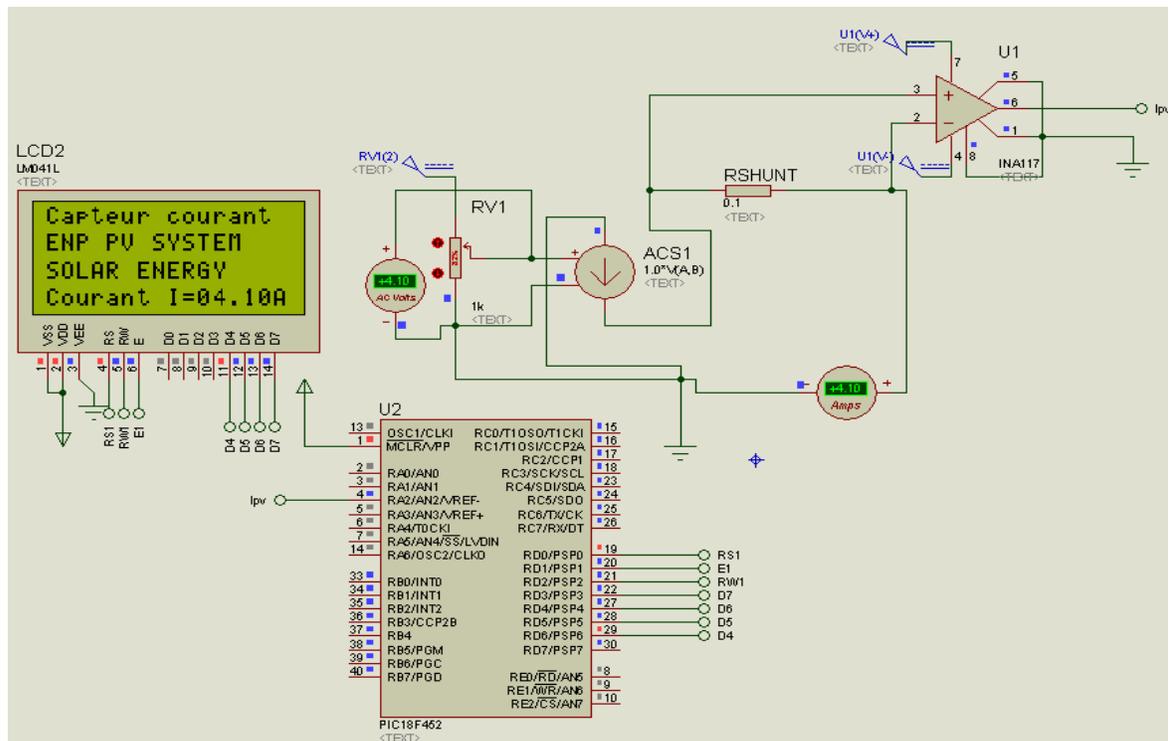


Figure 3.20 : Simulation de circuit de mesure de courant

### 3.2.5 Conditionneur de tension

Le conditionneur de tension est un simple pont diviseur tel qu'il est illustré dans la figure suivante (Figure 3.21) :

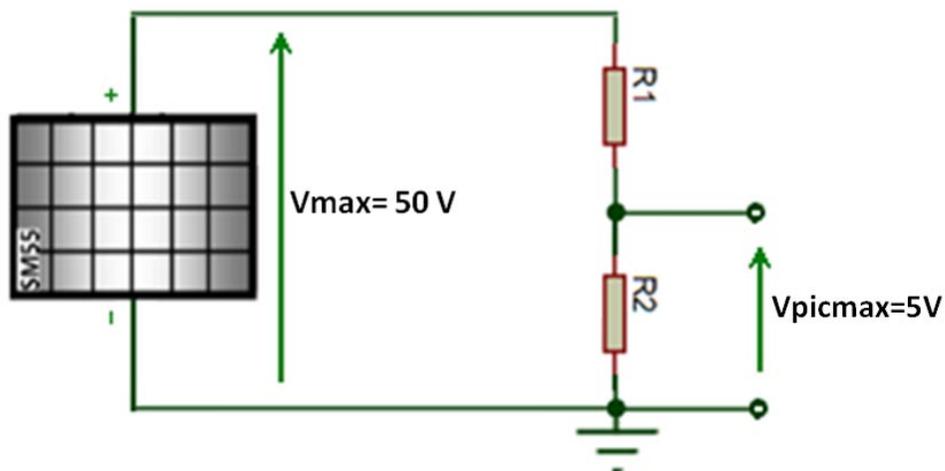


Figure 3.21 : Schéma électronique du conditionneur de tension

Pour que la tension  $V_{pic}$  soit maximale ( $V_{pic\ max} = 5V$ ), lorsque la tension du panneau  $V_{pv}$  soit maximale et égal 50 V, on doit choisir les valeurs de deux résistances  $R_1$  et  $R_2$  d'une telle façon que le rapport  $R_1/R_2$  vérifie la condition suivante :

$$V_{pic} = [R_2 / (R_1 + R_2)] \cdot V_{pv} \dots \dots \dots ()$$

Donc :

$$V_{pic\ max} = [R_2 / (R_1 + R_2)] \cdot V_{max} \dots \dots \dots ()$$

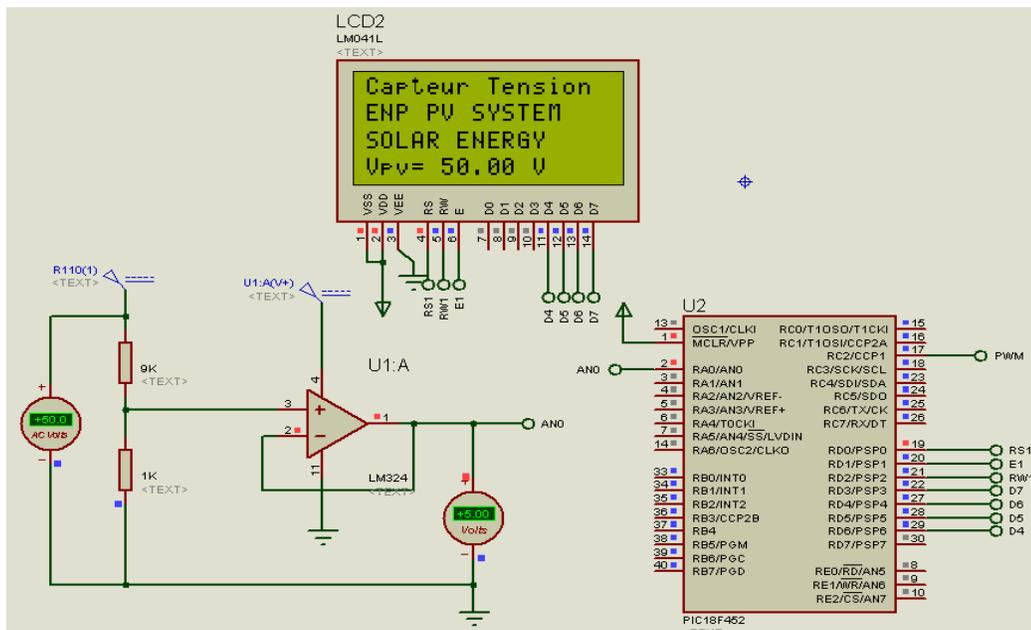
On trouvera  $R_1 / R_2 = (V_{max} / V_{pic\ max}) - 1 = (50 / 5) - 1 = 9$

En suivant les valeurs normalisées des résistances, on pose :  $R_1 = 9\ k\Omega$  et  $R_2 = 1\ k\Omega$ .

La tension image  $V_{pic}$  est injectée directement au  $\mu C$  (la numérisation est au niveau du CAN intégré).

- **Simulation du circuit :**

Utilisant le simulateur électronique proteus, on réalise le circuit qui contient : un diviseur de tension, un PIC 18Fxxx, l'étage d'adaptation et d'amplification et un afficheur LCD à quatre lignes, on confirme le bon fonctionnement du circuit.



**Figure 3.22 : Simulation de circuit de mesure de courant**

## 3.3 Partie numérique

### 3.3.1 Le microcontrôleur ( $\mu C$ )

#### 3.3.3.1 Présentation et branchement

Un  $\mu C$  se présente sous la forme d'un circuit intégré réunissant tous les éléments d'une structure à base de microprocesseur. Il est généralement moins puissant qu'un microprocesseur en terme de rapidité ou de taille mémoire.

