



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de  
la Recherche Scientifique.



**UNIVERSITE HASSIBA BENBOUALI  
CHLEF**

**FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

### **Mémoire**

Présenté pour obtenir le diplôme de Magister en Génie Mécanique

#### **Option**

Energies Renouvelables

#### **Présenté par:**

**MOUHEB MAAMAR DIT ABDELKADER**

#### **-Thème-**

**Impact de la compensation photovoltaïque dans  
l'amélioration de la chute de tension dans les réseaux  
électriques BT**

Soutenu le : 11 / 12 / 2011

#### **Devant le jury :**

|                          |                        |              |              |
|--------------------------|------------------------|--------------|--------------|
| Pr. Bettahar Ahmed       | Professeur             | U.H.B. Chlef | Président    |
| Dr. Hamidat Abderrahmane | Directeur de Recherche | CDER         | Rapporteur   |
| Pr. Loukarfi Larbi       | Professeur             | U.H.B. Chlef | Co-Promoteur |
| Pr. Belmadani Bachir     | Professeur             | U.H.B. Chlef | Examineur    |
| Dr. Hadj Arab Amar       | Directeur de Recherche | CDER         | Examineur    |

# Remerciements

En premier lieu, je remercie ALLAH, Dieu tout puissant, de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail car ce travail ne peut pas être réalisé sans son aide.

D'abord je remercie mon Promoteur HAMIDAT ABDERRAHMANE, directeur de recherche docteur au Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER à Bouzaréah Alger, qui a consacré son temps pour encadrer ce travail. Merci pour ses précieux conseils scientifiques, l'encouragement et la confiance qu'il m'a accordés pour l'accomplissement et le suivi de ce travail. Je le remercie pour toutes les discussions sur place, téléphoniques, et électroniques très intéressantes et fructueuses au sujet de ce mémoire.

Je tiens particulièrement à remercier mon Co-Promoteur Monsieur LARBI LOUKARFI professeur à l'université de Chlef. Je le remercie car il m'a permis de mettre le premier pas dans le monde de la recherche.

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- ✓ Monsieur Bettahar Ahmed, Professeur à l'Université de Chlef, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse.
- ✓ Monsieur Belmadani Bachir, Professeur à l'Université de Chlef, pour la participation au jury en tant qu'examineur.
- ✓ Monsieur Hadj Arab Amar Maître de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER à Bouzaréah Alger, pour la participation au jury en tant qu'examineur.

Je n'oublie pas bien sûr mes collègues et mes amis : B.Bendaoued, M.Derkaoui, K.Aissawi et A.Hemmadi.

Je remercie également tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire en faisant une mention particulière à Mokrane ingénieur à Sonelgaz.

Je remercie tous mes amis et toutes les personnes qui m'ont soutenu durant ces années de recherche surtout K.Messabih, A.Halimouche, M.Metchat, A.Ghanem, M.Khellafi, S. Ali Taleb, A.Mezoued, W.Meddade, A.Hamaday et A.Kehli.

Je remercie tous les postes graduants avec qui j'ai pu échanger des points de vue sur ce travail.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Mes sincères gratitude s'adressent à ma famille, surtout ma mère car sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenu là où je suis.

---

# SOMMAIRE:

## Introduction générale.....1

### Chapitre 1: IRRADIATION SOLAIRE

|  |    |
|--|----|
| <b>1.1 Introduction</b> .....                                  | 5  |
| <b>1.2 Source: le soleil</b> .....                             | 5  |
| 1.3 Aspect astronomique.....                                   | 6  |
| 1.3.1 Mouvement de la terre.....                               | 6  |
| 1.3.2 Déclinaison solaire.....                                 | 7  |
| <b>1.4 Aspect géométrique</b> .....                            | 8  |
| 1.4.1 Mouvement apparent du soleil.....                        | 8  |
| 1.4.2 Calcul de la position du soleil dans le ciel.....        | 10 |
| 1.4.3 Paramètres du temps.....                                 | 11 |
| <b>1.5 Aspect énergétique</b> .....                            | 15 |
| 1.5.1 Le rayonnement solaire.....                              | 15 |
| 1.5.2 Répartition spectrale du rayonnement solaire.....        | 16 |
| 1.5.3 Constante solaire.....                                   | 17 |
| 1.5.4 Nombre d'air masse.....                                  | 18 |
| 1.5.5 Différents types de rayonnement solaire.....             | 19 |
| 1.5.6 Albédo.....  | 21 |
| 1.5.7 La nébulosité du ciel.....                               | 22 |
| 1.5.8 Fraction d'insolation.....                               | 22 |
| <b>1.6 Estimation du rayonnement solaire sur un plan</b> ..... | 22 |
| 1.6.1 Expression du rayonnement direct reçu sur un plan.....   | 23 |

|   |           |
|---|-----------|
| 1.6.2 Expression du rayonnement diffus.....   | 27        |
| 1.6.3 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière ..... | 27        |
| <b>1.7 Appareils de mesures du rayonnement solaire.....</b>   | <b>30</b> |
| 1.7.1 Mesure de la durée d'insolation.....  | 30        |
| 1.7.2 Mesures du rayonnement solaire.....   | 30        |
| <b>1.8 Potentiel solaire Algérien.....</b>  | <b>33</b> |
| <b>1.9 Conclusion.....</b>  | <b>34</b> |

## **Chapitre 2 : PRESENTATION DES SYSTEMES PV**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>2.1 Introduction.....</b>  | <b>35</b> |
| <b>2.2 Historique.....</b>  | <b>35</b> |
| <b>2.3 Les systèmes photovoltaïques.....</b>                                  | <b>36</b> |
| <b>2.4 Système photovoltaïque raccordés au réseau.....</b>                    | <b>37</b> |
| <b>2.5 Les composants d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.....</b> | <b>40</b> |
| 2.5.1 Générateur photovoltaïque.....  | 40        |
| 2.5.2 Convertisseurs.....   | 67        |
| <b>2.6 Sécurité du système photovoltaïque.....</b>                            | <b>70</b> |
| <b>2.7 Fiabilité et entretien.....</b>  | <b>70</b> |
| <b>2.8 Durée de vie d'un système photovoltaïque.....</b>                      | <b>70</b> |
| <b>2.9 Conclusion.....</b>  | <b>71</b> |

## **Chapitre 3 : MODELISATION DES SYSTEMES PV RACCORDES AU RESEAU ELECTRIQUE**

|   |    |
|---|----|
| <b>3.1 Introduction</b> .....                                 | 72 |
| <b>3.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque</b> .....    | 72 |
| 3.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale.....   | 72 |
| 3.2.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque réelle.....   | 74 |
| <b>3.3 Modélisation du module photovoltaïque</b> .....        | 82 |
| <b>3.4 Modélisation du convertisseur photovoltaïque</b> ..... | 83 |
| <b>3.5 Conclusion</b> .....                                   | 86 |

## **Chapitre 4 : AMELIORATION DE LA TENSION DANS LE RESEAU AVEC UN SYSTEME PV**

|   |    |
|---|----|
| <b>4.1 Introduction</b> .....   | 87 |
| <b>4.2 Description du réseau électrique basse tension</b> .....                   | 88 |
| 4.2.1 Normalisation de la basse tension.....                                      | 88 |
| 4.2.2 Expression du courant dans différents cas de distribution de la charge..... | 88 |
| 4.2.3 Structures du réseau basse tension.....                                     | 89 |
| 4.2.4 Le modèle de la ligne basse tension.....                                    | 90 |
| 4.2.5 Rayon d'action d'un poste MT/BT.....  | 91 |
| <b>4.3 Impacts d'un générateur d'énergie dispersé sur la tension</b> .....        | 92 |
| <b>4.4 Présentation générale de la méthodologie de travail</b> .....              | 95 |

|   |                |
|---|----------------|
| <b>4.5 Présentation du réseau étudié.....</b>   | <b>95</b>      |
| <b>4.6 Profil de consommation.....</b>  | <b>96</b>      |
| <b>4.7 Outil informatique.....</b>  | <b>98</b>      |
| <b>4.8 Simulation des chutes de tension.....</b>  | <b>99</b>      |
| <b>4.9 Dimensionnement de l'installation photovoltaïque.....</b>                                    | <b>101</b>     |
| <b>4.10 Gisement solaire.....</b>   | <b>103</b>     |
| <b>4.11 Impact de la connexion de l'énergie photovoltaïque sur la tension du réseau étudié.....</b> | <b>104</b>     |
| <b>4.12 Conclusion.....</b>   | <b>108</b>     |
| <br><b>Conclusion générale.....</b>   | <br><b>109</b> |
| <br><b>Bibliographie.....</b>   | <br><b>111</b> |

# Nomenclature

- a : Azimut du soleil ( ° )
- AC : Courant alternatif
- AM : Masse d'air.
- $a_{ref}$  : Facteur de qualité aux conditions de références.
- B : Composante directe du rayonnement solaire (W).
- $B_d(0)$  : Irradiation directe journalière reçu par une surface horizontale ( $Wh/m^2$ )
- $B_i$  : Rayonnement direct reçu par une surface d'inclinaison i (W).
- BT : Basse tension.
- CA : Consommation annuelle (kWh).
- d : Durée du jour (heures).
- D : Composante diffus du rayonnement solaire (W).
- DC : Courant continu
- $D_d(0)$  : L'irradiation diffus journalière reçu par une surface horizontale ( $Wh/m^2$ ).
- $D_h$  : Rayonnement diffus reçu par une surface horizontal (W).
- $D_i$  : Rayonnement diffus reçu par une surface d'inclinaison i (W).
- e : Charge d'un électron ( $1.6 \cdot 10^{-19}$  C).
- E : Constante solaire réel (W)
- $E_0$  : Constante solaire ( $W/m^2$ ).
- $E_g$  : Energie de gap (eV).
- FF : Facteur de forme.
- G : Rayonnement global (W).
- $G_0$  : Eclairement de référence ( $1000 W/m^2$ ).
- $G_d(0)$  : Irradiation globale journalière reçu par une surface horizontale ( $Wh/m^2$ ).
- $G_h$  : Rayonnement global reçu par une surface horizontal (W).
- $G_m$  : Eclairement moyen (en  $W/m^2$ ).
- $G_{ref}$  : Eclairement dans les conditions de références ( $W/m^2$ ).
- h : Hauteur du soleil ( ° ).
- HTA : Haute tension alternatif.
- i : Inclinaison ( ° ).
- I : Courant (A).



$I_C$  : Courant de cellule (A).  
 $I_{cc}$  : Courant de court circuit (A).  
 $I_{cc,ref}$  : Courant de court circuit aux conditions de références (A).  
 $I_d$  : Courant d'une jonction non éclairée (A).  
 $I_M$  : Courant du module (A).  
 $I_m$  : Courant maximal (A).  
 $I_{m,ref}$  : Courant à la puissance maximale aux conditions de références (A).  
 $I_p$  : Courant de fuite ( $\Omega$ ).  
 $I_{ph}$  : Photocourant (A).  
 $I_{Ph,M}$  : Photocourant du module (A).  
 $I_{ph,ref}$  : Photocourant aux conditions de référence (A).  
 $I_{ref}$  : Courant aux conditions de référence (A).  
 $I_s$  : Courant de saturation inverse de la diode (A).  
 $I_s$  : Courant de saturation (A).  
 $J$  : Numéro du jour de l'année.  
 $k$  : Constante de Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K).  
 $K$  : Facteur de température du module ( $m^2/W^2$ ).  
 $K_d$  : Fraction diffuse.  
 $K_t$  : Indice de clarté de l'atmosphère.  
 $l$  : Longueur de la ligne (m).  
 $L$  : Latitude ( $^\circ$ ).  
 $m$  : Facteur d'idéalité de la diode (cellule).  
 $m_M$  : Facteur d'idéalité du module.  
**MPP** : Point de fonctionnement maximal.  
**MT** :Moyen tension.  
 $N_m$  : Nombre de modules.  
 $N_{ms}$  : Nombre de modules connectés en série.  
 $N_p$  : Nombre de cellules connectées en parallèle.  
 $N_s$  : Nombre de cellules connectées en série.  
 $P$  : Puissance (W).  
 $P_c$  : Puissance crête ( $W_c$ ).  
 $P_{ch}$  : Puissance à la sortie de l'onduleur (W).  
 $P_m$  : Point de puissance maximale (W).

$P_n$  : Puissance nominale de l'onduleur (W).  
 PV : Photovoltaïque.  
 $R_p$  : Résistance parallèle (appelée aussi résistance shunt  $R_{sh}$ ) ( $\Omega$ ).  
 $R_{p,eq}$  : Résistance parallèle équivalente du module ( $\Omega$ ).  
 $R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).  
 $R_{s,eq}$  : Résistance série équivalente du module ( $\Omega$ ).  
 $R_{sh}$  : Résistance shunt ( $\Omega$ ).  
 $R_{sho}$  : Inverse de la pente au point de court circuit ( $\Omega$ ).  
 $R_{so}$  : Inverse de la pente au point du circuit ouvert ( $\Omega$ ).  
 S : Surface active de la photopile ( $m^2$ )  
 SPV : Système photovoltaïque.  
 T : Température absolue de la cellule ( $^{\circ}K$ ).  
 $T_a$  : Température ambiante ( $^{\circ}C$ ).  
 $T_c$  : Température de cellule ( $^{\circ}C$ ).  
 $T_{c,ref}$  : Température de la cellule aux conditions de référence (K).  
 TFH : Temps du fuseau horaire (heures).  
 TL : Temps légal (heures).  
 $T_{ref}$  : La température de référence ( $^{\circ}C$ ).  
 TSM : Temps solaire moyen (heures).  
 TSV : Temps solaire vrais (heures).  
 TU : Temps universel (heures).  
 TUC : Température d'utilisation de cellule ( $^{\circ}C$ ).  
 V : Tension (V).  
 $V_C$  : Tension de cellule (V).  
 $V_{co}$  : Tension de circuit ouvert (V).  
 $V_{co,M}$  : Tension en circuit ouvert du module ( $\Omega$ ).  
 $V_{co,ref}$  : Tension du circuit ouvert aux conditions de références (V).  
 $V_D$  : Tension aux bornes de la diode (V).  
 $V_m$  : Tension maximale (V).  
 $V_M$  : Tension du module (V).  
 $V_{m,ref}$  : Tension à la puissance maximale aux conditions de références (V).  
 $V_{ref}$  : Tension aux conditions de référence (V).

$V_t$  : Tension thermique.

$\gamma$  : Orientation ( $^\circ$ ).

$\varphi$  : Longitude ( $^\circ$ ).

$\mu_{I,cc}$  : Coefficient de température du court circuit (A/K).

$\mu_{V,co}$  : Coefficient de température du circuit ouvert (V/K).

$\alpha$  : Angle d'incidence ( $^\circ$ ).

$\delta$  : Déclinaison solaire.

$\Delta t$  : Correction de l'équation du temps (mn).

$\eta$  : Rendement du photopile.

$\eta_{ond}$  : Rendement de l'onduleur.

$\theta$  : Albédo.

$\lambda$  : Longueur d'onde du rayonnement solaire ( $\mu\text{m}$ ).

$\sigma$  : Fraction d'insolation.

$\tau$  : Taux de charge de l'onduleur.

$\omega$  : Angle horaire ( $^\circ$ ).

$\omega_c$  : Angle horaire au coucher du soleil ( $^\circ$ ).

$\omega_l$  : Angle horaire au lever du soleil ( $^\circ$ ).

# INTRODUCTION GENERALE

L'énergie est le moteur de toute activité humaine, le pilier de l'économie moderne. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire les besoins de plus en plus élevés de l'industrie et des consommateurs. De plus, l'utilisation des combustibles fossiles est responsable des problèmes écologiques, comme des pluies acides et du réchauffement de la planète. Dans les efforts pour trouver des énergies propres pour remplacer les sources traditionnelles à travers le monde entier, nous avons vu le développement stable des énergies renouvelables.

L'utilisation des énergies renouvelables pour la production de l'énergie est une option énergétique prometteuse qui répond à la demande croissante en énergie dans le monde, avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plusieurs points du globe terrestre.

Parmi ces énergies renouvelables, l'énergie solaire photovoltaïque (c'est-à-dire la génération d'électricité à partir de la lumière du soleil) est aussi très prometteuse.

La technologie photovoltaïque permet de produire de l'électricité de manière respectueuse pour l'environnement, en utilisant une source d'énergie quasiment infinie : le soleil. En fait, pendant chaque heure, le soleil fournit à la terre une énergie qui est équivalente à toute la consommation énergétique humaine pendant une année. Il n'y a pas d'autre source d'énergie qui peut fournir sans cesse une puissance de 120 000 térawatts comme le soleil.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreuses avantages :

- ✓ Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil.
- ✓ Elle ne nécessite aucun combustible.
- ✓ Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien.
- ✓ Elle est silencieuse et non polluante respectueuse de l'environnement.
- ✓ Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

L'industrie photovoltaïque a connue un développement important allant des petites alimentations pour les satellites aux systèmes d'alimentations tout usage qui sont maintenant

installés dans beaucoup de pays du monde. L'électricité des systèmes photovoltaïques est produite avec zéro émissions, elle est modulaire et peut produire de l'énergie n'importe où la lumière existe.

L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière. Même si cette ressource est maintenant de mieux en mieux reconnue en tant que source potentielle d'énergie, cela n'a pas été facile face aux nombreux préjugés existants sur ce sujet. On a reproché par exemple à l'énergie solaire d'être intermittente (jour, nuit, saison), de ne pas être fiable et de dépenser plus d'énergie pour la conception d'un module solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie. Ces affirmations sont en passe d'être aujourd'hui dénigrées par les progrès techniques accomplis sur les cellules photovoltaïques mais également sur le traitement de l'énergie. Actuellement, la plupart des modules photovoltaïques produisent largement plus d'énergie au cours de leur vie que l'énergie nécessaire à leur production. En France, on a vu apparaître ces dernières années la notion de remboursement énergétique noté EPT (Energy Payback Time). Selon les technologies et les lieux de production, l'EPT s'étend de 2 à 4 ans pour des modules ayant une durée de vie de 15 à 25 ans. Les progrès de fabrication ont été considérables ces dernières années permettant d'avoir des fonctionnements de générateurs photovoltaïques garantis au-delà de 25 ans [25].

Pour cette source d'énergie, il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie compétitive par rapport aux autres solutions et en premier lieu, le fait d'être une source intermittente d'électricité difficile à anticiper et à contrôler la rend difficile à exploiter au moment où on a besoin. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est également souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, à juste titre.

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules PV. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Les installations photovoltaïques raccordées au réseau peuvent contribuer à l'amélioration de la tension en bout de réseau où les chutes de tension atteignent des valeurs inadmissibles par conséquent des répercussions négatives sur le distributeur et le client. Sachant que les principaux paramètres caractérisant le service électrique sont la qualité de la tension dont le distributeur est tenu contractuellement à la respecter autour des valeurs admissibles. Egalement, le distributeur doit aussi respecter la continuité de la fourniture d'électricité. L'amélioration de la tension au bout du réseau électrique est possible à l'aide de plusieurs moyens : le renforcement des sections des conducteurs, installation de nouveaux poste MT/BT, etc. Les mini-centrales photovoltaïques raccordée au réseau électrique BT, est l'une des solutions utilisées pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit.

Dans ce travail, nous voulons étudier la rentabilité de l'intégration de la production photovoltaïque dans un réseau de distribution du point de vue technique de pallier aux insuffisances de la charge et le redressement de la tension en bout de réseau. En effet, une mini-centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance surtout quand la pointe de la demande est en phase avec l'intensité de l'ensoleillement. Pour cela nous avons réalisé une étude de cas réel sur un réseau BT rural, siège de contraintes d'exploitation. Ce réseau étudié est situé au nord Algérien dans la région de MOUAFKIA, wilaya de Chlef.

Le présent mémoire est organisé en quatre chapitres principaux qui se présentent dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre, les notions essentielles sur le gisement solaire sont présentées; à savoir la source, les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil et les différents types de rayonnement. En passant par l'estimation du rayonnement reçu, et on termine par la description de quelques appareils de mesure du rayonnement solaire.

Le second chapitre est dédié à une étude détaillée du système photovoltaïque, la présentation de ces différents composants, le principe de fonctionnement de chaque composant et son optimisation énergétique en arrêtant sur le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique et ses caractéristiques spécifique.

Le troisième chapitre donne un aperçu théorique à une modélisation détaillée du comportement des différents composants du système photovoltaïque où l'on présentera un modèle de la cellule et du module photovoltaïque, en allant du modèle idéal le plus simple au

modèle à une diode. Les influences des différents paramètres électriques et climatiques sur le comportement du générateur PV, y sont présentes. Enfin on a terminé ce chapitre avec la modélisation de l'onduleur.

Le dernier chapitre est consacré à l'étude du réseau électrique basse tension, sa structure, ses composants, ses caractéristiques, et sa modélisation. Ensuite nous examinerons dans ce chapitre, l'effet de l'intégration des générateurs photovoltaïques dans un réseau BT pour y fournir de l'énergie, sur les problèmes de chute de tension apparaissent à l'extrémité d'une ligne et sur le problème de déficit en puissance.

# 1. IRRADIATION SOLAIRE

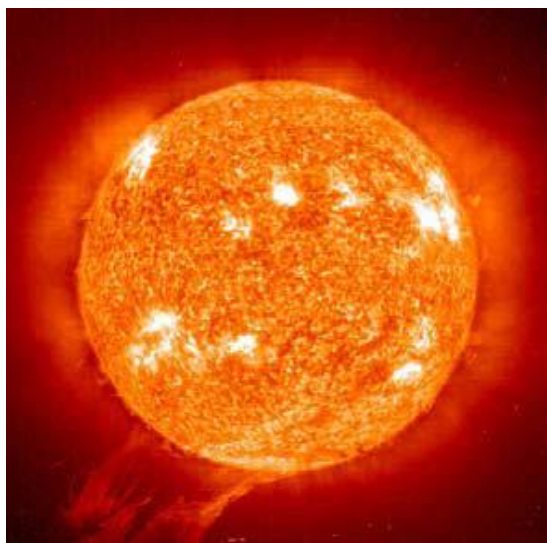
## 1.1 Introduction:

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme: la quantité d'énergie que la terre reçoit du soleil pendant une petite heure correspond à la consommation d'énergie annuelle de la population mondiale.

Dans ce chapitre, nous allons nous familiariser avec quelques notions de base de l'énergie solaire essentielles au calcul de diverses performances de systèmes liés au solaire telles que les modules solaires photovoltaïques. Afin d'exploiter au mieux cette ressource énergétique, et pour un bon dimensionnement des installations solaires, nous allons entamer les trois aspects : astronomique, géométrique et énergétique nécessaire pour connaître l'énergie reçue par une surface.

## 1.2 Source: le soleil

Le soleil (Fig. 1.1) est à l'origine de toutes les formes d'énergie présentes sur terre (à l'exception de l'énergie nucléaire). C'est une « petite » étoile, une boule de gaz, dont le diamètre est de 1 391 000 km, et qui est placée à 150 000 000 km de nous. Cette distance est si grande que sa lumière nous parvient 8 minutes après avoir été émise. N'oublions pas qu'elle voyage à la vitesse de 300 000 km/s.



**Fig. 1.1** : Soleil



Quant à son volume, il pourrait contenir 1 300 000 Terre. Avec une densité de 1,41 (contre 5,5 pour la Terre), sa masse est de 330 000 fois celle de la Terre ( $1,99 \cdot 10^{30}$  kg). Il représente 99,867 % de la masse totale du système solaire, c'est-à-dire que l'ensemble de toutes les planètes et comètes ne représente que le millième du Soleil.

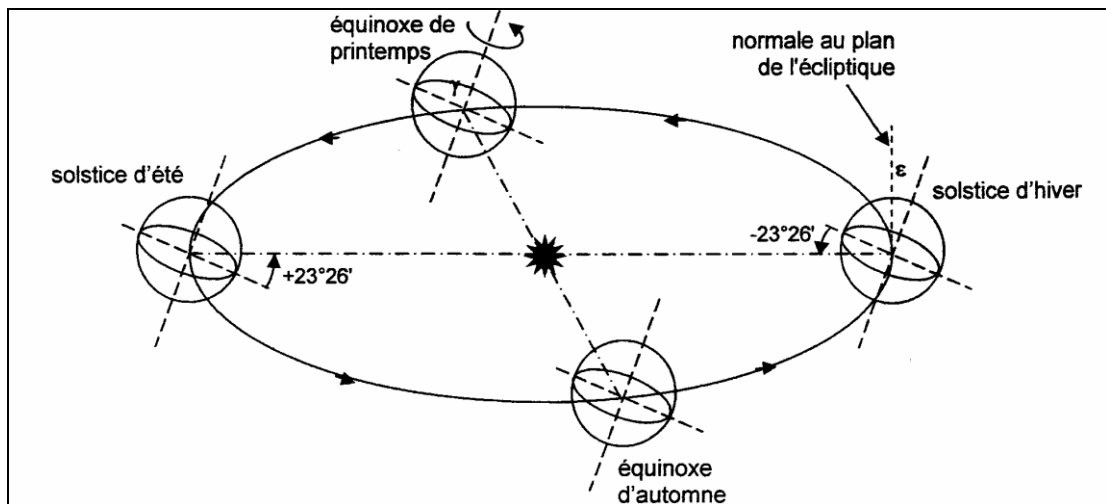
Notre soleil est donc une énorme boule de gaz composée de 70% d'hydrogène et de 28% d'hélium, les 2% restants représentent la plupart des autres atomes présents dans l'univers. Au centre, il règne une pression 220 millions de fois plus grande que la pression atmosphérique de notre terre. On peut considérer le soleil comme une gigantesque bombe thermonucléaire dont la puissance, émise sous forme de photons, représente un chiffre considérable:  $3,82 \cdot 10^{26}$  Watts. C'est le résultat de la combustion de 596 millions de tonnes par seconde d'hydrogène convertis en 592 millions de tonnes par seconde d'hélium. La perte de 4 millions de tonnes/seconde, se traduit sous forme de rayonnement gamma. Chaque  $\text{cm}^2$  de sa surface émet une puissance de 6 kilowatts. Mais il n'arrive sur Terre que 5 milliardièmes ( $5 \cdot 10^{-9}$ ) de cette puissance. Cette pile thermonucléaire fonctionne grâce à la transformation de 4 noyaux d'atomes d'hydrogène qui fusionnent pour fournir 1 noyau d'atome d'hélium avec la libération d'une énergie de 25 000 mégawatts par gramme et par seconde (100 milliards de bombes à hydrogène de 1 mégatonne) [3], [19].

### 1.3 Aspect astronomique :

#### 1.3.1 Mouvement de la terre :

La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi-circulaire avec une période de 365.25 jours. Le plan de cette orbite elliptique dont le soleil est l'un des foyers est appelé plan de **l'écliptique**. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qu'il fait que la distance terre/soleil ne varie que de  $\pm 1.7$  % par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 Km. C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est le plus près du soleil : 147 millions de Km, et au solstice d'été qu'elle en est le plus éloigné : 152 millions de Km. La distance moyenne étant de 149.5 millions de Km.

La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé : l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre est appelé **l'équateur**. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé **inclinaison**, et qui vaut  $23^\circ 26'$ . Les mouvements de la terre autour de son axe et autour du soleil son schématisé (Fig. 1.2) [4].



**Fig. 1.2** Trajectoire de la Terre autour du Soleil, et déclinaison solaire.

### 1.3.2 Déclinaison solaire $\delta$ :

La déclinaison solaire ( $\delta$ ) est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre, cet angle varie au cours de l'année entre  $-23.26^\circ$  et  $+23.26^\circ$  (Fig. 1.2), elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre) [4].

La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation suivante [6] :

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + N}{365} \right) \quad (1.1)$$

N: nombre de jours écoulés depuis le 01 janvier.

La variation de la déclinaison solaire au cours de l'année en fonction du numéro du jour est présentée dans (Fig. 1.3).

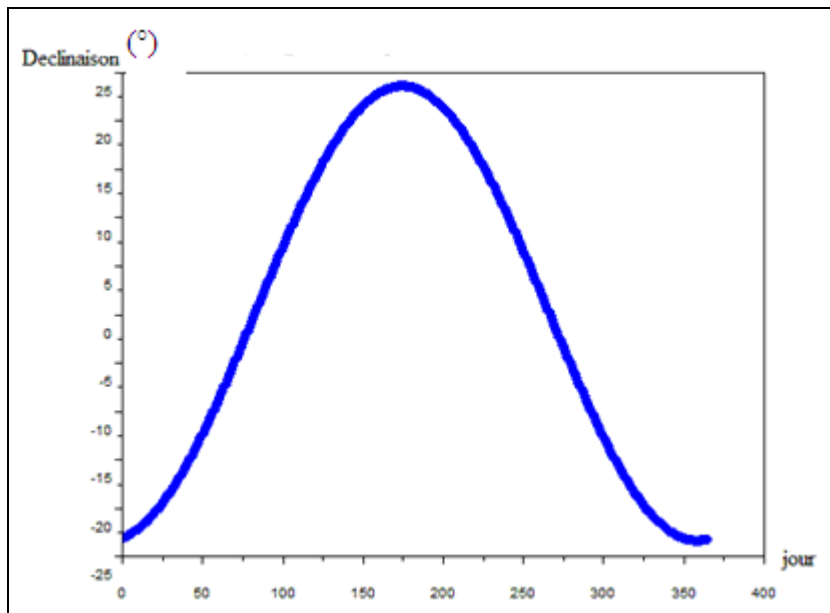


Fig. 1.3 Déclinaison annuelle du soleil.

## 1.4 Aspect géométrique:

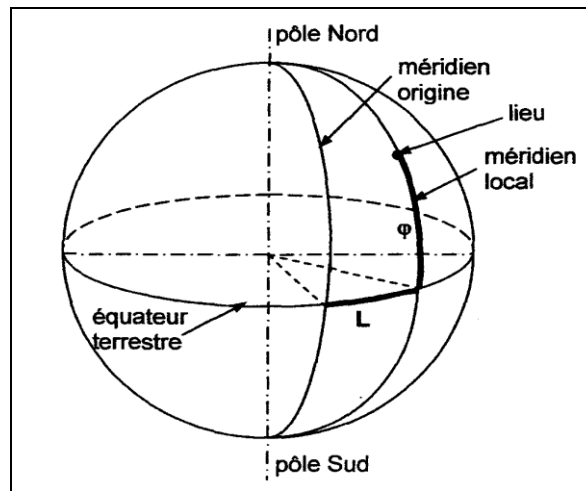
Nous allons nous intéresser ici au aspect géométrique du rayonnement solaire intercepté par la terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la terre et orienté dans une direction fixée, la connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire.

### 1.4.1 Mouvement apparent du soleil:

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir:

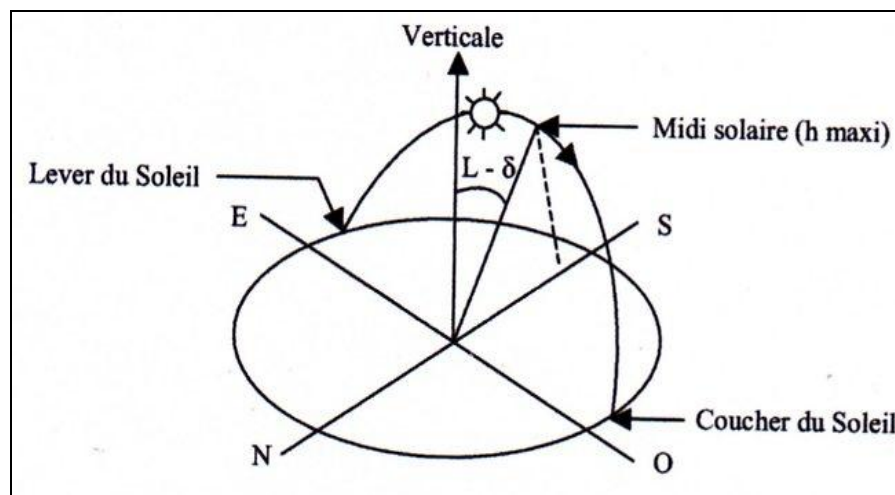
- **Latitude  $L$**  : permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur. Elle varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $90^\circ$  au pôle nord (Fig. 1.4).
- **Longitude  $\varphi$**  : angle donné par rapport à la méridienne origine, positive à l'ouest, négative à l'est. Le méridien origine, servant à la mesure de la longitude, est celui de Greenwich (arc de cercle passant par les deux pôles et la ville de Greenwich en Angleterre) (Fig. 1.4).