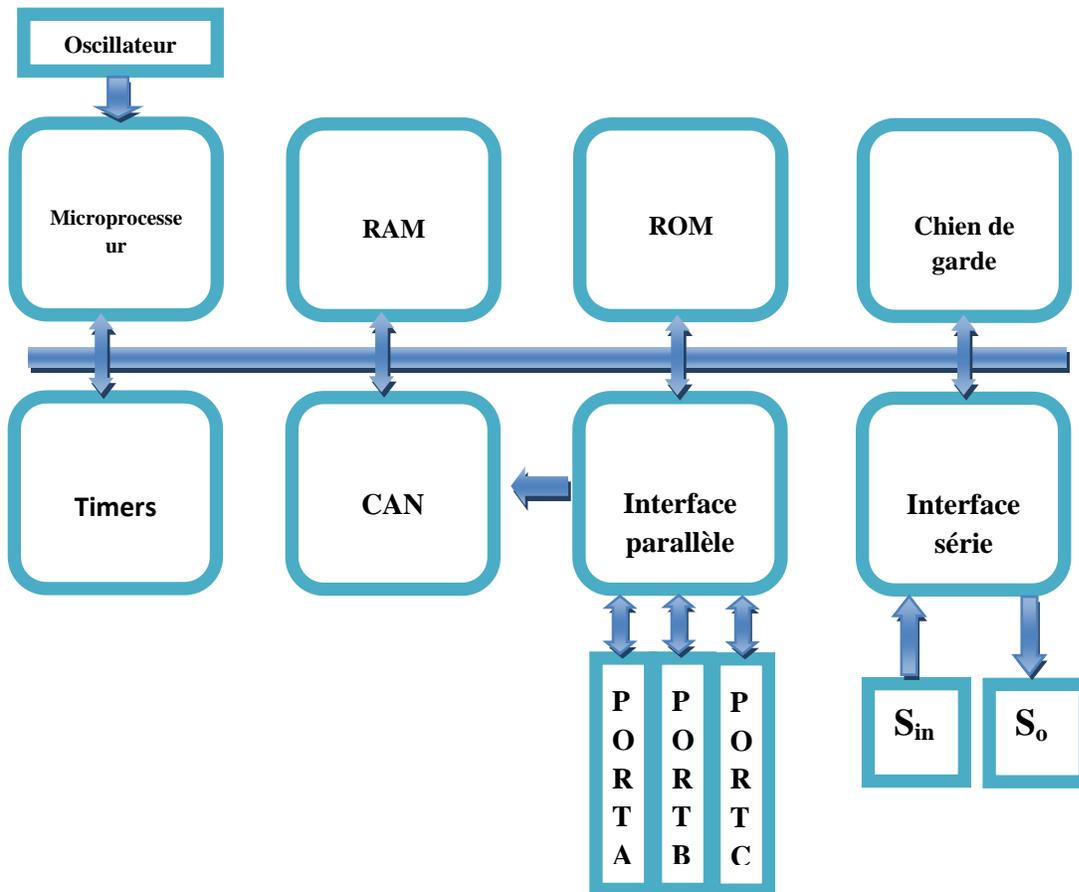
Les microcontrôleurs, quelque soit leurs constructeurs, ont des architectures très similaires et sont constitués de modules fondamentaux (assurant les mêmes fonctions) suivants :

- Un microprocesseur (CPU),
- De la mémoire de données (RAM et EEPROM),
- De la mémoire programme ROM,
- Des interfaces parallèles pour la connexion des entrées/sorties,
- Des interfaces séries pour le dialogue avec d'autres unités,
- Des timers pour générer ou mesurer des signaux avec une grande précision temporelle,
- Des convertisseurs analogique/numérique pour le traitement des signaux analogiques.

On peut dire que seul le langage de programmation constitue la différence majeure entre deux microcontrôleurs (similaires) venant de deux constructeurs différents.

Un  $\mu C$  peut être programmé une fois pour toutes afin qu'il effectue une ou des tâches précises au sein d'un appareil électronique. Mais les  $\mu C$  récents peuvent être reprogrammés et ceci grâce à leur mémoire permanente de type FLASH.

Les PICs sont des microcontrôleurs à architecture RISC (Reduce Instructions Construction Set), ou encore, composants à jeu d'instructions réduit. L'avantage est plus on réduit le nombre d'instructions, plus leur décodage sera rapide ce qui augmente la vitesse de fonctionnement du  $\mu C$ .



**Figure 3.23** : Schéma fonctionnel d'une architecture « Von Neumann »

Les PICs sont des composants statiques, ils peuvent fonctionner avec des fréquences d'horloge allant du continu jusqu'à une fréquence max spécifique à chaque circuit.

Le schéma fonctionnel précédent représente une architecture de "Von Neumann" (commune à la plupart des  $\mu C$ ) où la mémoire programme partage le même bus que la mémoire de données. L'architecture de "Harvard", qui dispose de bus distincts pour les données et pour le programme, est plus rarement utilisée.

Plusieurs constructeurs se partagent le marché des microcontrôleurs, citons INTEL, MOTOROLA, AMTEL, ZILOG, PHILIPS et enfin MICROCHIP avec ses PICs très populaires.

Le microcontrôleur utilisé est un **PIC18F458** manufacturé par MICROCHIP, c'est un composant qui répond aux exigences de notre système.

Nous utilisons pour la programmation le compilateur CCS qui permet un développement rapide des applications et le logiciel PROTEUS-ISIS 7.0 Professional pour la simulation.

Le PIC18F458 a les caractéristiques suivantes : [18]

- 32 kB de mémoire FLASH,
- 1.536 Bytes de mémoire RAM,
- 256 Bytes de mémoire EEPROM,
- Vitesse du processeur : 10 MIPS (Million Instruction Per Second), donc 100 ns pour une seule instruction,
- Vitesse d'horloge maximale : 40 Mhz,
- 8 CAN de 10 bits,
- Emetteur récepteur universel synchrone et asynchrone (USART) pour la communication série RS232;
- Gamme de température : de - 40 à 125 °C,
- Alimentation : de 2 à 5.5 V,

- 40 broches

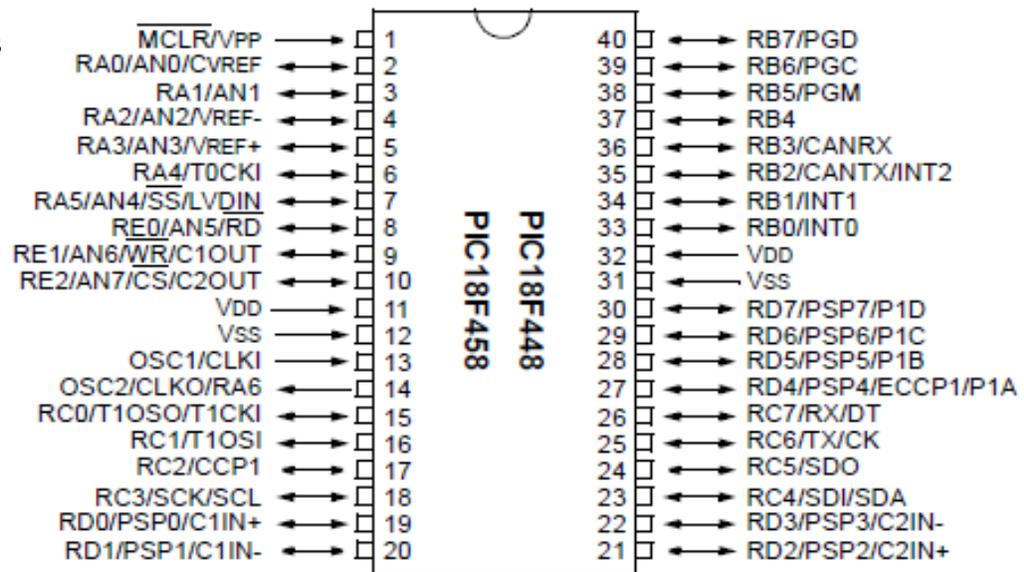
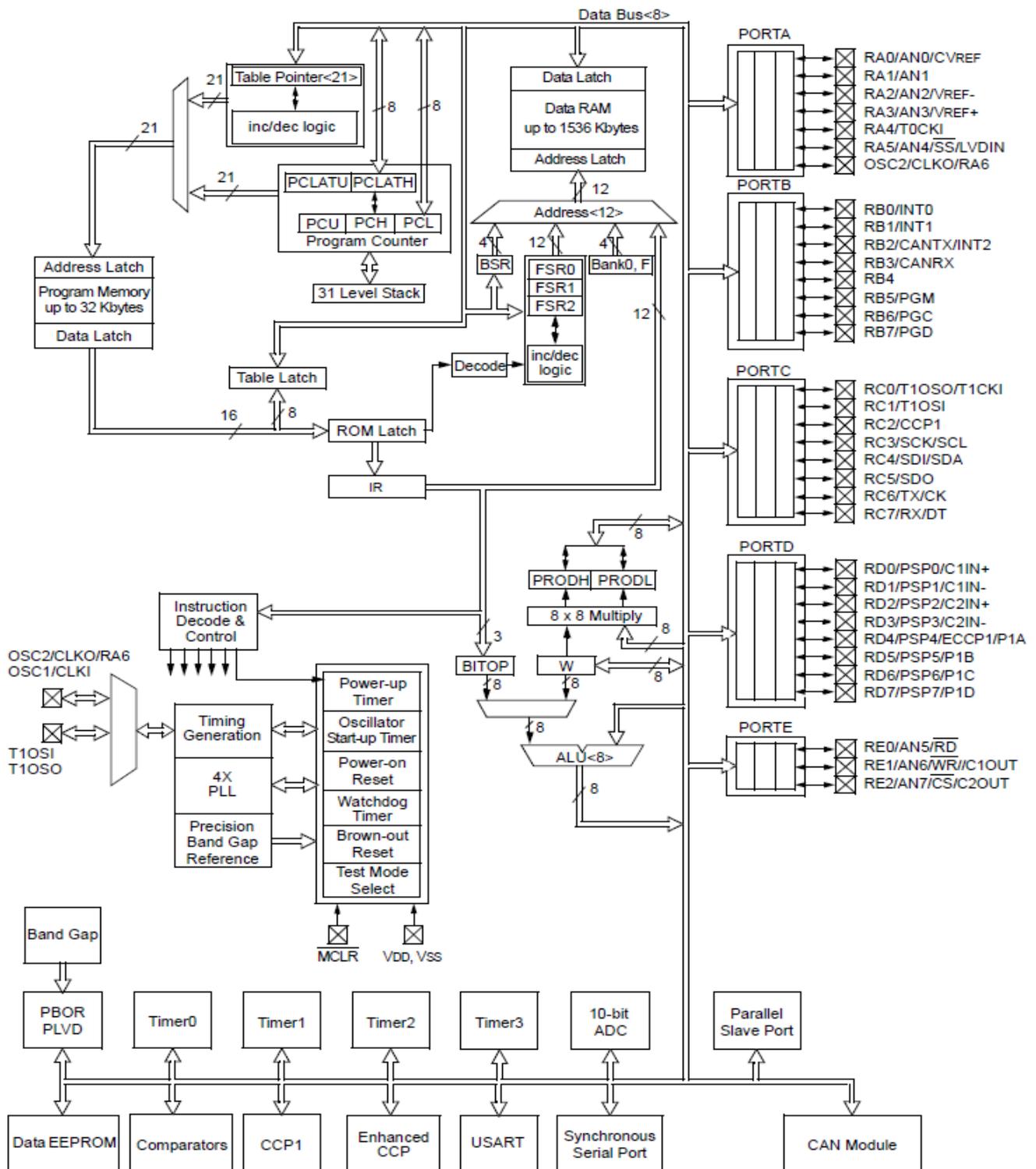


Figure 3.24 : Configuration des broches du 18F 458



**Figure 3.25 :** Schéma fonctionnel du 18F 458

### 3.3.1.2 Le microprocesseur

Le microprocesseur exécute séquentiellement les instructions stockées dans la mémoire programme. Il est constitué des éléments suivants :

- Plusieurs registres accumulateurs contenant temporairement les opérandes ainsi que les résultats des opérations,
- Des registres auxiliaires permettant de relayer les accumulateurs,
- Des registres d'index pour le mode d'adressage indirect,
- Un compteur programme pointant l'adresse de la prochaine instruction à exécuter,
- Une unité arithmétique et logique (UAL),

Le microprocesseur intégré au PIC18F458 est de type RISC (Reduce Instruction Set Computer) qui possède un nombre réduit d'instructions (77 instructions), chacune d'elles s'exécute en une période d'horloge.

### 3.3.1.3 Les mémoires

- Mémoires programmes

Ce dispositif contient les instructions du programme que doit exécuter le microprocesseur. Ce type de mémoire (appelée mémoire morte), est uniquement accessible en lecture. Il en existe différents types selon leur mode de programmation :

- \* De la ROM dont le contenu est programmé lors de sa fabrication,
- \* De la PROM programmable électriquement une seule fois par le développeur (appelée aussi OTPROM),
- \* De la EPROM programmable électriquement et effaçable aux UV (appelée aussi UVPROM),
- \* De la EEPROM programmable et effaçable électriquement.

- Mémoires données

Ce dispositif permet de mémoriser temporairement les données générées par le microprocesseur pendant les différentes phases du traitement numérique (résultats d'opérations, états des capteurs...). Ces mémoires sont accessibles en écriture et en lecture.

On en trouve deux (02) types :

\* De la mémoire vive (RAM) volatile (données perdues en cas de coupure de l'alimentation) ayant un temps de lecture et écriture assez court (quelques *ns*),

\* De la mémoire morte (EEPROM) non-volatile (données conservées en cas de coupure de l'alimentation) ayant un temps d'écriture assez élevé (quelque *ms*) par rapport au temps de lecture qui est assez faible (quelque *ns*).

#### **3.3.1.4 L'interface parallèle**

Ce type d'interface, répartie sur plusieurs ports, permet de prendre en compte des états logiques appliqués en entrée (états de capteurs) ou de générer des signaux binaires en sortie (commande d'actionneurs, affichage,...). Les broches de ces ports peuvent donc être configurées en entrée ou en sortie. La configuration ainsi que l'état logique de ces broches est obtenue par des opérations d'écriture ou de lecture dans différents registres associés à chaque port. On trouve :

- Un registre de direction pour une configuration en entrée ou en sortie,
- Un registre de données recopiant les états logiques de chaque broche pour chaque port,
- Un registre d'option permettant plusieurs configurations en entrée ou en sortie.

#### **3.3.1.5 L'interface série**

Ce type d'interface permet au microcontrôleur de communiquer avec d'autres systèmes à base de microprocesseur. Les données envoyées ou reçues se présentent sous la forme d'une succession

temporelle (sur un seul bit) de valeurs binaires images d'un mot. On utilisera une liaison série asynchrone (pas de signal d'horloge de synchronisation).

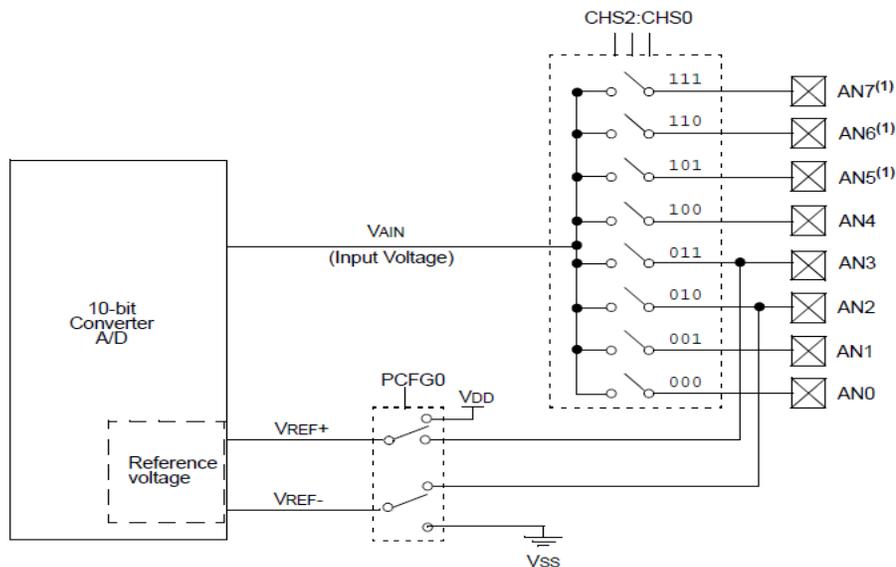
### 3.3.1.6 Le convertisseur analogique numérique (CAN)

La conversion A/N, ou la numérisation du signal analogique, est l'interface entre les grandeurs physiques analogiques (données par les capteurs) et les unités de traitement (Calculateurs, processeurs, ...). Le signal analogique va être numérisé par un organe interne intégré, par un convertisseur analogique numérique (CAN ou ADC en anglais).

On distingue plusieurs types de CAN qui sont utilisés. Cette distinction est basée sur la technique de conversion utilisée (à rampes, à approximations successives, ...). C'est le type de CAN utilisé qui détermine les performances métrologiques du système (résolution, précision, stabilité, ...).

Le CAN intégré dans le microcontrôleur PIC18F458 est du type "approximations successives". Il possède cinq (08) entrées multiplexées accessibles via les broches des ports de l'interface parallèle. Le CAN possède deux (02) registres :

- Un registre de données contenant le résultat de la conversion,
- Un registre de contrôle permettant de lancer et de surveiller la conversion.



**Figure 3.26 : Schéma bloc du CAN intégré dans le 18F458**

Notre microcontrôleur travaille avec un CAN qui permet un échantillonnage sur 10 bits. Le signal numérique peut donc prendre 1024 valeurs possibles. Il nous faut donc connaître la valeur minimale ainsi que la valeur maximale qui peut prendre la grandeur analogique à numériser.