Nous pouvons trouver ces coordonnées dans un atlas géographique [6].



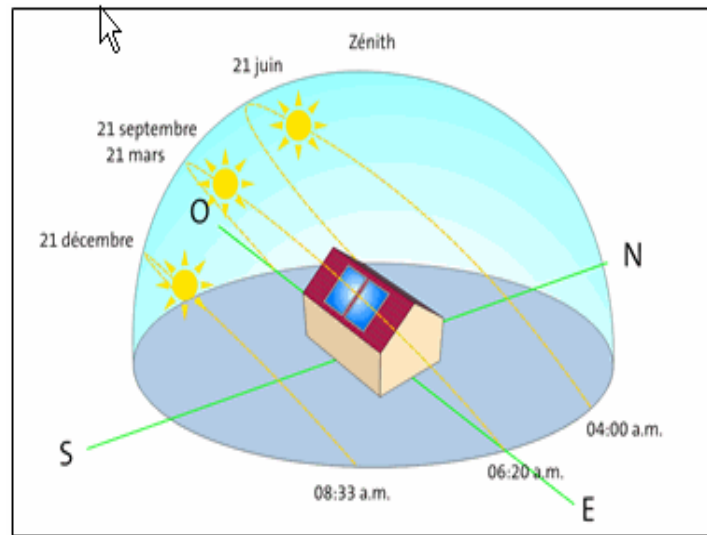
**Fig. 1.4** Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné.

Le mouvement apparent du soleil vu par un observateur fixé en un point de latitude  $L$  au nord de l'équateur est représenté dans la figure (Fig. 1.5) [4].



**Fig. 1.5** : Mouvement apparent du soleil observé d'un point de latitude  $L$ .

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale du lieu est égal à  $(L - \delta)$ . La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars et supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre (Fig. 1.6).



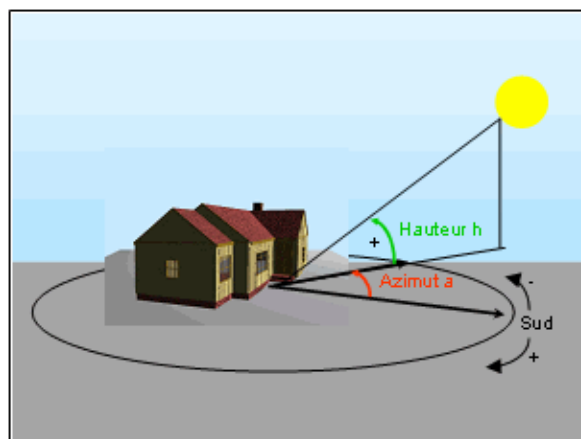
**Fig. 1.6** Course du soleil dans l'hémisphère nord.

### 1.4.2 Calcul de la position du soleil dans le ciel:

La position du soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles:

- **L'azimut (a):** c'est l'angle que fait la direction de la projection du soleil sur le plan horizontale avec la direction sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'ouest (Fig. 1.7).
- **La hauteur (h):** c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal (Fig. 1.7).

Remarquons que ces coordonnées dépendent du lieu d'observation et que pour cela elles sont appelées aussi coordonnées locales.



**Fig. 1.7** Hauteur et azimut du soleil.

Ces deux angles sont fonction de :

- **La latitude L** : positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud.
- **La date j**: le numéro du jour de l'année.
- **L'heure solaire TSV** (le temps solaire vrai) [4].

### 1.4.3 Paramètres du temps :

#### ❖ Temps solaire vrai :

Il est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Nous définissons le jour comme le temps mis par la terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24 heures et on a défini le temps solaire vrai TSV en fixant  $TSV=12$  lorsque le soleil est à son zénith (la hauteur du soleil est maximale).

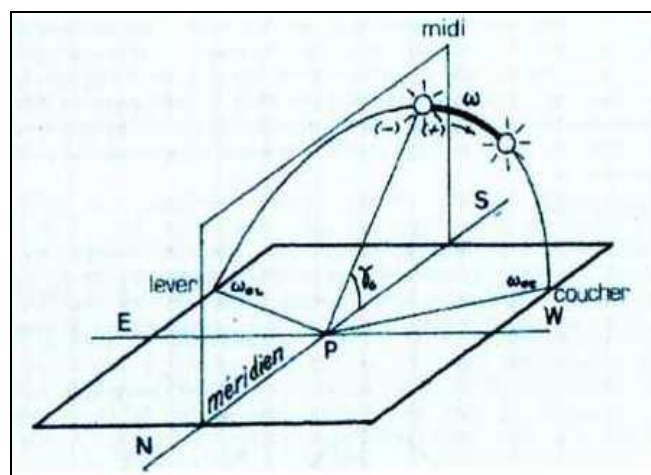
La latitude L et la date j servent à déterminer la trajectoire du soleil dans le ciel, et l'heure TS donne la position instantanée du soleil sur cette trajectoire [4].

#### ❖ Angle horaire $\omega$ :

L'angle horaire est déterminé par la rotation de la terre autour de son axe, c'est la mesure de l'arc de trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu exprimé en ° d'angle (Fig. 1.8) [6].

$$\omega = 15(TSV-12) \quad (1.2)$$

TSV: Temps solaire vrais exprimé en heures.



**Fig. 1.8** Angle horaire  $\omega$  du soleil.

Au midi solaire nous aurons :  $\omega=0$ .

Chaque heure correspond à une variation de  $15^\circ$  car la terre effectue un tour complet sur elle-même en 24 heures,  $\omega$ : sera compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir.

La hauteur du soleil est donnée par la relation suivante [5] :

$$\sin(h) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (1.3)$$

$L$ ,  $\delta$  et  $\omega$  sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.

- L'azimut ( $a$ ) est relié à l'angle horaire, la hauteur et la déclinaison par la relation [5]:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.4)$$

Et si nous souhaitons exprimer l'azimut indépendamment de la hauteur  $h$ , nous pouvons utiliser la formule :

$$\text{tg}(a) = \frac{\sin(\omega)}{\sin(L) \cos(\omega) - \cos(L) \text{tg}(\delta)} \quad (1.5)$$

#### ❖ Durée du jour :

Le module  $\omega_1$  de l'angle horaire au lever du soleil s'obtient en écrivant  $\sin(h) = 0$  dans la formule (1.3), ce qui conduit à :

$$\text{Cos}(\omega_1) = -\tan(L) \tan(\delta) \quad (1.6)$$

L'angle horaire  $\omega_c$  au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc :  $\omega_c = -\omega_1$  et la durée du jour vaut [4] :

$$d = 2 \frac{\omega_l}{15} \quad (1.7)$$

❖ **Temps solaire moyen et correction de l'équation du temps :**

La durée du jour n'est pas uniforme, elle présente des irrégularités qui bien qu'inférieures au millième de seconde par jour se cumulent au cours de l'année et perturbent l'échelle du temps. Elles sont dues d'une part à l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur le plan de l'écliptique, et d'autre part du fait que la terre ayant une orbite elliptique, sa vitesse de déplacement n'est pas constante, et l'expérience montre que les passages du soleil dans le plan méridien d'un lieu donné ne se succèdent pas avec exactement 24 h d'intervalle, et le midi vrai peut atteindre une avance de 16 mn ou un retard de 14 mn par rapport à 12h, selon l'époque de l'année. On est donc conduit à définir un temps solaire moyen qui est uniforme et qui est lié au temps solaire vrai (TSV) par [6] :

$$TSV = TSM + \Delta t \quad (1.8)$$

$\Delta t$ : est la correction de l'équation du temps.

Cette correction varie au cours de l'année, elle peut être calculée par l'expression proposée par Duffie et Beckman [5] :

$$\Delta t = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (1.9)$$

Avec:

$$B = (N - 1) \frac{360}{365} \quad (1.10)$$

N : Nombre de jours écoulé depuis le 01 janvier.

❖ **Temps universel et correction de longitude :**

Le temps universel est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich. Le temps solaire moyen d'un lieu de longitude  $\varphi$  (compté positivement vers l'ouest) est lié au temps universel par [6] :



$$TSM = TU + \frac{\varphi}{15} \quad (1.11)$$

( $\varphi$  En degrés, TSM et TU en heures)

Deux points de surface terrestre séparés par  $1^\circ$  de longitude voient passer le soleil à leurs méridiens avec 4 mn de différence.

#### ❖ Temps du fuseau horaire et le temps légal :

Un fuseau horaire est une zone de la surface terrestre comprise à l'intérieur de deux méridiens distants de  $15^\circ$  de longitude. Le fuseau horaire origine s'étend de part et d'autre du méridien Greenwich entre  $7.5^\circ$  de longitude ouest et  $7.5^\circ$  de longitude est. Il y a 23 méridiens séparés de  $15^\circ$  donnant naissance aux 24 fuseaux horaires.

Le temps du fuseau horaire **TFH** est le temps solaire moyen du méridien de référence (de longitude  $\varphi_{st}$ ) situé au centre du fuseau [6].

$$TFH = TU + \frac{\varphi_{st}}{15} \quad (1.12)$$

Le temps légal **TL** à l'intérieur d'un état est en général est le temps du fuseau horaire mais il peut en différer :

$$TL = TFH = TU + \frac{\varphi_{st}}{15} \quad (1.13)$$

#### ❖ Relation entre l'angle horaire $\omega$ et le temps:

Pour un lieu de longitude  $\varphi$ , il existe une correspondance directe entre angle horaire  $\omega$ , temps solaire vrai TSV, temps solaire moyen TSM, et le temps universel TU, nous avons les relations suivantes [5].

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (1.14)$$

$$TSV = TSM + \Delta t \quad (1.15)$$

$$TSM = TU + \frac{\varphi}{15} \quad (1.16)$$

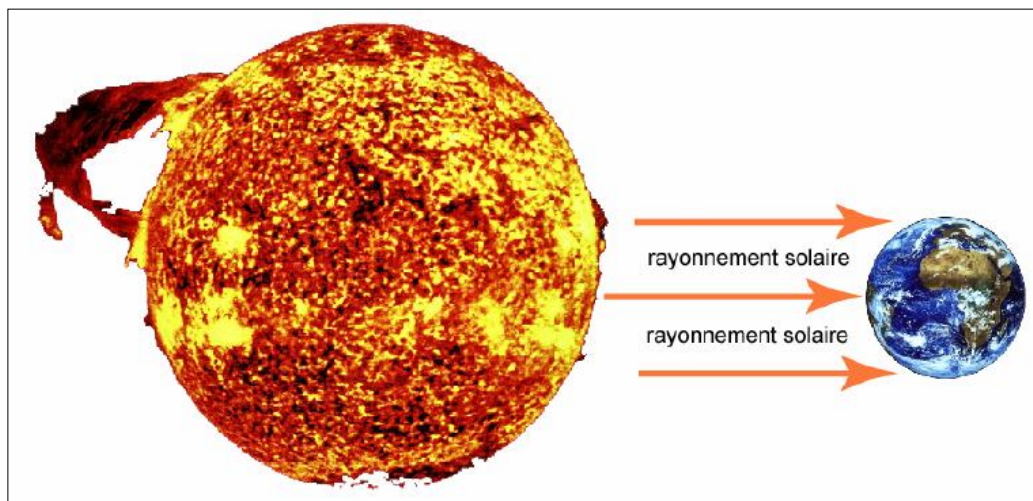
De ces trois relations nous aurons finalement la relation suivante:

$$\omega = 15.(TU + \frac{\varphi}{15} + \Delta t - 12) \quad (1.17)$$

## 1.5 Aspect énergétique:

### 1.5.1 Rayonnement solaire:

Le rayonnement électromagnétique (Fig. 1.9) émis par le soleil est la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil et de l'ensemble des interactions secondaires qu'elles génèrent dans son enveloppe. Ce rayonnement constitue la quasi-totalité de l'énergie expulsée par le soleil.

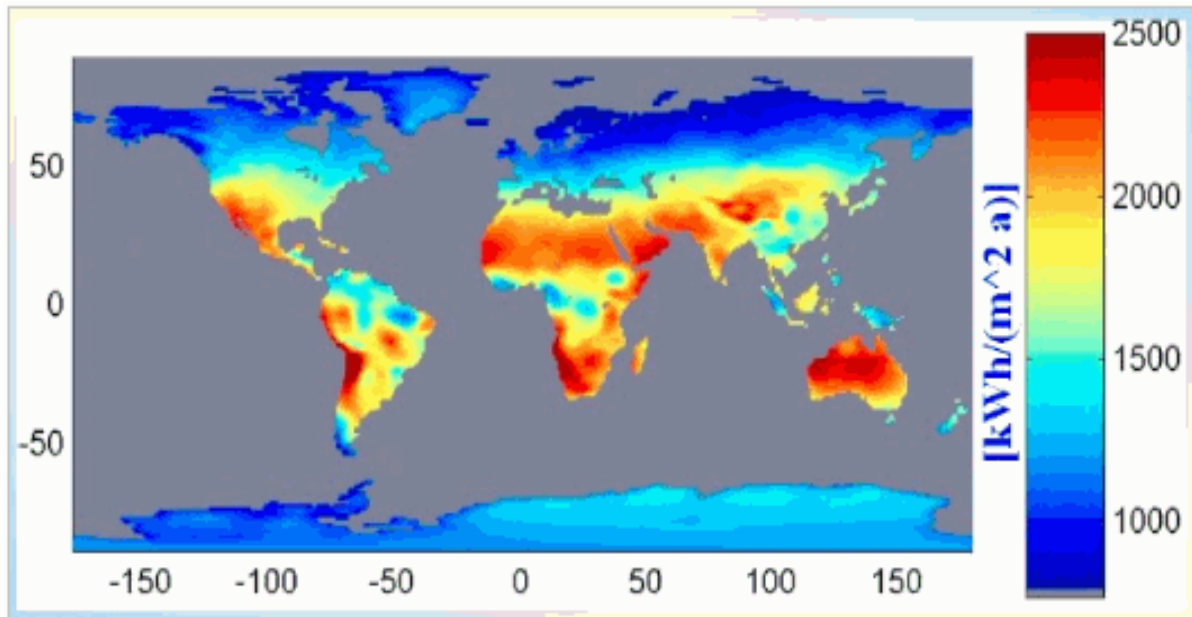


**Fig. 1.9** Rayonnement solaire.

L'énergie émise par le Soleil est d'abord sous la forme de rayonnements électromagnétiques dont l'ensemble forme le **rayonnement solaire**, ce rayonnement émis par le soleil apporte à la terre de la chaleur et de la lumière. Il est composé de photons, chaque photon porte une quantité d'énergie directement liée à sa longueur d'onde.

Si nous regardons de quoi se compose le rayonnement du soleil parvenant à la surface de la terre on trouve l'infrarouge qui procure de la chaleur, le visible qui est nécessaire à la croissance des plantes et des animaux, et l'ultraviolet qui brunit la peau et tue les bactéries. Le spectre du soleil s'étend de 0.2 à 2  $\mu\text{m}$ .

La figure (1.10) représente la répartition de l'énergie solaire reçu par la surface de la terre.

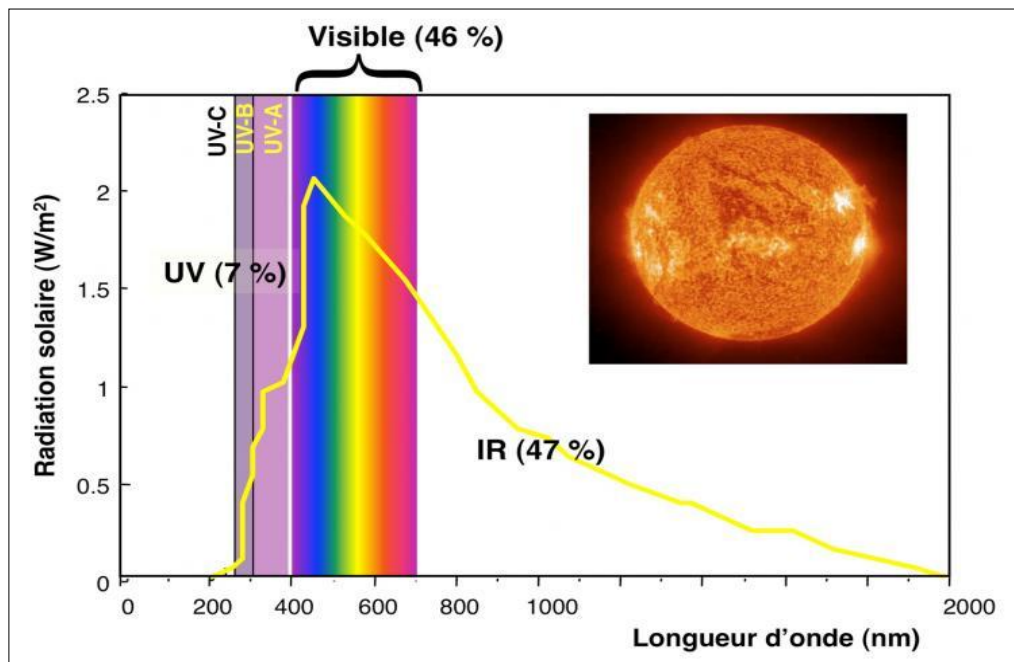


**Fig. 1.10** Carte mondiale montrant les valeurs annuelles moyennes de l'irradiation globale (énergie solaire).

### 1.5.2 Répartition spectrale du rayonnement solaire :

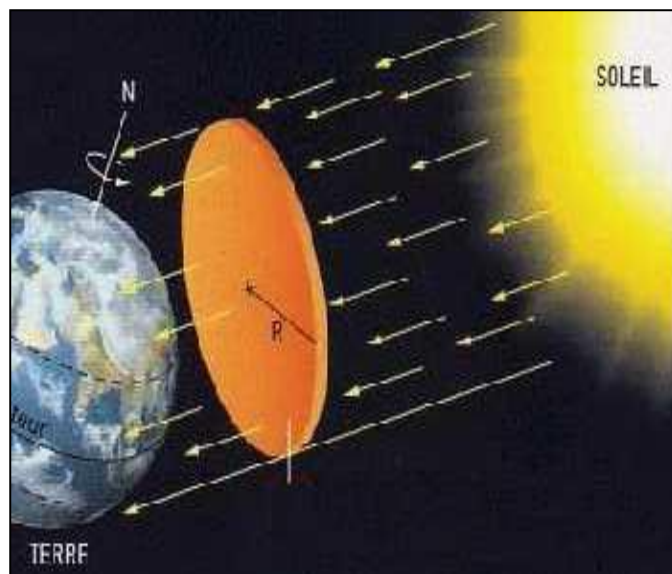
Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,20 à 2  $\mu\text{m}$ . La figure (1.11) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [7] :

- 7 % dans la bande des ultraviolets ( $0,20 < \lambda < 0,38 \mu\text{m}$ ).
- 46 % dans la bande visible ( $0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$ ).
- 47 % dans la bande des infrarouges ( $0,78 < \lambda < 2 \mu\text{m}$ ).



**Fig. 1.11** Répartition spectrale du rayonnement solaire.

### 1.5.3 Constante solaire:



**Fig.1.12** Constante solaire.

L'irradiance  $E$  reçu par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires (Fig.1.12) et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée **la constante solaire**. La constante solaire a été estimée à  $E_0 = 1\,367 \text{ W.m}^{-2}$ .

En réalité cette valeur varie au cours de l'année, en première approximation nous pouvons donner  $E$  en fonction du numéro du jour  $n$  par la relation [4] :

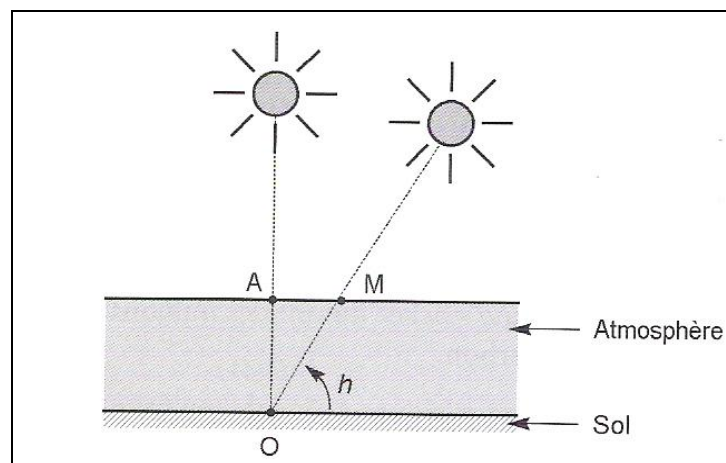
$$E = E_0 [1 + 0.033 \cos(0.984 j)] \quad (1.18)$$

#### 1.5.4 Nombre d'air masse:

Lors de sa traversée de l'atmosphère, ce rayonnement de  $E_0 = 1\,367 \text{ W.m}^{-2}$  subit des déperditions, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Ainsi, le flux reçu sur la terre est inférieur au flux «initial» et dépend de l'angle d'incidence, et donc de l'épaisseur de l'atmosphère traversée.

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus le rayonnement solaire va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformation. Nous appelons masse d'air ou Air Mass en anglais le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversé par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversé à la verticale du lieu (Fig. 1.13) [7].

D'une autre manière, nous allons appeler  $m$  (masse atmosphérique), ou Air Mass, cette distance calculée en multiples de la distance parcourue si le soleil était à la verticale du lieu.



**Fig. 1.13** Définition de l'Air Mass.

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire du soleil défini précédemment. ( nous voyons bien sur la figure (1.13) que cet angle  $h$  détermine la distance parcourue par le rayonnement solaire à travers l'atmosphère et donc les pertes engendrées ). A l'aide de ces points O, A et M et cet angle  $h$  représenté à la figure (1.13) nous allons écrire la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère:

$$OM = \frac{OA}{\sinh} \quad (1.19)$$

Donc l'Air Mass s'écrit :

$$m = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sinh} \quad (1.20)$$

Dans l'expression AMm ; m : désigne ce rapport OM/OA.

Sur notre figure,  $m = 1$  si le rayonnement soleil entre dans l'atmosphère au point A, et  $m = 1.5$  s'il y entre en M.

Nous avons comme exemples:

- soleil au zénith (au niveau de la mer) :AM1 (m=1)
- soleil à 30° :AM2 (m=2)
- soleil à 48° :AM1.5 (m=1.5)

Et par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère. (m=0) [1].

AM0 : correspond à une masse d'air nulle pour la lumière arrivant au-dessus de notre atmosphère à incidence normale.

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standard de qualification des cellules sont un spectre AM1.5, une puissance incidente de  $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  et une température de 25°C. Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné [16].

### 1.5.5 Différents types de rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire parvient au sol soit directement (rayonnement direct), soit après diffusion par la voûte céleste et les nuages (rayonnement diffus).

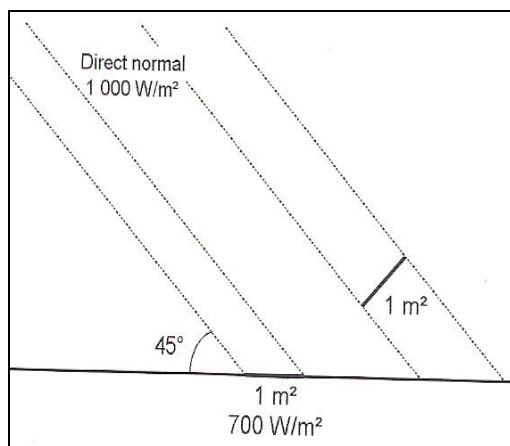
Donc, le rayonnement solaire arrivant au sol a au moins deux composantes : une composante directe **B** et une composante diffuse **D**, le tout formant le rayonnement globale **G** :

$$\mathbf{G} = \mathbf{B} + \mathbf{D} \quad (1.21)$$

### ❖ Rayonnement direct (B):

C'est le rayonnement provenant directement du soleil, il traverse l'atmosphère sans subir de modification. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

Lorsqu'on considère le rayonnement direct, nous appelons rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que nous appelons "effet cosinus".



**Fig. 1.14** Effet cosinus.

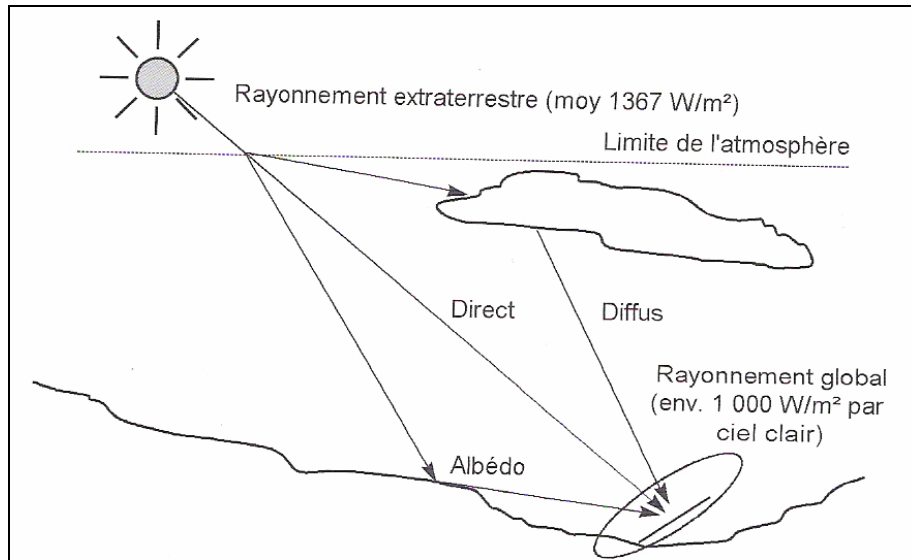
Ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire à ce rayonnement [7].

### ❖ Rayonnement diffus (D) :

La diffusion de la lumière est une redistribution spatiale du rayonnement par des particules matérielles. C'est un phénomène complexe puisqu'il intègre à la fois la diffraction, la réfraction et la réflexion par les particules. L'indice de réfraction des particules diffusantes, mais aussi et surtout leurs dimensions par rapport à la longueur d'onde de la lumière, modifient sensiblement la répartition spectrale et l'intensité lumineuse.

La composante diffuse provenant de toute la voûte céleste n'a pas d'orientation privilégiée, elle ne peut donc être concentrée par des instruments optiques, dans les régions de hautes latitude en hiver où le ciel est souvent couvert, il est inutile d'orienter les panneaux solaires vers la direction du soleil, car la composante diffuse est importante (80%), qu'il est préférable de monter les modules à l'horizontal pour qu'ils voient toute la voûte céleste. Ce

phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontal des modules solaires performants sous rayonnement diffus [16].



**Fig. 1.15:** Composants du rayonnement solaire au sol.

Sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le ciel est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus.

### 1.5.6 Albédo:

Nous appelons **albédo**  $\theta$  le rapport entre énergie réfléchie et énergie incidente, il représente la fraction d'un rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle, ce terme généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles.

Il faudra tenir compte de l'albédo du sol pour le dimensionnement d'installations solaires installées sur une surface enneigée (refuge de montagne), sur l'eau (bouées de navigation), dans les zones désertiques, ou même sur les toitures des immeubles.

La valeur de l'albédo du sol  $\theta$  habituellement retenu est de 0.2 pour les sols cultivés, 0.3 à 0.4 pour le sable, 0.6 à 0.8 pour la neige.

L'influence de l'albédo du sol est notable, par ciel clair, dans le cas de surfaces réceptrices inclinées et surtout verticales. La réflexion d'un toit, d'une rue, d'un champ, d'une paroi, etc. doit être déterminée et précisée dans chaque cas particulier.



La valeur de l'albédo est également sensible, surtout par ciel couvert, des variations de l'albédo entre 0.15 et 0.3 peuvent en général être négligées. C'est dans ce sens que, en régions tempérées, de même que sur mer ou dans les déserts les variations d'albédo liées à l'évolution saisonnière de la couverture végétale ou à la hauteur du soleil ne sont que grossièrement évaluées.

Par contre et ceci surtout pour les hautes latitudes ou en montagne, la couverture neigeuse du sol peut entraîner un albédo moyen de l'ordre de 0.6 (neige ancienne, glaciers) à 0.8 (neige fraîche), qui influe sensiblement sur le rayonnement diffus du ciel, surtout par ciel couvert. Dans le cas d'un revêtement neigeux (à fort albédo), celui-ci intervient de manière sensible sur le rayonnement reçu par une paroi verticale [5].

### 1.5.7 La nébulosité du ciel:

C'est le rapport entre la surface du ciel couverte par les nuages et la surface totale du ciel au-dessus du territoire correspondant [5].

### 1.5.8 Fraction d'insolation:

C'est le rapport [18] :

$$\sigma = \frac{\text{La durée d'insolation mesurée par l'héliographe.}}{\text{La durée maximale d'insolation.}} \quad (1.22)$$

La durée maximale d'insolation peut être calculée par la relation (1.7).

## 1.6 Estimation du rayonnement solaire sur un plan :

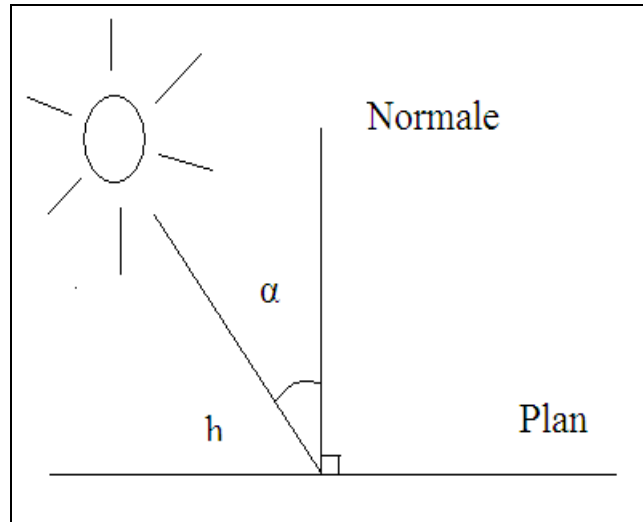
Nous allons s'intéresser au rayonnement solaire reçu par un plan quelconque, et nous allons commencer par définir deux angles:

- ❖ **L'inclinaison (i):** c'est l'angle du plan de l'objet étudié par rapport à l'horizontal.
- ❖ **L'orientation ( $\gamma$ ) :** c'est l'angle entre la normale au plan de l'objet étudié et le plan méridien du lieu (elle est comptée positivement vers l'ouest par rapport au sud dans l'hémisphère nord).

L'orientation d'un module photovoltaïque obéit à une règle qui est très simple à retenir: elle doit être <plein sud > pour les sites situées dans l'hémisphère nord et <plein nord> pour les sites situées dans l'hémisphère sud [5].

### 1.6.1 Expression du rayonnement direct reçu sur un plan:

Si  $h$  est la hauteur du soleil, et  $\alpha$  est l'angle d'incidence (c'est l'angle formé par le rayon direct incident et la normale au plan de mesure) (Fig. 1.16).



**Fig. 1.16 :** Repérage des angles par rapport à la normale au plan horizontal.

Nous aurons la composante directe  $B_i$  du rayonnement frappant le capteur:

Azimut nul (soleil à midi)  $a=0$

- Pour un plan horizontal ( $i=0$ ) (Fig. 1.16).