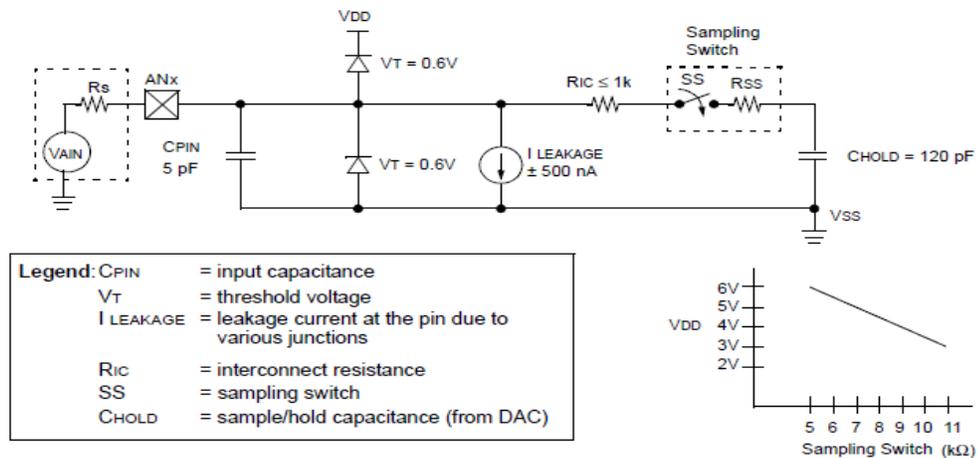
Dans ce projet, le microcontrôleur considère la valeur minimale  $V_{min} = 0\text{ V}$ , tandis que la valeur maximale correspond à la tension positive d'alimentation  $V_{max} = V_{dd} = 5\text{ V}$

Il est bon de connaître le principe de conversion, car cela va nous aider à comprendre la suite. La séquence est la suivante :

Le microcontrôleur connecte la broche sur laquelle se trouve la tension à numériser à un condensateur interne ( $C_{HOLD}$ ), qui va se charger via une résistance interne jusqu'à la tension appliquée.

La broche est déconnectée du condensateur, ce dernier transforme l'énergie emmagasinée vers les composants internes du CAN.

Le microcontrôleur procède à la conversion. Tout d'abord le bit de poids fort du résultat est mis à 1, ensuite le convertisseur traduit ce résultat en tension, celle-ci est alors comparée à la valeur d'entrée. Si la tension d'entrée est supérieure à la tension du résultat alors le bit de poids fort est laissé à 1, dans le cas contraire, il est placé à l'état bas. La conversion se poursuit de la même façon avec le bit de rang inférieur jusqu'au bit de poids faible.



**Figure 3.27 : L'échantillonneur bloqueur du PIC**

- Résolution

La résolution est un paramètre important pour les CANs, c'est le nombre de points. Si  $n$  est le nombre de bits du mot binaire délivré à la sortie du CAN, la résolution est :  $2^n$ .

- Précision

La précision du CAN, ou bien la résolution analogique est exprimée par l'expression suivante :

$$\text{Résolution analogique} = \text{étendue (volts)} / (2^n - 1)$$

$2^n - 1$  c'est le nombre d'incrémentations du CAN.

Et comme on a des tensions de 0 à 5 V donc l'étendue est de 5 V.

Le mot binaire est de 10 bits, donc  $n = 10$ .

Pour cela, on trouve : ***résolution analogique = précision = 4.88 mV.***

- Temps d'acquisition

C'est le temps nécessaire pour que le condensateur interne (*C HOLD*) atteigne une tension proche de la tension à convertir. Cette charge d'effectue à travers une résistance interne et la résistance de la source connectée à la broche.

Ce temps dépend de la réaction des circuits internes et de la température (les résistances dépendent de la température donc le temps de réaction également).

Donc, si on pose :

- $T_{acq}$  : temps d'acquisition total,
- $T_{amp}$  : temps de réaction des circuits,
- $T_c$  : temps de charge du condensateur,
- $T_{coff}$  : temps qui dépend du coefficient de température.

La formule est donc :

$$T_{acq} = T_{amp} + T_c + T_{coff}$$

- Le fabricant nous donne le temps de réaction  $T_{amp}$  qui est pratiquement de  $2 \mu s$ .
- Pour le coefficient de température, il n'est nécessaire que pour les températures supérieures à  $25 \text{ }^\circ C$ . Dans les autres cas, il n'entre pas en compte. Ce coefficient est pratiquement de  $0,05 \mu s$  par  $^\circ C$  (pour les températures supérieures à  $25 \text{ }^\circ C$ ). Il s'agit de la température du microcontrôleur, et non pas de la température ambiante.

Donc, ce temps  $T_{coff}$  sera au minimum de 0 (à moins de  $25 \text{ }^\circ C$ ) et au maximum de  $(50 - 25) * 0.05$ , soit  $1,25 \mu s$  (à  $50 \text{ }^\circ C$ ). La température du microcontrôleur ne doit pas, en effet, excéder  $50 \text{ }^\circ C$ .

$$\text{Donc } 0 \leq T_{coff} \leq 1,25 \mu s$$

Si nous voulons bénéficier d'une fréquence maximale, nous devons maintenir le microcontrôleur sous  $25 \text{ }^\circ C$ .

- Le temps de charge est donné par la formule suivante :

$$T_c = - (CHOLD)(RIC + R_{ss} + R_s) \ln(1/2047)$$

On peut par exemple calculer le temps d'acquisition minimum nécessaire.

À  $50 \text{ }^\circ C$ , on a,  $T_{coff} = 1,25 \mu s$ .

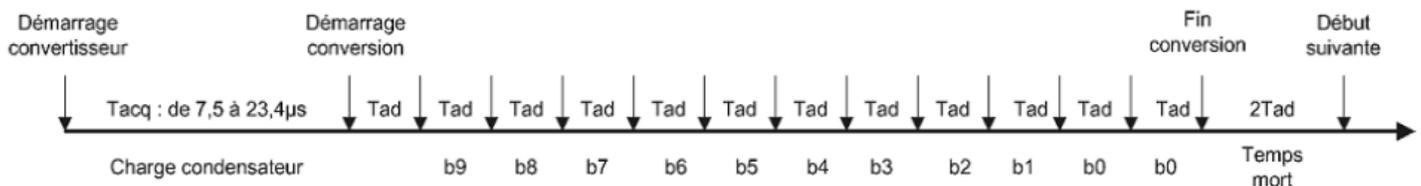
On posera :  $CHOLD = 120 \text{ pF}$ ,  $RIC = 1 \text{ k}\Omega$ ,  $R_{ss} = 7 \text{ k}\Omega$  et  $R_s = 2.5 \text{ k}\Omega$ . Donc,  $T_c = 9.61 \mu s$ .

Donc on trouvera finalement :

$$T_{acq} = T_{amp} + T_c + T_{coff} = 2 \mu s + 9.61 \mu s + 1.25 \mu s = \mathbf{12.86 \mu s}$$

- Temps de conversion

Le temps de conversion par bit est appelé  $T_{ad}$ . The conversion analogique/numérique nécessite  $12 T_{ad}$ , de plus il faut ajouter  $2 T_{ad}$  avant de pouvoir effectuer une nouvelle conversion.



**Figure 3.28 : Temps de conversion**

Le temps  $T_{ad}$  ne peut descendre, pour des raisons électroniques, en dessous de  $1.6 \mu s$ . Le  $T_{ad}$  est configurable de la manière suivante :

**TABLEAU 3.1** : Table de configuration du temps de conversion par bit

AD Clock Source (TAD)		Device Frequency			
Operation	ADCS2:ADCS0	20 MHz	5 MHz	1.25 MHz	333.33 kHz
2 TOSC	000	100 ns <sup>(2)</sup>	400 ns <sup>(2)</sup>	1.6 $\mu s$	6 $\mu s$
4 TOSC	100	200 ns <sup>(2)</sup>	800 ns <sup>(2)</sup>	3.2 $\mu s$	12 $\mu s$
8 TOSC	001	400 ns <sup>(2)</sup>	1.6 $\mu s$	6.4 $\mu s$	24 $\mu s$ <sup>(3)</sup>
16 TOSC	101	800 ns <sup>(2)</sup>	3.2 $\mu s$	12.8 $\mu s$	48 $\mu s$ <sup>(3)</sup>
32 TOSC	010	1.6 $\mu s$	6.4 $\mu s$	25.6 $\mu s$ <sup>(3)</sup>	96 $\mu s$ <sup>(3)</sup>
64 TOSC	110	3.2 $\mu s$	12.8 $\mu s$	51.2 $\mu s$ <sup>(3)</sup>	192 $\mu s$ <sup>(3)</sup>
RC	011	2-6 $\mu s$ <sup>(1)</sup>	2-6 $\mu s$ <sup>(1)</sup>	2-6 $\mu s$ <sup>(1)</sup>	2-6 $\mu s$ <sup>(1)</sup>

### 3.3.1.7 Le timer

Le timer permet de réaliser les fonctions suivantes :

- Génération d'un signal périodique modulé ou non en largeur d'impulsion,
- Génération d'une impulsion calibrée,
- Temporisation,
- Comptage d'événements.

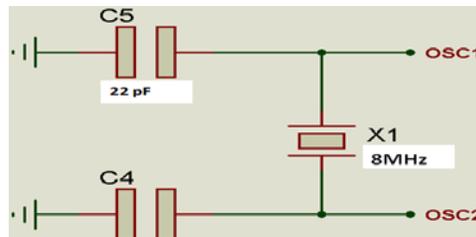
### 3.3.1.8 Le chien de garde

Ce dispositif est un système anti-plantage du microcontrôleur. Il s'assure qu'il n'y ait pas d'exécution prolongé d'une même suite d'instruction.

Un compteur pré chargeable se décrémente régulièrement au rythme de la fréquence d'horloge. Si aucun pré chargement n'est effectué avant qu'il n'atteigne la valeur "0" un Reset est généré relançant ainsi le microcontrôleur.

### 3.3.1.9 Les signaux d'horloge

Le signal d'horloge permet de cadencer le fonctionnement du microcontrôleur. Ce dernier intègre une porte Trigger de Schmitt afin de réaliser un oscillateur. Pour l'obtenir, on place un quartz entre les deux broches "*OSCI*n (*OSC1*)" et "*OSC*out (*OSC2*)" comme l'indique le schéma suivant :



**Figure 3.29** : Oscillateur 8MHz utilisé

### 3.3.2 L’Afficheur LCD

La nécessité de visualiser localement et numériquement les valeurs de différentes variables analogiques provoque l'utilisation d'un bloc afficheur présenté sous la forme d'un afficheur LCD.

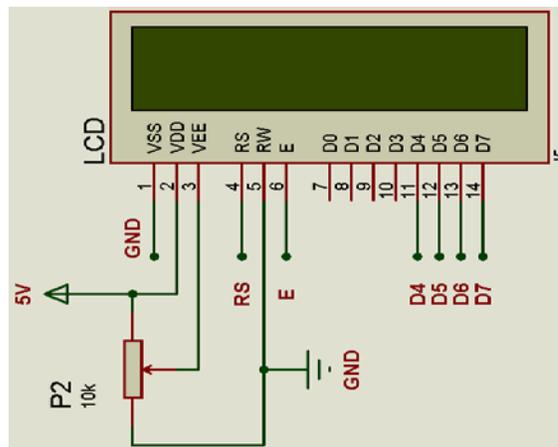
L'afficheur à cristaux liquides, autrement appelé afficheur LCD (Liquid Crystal Display), est un module compact intelligent et nécessite peu de composants externes pour un bon fonctionnement. Il consomme relativement peu (de 1 à 5 mA) et il est facile à utiliser.

Plusieurs afficheurs sont disponibles sur le marché et diffèrent les uns des autres, non seulement par leurs dimensions, (de 1 à 4 lignes de 6 à 80 caractères), mais aussi par leurs caractéristiques techniques et leur tension de service. Certains sont dotés d'un rétro éclairage de l'affichage. Cette fonction fait appel à des LED montées derrière l'écran du module, cependant, cet éclairage est gourmand en intensité (de 80 à 250 mA).

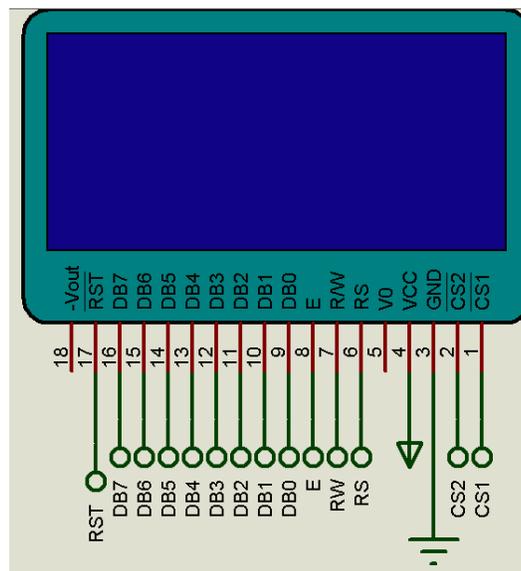
Ils sont très utilisés dans les montages à microcontrôleur, et permettent une grande convivialité. Dans notre montage, on doit afficher la température, le flux, l'intensité de courant, la tension, la date, l'heure ... etc.