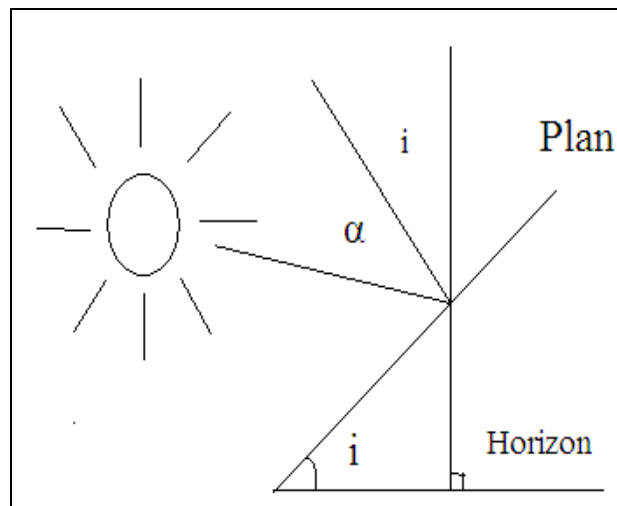
Nous avons:

$$B_{i=0} = B_0 = B \cdot \sin h \quad (1.23)$$

- Pour un plan incliné sur l'horizontale avec un angle  $i$ , et orienté sud (Fig. 1.17).

$\alpha = 90^\circ - (h+i)$  nous aurons :

$$B_i = B \cdot \cos \alpha = B \cdot \sin (h+i) \quad (1.24)$$



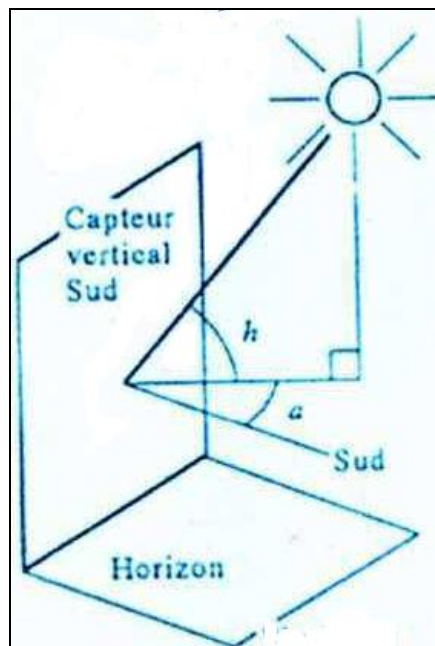
**Fig. 1.17** Plan incliné d'un angle  $i$  sur l'horizon.

Azimet quelconque:

- pour un plan vertical orienté sud (Fig. 1.18).

$i = 90^\circ$  nous aurons [5]:

$$B_{i=90} = B \cdot \cos h \cdot \cos a \tag{1.25}$$



**Fig. 1.18** Plan vertical orienté sud et azimet a quelconque.

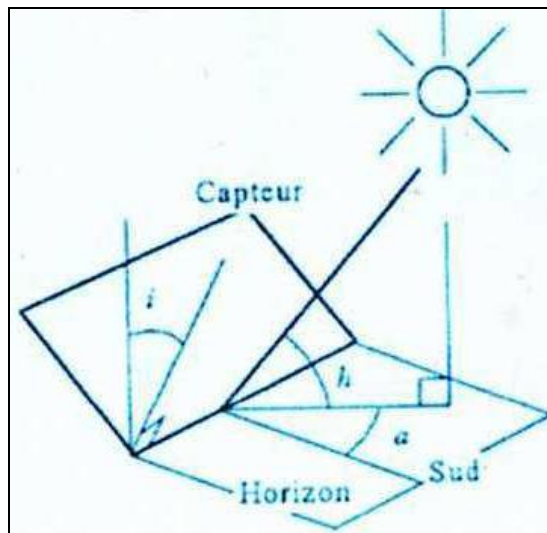
- pour un plan incliné sur l'horizontale et orienté sud (Fig. 1.19) :

$B_i$  : est la résultante de deux composantes projetées sur la normale au plan du capteur :

- L'une perpendiculaire à l'horizon :  $I \sin h$ .
- L'autre dans le plan de l'horizon, pointant vers le sud :  $I \cos h \cos a$ .

La somme des projections donne [5] :

$$B_i = B (\sin h \cdot \cos i + \cos h \cdot \cos a \cdot \sin i) \quad (1.26)$$



**Fig. 1.19** Plan incliné sur l'horizontal et orienté sud.

- pour un plan vertical d'orientation quelconque dont la normale fait un angle  $\gamma$  avec le plan méridien (Fig. 1.20).

$i = 90^\circ$  alors [5] :

$$B_{i=90} = B \cdot \cos h \cdot \cos(\gamma - a) \quad (1.27)$$

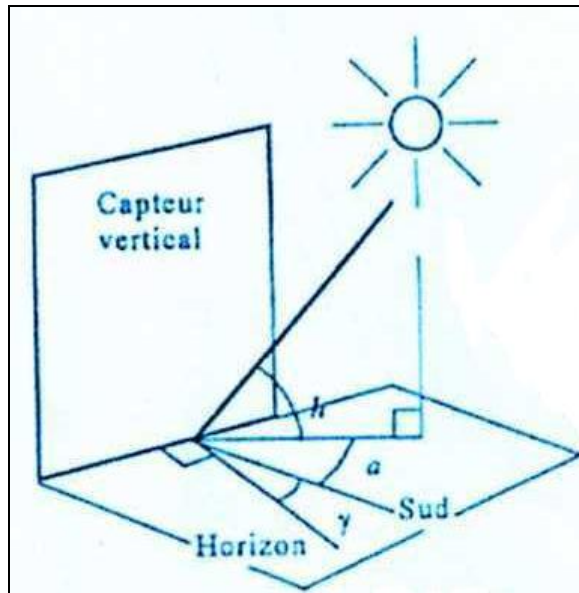


Fig. 1.20 Plan vertical d'orientation quelconque.

- pour un plan d'inclinaison quelconque  $i$  et d'orientation quelconque  $\gamma$  (Fig. 1.21) [5] :

$$B_i = B \cdot \cos \alpha = B (\sin h \cdot \cos i + \cos h \cdot \cos (\gamma - a) \cdot \sin i) \quad (1.28)$$

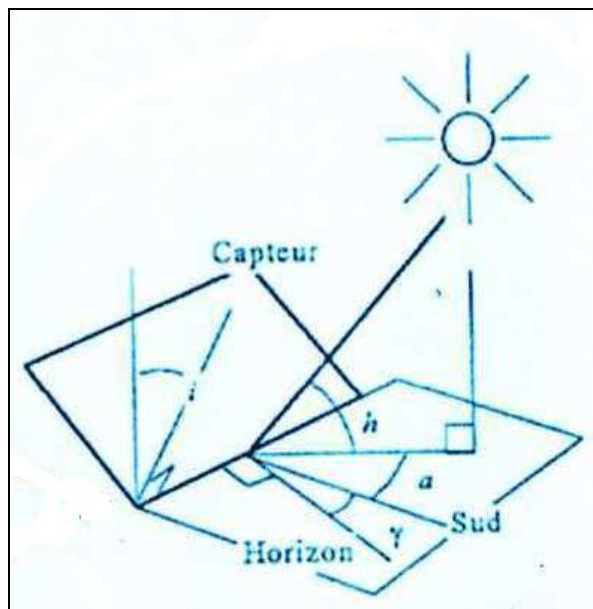


Fig. 1.21 Plan d'orientation et d'inclinaison quelconque.

### 1.6.2 Expression du rayonnement diffus:

➤ Par ciel clair, nous aurons:

❖ **rayonnement diffus reçu par une surface horizontale:**

Pour une surface horizontale nous avons:

$$D_h = G_h (0.9 - 0.8 \sigma) \quad \text{valable pour : } 0.15 < \sigma < 0.70 \quad (1.29)$$

❖ **pour une surface d'orientation quelconque:**

Nous avons la relation suivante [2] :

$$D_i = \frac{1 + \cos i}{2} D_h + \frac{1 - \cos i}{2} \theta . G_h \quad (1.30)$$

$\theta$  : est l'albédo du sol.

$D_h$ : rayonnement diffus reçu par une surface horizontale.

$G_h$ : rayonnement global reçu par une surface horizontale.

➤ Dans les conditions moyennes de nébulosité, pour connaître  $D_h$ , on fait appel à la fraction d'insolation  $\sigma$ .

Et en première approximation, la composante diffuse est donnée par la relation empirique [5] :

$$D_h = G_h (1 - 0.25\sigma - 0.6\sqrt{\sigma}) \quad (1.31)$$

$\sigma$  : Fraction d'insolation.

### 1.6.3 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière:

L'irradiation globale journalière  $G_d(0)$  sur une surface horizontale peut être divisée en une composante diffuse  $D_d(0)$  et une composante directe  $B_d(0)$ .

La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat. Néanmoins, la caractéristique moyenne du diffus est entièrement régulière et peut être en corrélation avec l'indice de clarté de l'atmosphère.

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse  $K_d$ , et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$ . La fraction diffuse  $K_d$  est définie par la relation suivante:

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (1.32)$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$ , comme:

$$K_t = \frac{G_t(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.33)$$

Avec :

$G_{ed}(0)$  : Irradiation globale extraterrestre journalière.

$G_d(0)$  : Irradiation globale horizontale journalière.

$D_d(0)$  : Irradiation diffuse horizontale journalière.

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (1.34)$$

Voilà quelques modèles donnant la corrélation entre  $K_d$  et  $K_t$  :

❖ **Modèle de Ruth et Chant :**

La corrélation entre la fraction diffuse  $K_d$  et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$  est donnée par l'expression analytique suivante [ 34] :

➤ Pour l'intervalle :  $K_t \leq 0.1$

$$K_d = 0.98 \quad (1.35)$$

➤ Pour l'intervalle:  $0.1 < K_t \leq 0.7$

$$K_d = 0.910 + 1.154 K_t - 4.936 K_t^2 + 2.848 K_t^3 \quad (1.36)$$

❖ *Modèle de Collares-Pereira et Rabl :*

L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit [20] [36]:

- Pour l'intervalle  $K_t \leq 0.17$

$$K_d = 0.99 \quad (1.37)$$

- Pour l'intervalle  $0.17 < K_t < 0.8$

$$K_d = 1.188 - 2.272 K_t + 9.473 K_t^2 - 21.856 K_t^3 + 14.648 K_t^4 \quad (1.38)$$

❖ *Modèle de Frutos :*

La corrélation est donnée par l'équation suivante [35] :

- Pour l'intervalle  $K_t < 0.166$

$$K_d = 0.92 \quad (1.39)$$

- Pour l'intervalle  $0.166 \leq K_t \leq 0.8$

$$K_d = 0.77 + 1.93 K_t - 6.86 K_t^2 + 4.27 K_t^3 \quad (1.40)$$

- Pour l'intervalle  $K_t > 0.8$

$$K_d = 0.109 \quad (1.41)$$

*Modèle de Macagnan :*

La corrélation est donnée comme suit [36] :

- Pour l'intervalle  $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (1.42)$$



- Pour l'intervalle  $0.18 \leq K_t \leq 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t^3 \quad (1.43)$$

- Pour l'intervalle  $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (1.44)$$

## 1.7 Appareils de mesures du rayonnement solaire:

### 1.7.1 Mesure de la durée d'insolation :

**L'héliographe** (Fig. 1.22) est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne la durée d'insolation ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. Tant que l'on peut observer des ombres sur le sol ( $E > 120 \text{ W/m}^2$ ). C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide d'un dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Les météorologistes parlent de radiation directe à laquelle est sensible l'héliographe. La somme de ces périodes représente la durée d'insolation journalière permettant de définir la fraction d'insolation [19].



**Fig. 1.22** Héliographe.

### 1.7.2 Mesures du rayonnement solaire :

Voyons maintenant quels instruments sont utilisés pour quantifier le rayonnement solaire reçu sur la terre. Les appareils permettant de mesurer le rayonnement incident sur un plan, sont

tous des appareils basés sur un principe de mesure de température. Il existe deux grands types d'appareils selon la méthode de mesure de la température :

- Appareils mesurant la température à l'aide de résistance à coefficient de température.
  - Appareils utilisant des **thermocouples** pour la mesure de température.
- ✓ **Appareil mesurant le rayonnement solaire global :**

### **Le pyranomètre:**

Le pyranomètre (Fig. 1.23) mesure le rayonnement global (direct + diffus) de tout l'hémisphère céleste dans la bande de longueur d'onde 0.3 à 3  $\mu\text{m}$ . Il ne capte donc pas les rayonnements infrarouges de grandes longueurs d'onde (dépassant 3  $\mu\text{m}$ ) qui sont notamment émis par l'atmosphère et le sol [W5].



**Fig. 1.23** Pyranomètre.

Constitué d'une série de thermocouples exposés au rayonnement solaire et dont les soudures froides sont maintenues à la température de l'air par conduction et qui délivre donc en sortie une différence de potentiel proportionnelle au flux incident. Il suffit alors de diviser les valeurs obtenues par son facteur de sensibilité pour en déterminer le flux global mesuré.

### **Le pyrromètre :**

Appareil permettant de mesurer la totalité du rayonnement arrivant sur la terre (Fig. 1.24), y compris le rayonnement infrarouge de grande longueur d'onde émis par l'atmosphère et le sol. Il couvre donc des longueurs d'onde relativement importante [W5].

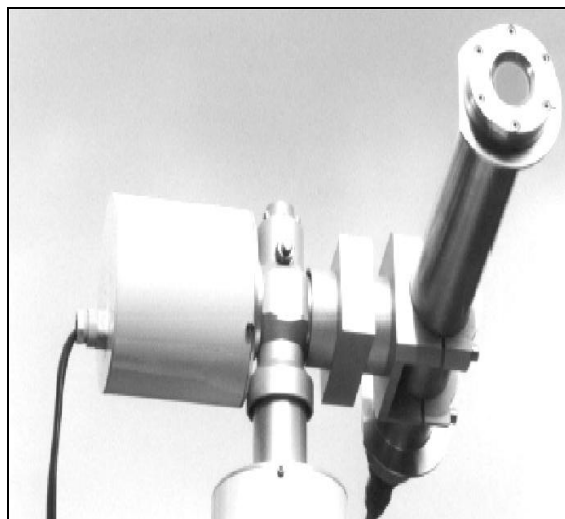


**Fig. 1.24** Le pyrriomètre.

✓ **Appareil mesurant le rayonnement solaire direct :**

**Pyrhéliomètre:** Appareil servant à mesurer les irradiances directes (Fig. 1.25). Cet instrument est en permanence orienté vers le soleil et ne mesure que le rayonnement provenant du disque solaire.

Son principe de fonctionnement est simple : à l'intérieur du tube se trouve un disque d'argent noirci qui va s'élever en température par le rayonnement solaire qui lui parvient. Nous mesurons ainsi la température du disque d'argent à intervalles réguliers. La différence de température entre cette surface et le corps de l'instrument est proportionnelle à l'éclairement énergétique du rayonnement direct. Il doit cependant être maintenue normal aux rayons du soleil.



**Fig. 1.25** Pyrhéliomètre.

✓ **Mesure du rayonnement diffus :**

Sachant que le rayonnement global comprend le rayonnement direct et le rayonnement diffus donc le principe est d'éliminer le direct lorsqu'on mesure le rayonnement global, pour cela certains pyranomètres sont munis d'un cache à orienter en le positionnant dans la course du soleil. Son rôle est de bloquer le rayonnement direct, Il s'agit en fait d'un accessoire pour pyranomètre (Fig. 1.26) [W5].



**Fig. 1.26** Pyranomètre muni d'un pare-soleil et destiné à la mesure du rayonnement solaire diffus.

## 1.8 Potentiel solaire Algérien :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1\text{m}^2$  est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de  $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$  au Nord et  $2263\text{kWh}/\text{m}^2/\text{an}$  au Sud du pays [15].

## 1.9 Conclusion :

Au cours de ce chapitre notre travail a été consacré à la connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et tout lieu, car c'est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher, ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer des grandeurs, telles que la durée maximale d'insolation. Puis nous avons donné les outils permettant de repérer le soleil dans le ciel, par étapes successives à partir de situations simples, nous avons élaboré la formule la plus générale exprimant le rayonnement solaire sur un plan d'orientation quelconque, et nous avons décrit enfin les appareils de mesure de rayonnement solaire.

## 2. PRESENTATION DES SYSTEMES PV

### 2.1 Introduction :

Le photovoltaïque est une technique destinée à transformer directement l'énergie provenant du rayonnement solaire en énergie électrique à l'aide de cellules solaires, sans passer par les procédés d'une centrale thermique.

Ce processus de production de courant ne nécessite aucune énergie cinétique. La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques. Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement.

Nous aborderons dans ce chapitre, en premier lieu, quelques notions sur les systèmes photovoltaïques. Nous décrirons ensuite, le principe de l'effet photovoltaïque, le fonctionnement des cellules chargées de la conversion photovoltaïque et leurs caractéristiques principales. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la présentation de différents composants du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

### 2.2 Historique:

Le mot "photovoltaïque" vient du grec "photos" qui signifie lumière et de "volta" du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Voici quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

- **1830** : Est apparue l'hélioélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium.
- **1839** : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque [11].
- **1875** : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde guerre mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire [W6].

- **1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites [W6].
- **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace [W6].
- **Les années 1970** : Les premières utilisations terrestres de l'effet photovoltaïques [10].
- **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware [W6].
- **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie. [W6].

### 2.3 Systèmes photovoltaïques :

Nous appelons système photovoltaïque l'ensemble des composants nécessaire à l'alimentation d'une application en un lieu précis, en toute fiabilité. Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas grand chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait associer étroitement les modules à un système complet correspondant à une application bien spécifique.

Un système photovoltaïque sera donc constitué du module photovoltaïque, généralement associé à l'un ou plusieurs des éléments suivants:

- Un système d'orientation ou de suivi (rencontré assez rarement).
- Une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie).
- Un stockage palliant la nature aléatoire de la source solaire.
- Un convertisseur DC/AC.
- Une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard.

Les systèmes PV les plus couramment utilisés sont de trois types :

- ❖ Les systèmes PV avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs électrochimiques). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :
  - Soit directement en courant continu.
  - Soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-alternatif (onduleur).

❖ Les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit aussi “au fil du soleil”). Les appareils d’utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit éventuellement, par l’intermédiaire d’un convertisseur continu – continu. Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d’avoir recours à une forme de stockage qui ne soit pas de nature électrochimique.

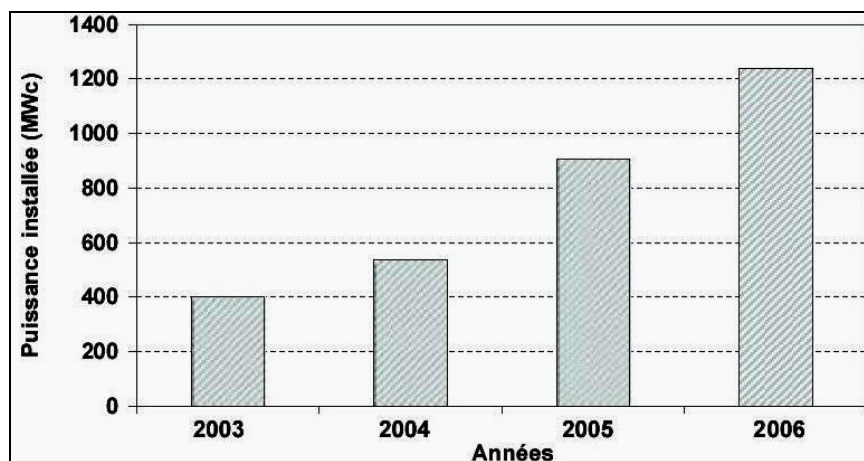
**Exemples :** Pompage: stockage par réservoir d’eau, électrolyse de l’eau : stockage d’hydrogène.

❖ Les systèmes connectés au réseau local par l’intermédiaire d’un onduleur piloté à la fréquence du réseau, le réseau servant de stockage. Ce choix évite de stocker l’énergie, donc plus de problème de batteries. Par contre on ne dispose pas de courant en cas de panne du réseau, même si le soleil brille.

Et sur ce dernier type qu’on va consacrer notre étude.

## 2.4 Système photovoltaïque raccordé au réseau:

Dans les pays disposant déjà d’un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a vu le jour dans le courant des années 80. C’est l’injection de l’énergie électrique produite par un système photovoltaïque à partir de l’énergie solaire dans le réseau électrique. Toute injection dans le réseau se traduit par une diminution de la demande sur les centrales thermique, (pour les pays utilisant des centrales thermiques pour la production de l’électricité) [7].

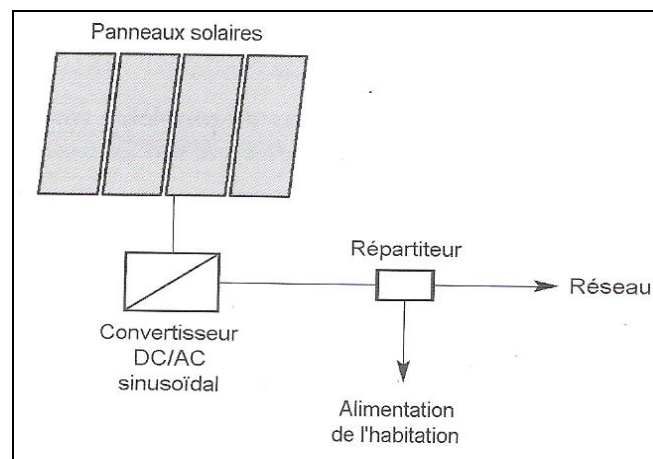


**Fig. 2.1** Puissance crête des installations connectées au réseau installées dans l’union européenne entre 2003 et 2006 [13].



**Principe** : quand il y a du soleil, l'installation produit de l'énergie électrique en courant continu. Un onduleur transforme ce courant continu en un courant alternatif totalement identique à celui qui circule dans le réseau.

Plusieurs centaines d'installations de ce type sont maintenant en service, dont certaines depuis une dizaine d'années (Fig. 2.1), apportant la preuve de la parfaite compatibilité avec le réseau, et de la haute fiabilité de la production d'énergie. Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau électrique, l'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie, on ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau électrique (Fig. 2.2). Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des modules en courant alternatif au travers d'un onduleur, et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Car il doit respecter des normes sur sa qualité "sinusoïdale" [13].



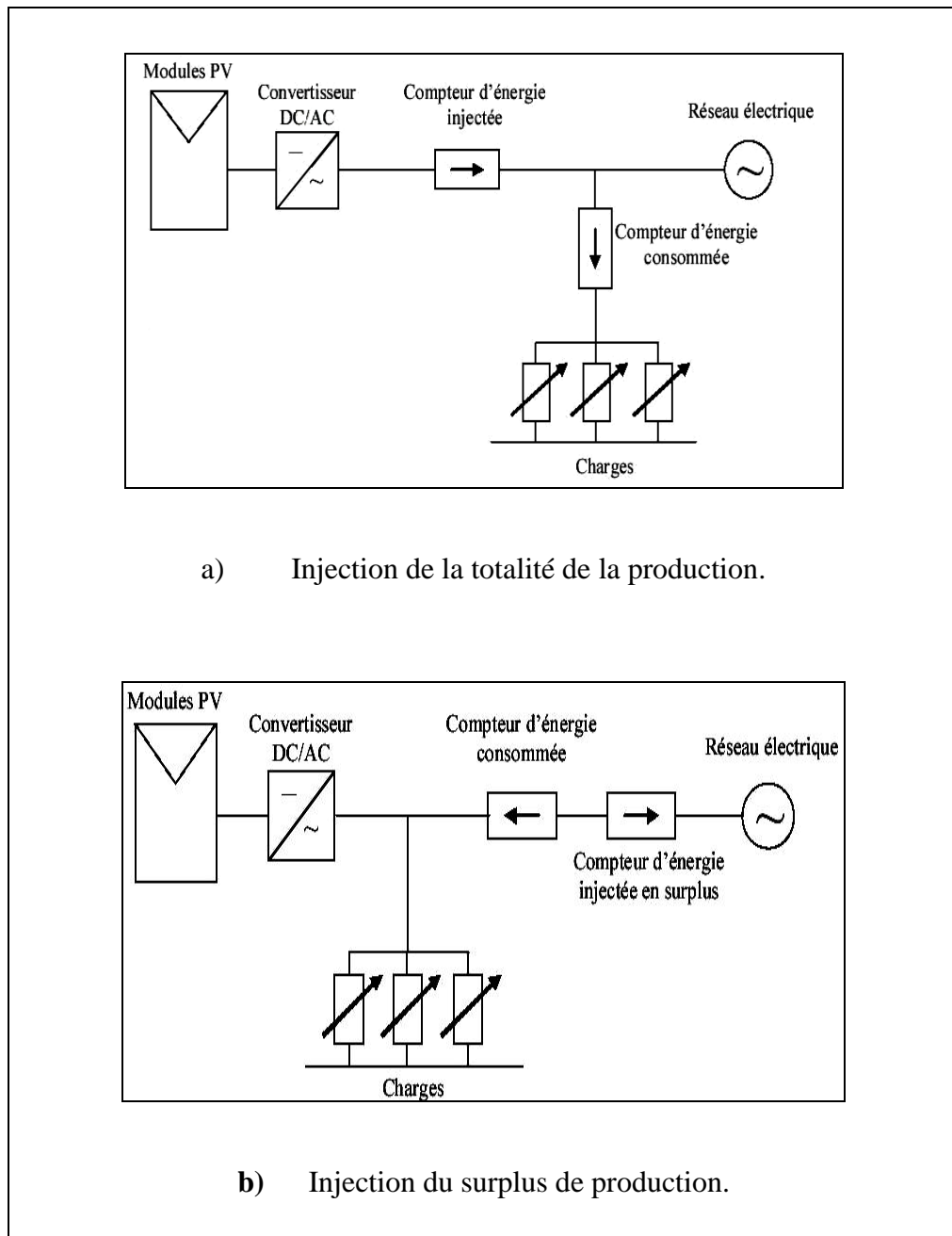
**Fig. 2.2** Schéma du système photovoltaïque raccordé au réseau.

En plus de ce qu'on a vu précédemment, par rapport à un système autonome, on gagne sur les points suivants:

- Économie de l'ordre de 40% sur les investissements (les batteries en moins).
- Maintenance quasi inexistante (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention).
- Meilleure durée de vie du système [9].

Il existe deux types d'installations pour l'injection de la production solaire [13] :

- ❖ **Injection de la totalité de la production:** l'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque (Fig. 2.3 a).
- ❖ **Injection du surplus de production:** L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau (Fig. 2.3 b).



**Fig. 2.3** Schéma des deux types d'installations photovoltaïques couplées au réseau [13].

## 2.5 Composants d'un système photovoltaïque raccordé au réseau:

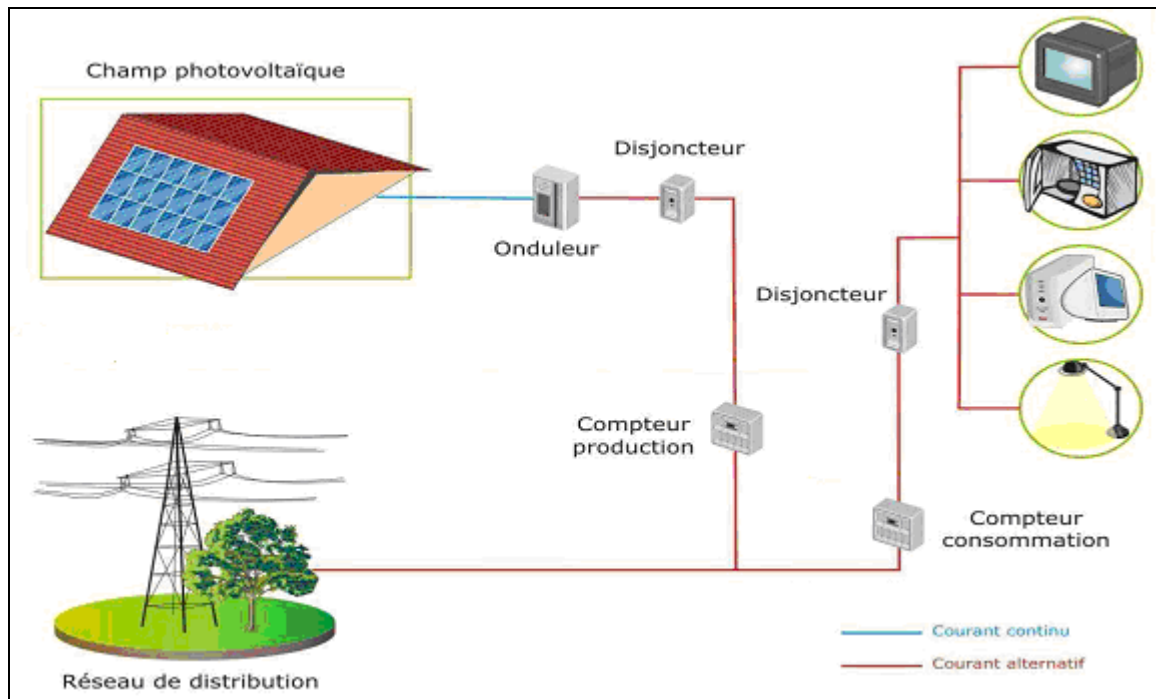


Fig. 2.4 Présentation de l'installation raccordée au réseau.

### 2.5.1 Générateur photovoltaïque:

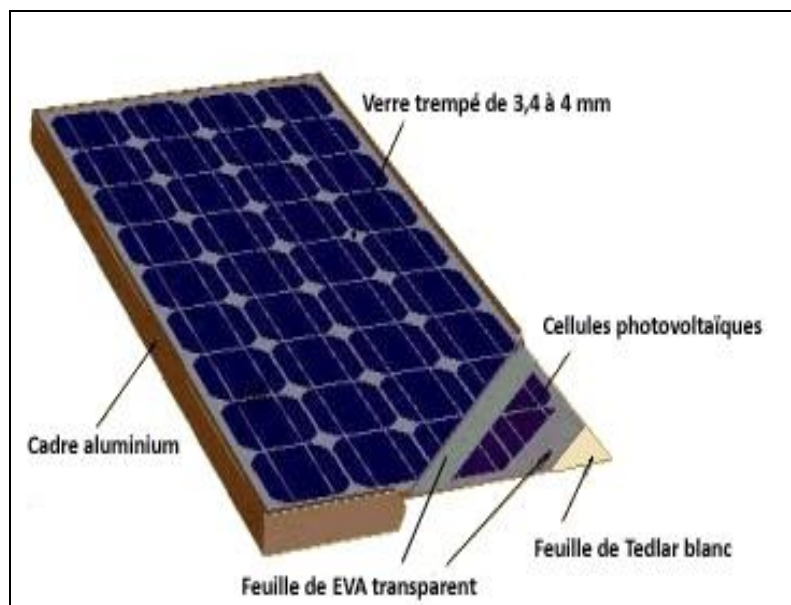


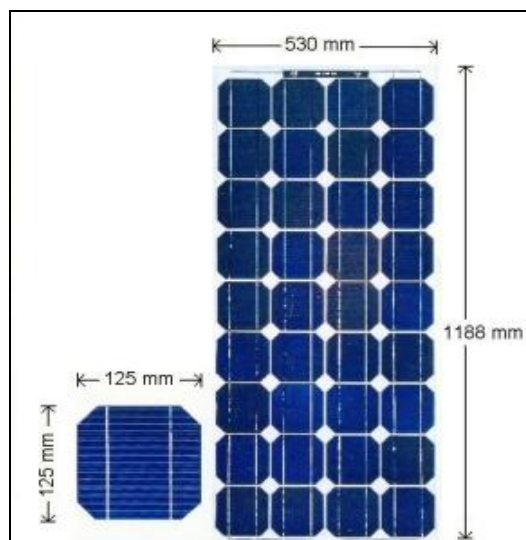
Fig. 2.5 Présentation d'un module photovoltaïque.

L'appellation "générateur photovoltaïque" désigne bien ce dispositif qui permet de produire de l'électricité à partir de la lumière. Les modules solaires photovoltaïques (PV) (Fig. 2.5) sont constitués d'un assemblage série/parallèle de cellules élémentaires, permettant d'ajuster leur tension et courant caractéristiques. Le module se présente sous la forme d'une surface vitrée, composé généralement de 36 cellules de couleur plus ou moins bleutée, pouvant aller jusqu'au gris anthracite. Exposé au soleil, il a la faculté de générer un courant électrique continu, dont la tension est proportionnelle au nombre de cellules le composant.

Nous allons s'intéresser maintenant aux composants du module photovoltaïque :

➤ **Cellule photovoltaïque :**

La cellule solaire appelée également photopile (Fig. 2.6) est un composant électronique en semi-conducteur qui, exposé à la lumière, génère de l'électricité. Elle peut être utilisée seul (calculatrice, montre), mais la plus part du temps, les cellules sont regroupées dans des modules.



**Fig. 2.6** Dimensions d'une cellule et d'un module photovoltaïque.

Le but des cellules photovoltaïques est de convertir l'énergie lumineuse provenant du soleil en énergie électrique. Ceci se fait en trois étapes (Fig. 2.7) [23] :

1. Absorption des photons de la lumière solaire.
2. Conversion de l'énergie reçue par les photons en énergie électrique (particules électriques libres).
3. Collecter les particules dans un circuit électrique externe.

Les photons doivent être utilisés pour libérer des électrons qui devront alimenter un circuit électrique possédant la plus petite résistance possible. Dès qu'elle est éclairée, une cellule

photovoltaïque, génère un courant électrique continu à ses bornes, sous une tension électrique. Son principe de fonctionnement (illustré ci-dessous) est simple : il consiste à convertir l'énergie cinétique des photons (particules de lumière composant du rayonnement solaire) en énergie électrique.

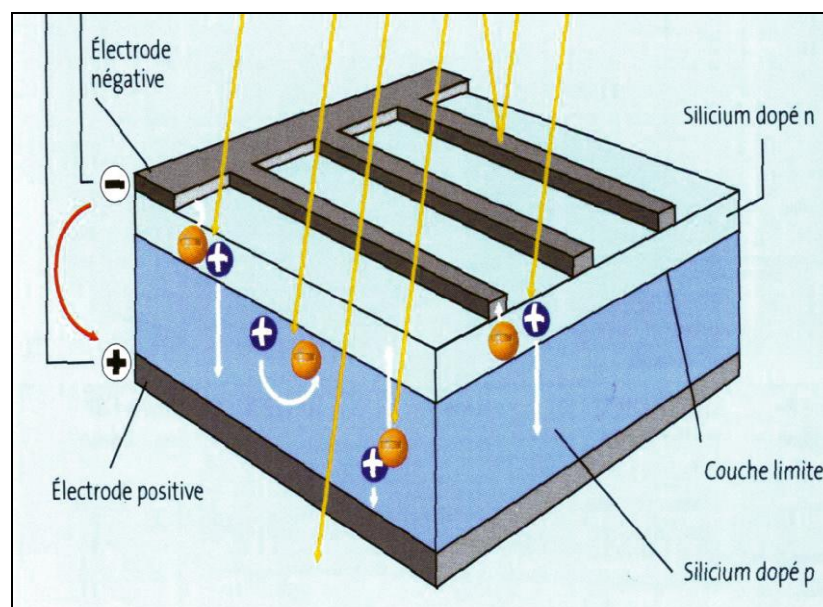
Les cellules photovoltaïques sont réalisées à partir des matériaux semi-conducteurs, et en particulier le silicium à partir duquel la majorité des cellules PV sont fabriquées. Le principe de fonctionnement de ces cellules fait appel aux propriétés des semi-conducteurs.

### ❖ Qu'est ce qu'un matériau semi-conducteur ?

Nous définirons un semi-conducteur comme un matériau où les électrons périphériques répartissent à une température supérieure au zéro absolu, entre deux bandes d'énergie, séparés par un intervalle d'énergie (gap) relativement faible (de l'ordre de 1eV) [2].

### ❖ Effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique.



**Fig. 2.7** Explication de l'effet photovoltaïque.

Nous allons s'intéresser maintenant comment expliquer la conversion de la lumière en électricité. Cette conversion se fait en trois étapes [7], [22] :

**1<sup>er</sup> étape : Absorption des photons**

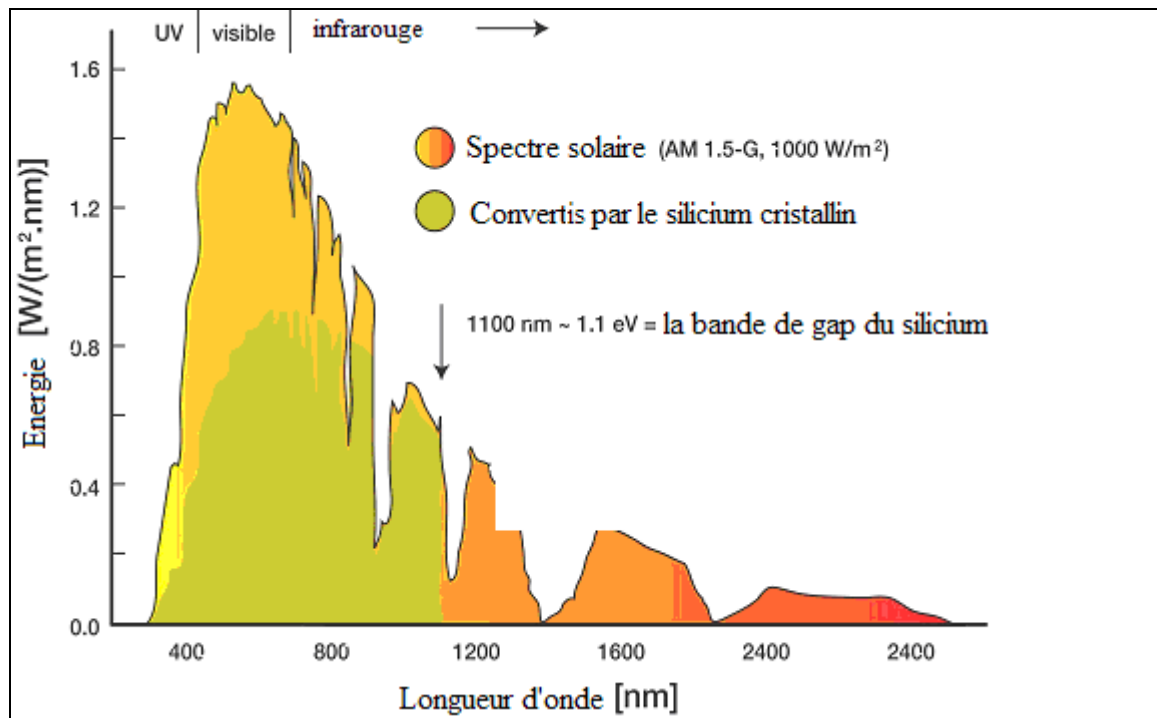
La lumière se compose de photons, « grains de lumière » chacun porteur d'une énergie dépendant de sa longueur d'onde. Lorsqu'un matériau semi-conducteur est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être « arrachés / décrochés ».

**2<sup>ème</sup> étape : transfert d'énergie des photons aux charges électriques**

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous l'illumination sont les électrons contenus dans la matière semi-conductrice.

Les photons absorbés vont tout simplement transférer leur énergie aux électrons périphériques (les plus éloignés du noyau), leurs permettant ainsi de se libérer de l'attraction de leurs noyaux. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les "attire" ensuite vers l'extérieur. L'électron libéré laisse un "trou" qui se traduit par une charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atome voisin qui va venir combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comblé par un électron voisin et ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charges élémentaires, d'électrons dans un sens, et de trous dans l'autre sens, ce qui donne un courant électrique. Ce phénomène physique, dit de photoconductivité, est spécifique aux semi-conducteurs car ils comportent des électrons "libérales"; contrairement à un isolant où tous les électrons sont fortement liés, et à un conducteur électrique dans lequel il existe une forte densité d'électrons totalement libres.

On comprend aisément qu'il existe, dépendant du matériau, un "seuil" d'énergie minimum nécessaire à cette libération des électrons par les photons. Nous appelons ce seuil le "gap optique" du matériau ou la largeur de bande interdite. En effet, si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont donc intimement liées [10].



**Fig. 2.8** Spectre solaire AM1.5 et portions exploitables par le silicium cristallin [23].

La figure (2.8) permet de visualiser la portion du spectre solaire qui peut être convertie en énergie électrique dans le cas du silicium cristallin. Rappelons que cela tient compte de deux types de pertes inévitables:

- L'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique.
- La perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique [10].

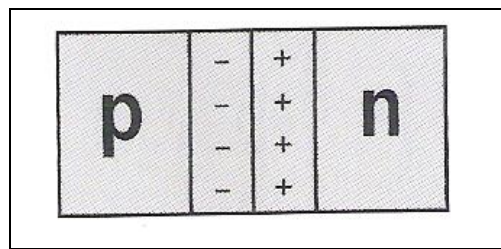
### 3<sup>ème</sup> étape : La collecte des charges:

Pour que les charges libérées par l'illumination soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent. Il faut donc les "attirer" hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon, elles se recombinent : l'électron chargé négativement, neutralisant le "trou", chargé positivement. Autrement dit, les électrons libérés retrouveraient leur état initial à la périphérie de leur atome : cela libérerait de l'énergie thermique (chaleur) mais aucune énergie électrique.

Cette extraction des charges est réalisée au sein d'une jonction créée volontairement dans le semi-conducteur. Le but est d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau, qui va entraîner les charges négatives d'un côté et les charges positives de l'autre côté. C'est possible grâce au dopage du semi-conducteur, on va former ce qu'on appelle une jonction constituée

d'une partie dopé au phosphore, dite de type "n" accolée à une partie dopée au bore, dite de type "p", c'est à la frontière de ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positives et négatives.

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur (formation d'une jonction p-n (Fig. 2.9)) constitue un élément fort connu : la diode. A l'interface ou les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type p au type n apparaît une région appelée "zone de charge d'espace" qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p ou ils sont attirés par les trous excédentaires, et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocity. Cet échange de porteurs dans la zone de charges spatial crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre thermique.



**Fig. 2.9** Représentation schématique d'une jonction p-n.

La cellule solaire est donc le plus souvent une tranche de silicium dopé "p" d'un côté, et "n" de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant (Fig. 2.10). Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, apparition d'un photocourant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.



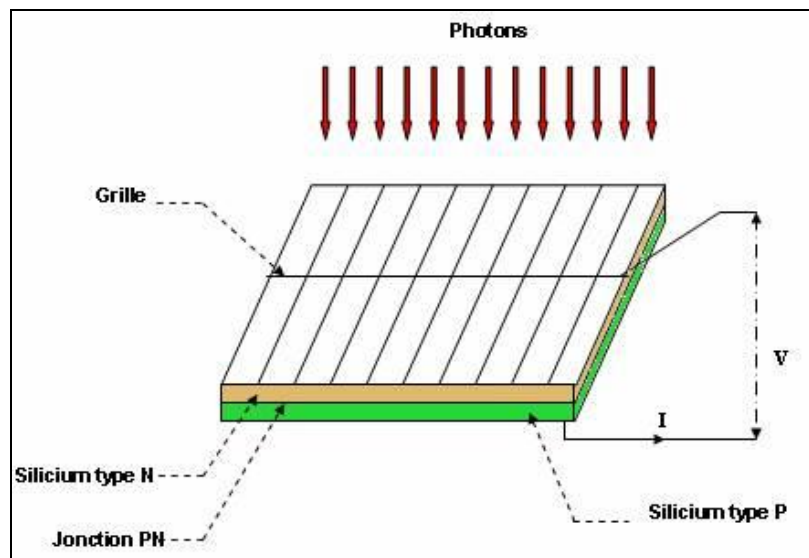


Fig. 2.10 Schéma d'une cellule photovoltaïque.

#### ❖ Technologies des cellules photovoltaïques :

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électroniques à matériaux semi conducteur. Les matériaux les plus connus sont:

- Le silicium (Si).
- Le sulfure de cadmium (CdS).
- L'arséniure de gallium (AsGa).
- Le tellure de cadmium (CdTe).
- Le germanium (Ge).
- Le phosphore d'indium (InP).

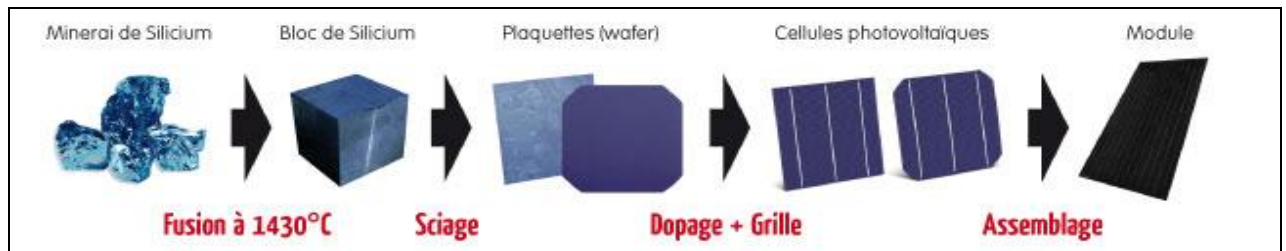
En vue de convertir l'énergie solaire en électricité les semi-conducteurs choisis devront conduire à un bon rendement et à un faible coût du kW installé résultant de l'optimisation des facteurs suivants :

- Aptitude du matériau à être préparé en grandes surfaces économiquement.
- Optimisation de l'absorption des photons.

Il existe une largeur de bande optimale pour la bande interdite  $E_g$  du matériau afin de minimiser les pertes dues aux photons non absorbés ( $h\nu < E_g$ ) et ceux trop énergétiques ( $h\nu \gg E_g$ ). Cet optimum se situe à environ 1.5eV.

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. C'est l'un des éléments les plus abondants

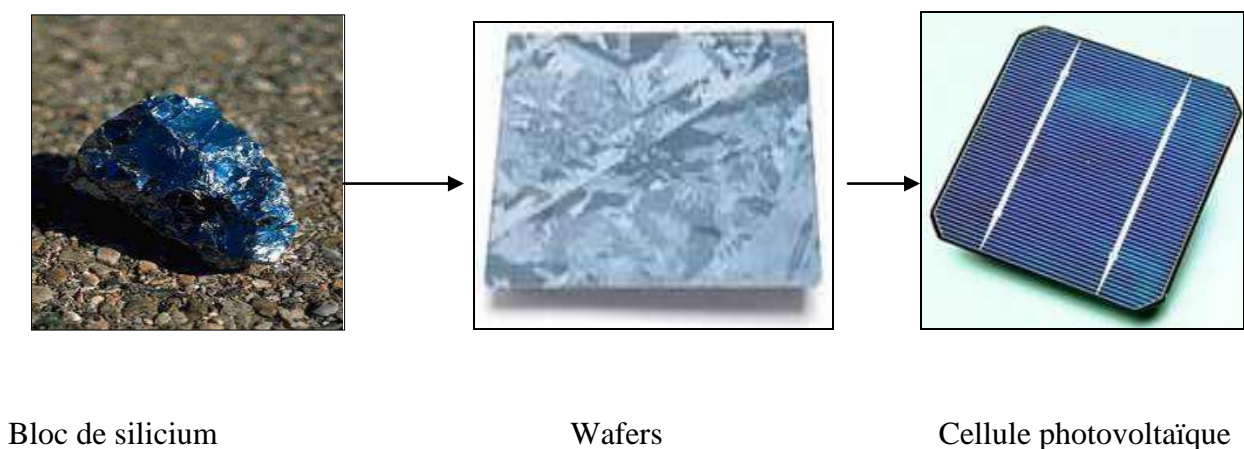
sur la planète Terre : il représente 28 % de l'écorce terrestre. Il n'est pas présent à l'état pur mais, par exemple, sous forme de sable siliceux. Il est parfaitement homogène (isotrope), stable et non toxique.



**Fig. 2.11** Processus de la fabrication photovoltaïque.

Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzéux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, As, Sb ou B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N (Fig. 2.11) [10].

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner pendant plus de deux ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.



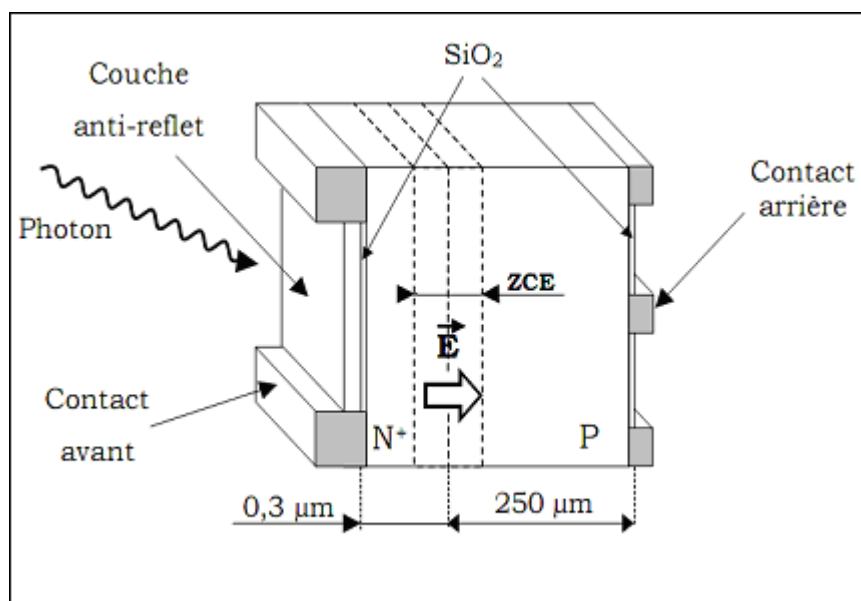
**Fig. 2.12** Les trois étapes principales pour avoir une cellule PV.

### ❖ Description d'une cellule PV :

Les technologies utilisées par les différents fabricants varient, mais les caractéristiques de base des composants d'une cellule sont les mêmes. Pratiquement, la cellule PV est composée de plusieurs couches minces à savoir [w1] :

- Une couche "anti-reflet" sur la face avant dont le but est de faciliter au maximum la pénétration d'un maximum de photons à travers la surface et de réduire les pertes par réflexion.
- Une grille conductrice avant " collectrice des électrons " qui doit également être liée au silicium et ne pas être sensible à la corrosion.
- Une couche dopée N avec porteurs de charge libres négatifs (électrons).
- Une couche dopée P avec porteurs de charge positifs (trous).
- Une surface de contact conductrice en métal " collectrice des électrons ", ayant une bonne conductivité ainsi qu'un bon accrochage sur le silicium.

Les deux électrodes sont élaborées sur la plaquette de silicium, l'une recouvre la totalité de la face arrière pour assurer le contact avec la zone p, et l'autre en forme de grille sur la face avant, la géométrie de cette grille étant un compromis entre une faible occultation du rayonnement et un bon contact électrique avec la zone n (Fig. 2.13).



**Fig. 2.13** Cellule PV typique [23].

### ❖ Types des cellules:

Les cellules peuvent être divisées en trois groupes [8] :

- Cellules au silicium monocristallin.
- Cellules au silicium polycristallin.
- Cellules à couches minces (cellules amorphes au silicium et autre matériaux, tels que par exemple : CIS, CdTe, GaAs).

#### 1. Cellules au silicium monocristallin :

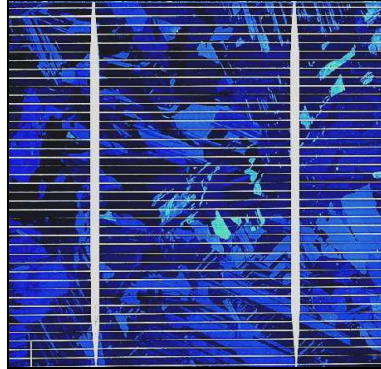


**Fig. 2.14** Cellule solaire monocristallin.

Cette cellule (Fig. 2.14) est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les matériaux de base pour la fabrication de telles cellules sont d'énormes cristaux de silicium spécialement produits à cet effet, d'une taille d'environ 10 cm. Ces cristaux sont ensuite sciés en plaques ultra-minces, dopées et connectées. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22% (le rendement théorique maximal pour des cellules au silicium est de 40%). D'autre part une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée. Cette durée d'amortissement est le temps durant lequel une cellule solaire doit produire de l'énergie pour "rembourser" l'énergie qui a été nécessaire à sa production. Cette durée peut aller jusqu'à 7 ans pour les cellules monocristallines, cellules qui sont néanmoins tout à fait appropriées pour des applications nécessitant de bonnes performances, tels que les véhicules électro-solaires. Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

### 2. Cellules au silicium polycristallin :



**Fig. 2.15** Cellule solaire polycristallin.

Les cellules polycristallines (Fig. 2.15) ressemblent aux cellules monocristallines, mais sont composées d'un agglomérat de cristaux. Dans ce procédé, du silicium brut est fortement chauffé puis refroidi de façon contrôlée dans un moule, lors de la solidification, les cristaux s'orientent de façon irrégulière. La surface supérieure d'une tranche a par conséquent l'apparence brillante d'un multicristal. Les lingots de silicium de section carrée sont sciés en tranches de 0.3 mm d'épaisseur, leur couleur bleue habituelle résulte de la couche anti-reflet dont ils sont recouverts modifiant leur épaisseur et, par conséquent, leur couleur. Les propriétés optiques du bleu sont meilleures: c'est la couleur qui réfléchit le moins de la lumière et l'absorbe le plus. D'autres traitements chimiques, ainsi que la pose de contacteurs, complètent le processus. Le rendement des cellules polycristallines, est de l'ordre de 10 à 15%, est un peu plus bas, mais cela est amplement compensé par un coût moindre. La production de telles cellules nécessite moins d'énergie. Certains fabricants, recyclent pour ce faire les déchets de l'industrie électronique.

### 3. Cellules amorphes:



**Fig. 2.16** Module composé de cellules amorphes.

Au-delà de l'amélioration des performances en termes de rendement et de fiabilité des dispositifs photovoltaïques, le véritable enjeu est de réduire de façon significative le coût du kilowattheure produit.

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible), il a les caractéristiques suivants :

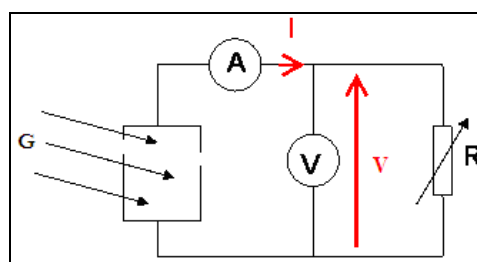
- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % et de 14 % en labo.
- Fonctionne sous très faible éclaircissement.

Les semi-conducteurs amorphes peuvent présenter une intéressante alternative au silicium cristallin du fait d'un coût de production plus faible; les techniques de production employées pour les molécules organiques présentent une mise en oeuvre moins onéreuse que celles du silicium cristallin [3].

Ce type de cellules (Fig. 2.16) trouve ses applications principales dans de petits appareils tels que les calculettes; par contre elles sont encore relativement peu utilisées dans le cadre d'installations solaires.

### ❖ Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est définie par sa courbe caractéristique électrique (courant-tension). Elle indique la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert, nous mesurons la tension  $V$  (en volts) au bornes du générateur et l'intensité  $I$  (en ampères) traversant le circuit lorsque l'on fait varier la résistance de la charge. Cet applet (Fig. 2.17) montre comment on peut relever expérimentalement la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque [2].



**Fig. 2.17** Schéma du montage.

La figure (2.18) représente la caractéristique courant-tension répartie en trois zones essentielles :

- **La zone (1) :** où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2) :** correspondant au coude de la caractéristique, c'est la région préférée pour le fonctionnement de la cellule, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (3) :** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

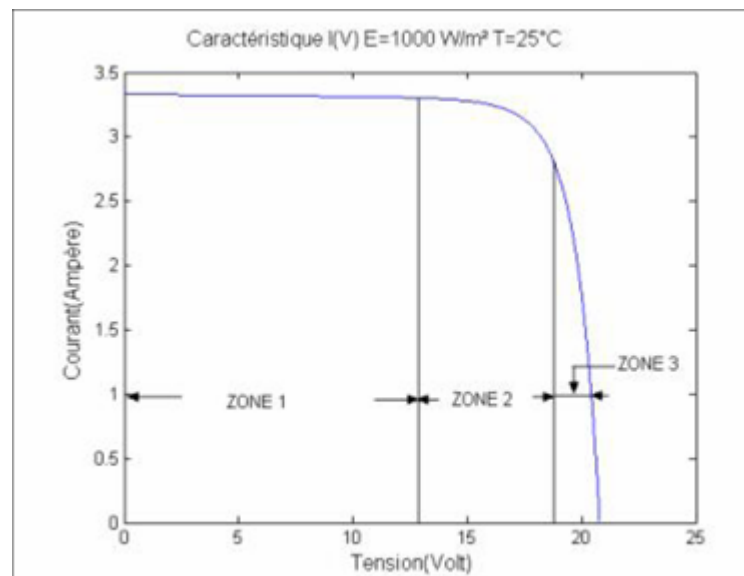


Fig. 2.18 Différentes zones de la caractéristique I-V.

Le but de la conception des systèmes photovoltaïques est faire fonctionner le system à la zone (2), ce qui est compliqué par le fait que le point maximum de puissance change avec l'éclairement et la température.

### ❖ Caractéristique P-V d'une cellule photovoltaïque :

La puissance électrique  $P$  disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni  $I$  par une tension continue donnée  $V$  :

$$P=V.I \quad (2.1)$$

On peut aussi obtenir la caractéristique de la puissance  $P = f(V)$ , qui, pour des conditions d'éclairement et de température données met en évidence un point de fonctionnement à puissance maximale, comme visible sur (Fig. 2.19) [2].

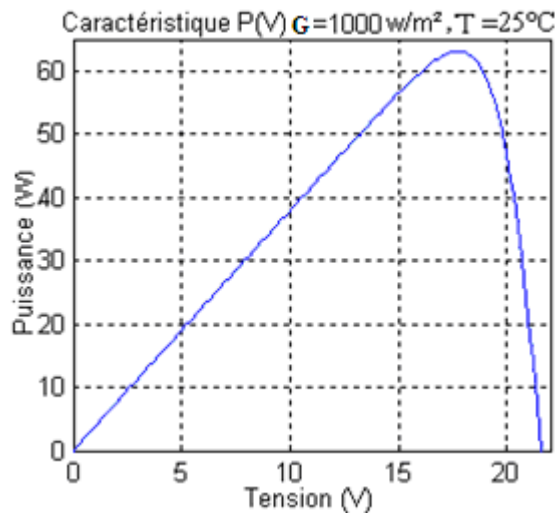


Fig. 2.19 Caractéristique puissance-tension.

### ❖ Paramètres du cellule photovoltaïque:

- **Circuit-ouvert ( $V_{co}$ )**

Si nous plaçons une photopile sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur, nous obtenons à ses bornes une tension continue, dite tension à circuit ouvert  $V_{co}$ . On la mesure à l'aide d'un voltmètre. Cette tension est de l'ordre de 0,7 V pour une cellule élémentaire (elle varie avec la technologie et l'éclairement), elle représente la tension maximale que cette photopile peut délivrer sous l'éclairement considéré. Mais, dans cet état, la photopile ne débite aucun courant et ne peut alimenter un récepteur. C'est sous une tension inférieure que la photopile sera utilisée, afin qu'elle débite une tension et un courant pour alimenter le récepteur [2].

- **Court-circuit ( $I_{cc}$ ) :**

A l'inverse du point de circuit ouvert, lorsque nous plaçons la photopile en court circuit, elle débite son courant maximal, mais aucune tension. C'est le courant que l'on peut mesurer en



branchement direct sur un ampèremètre. Nous appelons ce courant maximal à tension nulle courant de court-circuit  $I_{cc}$  qui correspond au photocourant  $I_{ph}$  généré par le rayonnement [2].

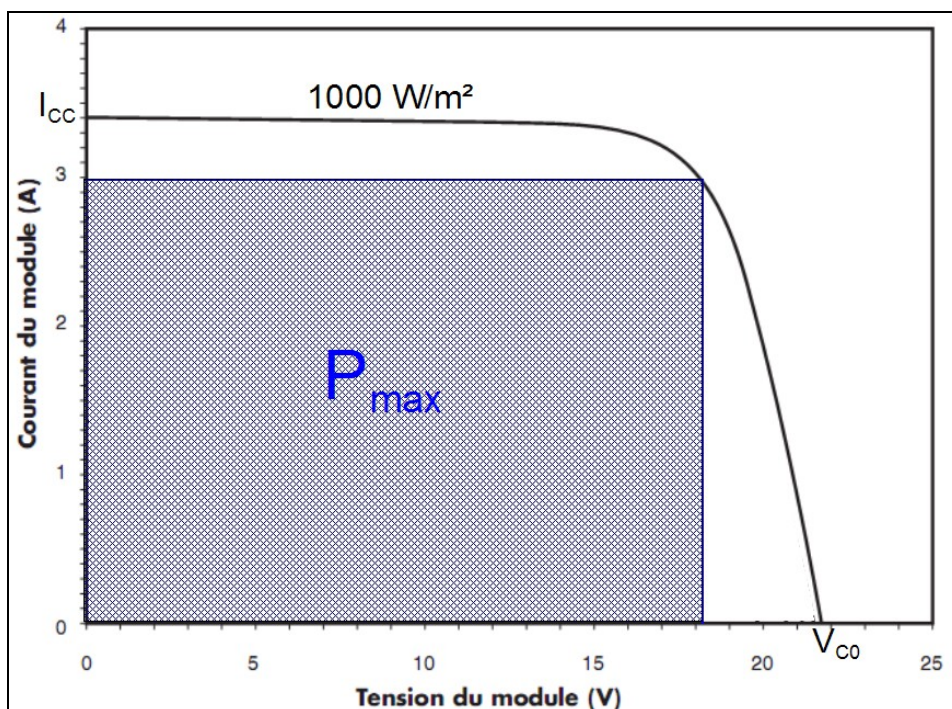
▪ **Point de puissance maximale :**

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximal  $P_{max\ idéalé}$  correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{cc}$ .

$$P_{max\ idéalé} = V_{co} \cdot I_{cc} \quad (2.2)$$

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

L'utilisation optimale d'une photopile consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale ( $V_m$ ) et à un courant maximal ( $I_m$ ). C'est le point de charge idéal de la photopile, ou point de puissance maximale  $P_m$  (Fig. 2.20) [15].



**Fig. 2.20** Courbe I (V) et puissance maximale d'une cellule éclairée à 1000W/m<sup>2</sup> et à une température de 25°C [15].

Si nous traçons la courbe de puissance  $P = f(V)$ , nous obtenons un point de fonctionnement MPP où la puissance est maximale (Fig. 2.21).

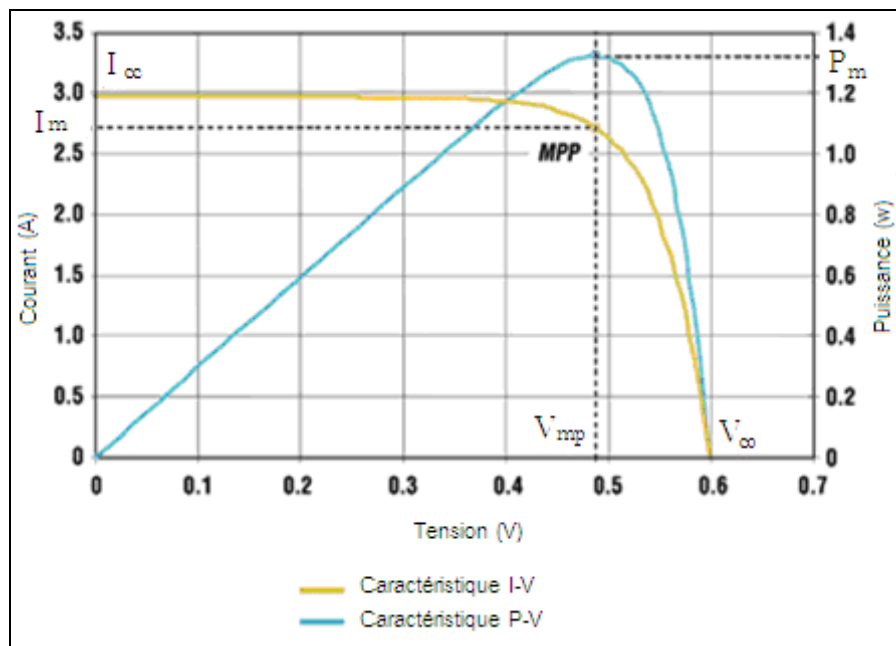


Fig. 2.21 Mise en évidence du MPP [16].