On utilisera un afficheur LCD 4\*20 caractères

Ou un afficheur graphique LCD 128 X 64 pixels



**Figure 3.30** : L' afficheur LCD

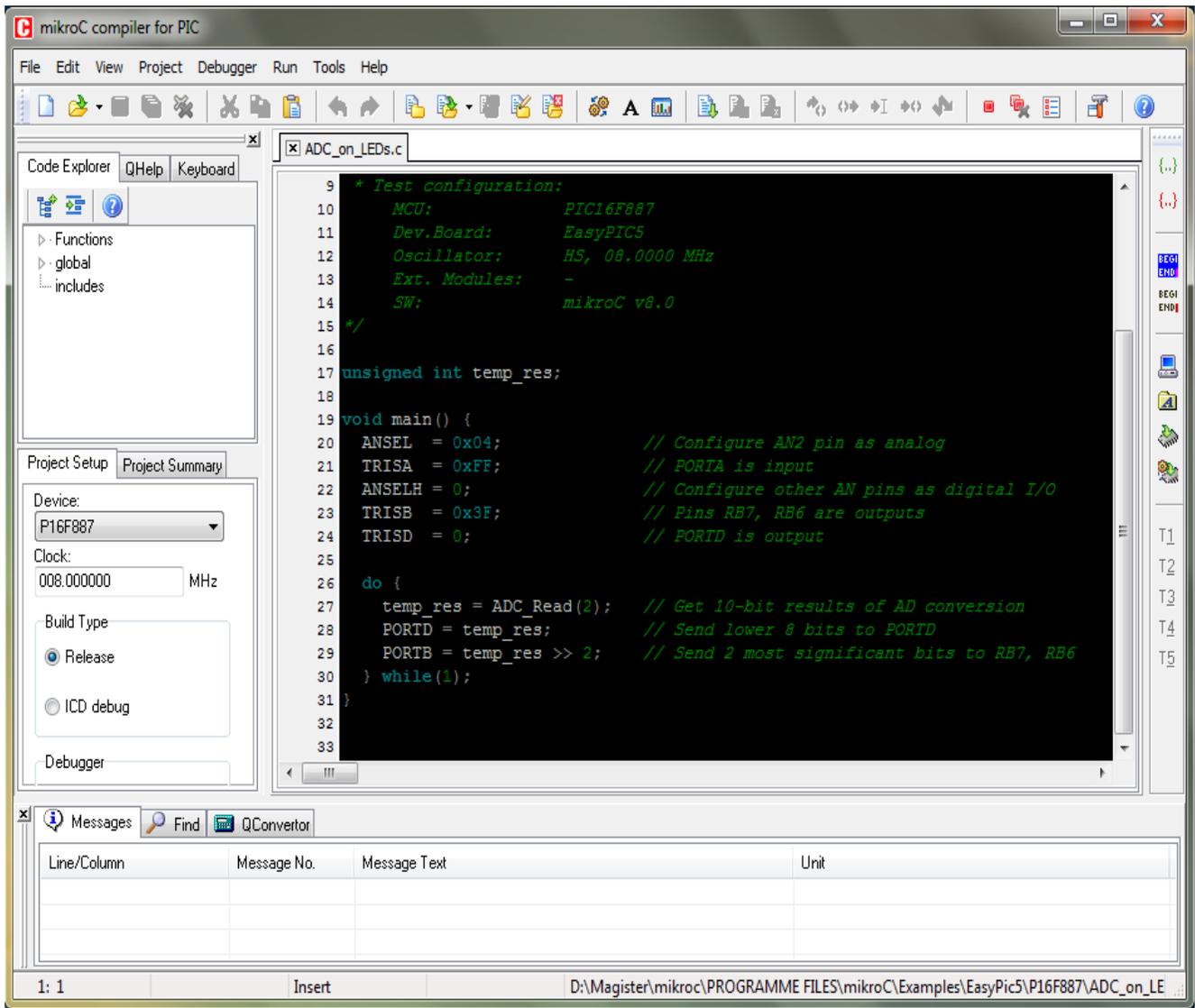


**Figure 3.31** : L' afficheur GLCD

### 3.3.3 Programmation du PIC

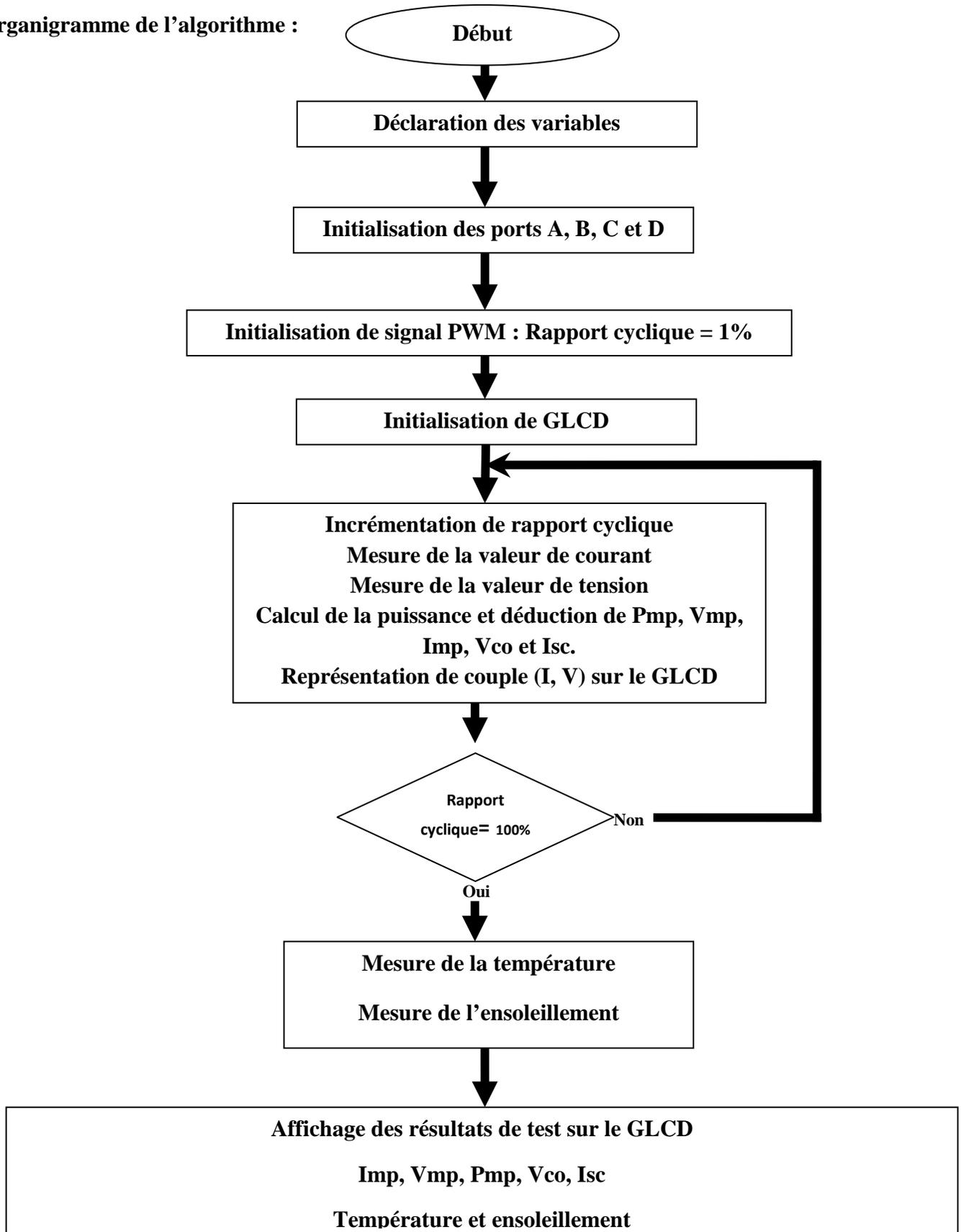
- MikroC

Le mikroC est un instrument de développement et de programmation très puissant conçu spécialement pour fournir au programmeur de PIC la solution la plus facile possible pour les différentes applications.



**Figure 3.32 :** Interface de l'outil de développement mikroC PRO pour PIC

L'organigramme de l'algorithme :



### 3.4 Le bloc d'alimentation

L'alimentation est un élément essentiel de notre montage, elle devra présenter de bonnes performances en termes de stabilité et de régulation. Les courants et les tensions qu'elle devra fournir n'étant pas importants (quelques centaines de *mA*), il est inutile de la surdimensionner en terme de puissance. Elle comporte les sous-blocs suivants :

- Alimentation des circuits logiques:

Elle devra fournir une alimentation stabilisée de 5V pour le  $\mu C$ . Cette tension étant utilisée aussi comme tension de référence lors des conversions A/N.

- Alimentation symétrique:[19]

Elle devra fournir +/-15V réglées et stabilisées pour les amplificateurs opérationnels utilisés dans le montage.

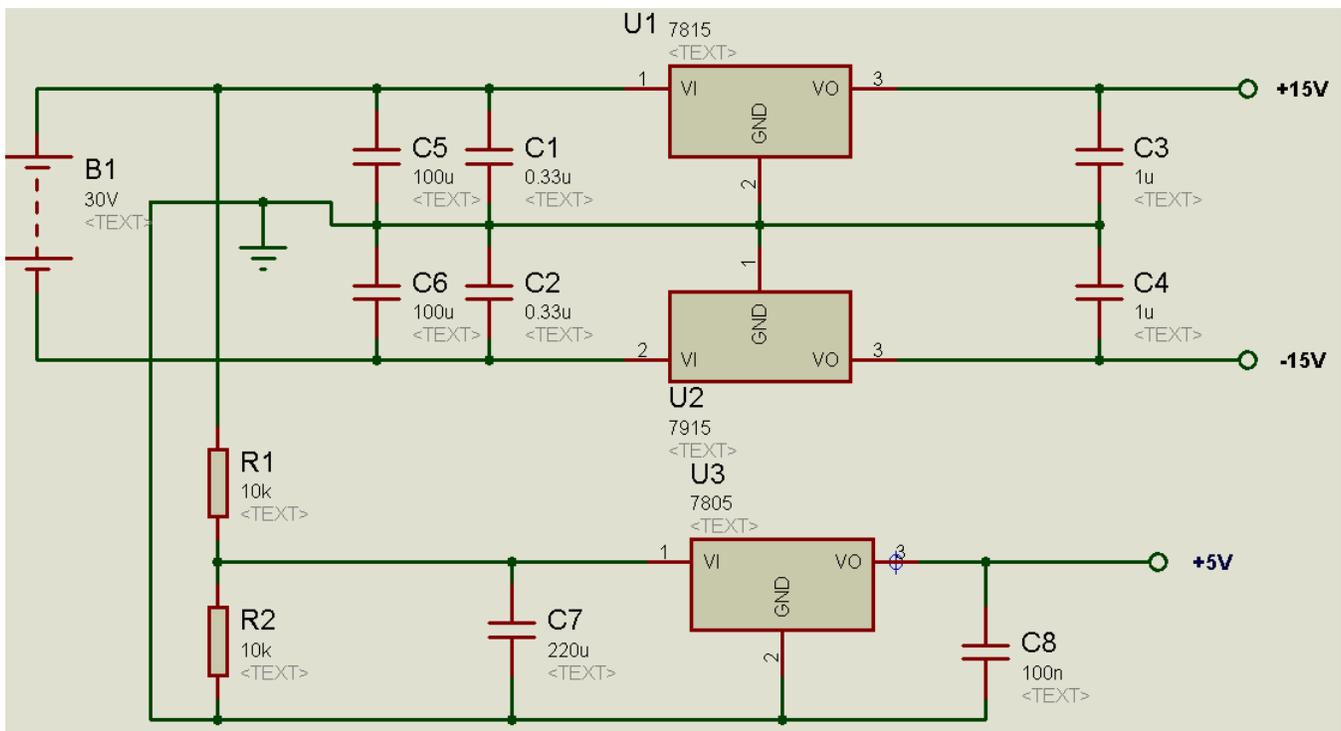
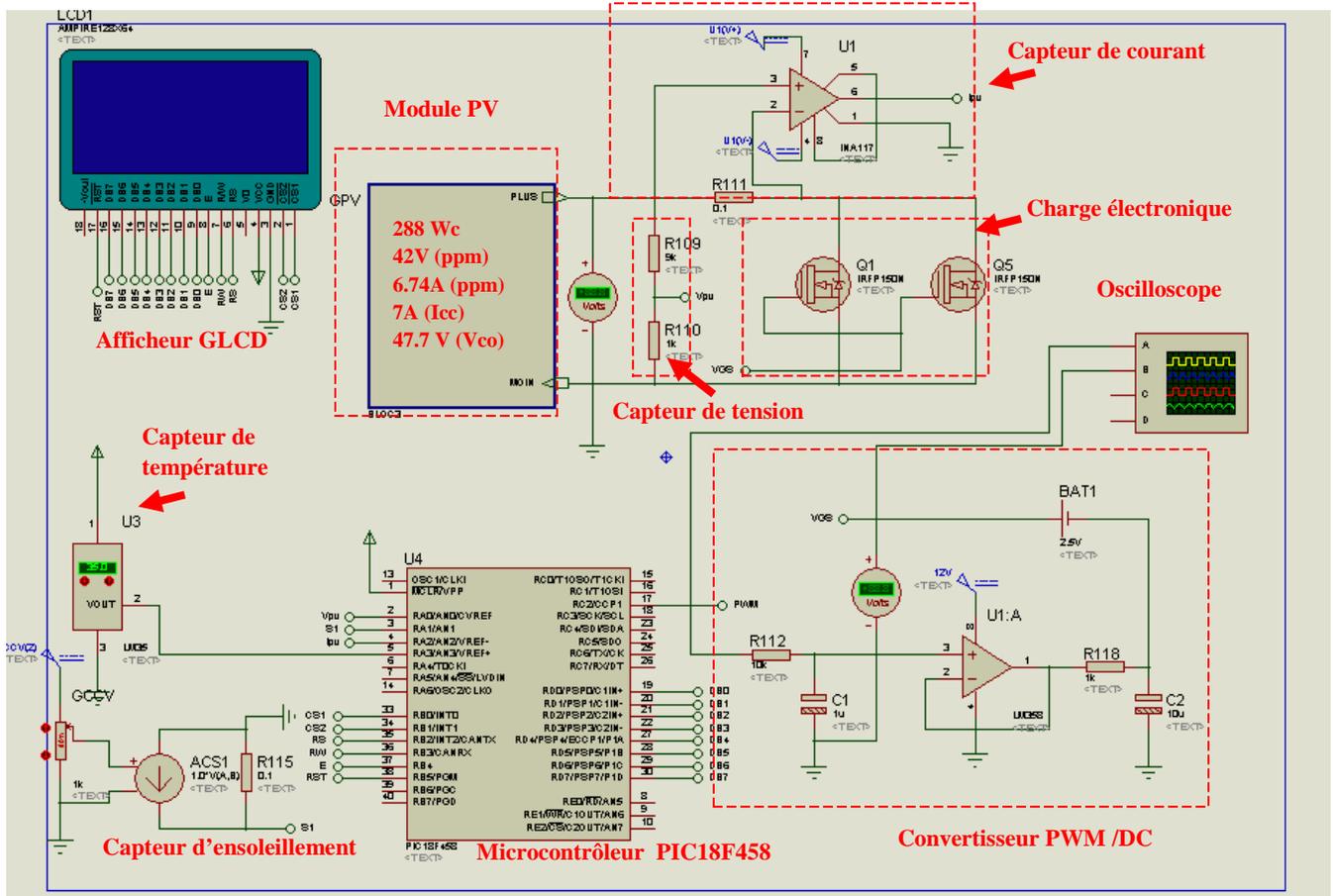


Figure 3.33 : Le bloc d'alimentation

### 3.4 Simulation du circuit global



**Figure 3.34 : Simulation de circuit global de caractériser avec Proteus**

#### Simulation de module photovoltaïque :

Le modèle utilisé pour la simulation de module photovoltaïque est le modèle d'une seule diode, en mettant 72 cellules en série les caractéristiques électriques du module PV globale sont comme suit :

**$P_{mp} = 288Wc$**

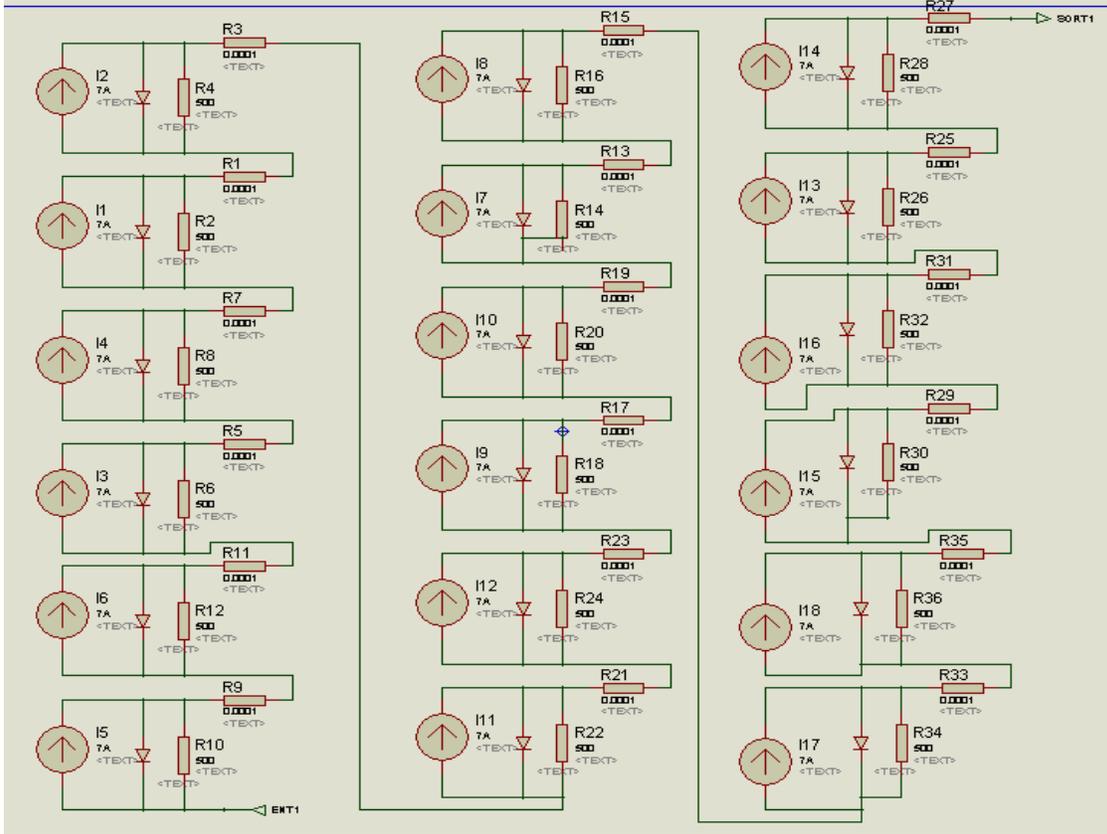
**$V_{mp} = 42V$**

**$I_{mp} = 6,74A$**

**$I_{cc} = 7A$**

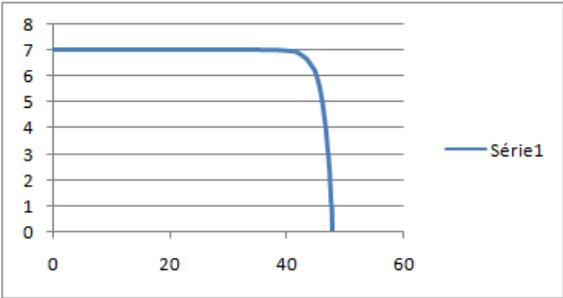
**$V_{co} = 47,7V$**

Le modèle utilisé est similaire au futur module qui sera fabriqué par la filiale Rouïba Eclairage de SONELGAZ

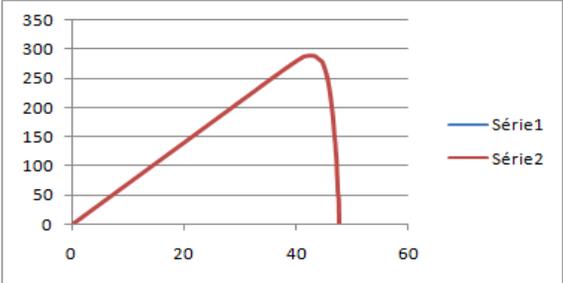


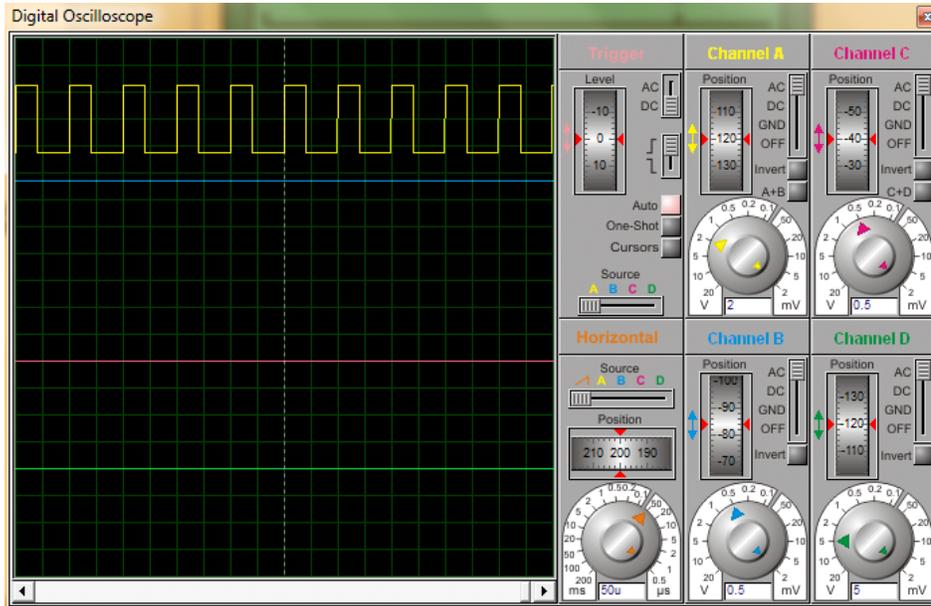
**Figure 3.35** : Modèle électrique de module PV avec Proteus