▪ **Puissance crête :**

Dans le cas d'utilisation de photopiles avec le rayonnement solaire, la puissance crête  $P_c$  d'une photopile, aussi nommée puissance "catalogue", notée  $W_c$  (Watt crête) ou  $W_p$  (Watt peak), représente la puissance électrique maximale délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard [15] :

- ✓ Éclairement solaire de  $1 \text{ kW/m}^2$  (correspondant à peu près à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil à midi par temps clair d'été).
- ✓ Température de la cellule PV égale à  $+ 25 \text{ °C}$ .
- ✓ Répartition spectrale du rayonnement dit **AM1.5**.

C'est toujours sous ces conditions qu'on trouve les informations dans les catalogues.

▪ **Couplage d'une cellule avec un récepteur :**

Le point d'intersection de la courbe de la cellule avec celle d'un récepteur dépend de la nature de la charge aux bornes de la cellule. Lorsqu'il s'agit d'une Charge résistive la courbe caractéristique de cette charge est de la forme  $U = r \cdot I$ . C'est une droite qui passe par l'origine

et qui coupe la courbe courant tension du cellule. Si le point d'intersection correspond au point de puissance maximal, on parle dans ce cas d'un couplage idéal : les deux caractéristiques du cellule et du récepteur se rencontrent au point de puissance maximale du cellule. Le récepteur recevra dans ces conditions une puissance maximale qui le fera fonctionner. Si par contre l'intersection des deux courbes est différente du point de puissance maximale, nous disons alors que la cellule aurait alors été sous-utilisée (Fig. 2.22) [15].

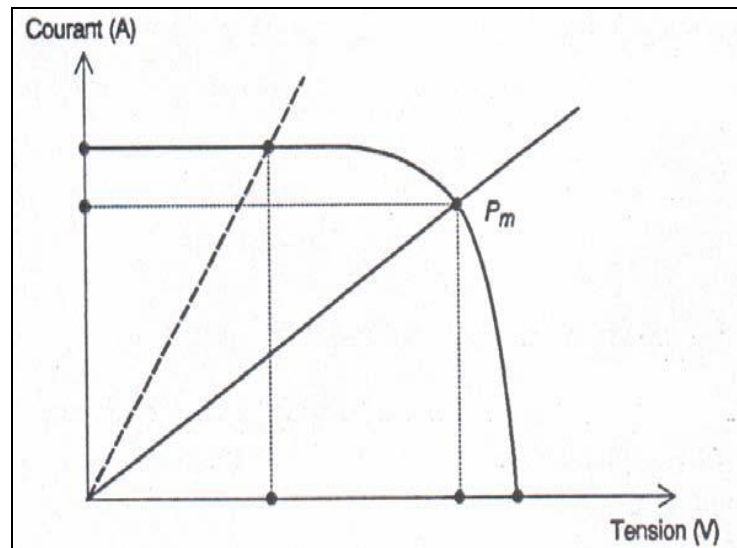


Fig. 2.22 Optimisation du couplage générateur PV- charge [15].

▪ **Rendement énergétique d'une cellule:**

Le rendement d'une photopile est le rapport entre la puissance électrique maximale générée et la puissance lumineuse reçue par la photopile [15] :

$$\eta = \frac{P_m}{G.S} \quad (2.3)$$

Avec :

S : est la surface active de la photopile (m<sup>2</sup>).

G : éclairement (W/ m<sup>2</sup>).

P<sub>m</sub> = V<sub>m</sub> · I<sub>m</sub> : est la puissance maximale.

Nous pouvons calculer ce rendement pour différents éclairagements, mais le plus souvent, c'est dans les conditions STC qu'il est donné. Nous le calculons donc avec la puissance crête [15] :

$$\eta = \frac{P_c}{1000.S} \quad (2.4)$$

**Remarque** : Cet ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$  est très élevé, et ne représente pas toutes les situations rencontrées. Malheureusement, c'est souvent sur ce rendement normalisé que sont comparées les technologies.

- **Facteurs limitant le rendement :**

En pratique, la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique n'est pas totale, différentes pertes viennent influencer le rendement d'une cellule. Elles sont dans la plupart des cas dues à la nature du matériau et à la technologie utilisée. Ces pertes sont évoquées ci-après :

La première limitation correspond aux photons utiles dans la conversion. Tous les photons possédant une longueur d'onde supérieure à celle associée au gap du semi-conducteur ne peuvent générer de paire électron/trou, et sont donc perdus. Les photons d'énergie supérieure au gap ne pourront générer qu'une seule paire électron/trou, l'excès d'énergie est perdu pour la conversion et thermalisé. Sous un éclairage de AM1.5, cette perte est évaluée à 33% dans le cas du silicium [1].

Le rendement d'une cellule dépend aussi à la base du nombre de photons y pénétrant. Cette quantité est limitée par le coefficient de réflexion de la surface de cellule. Afin de diminuer les réflexions, la surface de la cellule est texturée et recouverte d'une couche antireflet.

- **Facteur de forme:**

Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. C'est le rapport entre la puissance électrique maximale générée et le produit ( $V_{co} \cdot I_{cc}$ ) [22].

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (2.5)$$

$P_m$ : puissance maximale.

Le facteur de forme indique le degré d'idéalité de la caractéristique. Pour une bonne cellule photovoltaïque il devra être compris entre 0,75 et 0,85.

#### ❖ Influence de la température sur les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque:

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules. Elle a une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque, puisque les cellules sont exposées au rayonnement solaire, susceptible de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température d'une cellule est toujours plus élevée que la température ambiante. Pour estimer la température de cellule  $T_c$  à partir de la température ambiante  $T_a$ , on peut utiliser la formule de correction suivante [22] :

$$T_c = T_a + \frac{G_m}{800} (TUC - 20) \quad (2.6)$$

Avec :

$G_m$  : éclaircissement moyen (en  $W/m^2$ ).

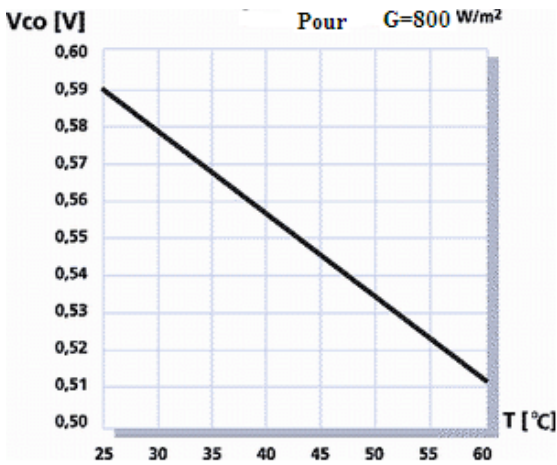
TUC : Température d'utilisation de cellule ( $^{\circ}C$ ).

La température d'utilisation de la cellule (TUC en français et NOCT en anglais), est la température qu'atteint une cellule encapsulée dans un module soumis à une irradiance de  $800W/m^2$ , à une température ambiante de  $20^{\circ}C$ , une inclinaison de  $45^{\circ}$  et avec un vent de  $1\text{ m/s}$  dans les conditions de circuit ouvert [9].

Une augmentation de la température entraîne :

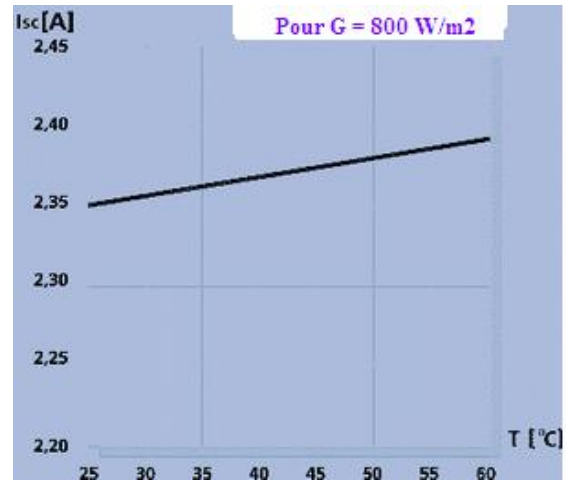
1. Une chute importante de la tension.
2. Une légère augmentation du courant.
3. Globalement une perte non négligeable de puissance.

Les courbes suivantes (Fig. 2.23) représentent l'évolution du courant  $I_{cc}$  et de la tension  $V_{co}$  en fonction de la température de jonction de la cellule, les autres conditions extérieures restant fixes :



-A-

Tension  $V_{co}$  en fonction de la température.



-B-

Intensité  $I_{cc}$  en fonction de la température.

Fig. 2.23

La figure (2.24) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, sous un éclairement constant.

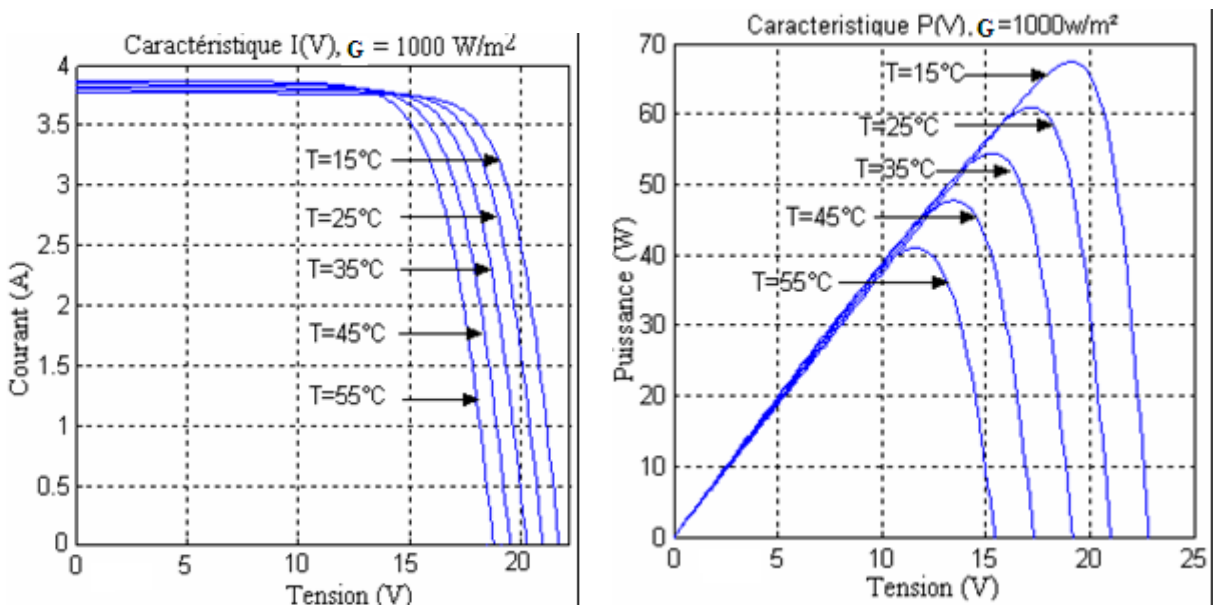


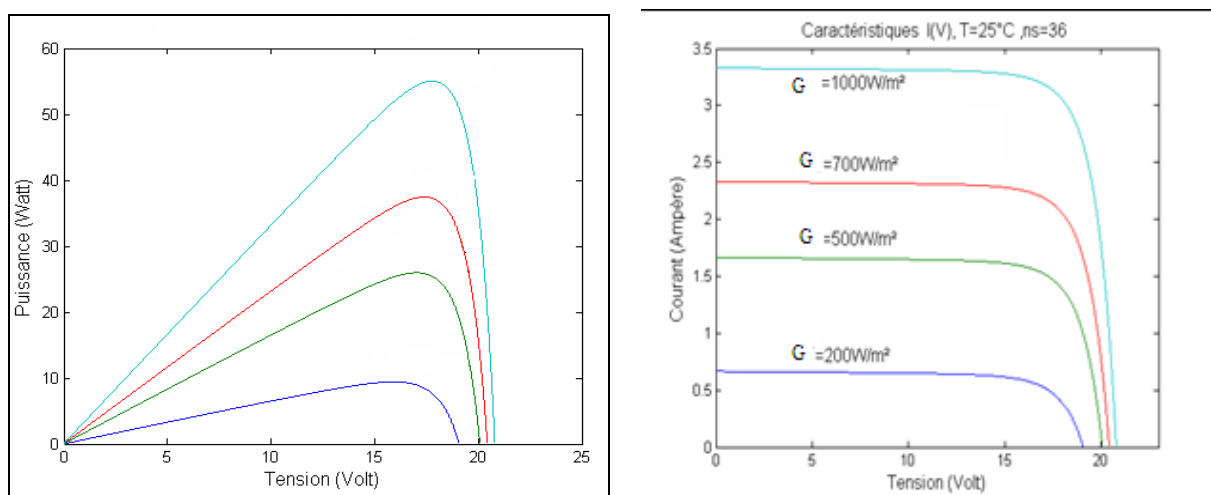
Fig. 2.24 Influence de la température sur la caractéristique I-V et P-V d'un module (PV).

Le comportement global de la cellule en fonction de la température est une perte de 0,4 à 0,5 % / °C. Le graphe de la figure (2.23) montre que la tension d'une cellule baisse fortement avec la température. Plus la température augmente, la cellule est moins performante. En revanche, le courant augmente légèrement en intensité : cette augmentation reste néanmoins négligeable au point de puissance maximale.

#### ❖ Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque:

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trou étant assuré par l'énergie lumineuse, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement  $G$  entraîne automatiquement l'augmentation des paires électron-trou séparées. Le courant débité  $I_{ph}$  est donc proportionnel à l'ensoleillement  $G$ . Donc l'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface.

Nous allons présenter dans la figure (2.25) les caractéristiques I-V et P-V d'une cellule monocristalline pour plusieurs intensités de rayonnement solaire. Dans la partie gauche des caractéristiques I-V, le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement. Ce qui entraîne une augmentation remarquable de la puissance. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse. Nous remarquons que la tension  $V_m$  correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant  $I_m$  qui augmente fortement avec l'éclairement [7], [22].



**Fig. 2.25** Caractéristiques I-V et P-V d'un module pour différents éclairements.

### ❖ Association des cellules :

Dans les conditions standard STC ( $1000\text{W/m}^2$  ;  $25^\circ\text{C}$  ; AM1.5), la puissance maximale pour une cellule au silicium de  $10\text{ cm}^2$  serait d'environ  $1.25\text{ W}$ . La cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de très faible puissance insuffisant pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont de ce fait, réalisés par association en série et/ou en parallèle d'un grand nombre de cellules élémentaires. Ces groupements sont appelés modules [11].

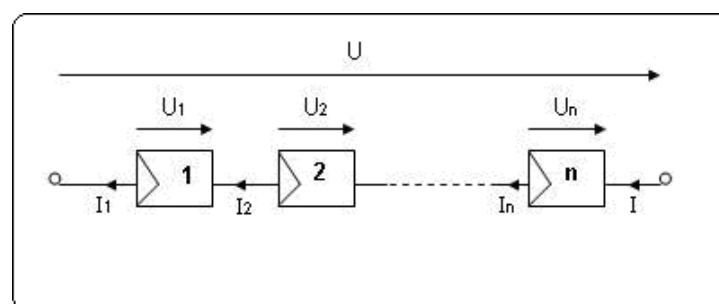
De plus, cet assemblage doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Les photopiles sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.) [22].

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant pour une même tension.

#### ➤ Mise en série:

Pour connecter les cellules en série, le contact (-) en face avant de la première cellule doit être relié au contact (+) en face arrière de la cellule suivante, le contact (-) de cette dernière au contact (+) de la suivante, etc (Fig. 2.26). Ces liaisons nécessitent un contact soudable de chaque coté des cellules, le plus souvent à base d'étain ou d'argent.

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné (Fig. 2.27). C'est pourquoi il faut des cellules de même courant pour les mettre en série, on trie les cellules selon leur courant pour les câbler entre elles. Si l'une d'elles était plus faible en courant, elle imposerait son courant à toute la série, ce qui pénaliserait le module complet [10].



**Fig. 2.26** Association série.



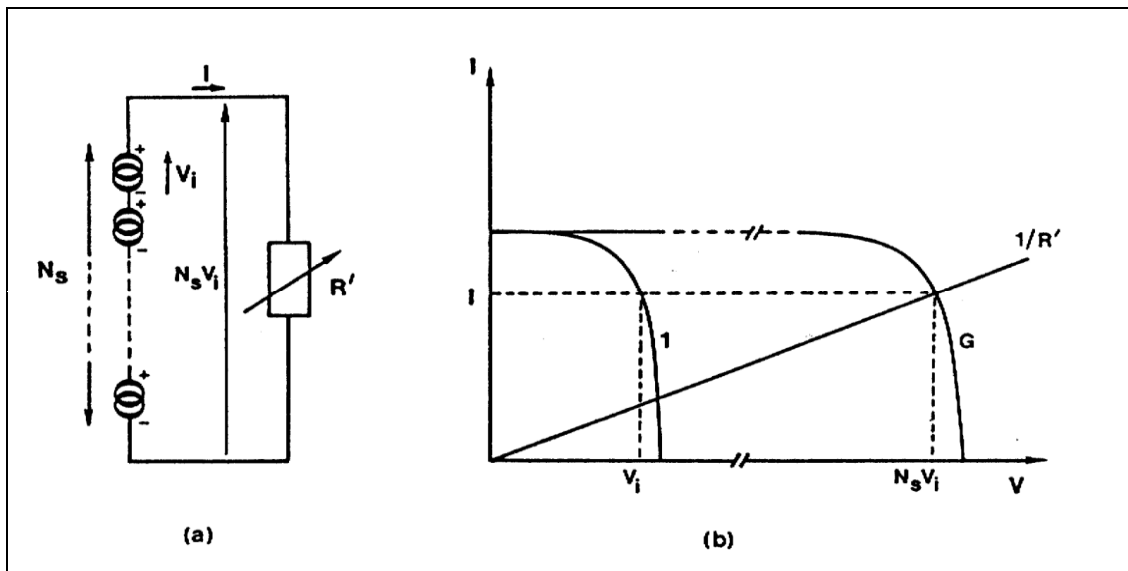


Fig. 2.27 Groupement de cellules en série [10].

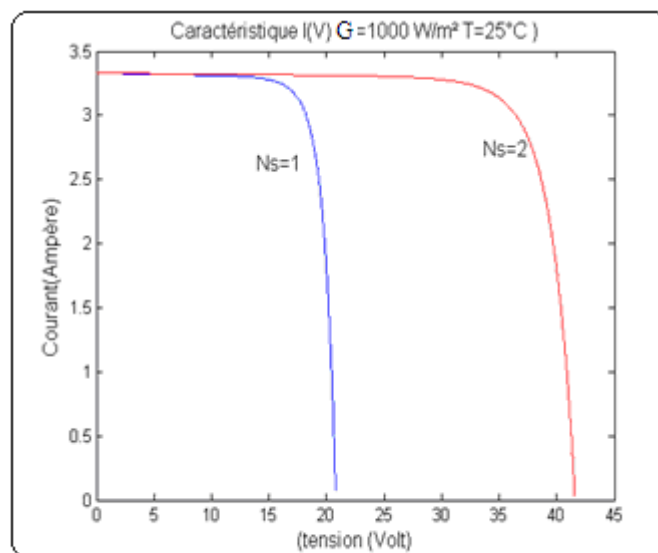
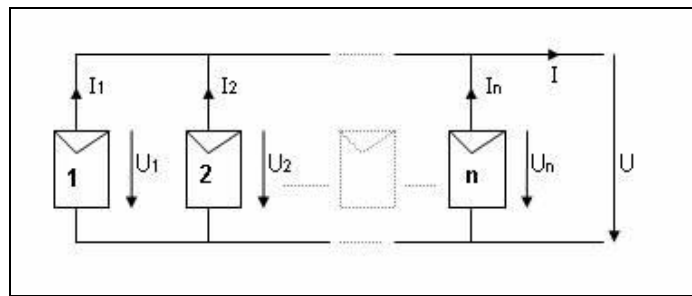


Fig. 2.28 Caractéristique I(V) pour l'association série pour un  $G=1000W/m^2$  et  $T=25^{\circ}C$ .

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V [11].

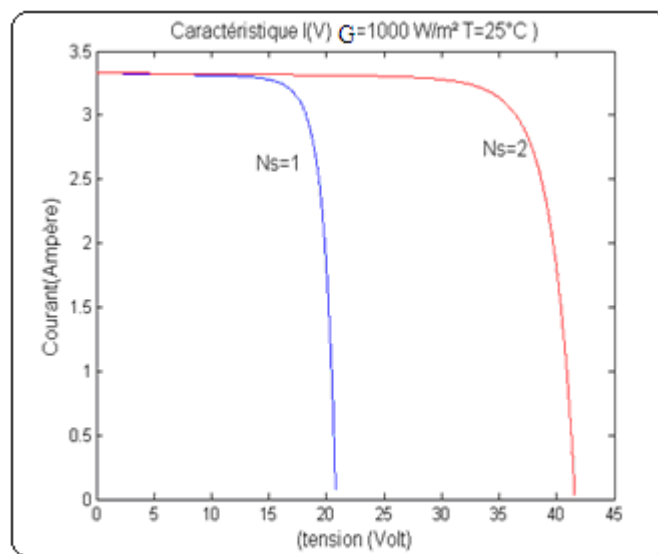
➤ **Mise en parallèle**

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle (Fig. 2.29), les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée (Fig. 2.30).



**Fig. 2.29** Association parallèle.

Il faut savoir qu'il ne faudra connecter en parallèle que des cellules identiques [10].



**Fig. 2.30** Caractéristiques I (V) pour l'association en parallèle pour un  $G=1000\text{W}/\text{m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ .

➤ **Effet du groupage série/parallèle des cellules photovoltaïques :**

La puissance des cellules PV simples est relativement petit (approximativement 0.5 W/cellule). Pour produire la tension et la puissance exigées, les cellules PV sont reliées en série et en parallèle. Elles sont regroupées dans des modules (le module étant le plus petit ensemble conçu pour produire la puissance). Des modules sont reliés ensemble pour former d'une manière générale, un générateur photovoltaïque. Cette méthode nous donne presque n'importe quelle caractéristique I (V) désirée.

Les paramètres évalués dans la section précédente sont basés sur les données pour une cellule simple. Pour déterminer la caractéristique  $I(V)$  pour l'ensemble des paramètres d'un module photovoltaïque, nous procédons de la façon suivante :

Soit  $N_p$  est le nombre de cellules reliées en parallèle et  $N_s$  le nombre de cellules reliés en série. Cette méthode de calcul suppose que toutes les cellules du module sont semblables. Or il est très difficile de produire des cellules identiques. La connexion des cellules en série augmente la tension, et la connexion des cellules en parallèle augmente le courant, suivant les expressions suivantes [21] :

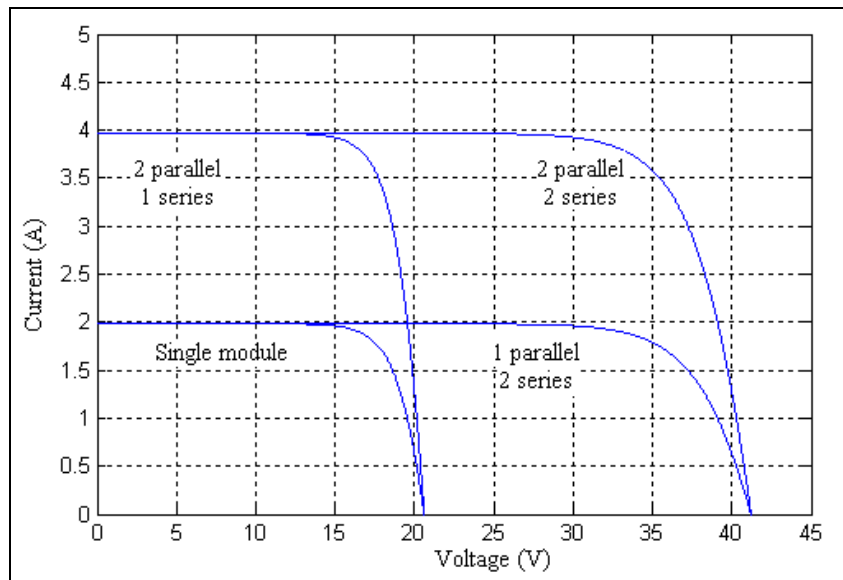
$$I_M = N_p \cdot I_C \quad (2.7)$$

$$V_M = N_s \cdot V_C \quad (2.8)$$

Avec :  $I_M$  et  $V_M$  : courant et tension du module.

$I_C$  et  $V_C$  : courant et tension de la cellule.

L'effet du groupage des cellules en série et en parallèle sur les caractéristiques  $I(V)$  est montré sur (Fig. 2.31) [17].



**Fig. 2.31** Effet de la connexion série/parallèle des modules PV sur la caractéristique  $I(V)$ .

Au cas où toutes les cellules ne sont pas identiques, c'est la cellule la plus faible qui impose ses performances à tout le module, dégradant ainsi les performances de ce dernier. À titre d'exemple, on observe ce phénomène lorsque le module est en partie ombrage.

#### ❖ Encapsulation et encadrement:

Une fois ces connexions effectuées, on réalise l'opération dite "encapsulation": les photopiles sont enrobées dans une résine et prise en "sandwich" entre deux supports en éloignant les cellules d'environ 1cm du bord pour éviter la corrosion:

- **En face avant** : il faut placer un revêtement transparent et résistant. Un verre trempé est un bon choix, il s'agit du verre de moindre concentration en oxyde de fer que le verre à vitre et donc plus transparent. L'épaisseur de ce verre est généralement de 3 ou 4 mm selon la dimension du module.

- **En face arrière** : on a longtemps mis également du verre, selon la technique du bi-verre feuilleté inspirée de la fabrication des pare-brise automobiles. C'est évidemment la solution la plus résistante, qui de plus offre une transparence intéressante pour certaines applications architecturales. Mais il est plus économique et parfois aussi efficace d'utiliser un film plastique, ou un autre film faisant barrière à l'humidité comme un multicouche plastique/métal [24] [10].

#### ❖ Câblage :

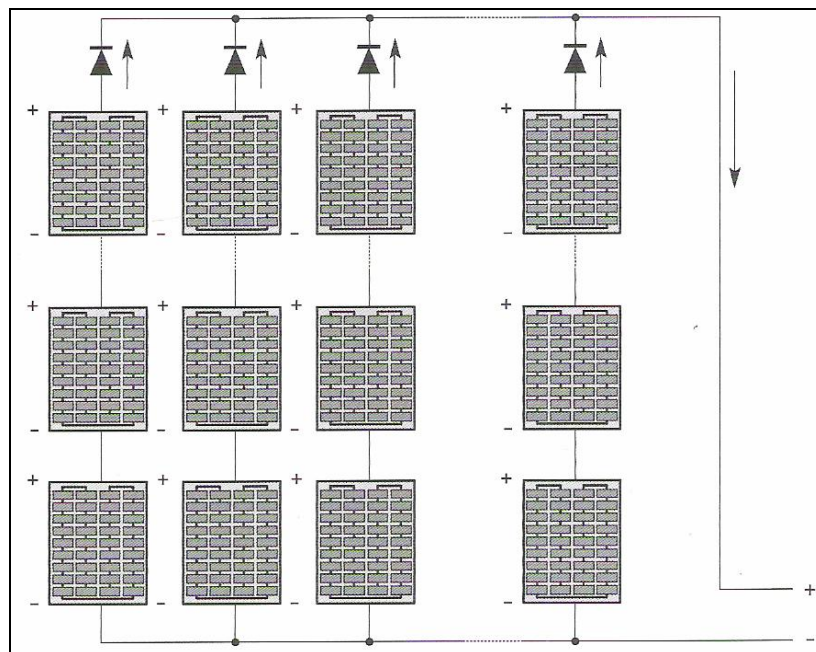
Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série. La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis [9].

Les câbles seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil, et autre agressions, il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés. Par ailleurs les intensités circulant dans ceux-ci étant généralement très importantes, il y a lieu d'utiliser des sections (diamètre) suffisantes. Attention aux longueurs plus elles seront importantes, plus la section devra être également [W3].

#### ❖ Assemblage de modules :

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de watts, de kilowatts, voire de mégawatts, il faut nécessairement assembler les modules photovoltaïques. Nous réalisons alors un champ photovoltaïque de surface variable (Fig. 2.32).

L'assemblage série et parallèle répond aux règles connues de l'électricité: quand les modules sont montés en série, les tensions s'ajoutent et le courant reste constant, et quand ils sont montés en parallèle, c'est l'inverse : les courants s'ajoutent et la tension reste constante. Il faut remarquer qu'on ne monte en série que des modules ayant le même courant de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir la même tension), et on ne monte en parallèle que des modules qui ont la même tension de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir le même courant). Dans la réalité il n'y a pas deux modules strictement identiques, donc on peut être amenés à les appairer en tension ou en courant selon le cas. Cela consiste à mettre ensemble des modules dont les valeurs sont le plus proche possible [10].



**Fig. 2.32** Champ de modules montés en série-parallèle.

#### ❖ Protection contre l'ombrage:

Il arrive qu'un module au silicium cristallin ne soit pas exposé uniformément à la lumière, il peut en effet y avoir des taches d'ombre, et dans le pire des cas, une feuille morte qui masque complètement une cellule. Que se passe-t-il dans ce cas : les cellules étant câblées en série, le courant total est nivelé par le bas (la cellule la plus faible impose son courant aux autres) donc lorsqu'une cellule ne débite plus parce qu'elle n'est plus exposée au rayonnement, le courant de l'ensemble de la chaîne tend vers zéro. Mais il y a pire : la cellule ainsi masquée devient réceptrice de toutes les autres de la série, elle reçoit en tension inverse la somme de toutes leurs tensions. Elle se met donc à chauffer, d'où le nom bien connu de "hot-spot" ou "point chaud", il

est indispensable de s'en protéger, les dommages pouvant aller jusqu'à l'incendie. Et sur les modules de plus faible tension, l'échauffement seul provoque au minimum des dégâts irréversible (détérioration des contacts, de la couche antireflet....). Cela peut se voir directement à l'œil nu d'après la couleur des cellules sur les panneaux endommagés : celles qui sont devenues brunes ont subi un hot-spot.

La parade contre ce phénomène est heureusement assez simple et devrait être appliquée systématiquement par les constructeurs. Il faut câbler une diode en parallèle par le groupe de cellules .En plaçant ainsi une diode by-pass par série de 18 cellules, soit 2 par module de 36 cellules ,on maintient la tension inverse appliquée à la cellule ombré à moins de 10V, ce qui engendre un échauffement limité en cas de hot-spot, généralement inférieur à 60°C, ce qui est bien supportable par les modules actuels [7] [10].

### **2.5.2 Onduleurs :**

Les onduleurs sont des appareils que l'on dispose généralement entre le champ PV et la charge, servant à transformer la tension continue fournie par les modules pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative, alors il existe deux types:

#### **❖ Onduleurs DC/DC:**

Ce type est utilisé pour transformer la tension continue des capteurs en tension continue différente. Il y en a deux types :

- convertisseurs "vers le haut" : pour augmenter la tension.
- convertisseurs "vers le bas" pour abaisser la tension.

#### **❖ Onduleurs DC/AC:**

Ces onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra faire fonctionner.

#### **✓ Caractéristiques propres d'un onduleur pour systèmes photovoltaïques :**

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques diffèrent quelque peu des onduleurs classiques en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV réside dans la recherche du point de fonctionnement maximal ou MPPT en anglais « Maximum Power Point Tracking » car le générateur PV a une caractéristique courant/tension non-linéaire [W8].

**✓ Critères de choix d'onduleurs:****❖ Précision de la tension de sortie:**

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 VAC. Utile dans certaines utilisations si l'on alimente des appareils électroniques délicats, l'onduleur doit être stable quelle que soit sa tension d'entrée.

**❖ Rendement :**

C'est sans conteste le critère de choix principal. Nous désirons perdre le moins d'énergie possible entre les capteurs et la charge en 230VAC. Les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale [W1].

Le rendement maximal des onduleurs ne cesse d'augmenter. La norme est aujourd'hui un rendement maximal de 95,2%, mais de performants onduleurs atteignent des pics de 98%. Dans les prochaines années, la norme sera de 99%. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques [W8].

**❖ Gamme de tension d'entrée :**

Après le rendement, le paramètre que les fabricants d'onduleurs ont amélioré est la gamme de tension d'entrée de l'onduleur. L'élargissement de cette gamme permet plus de souplesse dans le choix de l'onduleur lors du dimensionnement du système PV. Le rajout d'un ou plusieurs modules en plus à un système PV déjà en place ne nécessite plus forcément le changement de l'onduleur mais le point MPPT ne sera pas toujours atteint. Un élévateur est utilisé pour élever des petites tensions.

Nous remarquons cependant que l'élargissement se fait au détriment du rendement de l'onduleur, plus la gamme de tension d'entrée est étroite plus le rendement sera maximal et adapté à un système PV [W8].

**✓ Durée de vie des onduleurs :**

Comme tout composant électronique, l'onduleur a une durée de vie limitée. Ainsi il faut prévoir de le changer tous les 8 à 15 ans [W8].

**✓ Onduleurs pour couplage au réseau:**

Il a pour rôle de convertir le courant continu des modules photovoltaïques en courant alternatif identique à celui du réseau. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement. Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petites dimensions, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple) (Fig. 2.33). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit. Cet onduleur s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau.

Tous les onduleurs couplés au réseau incorporent une mesure du point de fonctionnement maximal des panneaux (MPP) et quelques caractéristiques communes comme une déconnexion automatique en cas d'absence de réseau, une production minimale d'harmoniques et une précision élevée de la fréquence [W8].



**Fig. 2.33** Onduleur de type « injection pure ».

Au niveau des onduleurs, il faut respecter dans la mesure du possible les règles de l'art du dimensionnement à savoir qu'il est préférable que la puissance nominale des onduleurs ne dépasse pas 80% de la puissance crête de l'installation. Pour ce qui est du nombre d'onduleurs, il n'y a pas de règle dans la mesure où un compromis doit être trouvé pour que les pertes soient limitées en cas de panne et que l'investissement et la maintenance ne soient pas trop renchérissés. Il faut enfin s'assurer que les distances de raccordement ne sont pas trop grandes pour limiter les coûts et les pertes en ligne ainsi que la capacité du réseau à accueillir la puissance souhaitée. Le contrôle et la gestion des onduleurs d'un réseau est simple, en cas de panne du réseau tous



les onduleurs sont déconnectés. Après stabilisation du réseau, les onduleurs sont reconnectés [9].

## 2.6 Sécurité du système photovoltaïque:

Une distribution électrique à partir d'énergie solaire demande les mêmes protections que pour un réseau classique. Cependant, les protections coté DC sont particulières car le courant continu (qui ne passe pas par 0 à chaque alternance) est plus difficile à interrompre si un arc se produit. En 12VDC, le danger d'arc est assez faible mais dès 24V, avec un régulateur série, les modules seront parfois en tension ouverte à plus de 40V et un arc peut se produire si deux câbles sont mal isolés ou si une connexion se détériore avec le temps. Dans les systèmes à tension continue de plus de 100V, un mauvais choix dans les équipements de protection a été la cause de plusieurs incendies.

Dans le choix d'un disjoncteur ou d'un fusible, il faut s'assurer que la valeur du courant et de la tension nominale est valable en courant continu. Pour les grands systèmes à tension DC élevée le matériel le plus adéquat est celui utilisé dans les transports pour l'équipement de tramway, trolleybus et train [9].

## 2.7 Fiabilité et entretien :

Par définition, la fiabilité d'un module photovoltaïque est la probabilité qu'il produise sans faille et pour une durée déterminée, un certain courant à une certaine tension lorsqu'il est éclairé dans des conditions définies. Certains modules encapsulés dans la résine silicone, fonctionnent depuis près de 25 ans sans aucun problème.

Afin de produire le maximum d'énergie, les modules doivent être nettoyés de temps en temps de la poussière ou des déjections d'oiseaux. Ceci doit être vérifié régulièrement, surtout en cas d'intégration en façade. Si la pluie ne suffit pas à faire le travail, un nettoyage manuel de temps en temps peut s'avérer nécessaire. Un contrôle visuel périodique, surtout après une tempête, suffira pour détecter tout problème sur les parties extérieures (bris, arrachage, ...) [2].

## 2.8 Durée de vie d'un système photovoltaïque :

Comme tout produit, les modules photovoltaïques ont une durée de vie qui dépend de la qualité intrinsèque des matériaux le constituant, de son utilisation et de l'environnement dans lequel il est installée. Selon les fabricants, les modules photovoltaïques bénéficient de garanties entre 2 et 5 ans. Cependant, la plupart des fabricants garantissent 90% de la puissance initiale des modules au bout de 10 ans et 80% au bout de 20 à 25 ans.

Néanmoins, sans imprévu, un module photovoltaïque doit fonctionner avec au moins 80% de sa puissance initiale pendant plus de 20 ans. Par contre, la durée de vie des onduleurs est généralement moins de 10 ans. La garantie fabricant est de 5 ans avec une extension (payante) de 5 ans supplémentaire. Donc, il faut prévoir de changer les onduleurs (au moins en partie) au cours de la vie du système [W2].

## **2.9 Conclusion :**

A travers ce chapitre, nous avons dressé un état des lieux de la production d'électricité photovoltaïque afin de présenter les bases indispensables à la compréhension du sujet. Pour cela nous avons abordé les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire à la modélisation et l'analyse de ce système, chose qu'on va présenter dans le chapitre suivant.

## **3. MODELISATION DES SYSTEMES PV RACCORDES AU RESEAU ELECTRIQUE**

### **3.1 Introduction :**

La modélisation d'un système physique conduit à l'établissement des équations mathématiques régissant la dynamique de ce système, d'où un modèle est la représentation mathématique d'une entité réelle et de son fonctionnement : quand on dispose d'un modèle, on peut simuler le comportement de cette entité.

Après avoir étudié et cité dans le chapitre précédent les différents composants du système photovoltaïque, nous procédons à la modélisation du système PV, afin d'optimiser son fonctionnement et prévoir le comportement du système sous conditions de fonctionnement réelles. La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système PV.

### **3.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque**

Il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque en polarisation directe (sous éclairement), certains sont simples ne mettant en œuvre que peu de paramètres, d'autres sont complexes mais décrivent au mieux la cellule PV.

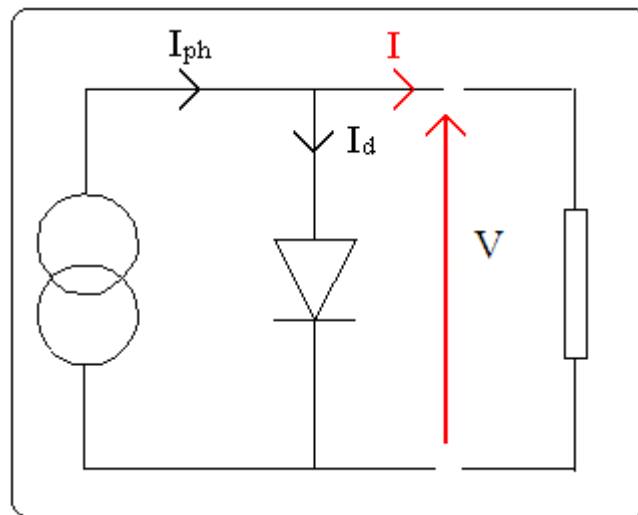
Pour trouver le modèle d'une cellule photovoltaïque, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. Le modèle à une diode est le modèle le plus cité dans la littérature et le plus utilisé en raison de sa simplicité. Dans ce modèle la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent qui se compose d'une source idéale de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique et qui produit un courant  $I_{ph}$  (photo-courant) proportionnel à la puissance lumineuse en parallèle avec une diode qui modélise la jonction p-n.

#### **3.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale :**

Le modèle d'une cellule PV idéale est le modèle le plus simple pour représenter la cellule solaire, car il ne tient compte que du phénomène de diffusion. Dans ce modèle la cellule

photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $I_{ph}$  en parallèle avec une diode (Fig. 3.1). Si nous connectons une charge résistive aux bornes de cette cellule photovoltaïque, cette dernière y débite une part de courant  $I$  et le reste, le courant  $I_d$ , dans la diode. Donc le courant d'une cellule solaire est la différence entre un courant  $I_{ph}$  proportionnel à la quantité de photons reçus par la cellule et le courant  $I_d$  d'une jonction non éclairée et l'équation courant tension I-V du circuit équivalent simplifié est déduite à partir de la loi de Kirchhoff (première loi de Kirchhoff : la somme de tous les courants entrants et sortants d'un point est égale à zéro) [15] :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (3.1)$$



**Fig. 3.1** Circuit équivalent au modèle simplifié d'une cellule PV.

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_S \cdot \left[ \exp\left(\frac{V_d}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

Avec :

- $I_S$  : Courant de saturation inverse de la diode.

- $V_t = kT/e$  : tension thermique.
- $k$  : constante de Boltzmann.
- $T$  : température absolue de la cellule,  $[T] = K$  (kelvin).
- $m$  : facteur d'idéalité de la diode,  $m = 1 \dots 5$ .
- $e$  : charge d'un électron.

La tension aux bornes de la charge ( $V$ ) est égale à celle aux bornes de la diode ( $V_d$ ) :

$$V = V_d \quad (3.3)$$

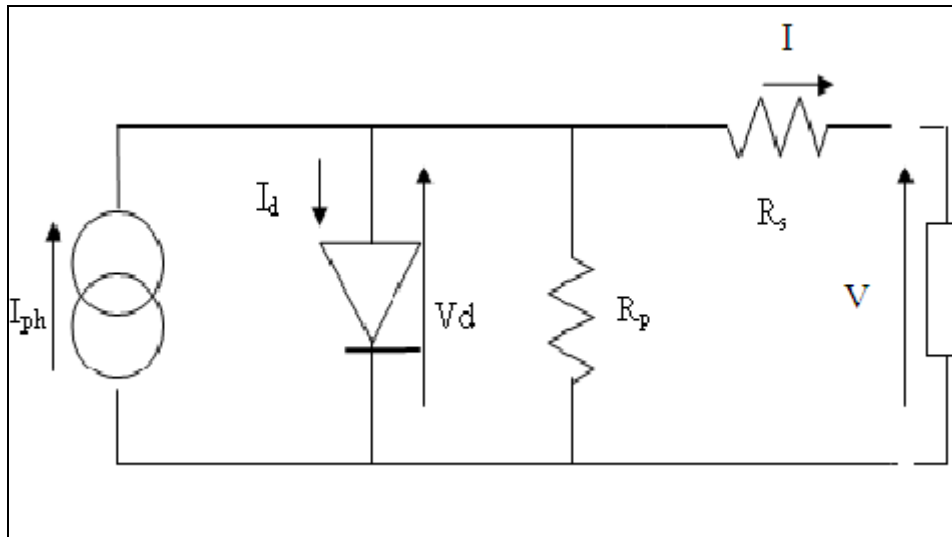
Nous utilisons les trois formules précédentes, et nous trouvons donc que le courant débité par la cellule équivaut à :

$$I = I_{ph} - I_S \cdot \left[ \exp\left(\frac{V}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.4)$$

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque.

### 3.2.2 Modélisation d'une cellule photovoltaïque réelle :

Le modèle photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, nous observons une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. Nous modélisons donc cette perte de tension par une résistance en série  $R_s$  et les courants de fuite par une résistance en parallèle  $R_p$ . (Fig. 3.2). La résistance parallèle  $R_p$  (appelée aussi résistance shunt  $R_{sh}$ ) est en générale très élevée, et lorsqu'elle est faible, la cellule solaire ne donnera plus de tension sous faible éclairement [16].



**Fig. 3.2** Circuit équivalent au modèle de la cellule PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite.

Nous appliquons la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \tag{3.5}$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + I.R_s}{R_p} \tag{3.6}$$

Nous aurons finalement :

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I.R_s}{m.V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \tag{3.7}$$

C'est une équation implicite en I et V qui peut être résolue grâce à une méthode numérique (la méthode de Newton-Raphson par exemple).

Trois modèles différents sont étudiés :

1. **Modèle explicite**: peut être déduit après certaines approximations effectuées sur cette équation.
2. **Modèle implicite** à quatre paramètres.
3. **Modèle implicite** à cinq paramètres.

❖ **Modèle explicite**

Ce modèle ne nécessite que trois points significatif de la courbe I-V: le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), la tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ), le courant ( $I_m$ ) et la tension ( $V_m$ ) au point de puissance maximale. La caractéristique I-V est décrite par [15] :

$$I = I_{cc} \cdot \left[ 1 - C_1 \cdot \left( \exp\left(\frac{V}{C_2 \cdot V_{co}}\right) - 1 \right) \right] \quad (3.8)$$

Avec :

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 \cdot V_{co}}\right) \quad (3.9)$$

Et :

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{co}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (3.10)$$

L'adaptation de l'équation (3.8) à plusieurs niveaux d'éclairement et de températures donne:

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (3.11)$$

$$V = V_{\text{ref}} + \Delta V \quad (3.12)$$

Avec :

$$\Delta I = \alpha \left( \frac{G}{G_{\text{ref}}} \right) \cdot \Delta T + \left( \frac{G}{G_{\text{ref}}} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (3.13)$$

Avec:

$\alpha$  : est le coefficient de la variation du courant avec la température.

$\beta$  : est le coefficient de la variation de la tension avec la température.

$$\Delta T = T - T_{\text{ref}} \quad (3.14)$$

Avec :

T : Température de la cellule (°C).

$T_{\text{ref}}$  : Température de référence (°C)

La température du module est liée à la température ambiante par la relation suivante:

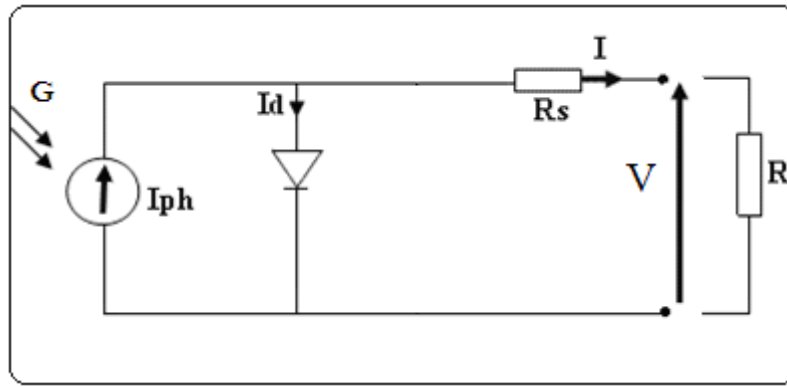
$$T_m = T_a + K \cdot G \quad (3.15)$$

Avec : K est le facteur de température du module, mesuré en  $\text{m}^2/\text{W}^2$ .

#### ❖ Modèle implicite à quatre paramètres :

Dans ce modèle nous considérons que la résistance shunt (parallèle) est beaucoup plus élevée ( $R_p \rightarrow \infty$ ) que la résistance série, donc nous pouvons négliger le courant dévié dans  $R_p$  ( $I_p \approx 0$ ). Le circuit électrique équivalent à ce modèle est présenté en (Fig. 3.3).





**Fig. 3.3** Circuit équivalent au modèle à quatre paramètres.

Et l'équation (3.7) devient :

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I.R_s}{m.V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.16)$$

Les quatre paramètres de ce modèle sont :

$I_{ph}$  : courant photonique.

$I_s$  : courant de saturation inverse.

$a = m.V_t$  : facteur de qualité.

$R_s$  : résistance série.

Le problème c'est comment avoir ces paramètres à partir des données du fabricant. Sachant que le fabricant fournit généralement: la tension à vide (circuit ouvert)  $V_{co,ref}$ , le courant de court circuit  $I_{cc,ref}$  et la tension et le courant à la puissance maximale  $V_{m,ref}$  et  $I_{m,ref}$ . ref : veut dire que ces données sont aux conditions de références.

Pour cela on va utiliser ces équations :

$$I_{ph,ref} = I_{cc,ref} \quad (3.17)$$

$$a_{ref} = \frac{\mu_{V,co} \cdot T_{c,ref} - V_{co,ref} + E_q}{\frac{T_{c,ref} \cdot \mu_{I,cc}}{I_{ph,ref}} - 3} \quad (3.18)$$

$$I_{s,ref} = \frac{I_{ph,ref}}{\exp\left(\frac{V_{co,ref}}{a_{ref}}\right) - 1} \quad (3.19)$$

$$R_{s,ref} = \frac{a_{ref} \ln\left(1 - \frac{I_{m,ref}}{I_{ph,ref}}\right) - V_{m,ref} + V_{co,ref}}{I_{m,ref}} \quad (3.20)$$

Avec :

$\mu_{I,cc}$  : Coefficient du température du court circuit (A/K).

$\mu_{v,co}$  : Coefficient du température du circuit ouvert (V/K).

Ces paramètres sont donnés dans les conditions de références, ils nécessitent une correction, nous utilisons les équations suivantes pour les avoir dans les conditions usuelles :

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \left[ I_{ph,ref} + \mu_{I,cc} \cdot (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (3.21)$$

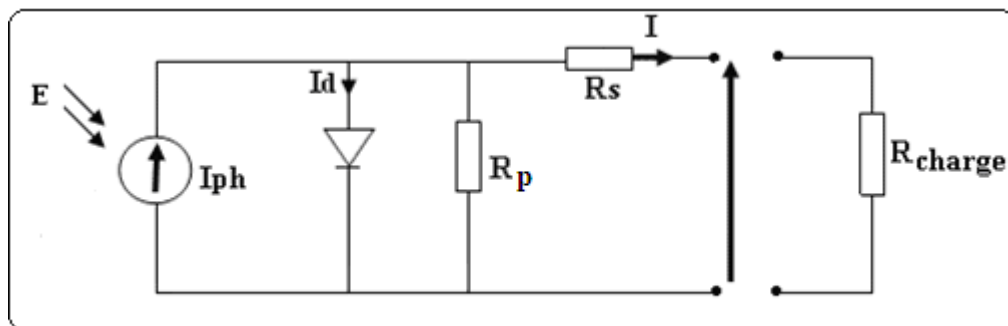
$$I_s = I_{s,ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp\left[\left(\frac{E_q}{a}\right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c}\right)\right] \quad (3.22)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (3.23)$$

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (3.24)$$

❖ **Modèle implicite à cinq paramètres :**

Ce modèle décrit mieux la cellule photovoltaïque puisqu’il prend en considération la résistance en parallèle  $R_p$ , c'est-à-dire que le courant de fuite qui passe vers cette résistance  $I_p$ , n’est pas négligé. Le circuit électrique équivalent à ce modèle est présenté en (Fig. 3.4).



**Fig. 3.4** Circuit équivalent au modèle à cinq paramètres.

Et l'équation qui décrit ce modèle reste la même (3.7) :

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I.R_s}{m.V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (3.25)$$

Les cinq paramètres de ce modèle sont :

$I_{ph}$  : le courant photonique.

$I_s$  : courant de saturation inverse.

$a = m.V_t$  : facteur de qualité.

$R_s$  : la résistance séries.

$R_p$  : la résistance parallèle (shunt).

Les cinq paramètres :  $m$ ,  $I_s$ ,  $R_s$ ,  $I_{ph}$ , et  $R_p$  peuvent être déterminés à partir des données suivantes qui sont la tension à circuit ouvert  $V_{co}$ , le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), la tension et le courant au point de puissance maximal  $V_m$  et  $I_m$  ainsi des deux résistances série et shunt (parallèle)  $R_s$  et  $R_p$  qui sont déterminées à partir des deux pentes des tangentes à la caractéristique I-V au voisinage de  $V_{co}$  et de  $I_{cc}$  données par :

$$R_{so} = -\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{co}} \quad (3.26)$$

$$R_{sho} = -\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{cc}} \quad (3.27)$$

Nous allons utiliser les équations suivantes pour calculer les cinq paramètres :

$$I_{ph} = I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) + I_s \left[ \exp\left(\frac{I_{cc} \cdot R_s}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.28)$$

$$I_s = \left( I_{sc} - \frac{V_{co}}{R_p} \right) \exp\left(-\frac{V_{co}}{m \cdot V_t}\right) \quad (3.29)$$

$$R_s = R_{so} - \left[ \frac{m \cdot V_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{co}}{m \cdot V_t}\right) \right] \quad (3.30)$$

$$R_p = R_{sho} \quad (3.31)$$

$$m = \frac{V_m + I_m \cdot R_{so} - V_{co}}{V_t \left[ \ln \left( I_{cc} - \frac{V_m}{R_p} - I_m \right) - \ln \left( I_{cc} - \frac{V_{co}}{R_p} \right) + \left( \frac{I_m}{I_{cc} - \frac{V_{co}}{R_p}} \right) \right]} \quad (3.32)$$

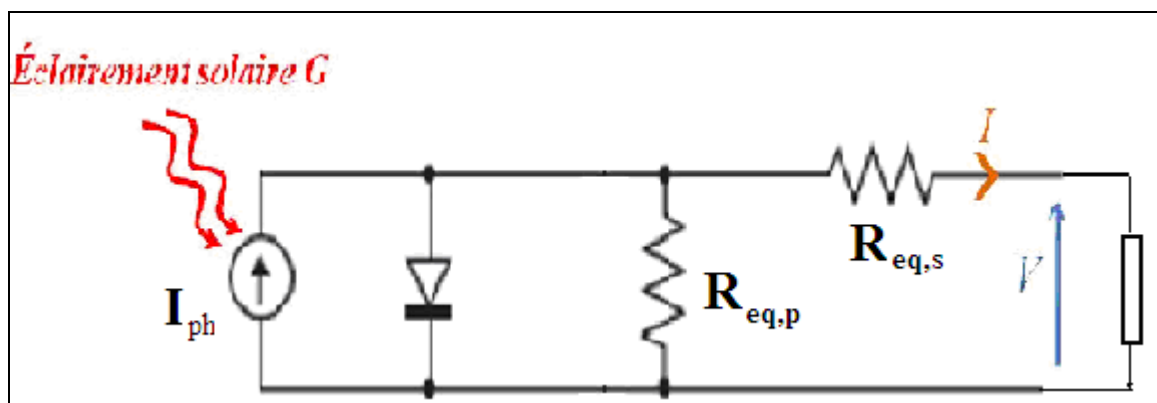
Nous pouvons avoir ces paramètres dans les conditions usuelles, nous faisons alors une correction en utilisant ces formules :

$$I_{cc} = I_{cc,ref} \frac{G}{G_{ref}} + \mu_{I,cc} (T_c - T_{c,ref}) \quad (3.33)$$

$$V_{co} = V_{co,ref} + m \cdot V_t \ln \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) + \mu_{V,co} (T_c - T_{c,ref}) \quad (3.34)$$

### 3.3 Modélisation du module photovoltaïque :

Nous avons vu dans le chapitre précédent qu'un module photovoltaïque est obtenu à partir de la mise en parallèle et/ou série de plusieurs cellules PV. Donc la modélisation du module est la même comme celle de la cellule (Fig. 3.5).



**Fig. 3.5** Circuit équivalent au modèle du module PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite.

Les expressions du courant débité par le module PV et la tension à ses bornes sont données en appliquant les équations suivantes sur les équations qu'on a vu précédemment [12] :

$$I_M = N_p \cdot I \quad (3.35)$$

$$I_{ph,M} = N_p \cdot I_{ph} \quad (3.36)$$

$$V_M = N_s \cdot V \quad (3.37)$$

$$V_{co,M} = N_s \cdot V_{co} \quad (3.38)$$

$$R_{s,eq} = N_s \cdot R_s \quad (3.39)$$

$$R_{p,eq} = N_s \cdot R_p \quad (3.40)$$

$$m_M = N_s \cdot m \quad (3.41)$$

Avec :

- $N_s$  : Le nombre de cellules connectées en série.
- $N_p$  : Le nombre de cellules connectées en parallèle.
- $I_{ph,M}$  : Le photocourant du module.
- $V_{co,M}$  : La tension en circuit ouvert du module.
- $R_{s,eq}$  : Résistance série équivalente du module.
- $R_{p,eq}$  : Résistance parallèle équivalente du module.
- $m_M$  : Facteur de d'idéalité du module.

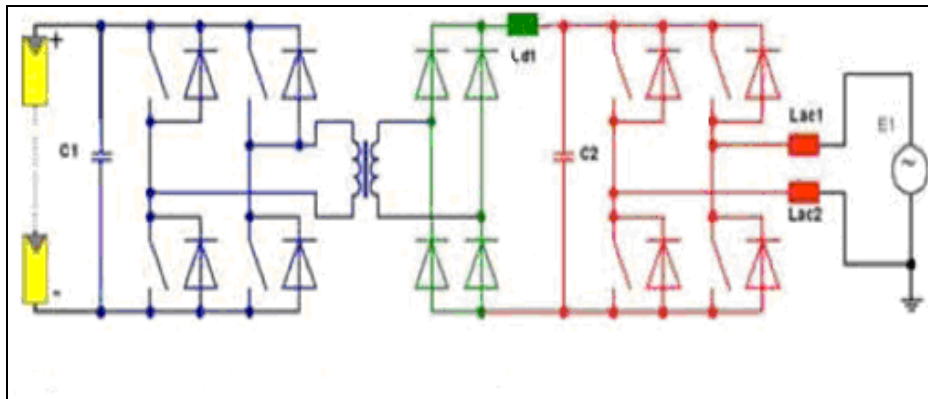
### 3.4 Modélisation du convertisseur photovoltaïque :

L'onduleur a pour rôle de transformer le courant continu fourni par le générateur photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif délivré par le réseau électrique, sachant que l'impératif de rendement optimum du système complet impose que l'onduleur s'adapte aux variations de la puissance (celle-ci étant fonction

de l'ensoleillement), en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum tout en restant synchronisé sur le réseau alternatif de distribution.

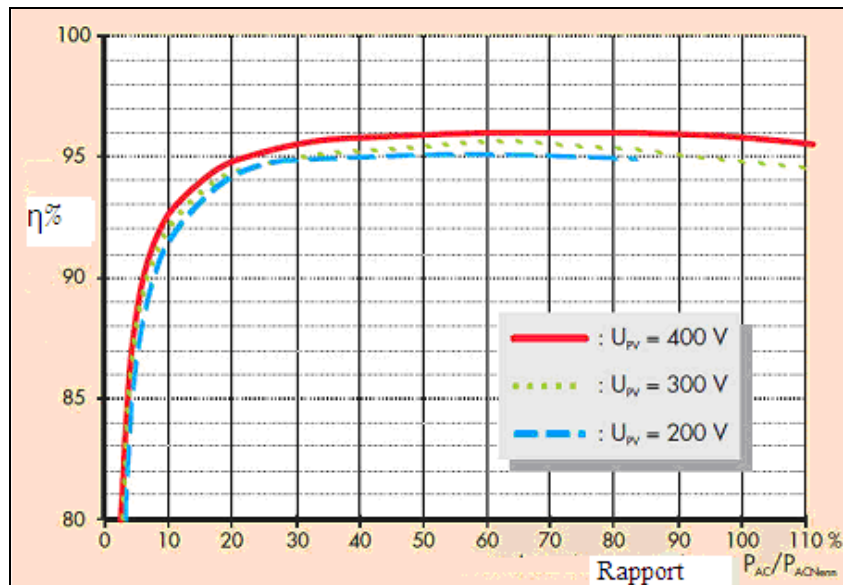
La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance [25].

Le montage de la figure (3.6) comprend trois étages différents. Il est composé d'un transformateur haute fréquence (en bleu) qui adapte la tension d'entrée tout en réduisant le poids de l'onduleur. À sa sortie, le signal est alternatif. Un redresseur (en vert) permet alors de le convertir en continu. Le pont de sortie (rouge) permet par modulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence du réseau [W8].



**Fig. 3.6** Circuit à trois étages avec transformateur haute fréquence [W8].

La variation du rendement de l'onduleur en fonction de taux de charge est représentée sur (Fig. 3.7). Il se situe généralement dans la plage de 90 à 96 % pour une puissance de sortie de 20 à 100 % de la puissance nominale.



**Fig. 3.7** Effets de la tension du bus continu sur le rendement.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [29] :

$$\eta_{Ond} = a \cdot (1 - \exp(-b \cdot \tau)) \tag{3.42}$$

Où :

a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = - 609164).

τ : Taux de charge, donnée par :

$$\tau = \frac{P_{ch}}{P_n} \tag{3.43}$$

P<sub>n</sub> : puissance nominale de l'onduleur.

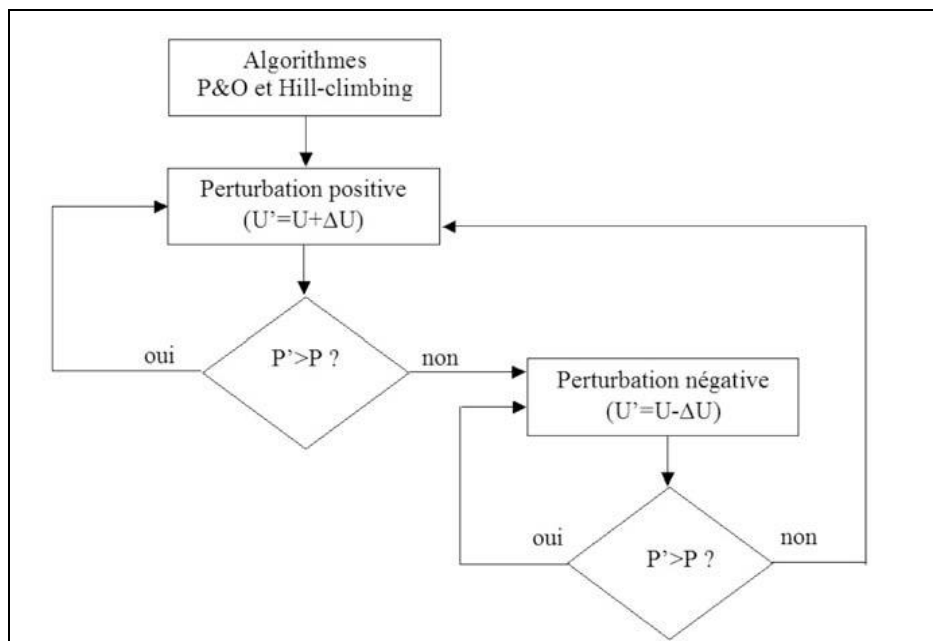
P<sub>ch</sub> : puissance à la sortie de l'onduleur.



### Contrôleur de point de puissance maximale

La méthode utilisée pour contrôler le point de puissance maximale est la méthode de perturbation et d'observation (P&O). Cette dernière est une approche largement répandue pour la détermination du point PPM. C'est une méthode numérique, elle utilise un système à base de microprocesseur.

Comme son nom indique la méthode de P&O, fonctionne par la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de fonctionnement et d'observer son impact sur la puissance de sortie du module (Fig. 3.7) [28].



**Fig. 3.7** Principe de l'algorithme de méthode de P&O.

### 3.5 Conclusion :

L'objectif de ce chapitre était de fournir les modèles électriques du générateur PV qui peuvent prévoir son comportement électrique sous des conditions de fonctionnement réelles. Nous avons présenté d'abord les modèles de la cellule ensuite nous avons déterminé leur différents paramètres, après nous avons passé vers la modélisation de l'onduleur. Cette modélisation nous aide à faire un dimensionnement optimal du système utilisé dans le chapitre suivant.

## **4. AMELIORATION DE LA TENSION DANS LE RESEAU BT AVEC UN SYSTEME PV**

### **4.1 Introduction :**

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable comme la conversion photovoltaïque est en constante progression. Pour répondre à tous les besoins en électricité, la production est de plus en plus amenée à être décentralisée.

La disponibilité de l'énergie à tout instant est un facteur important pour le développement et l'amélioration des conditions de vie de la population. La qualité de cette énergie est aussi importante que sa disponibilité. Ces deux facteurs sont hautement exigés.