**Figure 3.36** Courbe IV du modèle électrique de module avec Proteus

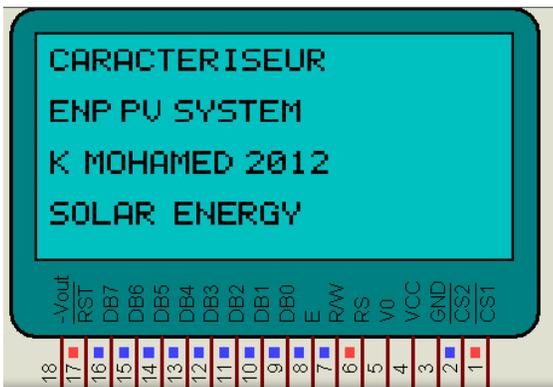


**Figure 3.37** Courbe P-V du modèle électrique de module avec Proteus

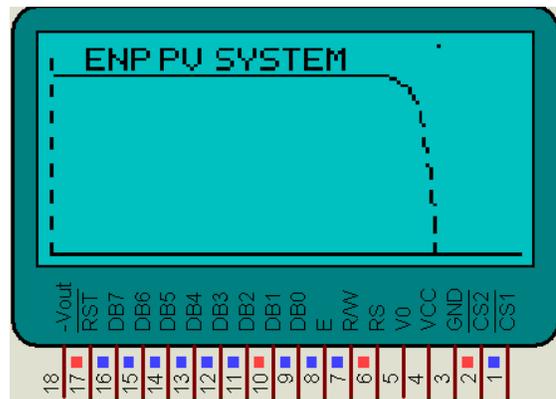




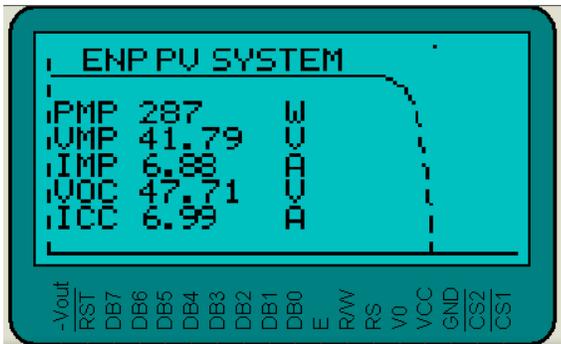
**Figure 3.38 :** Le signal MLI (jaune) et la tension d'attaque Vgs (bleu)



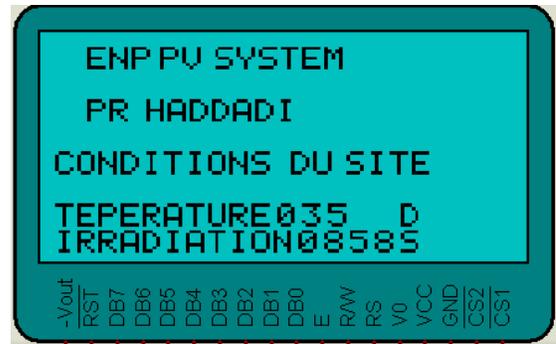
**Figure 3.39 :** Page d'accueil



**Figure 3.40 :** Tracée de la courbe IV



**Figure 3.41 :** Affichage des résultats de mesure des paramètres électriques



**Figure 3.42 :** Affichage des valeurs des conditions du site Température et irradiation

## Conclusion

Le tracé de la courbe IV est la mesure la plus essentielle qui devra être effectuée sur un module ou une chaîne photovoltaïque, la forme visuelle de la courbe permettant un diagnostic immédiat pour les spécialistes ; lorsqu'elle est associée à la mesure d'irradiance solaire et à la température de module on aura une bonne comparaison avec la performance attendue. Nous sommes capables de tracer certaines courbes IV qui avaient été précédemment seulement modélisées, y compris des scénarios avec des chaînes PV sous l'effet de l'ombrage, le mismatch, et avec des orientations multiples. En testant périodiquement ses panneaux photovoltaïques avec cet instrument ; on connaîtra ainsi exactement comment ils vont réagir dans le temps avec des conditions environnementales difficiles (air pollué ou salin proche...) ou des conditions ambiantes modifiées tout le long de l'année (chaleur, froid, pluie, neige, gel...) ou encore après un phénomène météorologique inhabituel comme la grêle. L'élément de base dans notre travail est la charge électronique ; elle permet un contrôle électronique de courant de la charge (et parfois la tension), la charge électronique développée dans ce travail est basée sur le MOSFET (Metal Oxide Semi conductor Field Effect Transistor) qui présente une simplicité à la commande contrairement au transistor bipolaire, la portabilité et l'autonomie du caractériser assuré par l'utilisation du microcontrôleur et un affichage graphique LCD est essentiel pour un diagnostic sur champ et donne la possibilité de prendre des décisions immédiates pour des éventuelles opérations de réparation et maintenance. Le caractériser présenté dans ce travail est basique et consiste une étape initiale et sérieuse vers un produit plus performant et plus complet et qui peut être commercialisé par la suite ; plusieurs améliorations peuvent être envisagées :

- Intégrer des nouveaux capteurs plus fiables, plus précis et plus rapides,
- Intégrer une mémoire de stockage pour la sauvegarde des différentes mesures et tracés.
- Développer une interface de communication avec un serveur ou avec le système control commande de la centrale utilisant une liaison câblée (par exemple le RS 458) ou une liaison radio (WIFI) pour un diagnostic plus profond et des études statistiques plus avancées.
- Améliorer l'algorithme de calcul afin de pouvoir extraire tous les autres paramètres caractérisant un module ou un générateur photovoltaïque et peut être l'implémenter sur des calculateurs plus puissants comme un DSP ou FPGA.

- Redimensionner l'étage de puissance pour pouvoir supporter des tensions jusqu'à 1000V et des courants jusqu'à 10 A qui sont les deux valeurs ordinaires d'une chaîne photovoltaïque dans une centrale de production électrique d'origine photovoltaïque à grande échelle.

La génération photoélectrique est un gisement énorme d'économie pour nos énergies fossiles. La production d'électricité par les centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau sera sans doute une nouvelle opportunité et un nouveau débouché pour l'Algérie. En regard de procédés classiques (combustion des hydrocarbures) ce procédé (photoélectrique) est moins complexe (pas de pièces mobiles) et il sera moins polluant car ne produisant pas des gaz à effet de serre ni d'imbrûlés lourds.

Tous les outils et équipements cités dans les parties 1.4.1 Description d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau, 1.4.2 Système de supervision et 1.4.5 Outillages utilisées pour l'exploitation d'une centrale photovoltaïque sont à concevoir, développer et fabriquer ici en Algérie pour atteindre l'objectif d'une chaîne de fabrication photovoltaïque 100% algérienne, cela demande un travail énorme et une grande volonté sur tous les niveaux.

## Bibliographie

- [1] R.P. Mukund, «Wind and solar Power Systems», Academy Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [2] <http://www.abb.com/> « Technical Application Papers No.10: Photovoltaic plants» mise à jour 18/05/2010
- [3] A.Mefti, M.Y. Bouroubi et H. Mimouni, «Evaluation du potentiel énergétique solaire» Bulletin des énergies renouvelables - N° 2 Décembre 2002/ CDER Bouzareah – Algérie-
- [4] [http://www.aprue.org.dz/Programme\\_ENR\\_et\\_efficacite\\_energetique\\_fr.pdf](http://www.aprue.org.dz/Programme_ENR_et_efficacite_energetique_fr.pdf) «Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique», Ministère de l'énergie et des mines. Algérie Mars 2011
- [5] Vicente Leite et Faustino Chenlo «An Improved Electronic Circuit for Tracing the I-V Characteristics of Photovoltaic Modules and Strings» International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada (Spain), 23th to 25th March, 2010
- [6] Paul Hernday « Field Applications for I-V Curve Tracers», [www.solarprofessional.com](http://www.solarprofessional.com)
- [7] Salah Mohamed Ait-cheikh «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques», Thèse de doctorat d'état, Ecole nationale polytechnique d'Alger, Algérie, 2007.
- [8] Belhadj Mohammed «Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome», Mémoire de magistère, Centre Universitaire De Bechar, Institut des Sciences Exactes, 2007-2008
- [9] Guide de l'installation électrique 2010 «Chapitre P : les installations photovoltaïques» Schneider Electric.

- [10] Alain RICAUD «Modules et systèmes photovoltaïques», Université de Savoie.  
[ar@cythelia.fr](mailto:ar@cythelia.fr) Systèmes PV Sept-2008 Comprese.doc
- [11] Frank Jackson «Planning and Installing Photovoltaic systems», Green Dragon Energy, Berlin, 2<sup>ème</sup> édition 2008
- [12] IEC 60904-1 «Mesure des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques». Institut Algérien de Normalisation
- [13] [www.agilent.com](http://www.agilent.com) «Solar Cell and Module Testing How to decrease costs and increase flexibility in a rapidly changing test environment»
- [14] Yingying Kuai et S. Yuvarajan « An electronic load for testing photovoltaic panels», Journal of Power Sources 154 (2006) 308–313
- [15] [www.dimelco.com](http://www.dimelco.com) « Contrôleur de caractéristiques de panneaux photovoltaïques IV400»
- [16] Hocine Belmili , Salah Med Ait Cheikh , Mourad Haddadi et Cherif Larbes «Design and development of a data acquisition system for photovoltaic modules characterization» Renewable Energy 35 (2010) 1484–1492
- [17] [http://www.sonelec-musique.com/electronique\\_realisations\\_conv\\_pwm\\_tension\\_001.html](http://www.sonelec-musique.com/electronique_realisations_conv_pwm_tension_001.html)
- [18] [www.microchip.com](http://www.microchip.com) «PIC18FXX8 Data Sheet»
- [19] Tomas Floyd « Electronique composants et systèmes d’application » 5<sup>ème</sup> édition Goulet (Reynald) 2004