Le bon fonctionnement d'un réseau électrique est conditionné par le respect de contraintes, qui peuvent être d'ordre physique ou réglementaire. Ainsi, la tension doit rester dans une plage de valeurs pour laquelle les constituants du réseau ont été dimensionnés. Le distributeur est généralement tenu contractuellement de respecter une certaine plage de variation de la tension autour de la valeur nominale. Pour les réseaux BT des régions rurales, la chute de tension devient inacceptable, quand elle excède 10 % de la tension nominale. Et dans ce cas-ci, l'amélioration de la tension au bout de réseau est l'une des préoccupations majeure du distributeur. Ce dernier procède à de différents techniques telles que : le renforcement des sections des conducteurs, l'installation des nouveaux postes de transformateurs MT/BT.

Sachant que la qualité de la tension est affectée par la distance entre la source d'énergie électrique et la charge, la production photovoltaïque raccordée sur des charges BT, dans les lieux mal desservi est l'une des solutions typique pour ce problème. Les systèmes photovoltaïques peuvent donc contribuer à cette solution puisqu'elles génèrent de l'énergie à l'endroit du déficit.

L'installation des systèmes photovoltaïques (SPV) raccordée au réseau électrique BT, est une des solutions qui est de plus en plus utilisées pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit (bout de réseau), et de la même occasion cette solution permet de fournir une énergie électrique propre.

Dans ce chapitre, nous allons présenter une étude de simulation sur l'effet de connecter les systèmes photovoltaïques (SPV) sur le réseau électrique BT. Notre étude est basée sur un cas

réel de problème de chute de tension dans un village situé au nord Algérien exactement dans la wilaya de Chlef et qui est alimenté par une ligne BT.

## 4.2 Description du réseau électrique basse tension :

### 4.2.1 Normalisation de la basse tension :

Actuellement les réseaux électriques basse tension sont alimentés comme suit [30] :

B1 : 220 Volts entre phase et neutre.

B2 : 380 Volts entre phases.

### 4.2.2 Expression du courant dans différents cas de distribution de la charge :

Soit l'expression du courant en fonction de la longueur de la ligne :  $I(l)$

La distribution de l'intensité sur la longueur de la ligne se fait de différentes façons [30] :

- **Charge concentrée à l'extrémité de la ligne :**

Le modèle utilisé est :

$$I(l) = I_0 \quad (4.1)$$

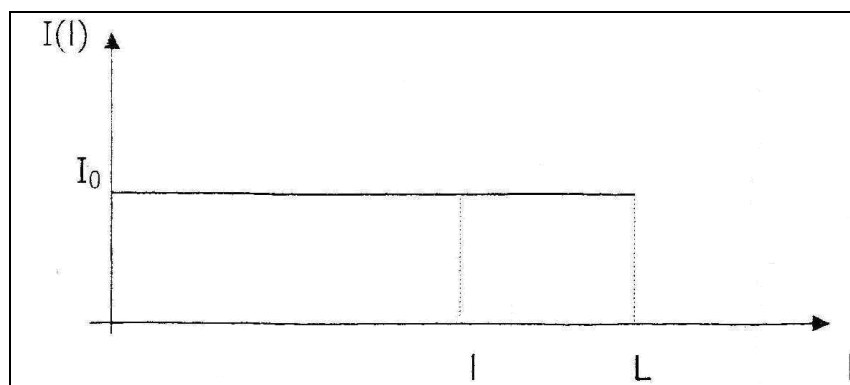
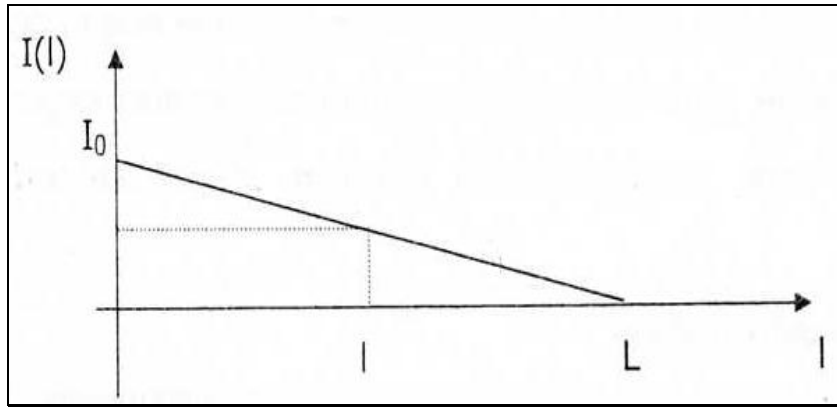


Fig. 4.1 Charge concentrée à l'extrémité de la ligne.

- **Distribution uniforme de la charge :**

Le modèle utilisé est :

$$I(l) = I_0 - I_0 \cdot l/L \quad (4.2)$$

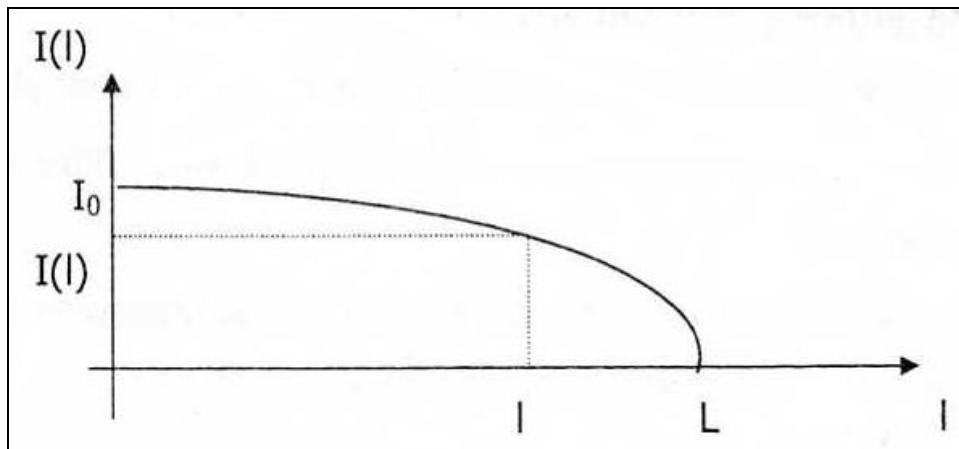


**Fig. 4.2** Distribution uniforme de la charge.

- **Distribution triangulaire de la charge :**

Le modèle utilisé est :

$$I(l) = I_0 - I_0 \cdot l^2 / L^2 \quad (4.3)$$



**Fig. 4.3** Distribution triangulaire de la charge.

Nous remarquons que la plus haute intensité de courant est toujours enregistrée sur le tronçon de tête de départ.

#### 4.2.3 Structures du réseau basse tension :

La structure des réseaux basse tension est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivations. Des sous-dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées.

Les réseaux basse tension sont constitués de lignes aériennes et de câbles souterrains permettant de transiter l'énergie électrique depuis un poste source MT/BT jusqu'aux consommateurs. Ces derniers dispersés sur un espace plus ou moins vaste qu'on appelle zone d'action du poste MT/BT.

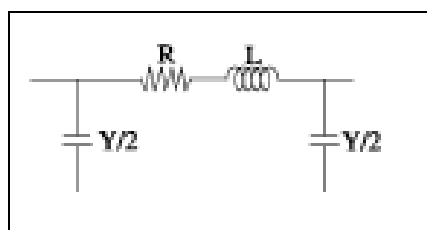
Les lignes aériennes sont surtout utilisées pour alimenter des zones rurales et semi-rurales. En zone urbaine, les exigences de l'environnement imposent de dissimuler totalement les réseaux de distribution, cela pour la sécurité totale des usagers [30].

#### 4.2.4 Modèle de la ligne basse tension :

Le comportement d'une ligne permettant le transfert d'énergie peut être assimilé, sous certaines conditions à celui d'un modèle en  $\pi$ . Sa représentation est montrée sur (Fig. 4.4). Ce modèle comprend [32] :

- Une résistance traduisant la résistivité des matériaux de la ligne, sa longueur et sa section.
- Une inductance qui est le rapport entre le champ magnétique total du flux de fuite et le courant qui traverse la ligne.
- Une capacité traduisant l'effet du champ électrique créé.

Ces trois paramètres sont dépendants de la longueur de la ligne.



**Fig. 4.4** Représentation de la ligne en  $\pi$ .

Dans le cas d'une ligne courte, la capacité peut être ignorée. Son élimination n'a que très peu d'effet sur la tension ou sur le courant. Dans la littérature, il apparaît que les capacités sont prises en compte si la longueur de la ligne est supérieure à 80 km ou si la tension est supérieure à 69 kV.

Le modèle de ligne courte se réduit à une impédance série par unité de longueur. La figure (Fig. 4.5) présente ce modèle où  $R$  et  $L$  sont la résistance et l'inductance par phase et par unité de longueur  $l$ . En prenant les notations de la figure (4.5), les grandeurs de sortie peuvent s'exprimer en fonction des grandeurs d'entrée. Sa forma matricielle est donnée par l'équation suivante [32] :

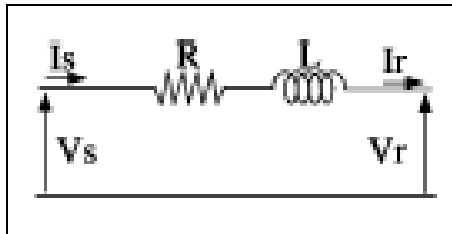
$$\begin{pmatrix} V_s \\ I_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_r \\ I_r \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

En identifiant avec le modèle de la ligne courte on a :

$A=1$        $B=Z$        $C=0$        $D=1$ , avec :

$$Z=(R+j L \omega).l \quad (4.5)$$

$l$ : la longueur de la ligne.



**Fig. 4.5** Modèle de la ligne courte.

#### 4.2.5 Rayon d'action d'un poste MT/BT :

Les transformateurs (ou poste MT/BT) apparaissent souvent comme des interfaces entre sous réseaux à niveaux de tension différents. Les transformateurs triphasés des réseaux basse tension sont utilisés pour passer de 30 kV (moyen tension) à 400V (basse tension), ils sont composés de trois transformateurs monophasés [32].

Par définition, le rayon d'action d'un poste MT/BT, c'est-à-dire la longueur de la dorsale, est la moitié de la surface desservie. Il dépend de la capacité thermique des conducteurs et des limites de chute de tension admissibles dans les réseaux de distribution [30].

Le cahier de charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité, stipule dans son article 14 [30] :

« La tolérance maximum pour la variation de la tension autour de la tension normale est de :

- 5% pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant.
- 10% pour les zones rurales ou industrielles à usage force motrice prépondérant ».

Il faut savoir qu'il est interdit d'alimenter des clients faisant partie de groupes de logements ou de lotissements, à partir des réseaux basse tension existant. Ceci risque d'étendre le rayon d'action du poste de distribution publique à des limites où la qualité de la tension ne peut plus être assurée.

Un transformateur installé à une année donnée doit pouvoir débiter la puissance appelée pour les abonnés BT qu'il alimente pendant un certain nombre d'années.

La puissance débitée par un poste MT/BT croît d'année en année pour les deux raisons suivantes :

- Le nombre d'abonné croît suite aux raccordements nouveaux, ce qu'on appelle l'accroissement en surface.
- La puissance appelée par chaque abonné existant croît aussi, suite à l'introduction des équipements électroménagers, et c'est ce qu'on appelle l'accroissement en profondeur.

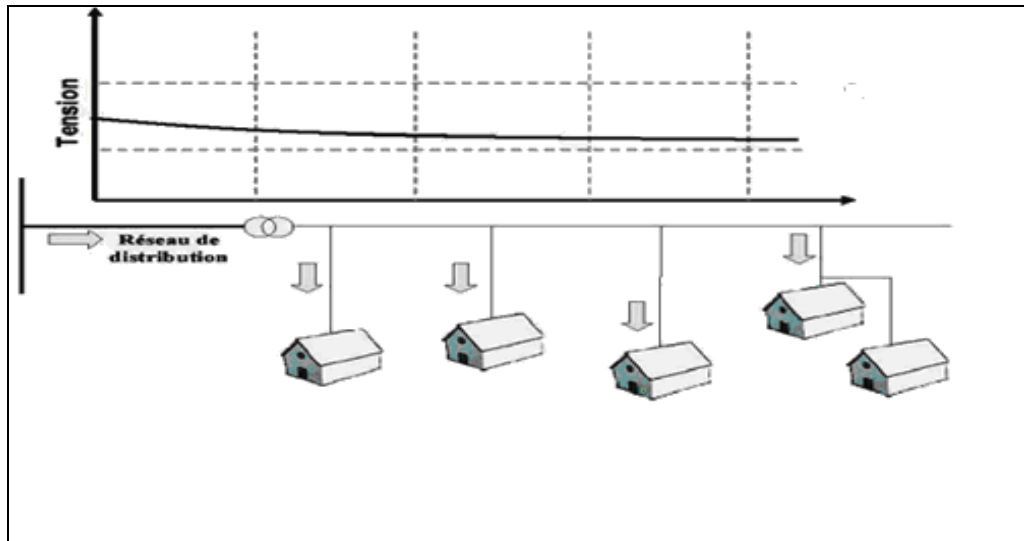
Ainsi, lorsqu'on dimensionne un transformateur, on tient compte de ces deux paramètres :

- L'accroissement en surface.
- L'accroissement en profondeur [30].

### **4.3 Impacts d'un générateur d'énergie dispersé sur la tension :**

Le raccordement des producteurs décentralisés sur le réseau public est un sujet dont l'importance a considérablement augmenté ces dernières années. La production décentralisée s'inscrit actuellement sur le fond de développement durable, avec utilisation rationnelle des énergies renouvelables.

Dans les réseaux BT, le transit d'énergie s'écoule dans un seul sens, des transformateurs MT/BT vers les consommateurs. La tension et le courant sont maximaux en tête départ BT, et minimaux en bout de la ligne (Fig. 4.6).



**Fig. 4.6** Tension le long d'une ligne sans installations photovoltaïques [13].

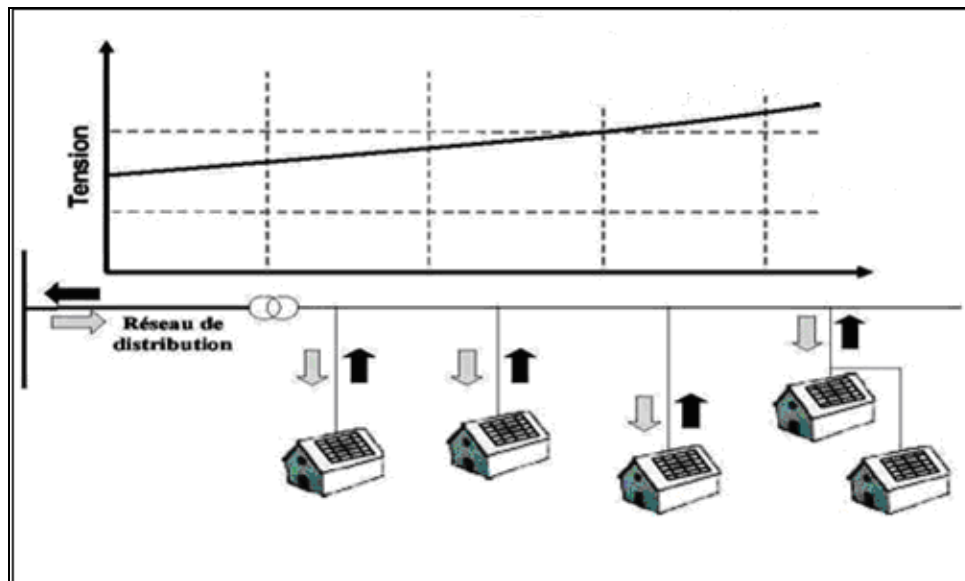
La compensation partielle est l'insertion des systèmes photovoltaïques chez les abonnés. Cette méthode consiste à insérer des systèmes photovoltaïques chez les abonnés BT là où la chute de tension est inadmissible. Ainsi, chaque client va produire de l'énergie en adéquation à son besoin, l'apport significatif de telle production est de réduire le courant transité sur la ligne et par conséquent réduire la chute de tension. L'insertion des systèmes photovoltaïques est proportionnelle à l'amélioration de la tension.

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau. Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de SPV et peu de charges (**Fig. 4.7**) [31].

Dans le cas de forte densité d'installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique, les effets sur ce réseau peuvent se cumuler et conduire à des dépassements de certains seuils.



La densité de puissance PV installée au  $\text{km}^2$  n'est pas suffisante comme critère pour définir le taux de pénétration maximal de l'énergie PV sur un réseau, on doit tenir compte également des capacités du réseau (impédance des câbles) [31].



**Fig. 4.7** Tension le long d'une ligne avec injection d'électricité photovoltaïque [13].

Une étude d'EDF (électricité de France) a montré que la production décentralisée génère une augmentation des pertes dans les réseaux de distribution. Mais lorsque l'on s'intéresse uniquement à la part du PV dans ce résultat, on peut en déduire que globalement [31] :

- Les fermes PV de plusieurs MW, généralement raccordées à partir de départs HTA dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes.
- Les installations PV de type résidentiel, plus proches des lieux de consommation, permettraient de réduire les pertes.

L'explication est simple : les fermes PV de plusieurs MW nécessitent des constructions de nouveaux ouvrages (départs dédiés) et augmentent ainsi la longueur totale de lignes électriques. L'étude montre que la quantité de pertes générée dans ces nouveaux ouvrages est supérieure à la réduction des pertes au niveau du poste source. Le bilan conduit donc à une augmentation globale des pertes pour le réseau.

Au contraire, l'énergie produite par le PV résidentiel étant consommée quasiment sur place, elle contribue à réduire le transit d'énergie dans les réseaux BT et donc à diminuer les pertes [31].

#### 4.4 Présentation générale de la méthodologie de travail :

Afin de définir l'impact des systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux BT sur le plan de la tension, nous avons suivi la méthodologie suivante :

- ❖ Choisir un réseau BT siège de chute de tension.
- ❖ Simuler la chute de tension dans une ligne BT sans l'installation des SPV.
- ❖ Collecter les données sur le site intéressé concernant le gisement solaire et le profil de consommation de l'un des abonnés du réseau étudié.
- ❖ Déterminer la meilleure configuration de connexion pour avoir une réduction significative de la chute de tension.

#### 4.5 Présentation du réseau étudié :

Nous avons choisi un réseau BT rural situé dans la région de MOUAFKIA (Wilaya de Chlef). Il s'agit du poste de distribution publique N° 211. Ce réseau alimente 16 clients avec une longueur de 1520 m et une puissance à la pointe de 73 kVa (110 A) (Fig. 4.8). Les clients raccordés sur ce poste sont mal alimentés (moins de 185 V) vu la longueur importante du réseau et l'éloignement de la source (de dorsale). La tension écrasée en période d'été se traduit par un manque à gagner pour l'entreprise SONELGAZ, les activités quotidiennes sont perturbées ainsi les abonnés ordinaires ne peuvent utiliser leurs équipements de ménage (climatiseur, télé ... etc.). Les caractéristiques générales du réseau BT et du transformateur sont illustrées dans le tableau suivant :

|                               |                                       |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| Nombre de clients BT          | 16                                    |
| Puissance installée           | 73 kVa                                |
| Longueur développée du départ | 1520 m                                |
| Section des conducteurs       | faible section : 17.8 mm <sup>2</sup> |

Les propriétés du transformateur sont :

|                                 |       |
|---------------------------------|-------|
| Puissance apparente nominale    | 1 MVA |
| Tension primaire entre phases   | 30 kV |
| Tension secondaire entre phases | 220 V |
| Tension de court circuit        | 4%    |

La structure du réseau étudié est présentée dans le schéma suivant :

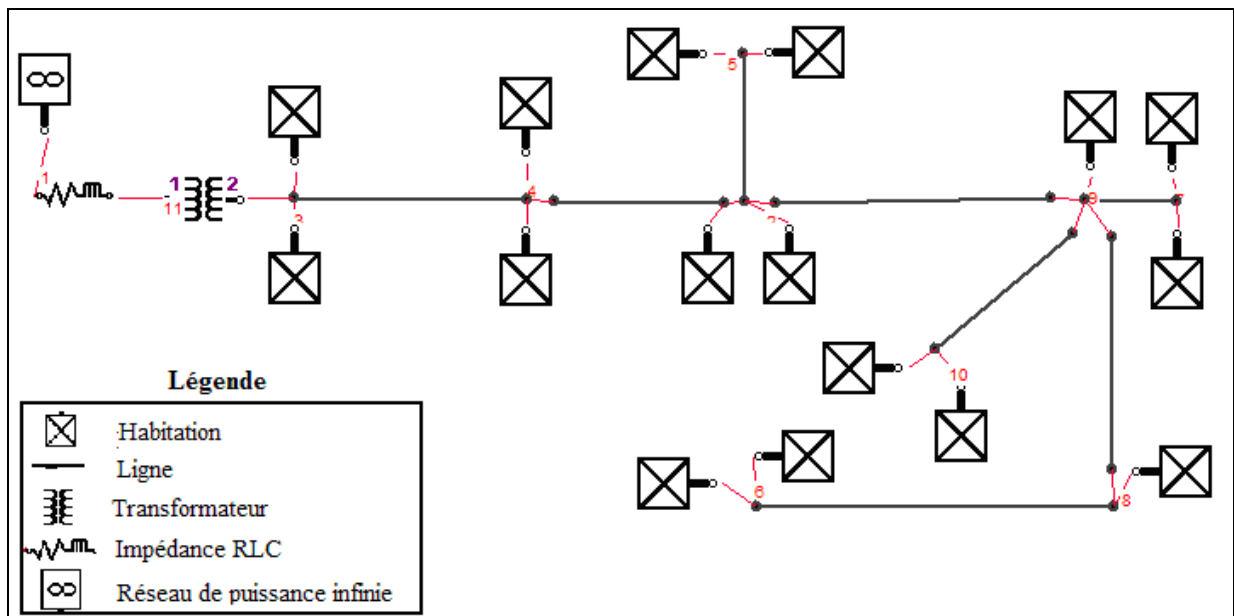
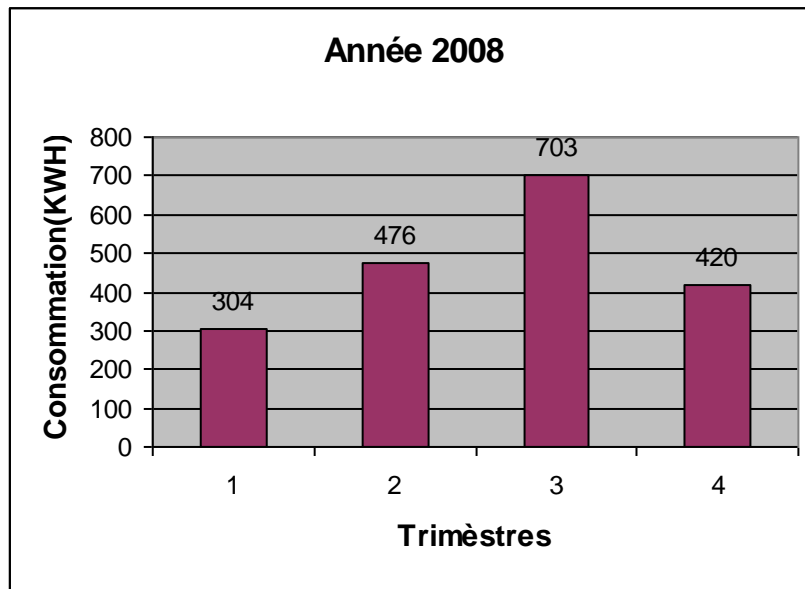


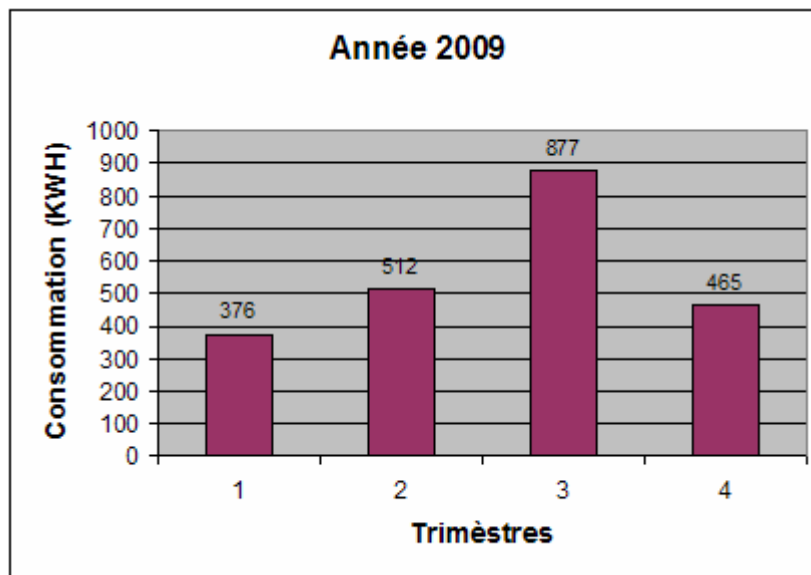
Fig. 4.8 Schéma du réseau basse tension étudié.

#### 4.6 Profil de consommation :

L'évolution de la consommation annuelle d'un abonné BT de la ligne en question est illustrée sur la figure (4.9) pour l'année 2008 et la figure (4.10) pour l'année 2009. Ainsi, les deux histogrammes montrent la nette augmentation de la consommation électrique durant la période d'été (3<sup>ème</sup> trimestre).

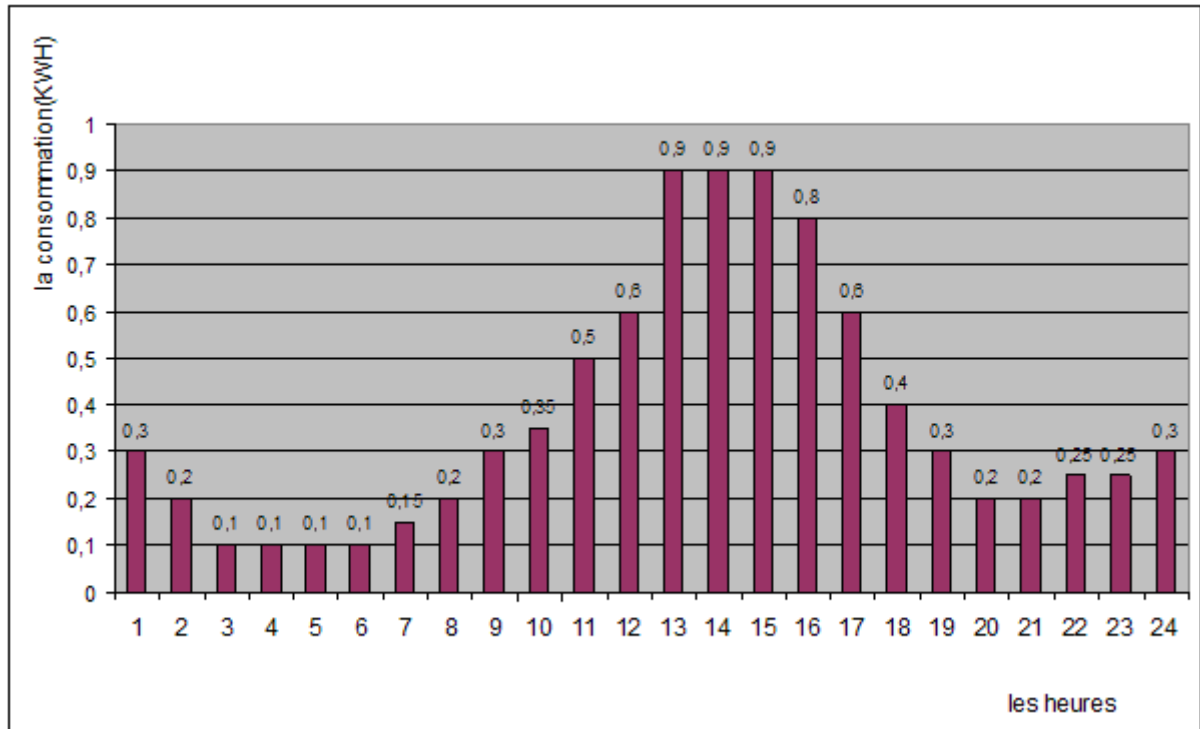


**Fig. 4.9** Profil de consommation énergétique trimestriel d'un abonné pour l'année 2008.



**Fig. 4.10** Profil de consommation énergétique trimestriel d'un abonné pour l'année 2009.

La figure (4. 11) donne un exemple sur la courbe de charge horaire typique que nous avons mesurée chez un abonné BT à Mouafkia durant la période estivale de l'année 2009. Ainsi, ces résultats montrent que le profil de charge est très variable et non régulier avec une pointe qui se situe à 0.9 kW entre 11 h et 16 h. Cette pointe de consommation est due à l'utilisation de la climatisation durant cette période caniculaire de la journée.



**Fig. 4. 11** Consommation énergétique horaire d'une journée type du mois d'août d'un abonné au site étudié.

#### 4.7 Outil informatique :

Dans notre étude, l'outil de simulation choisi est le logiciel JPélec. L'objectif de ce logiciel est de mener des calculs des différentes grandeurs tensions, courants, puissances actives, et réactives pour chacun des composants du réseau. Les calculs s'effectuent en régime permanent sur un réseau triphasé équilibré, qu'il soit maillé (réseau de transport) ou pas (réseau de distribution). JPélec se présente sous la forme d'un exécutable complètement autonome. L'interface graphique est conviviale et très simple d'utilisation. Les choix effectués concernant les modèles implémentés et les valeurs par défaut des paramètres, ont eu pour objectif :

- d'une part une prise en main aisée et rapide.
- d'autre part une bonne adéquation entre les besoins de l'utilisateur en termes de précision et de simulation, et les informations qu'il est en mesure d'avoir ou d'obtenir sur le réseau et ses composants.

Grace à un projet de coopération européen intitulé « *Cost efficient and reliable rural electrification schemes for South Mediterranean countries based on multi user Solar Hybrid grids (CRESMED)* » où le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Algérie) et l'Ecole des Mines de Paris (ARMINE, France) sont partenaires dans ce projet, nous avons obtenu la dernière version de ce logiciel JPélec. Cette version, contrairement à la première version, possède une bibliothèque de composants Energies Renouvelables / Production Décentralisée :

- Champ photovoltaïque, ferme éolienne, groupe électrogène et batteries.
- Un module météorologique pour le calcul de l'irradiation horaire sur un plan incliné en fonction d'informations générales sur le site (position géographique et albédo) et de la date.

Egalement, cette nouvelle version autorise la prise en compte de plans de production et de profils de consommation sur 24h, et affiche les résultats sous forme de courbes dans la fenêtre principale [33].

#### **4.8 Simulation des chutes de tension**

Nous avons vu précédemment que pour les réseaux BT ruraux, la tolérance sur la chute de tension est fixée de 10% par le distributeur Algérien (Sonelgaz).

A l'aide de la simulation, nous avons calculé la tension horaire de la ligne pour une journée type du mois d'août dans trois nœuds différents de la ligne BT étudiée (début, milieu et au bout de la ligne). L'allure de la tension horaire est illustrée dans la figure (4.12). La courbe montre que pour le nœud qui se trouve au bout de la ligne existe une baisse de tension d'une manière remarquable lors des heures de pointes (11<sup>h</sup>-16<sup>h</sup>).

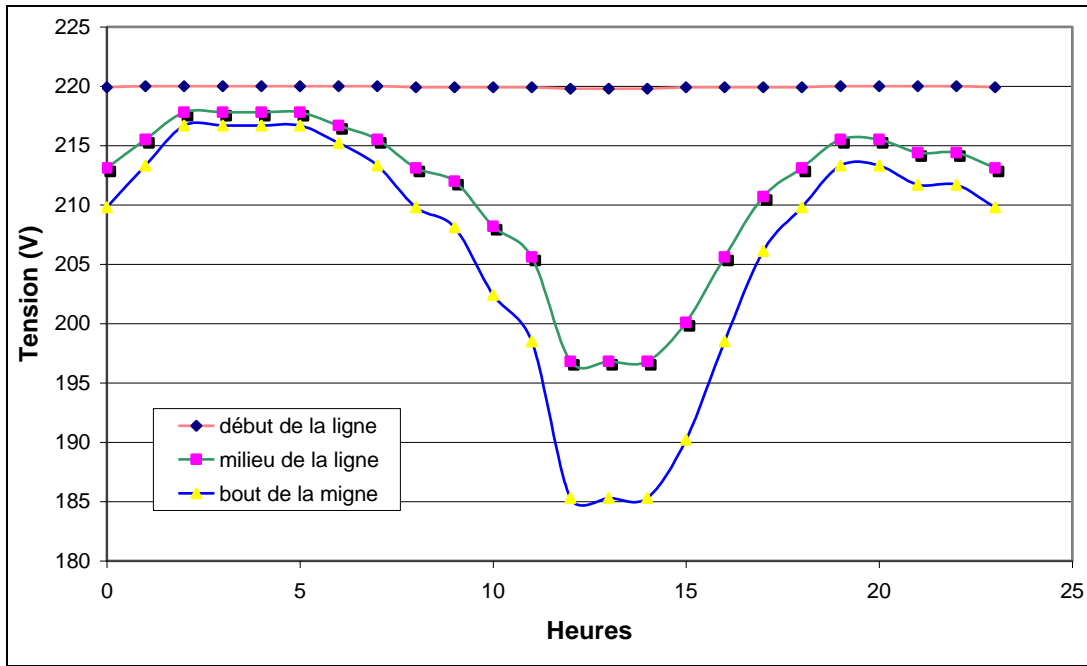


Fig. 4.12 Tension horaire dans trois nœuds différents de la ligne BT étudiée.

Nous avons aussi calculé la chute de tension horaire du même jour et pour les même trois nœuds (Fig. 4.13). Les résultats de simulation montrent que la chute de tension dépasse la limite admissible pour le nœud de consommation situé au milieu et le dernier nœud.

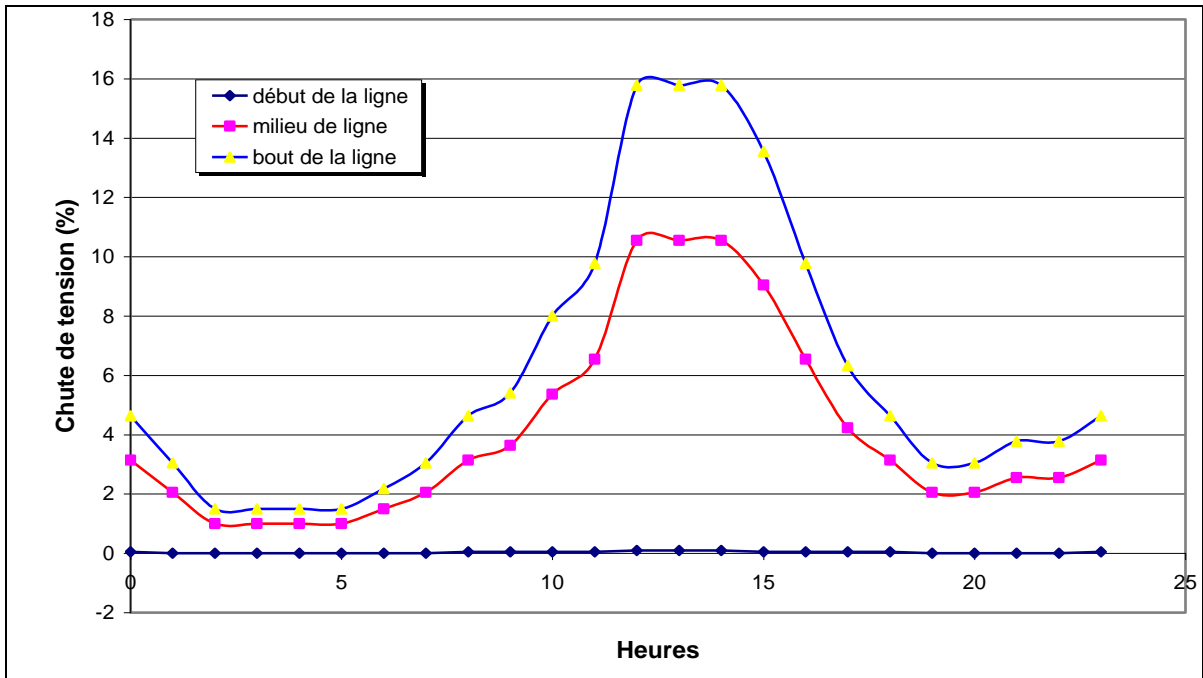
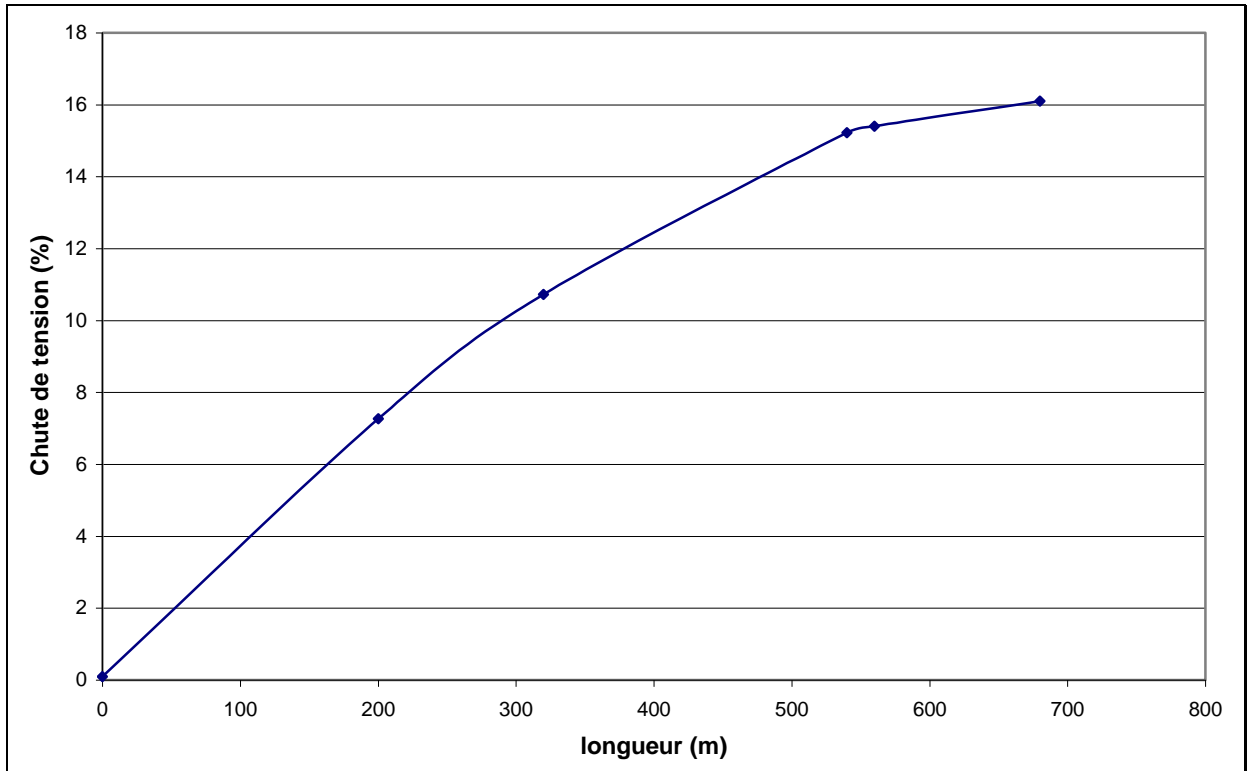


Fig. 4.13 Chute de tension horaire pour trois nœuds différents de la ligne.

Maintenant nous allons intéresser à localiser le nœud où la chute de tension commence à dépasser la limite admissible. Pour cela nous allons calculer la chute de tension à 13<sup>h</sup> (heure de pointe) en fonction de la longueur de la ligne. Les résultats sont illustrés dans (Fig. 4.14).



**Fig. 4.14** Chute de tension de la ligne BT étudiée en fonction de la distance du transformateur avant installation des SPV.

La courbe montre que la chute de tension dépasse la limite admissible à partir du nœud de consommation situé à 300 m du poste de transformateur MT/BT.

#### 4.9 Dimensionnement de l'installation photovoltaïque :

Pour le dimensionnement des générateurs photovoltaïques à installer chez les abonnés mal desservis, nous utilisons les étapes suivantes :

1. Evaluation des besoins en électricité tirée de la consommation annuelle CA (en kWh) : Somme des kWh facturés sur une année par la Sonelgaz.

$$CA=2230 \text{ kWh}$$



2. Détermination de l'irradiation globale au lieu de production en (kWh/m<sup>2</sup>) et par an [W9] :

$$G = 2600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$$

3. Puissance crête du générateur photovoltaïque en kW<sub>c</sub> :

$$P_C (\text{kW}_c / 1\text{kW} / \text{m}^2) = \frac{CA (\text{kWh} / \text{an})}{G (\text{kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{an})} \quad (4.6)$$

$$P_C = \frac{2230}{2600} = 0.85 \text{ kW}_c \quad (4.7)$$

4. En utilisant un coefficient de pertes de 0,7. La puissance réelle, compte tenu des pertes, sera comme suit :

$$P_C = \frac{0.85}{0.7} = 1.21 \text{ kW}_c \quad (4.8)$$

5. En tenant compte des pertes d'onduleur :

L'onduleur proposé a une puissance tout simplement égale à la puissance nominale du générateur photovoltaïque.

En tenant compte du rendement de l'onduleur ( $\eta_{\text{ond}} = 0.9$ ) :

$$P_c = P_{\text{ond}} = \frac{1.21}{0.9} = 1.34 \text{ kW}_c \quad (4.9)$$

Le générateur photovoltaïque aura une puissance crête de 1500 W<sub>c</sub>.

❖ Structure du générateur photovoltaïque :

Pour ce système photovoltaïque, nous identifions des modules photovoltaïques de 150 W<sub>c</sub> en 24 V.

$$N_m = \frac{\text{puissance crête du générateur}}{\text{puissance crête du module}} = \frac{1500}{150} = 10 \quad (4.10)$$

N<sub>m</sub> : nombre de modules.

Donc, le générateur photovoltaïque sera constitué de 10 modules photovoltaïques de 150 W<sub>c</sub>. La surface d'un module photovoltaïque est égale 0,5 m<sup>2</sup> ce qui donne une surface totale du générateur photovoltaïque 5 m<sup>2</sup>. Ces modules photovoltaïques seront connectés en série :

$$N_{ms} = \frac{V_{ond}}{V_{module}} = \frac{220}{24} = 9 \quad (4.11)$$

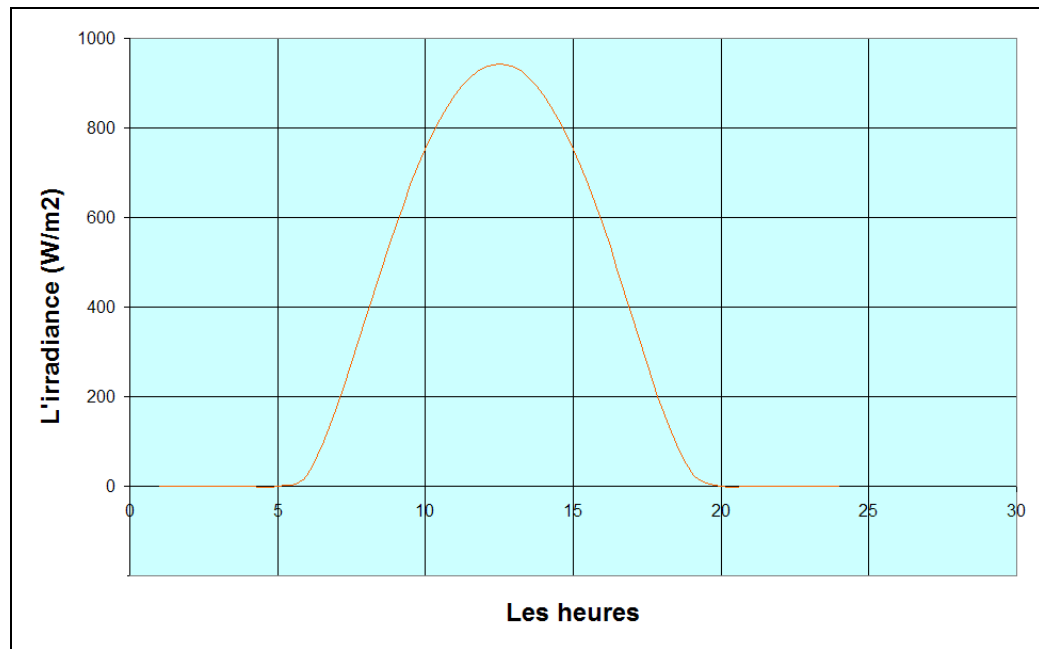
N<sub>ms</sub> : nombre de modules connectés en série.

L'ensemble constituant une branche de 220 V DC : qui seront raccordées sur un onduleur de 1.5 kW.

Pour le dimensionnement du générateur photovoltaïque, nous nous sommes basés sur la consommation électrique annuelle brute facturée par la Sonelgaz. Ainsi, la puissance crête proposée du générateur photovoltaïque est égale à 1,5 kW<sub>c</sub>.

#### 4.10 Gisement solaire :

La figure (4.15) présente l'irradiance horaire reçu par un plan horizontal dans le site intéressé pour une journée type du mois d'août. Cette figure montre que la puissance reçu est importante et maximale pendant les horaires de pointe de l'après midi.



**Fig. 4.15** Irradiance horaire d'une journée type du mois d'août au site étudié reçu par un plan horizontal [W9].

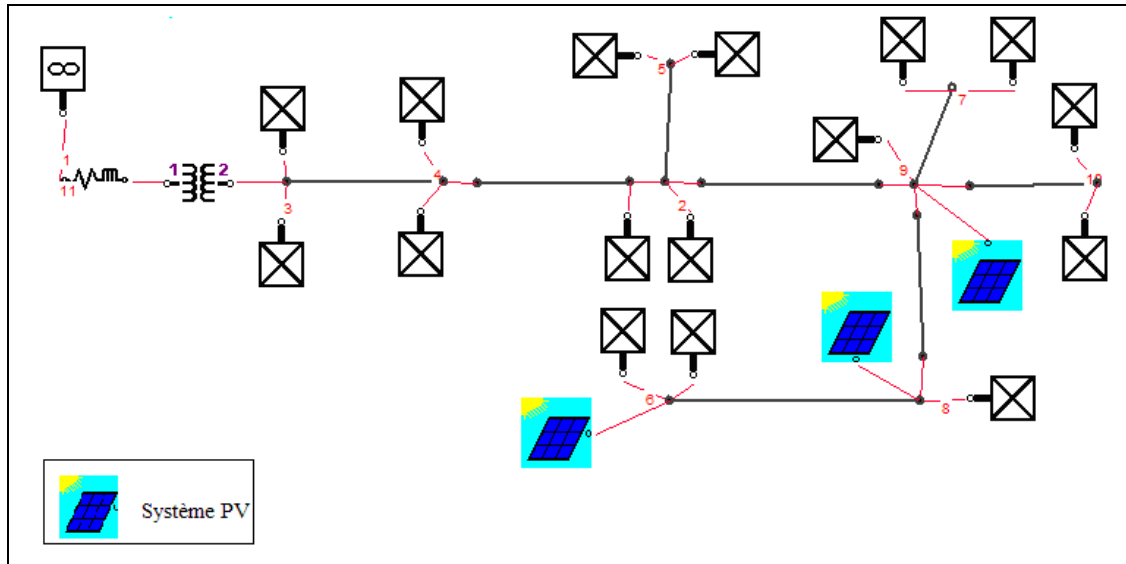
L'utilisation d'un système photovoltaïque pour la production de l'électricité sera de grande utilité puisque les contraintes apparaissent dans la période où l'ensoleillement est au maximum et par conséquent, la production électrique du générateur photovoltaïque sera maximale également.

#### 4.11 Impact de la connexion de l'énergie photovoltaïque sur la tension du réseau étudié :

L'impact des systèmes photovoltaïques connectés au réseau BT sur la tension est déterminé à l'aide de l'intégration des mini-centrales photovoltaïques chez les clients de la ligne BT choisie qui enregistrent une chute de tension inadmissible. Les mini-centrales photovoltaïques sont connectées à la ligne au niveau des clients qui se trouvent au bout de la ligne.

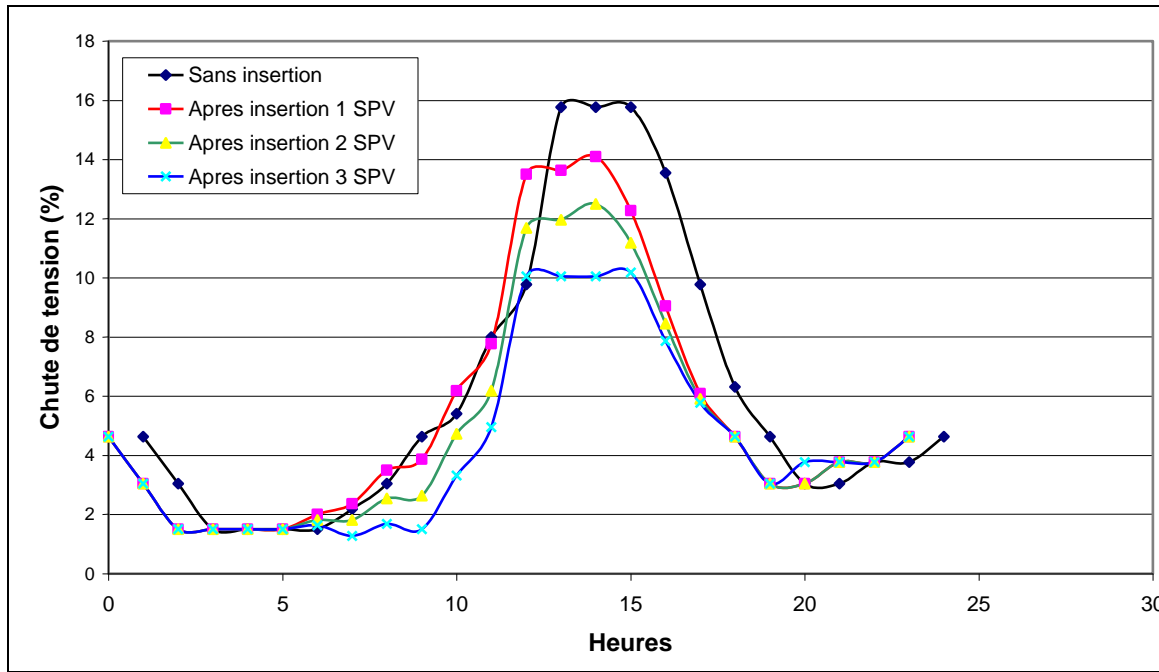
Les résultats de simulation montrent que la chute de tension dépasse la limite admissible à partir du nœud de consommation situé à 300 m du poste de transformateur MT/BT (Fig. 4.14). Pour réduire la chute de tension, l'apporter au-dessous de 10 %, nous avons choisi d'installer des petits systèmes photovoltaïques (SPV) chez les derniers abonnés BT qui se trouvent au-delà de 300 m du transformateur (Fig. 4.16). Ainsi donc, la stratégie suivie consiste d'équiper ces abonnés en bout de réseau avec des SPV d'une manière successif et en commençant par le

dernier. La tension est relevée après chaque opération chez les abonnés qui se trouvent en amont du dernier abonné équipé d'une installation de SPV. L'opération d'équiper les abonnés avec des SPV s'arrêtent lorsque la chute de la tension atteints une valeur admissible ( $< 10\%$ ).



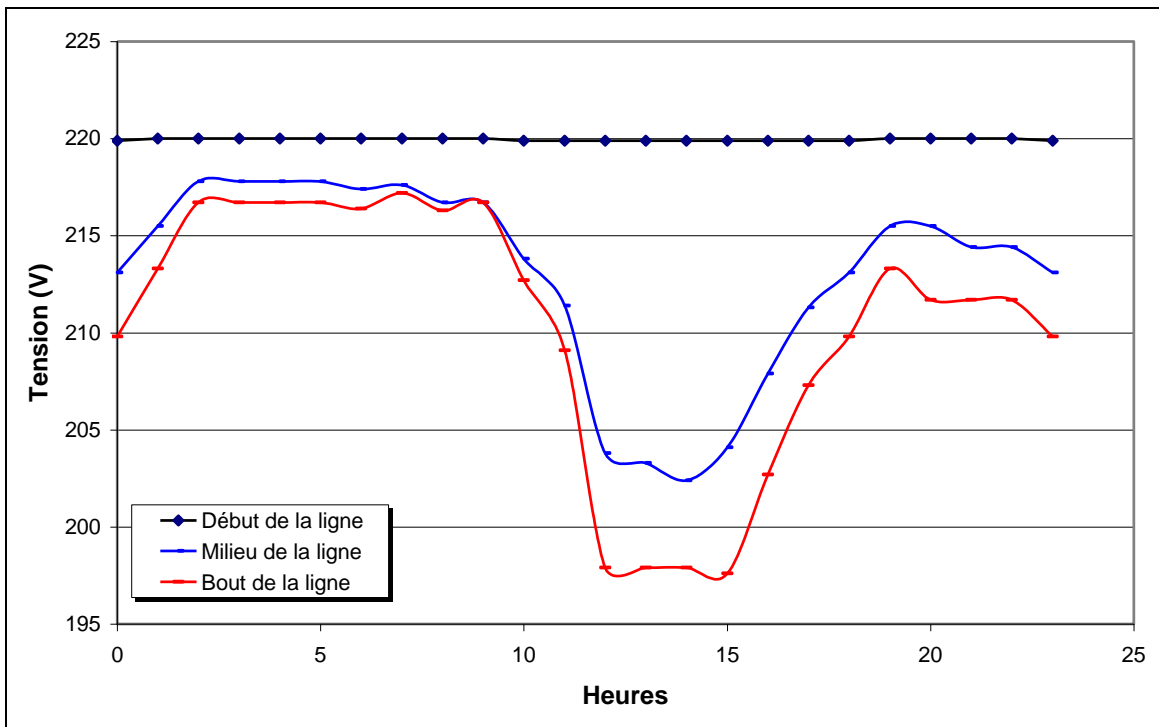
**Fig. 4.16** Schéma montrant l'emplacement des trois systèmes PV dans le réseau étudié.

Après chaque installation d'un SPV chez un abonné mal desservit au bout du réseau BT, nous avons simulé l'impact du raccordement du SPV sur la tension horaire et ainsi sur la chute de tension horaire (Fig. 4.18) et (Fig. 4.17). Nous avons aussi simulé l'impact de l'insertion des SPV sur la chute de tension en fonction de la longueur de ligne. (Fig. 4.19). La courbe nous montre l'amélioration est remarquable surtout au bout de la ligne.



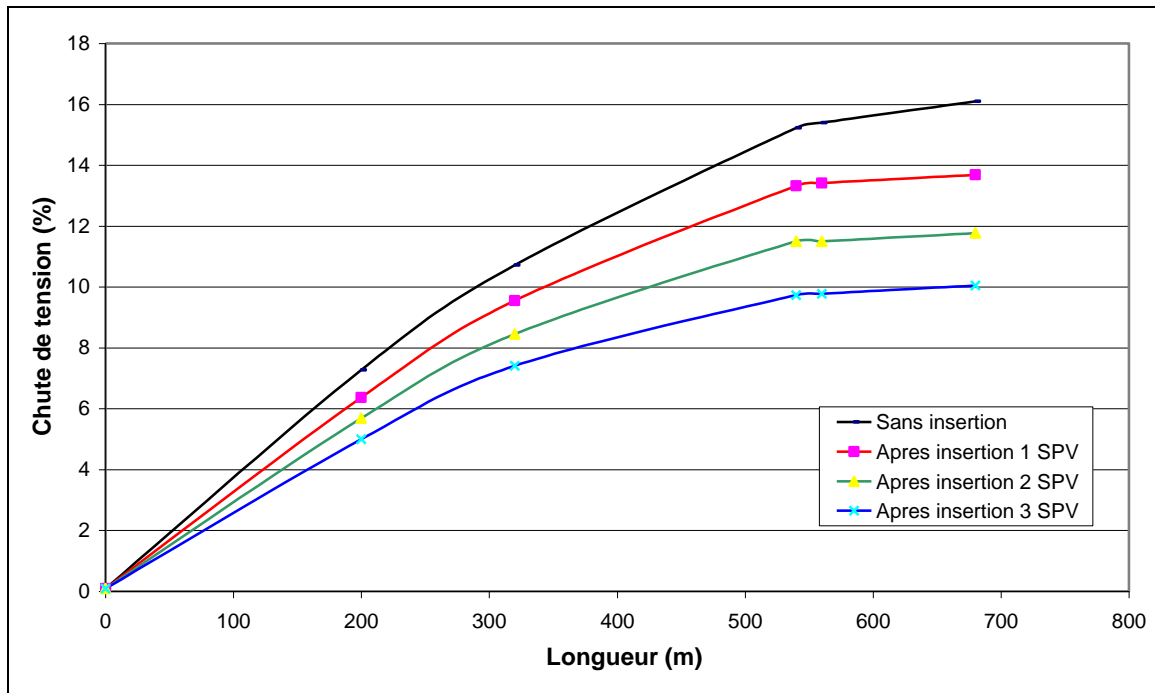
**Fig. 4.17** Amélioration de la chute tension horaire chez le dernier abonné après chaque insertion du SPV.

Nous allons présenter dans la figure (4.18) la tension horaire après chaque insertion du SPV des trois noeuds précédents, ainsi nous constatons qu’il n’existe plus un problème de surtension au début de la ligne, après l’installation des SPV.



**Fig. 4.18** Tension horaire de trois noeuds différents de la ligne après l’insertion de trois SPV.

Nous avons enregistré des améliorations de chute de tension dans le réseau au fur et à mesure d'installer les SPV chez les abonnés. Ainsi, la chute de tension est devenue acceptable après l'installation du SPV chez le 3<sup>ème</sup> abonné. En effet, la chute de tension est autour de 10%, valeur fixée par la Sonelgaz pour le réseau BT rural (Fig. 4.19). Ainsi donc, la chute de tension en ligne est inversement proportionnelle au nombre de SPV installés chez les abonnés.

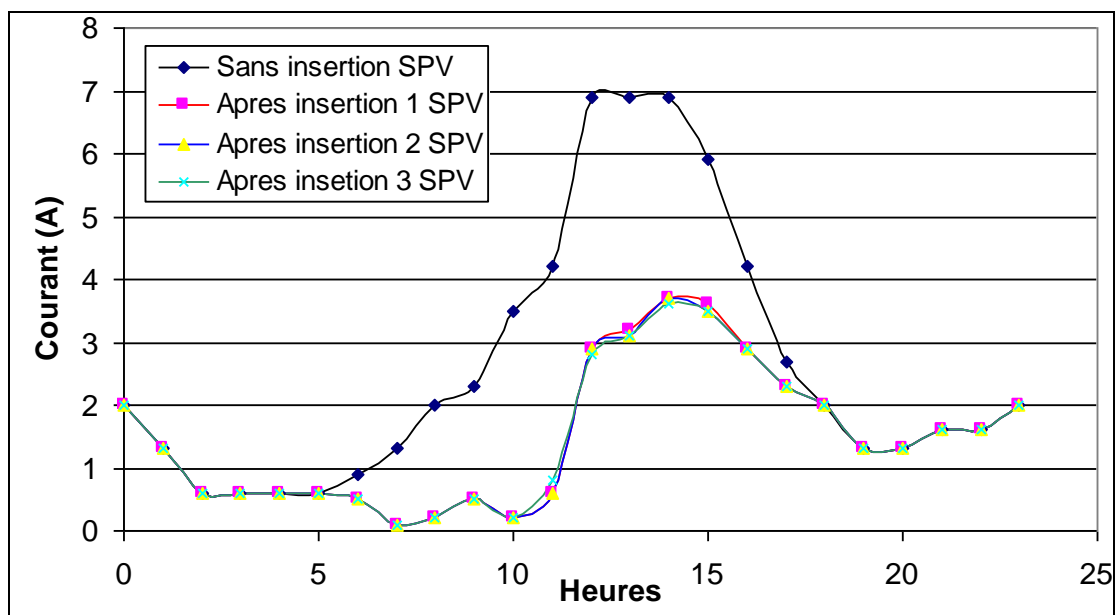


**Fig. 4.19** La chute de tension simulée après chaque installation d'un système photovoltaïque (SPV) en fonction de la longueur de ligne.

Concernant la chute de tension avant l'installation du SPV pour l'abonné situé au bout du réseau, elle était importante (environ 185 V) surtout pendant les horaires de pointe de l'après midi. Paradoxalement, c'est la période de fort ensoleillement où les SPV peuvent produire de l'énergie électrique avec un très bon rendement. Après l'installation des SPV, la tension entre 11<sup>h</sup> et 16<sup>h</sup> est nettement améliorée. En effet, la figure (4.17) montre cette amélioration après chaque installation des SPV. Ces résultats justifient le but de ce travail qui propose l'installation des SPV connectés au réseau BT afin de compenser la chute de tension en ligne avec l'apport de la puissance photovoltaïque fournie pendant ces horaires ensoleillés en période d'été dans ces régions.

## ❖ Aspect courant :

Nous voulons déterminer l'impact de l'insertion PV sur le courant transité au bout de la ligne, pour cela nous avons simulé le profil horaire du courant transité par un noeud qui se trouve au bout de la ligne avant et après chaque insertion des SPV. Les résultats sont présentés dans la figure (4.20). Le profil horaire du courant transité avant compensation photovoltaïque enregistre un pic entre 12<sup>h</sup> et 15<sup>h</sup> (Fig. 4.20). Après l'installation des SPV, nous avons enregistré une baisse remarquable du courant pendant les mêmes horaires de pointe du 12<sup>h</sup> au 15<sup>h</sup> (Fig. 4.20). Ainsi donc un générateur photovoltaïque réduit la chute de tension en réduisant le courant transité par la ligne.



**Fig. 4.20** Impact d'insertion de chaque SPV sur le courant horaire au bout de la ligne.

#### 4.12 Conclusion :

Ces résultats obtenus, après introduction de l'énergie solaire photovoltaïque, justifient le but de ce travail qui propose l'installation des SPV connectés au réseau BT afin de compenser la chute de tension en ligne BT. L'énergie électrique photovoltaïque est produite pendant la forte demande en énergie qui coïncide avec le fort ensoleillement surtout en période d'Été pour ces régions.

### Conclusion générale :

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique basse tension, ces systèmes sont amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production d'énergie et d'un meilleur respect de l'environnement. Cette technologie peut contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

L'intérêt porté aux énergies renouvelables nous a amené à nous intéresser au système photovoltaïque comme production décentralisée. Ainsi donc, le générateur photovoltaïque fournit une partie importante de l'électricité propre et sans émission de gaz polluants aux abonnés en réduisant à la fois leurs besoins d'acheter l'électricité et de la même occasion de résoudre le problème de la charge durant les périodes de pointe.

Dans ce mémoire, nous nous sommes intéressés à l'apport de l'insertion des systèmes de production d'électricité Photovoltaïques couplés au réseau basse tension (BT), sur l'amélioration de la tension par un dimensionnement adéquat de ces systèmes photovoltaïques. En effet, en bout de ligne électrique, des chutes de tension peuvent survenir et occasionner des désagréments pour la clientèle.

Ainsi, après un rappel général sur le rayonnement solaire et sur la présentation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électriques, en décrivant leurs principes de fonctionnement et les différentes configurations rencontrées, nous nous sommes intéressés à la modélisation des systèmes photovoltaïque connectés à un réseau BT. La modélisation, nous a permis de présenter les caractéristiques et le comportement de chaque élément du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Notre travail s'est basée sur l'étude d'un cas réel de problème de chute de tension, il s'agit d'un réseau rural BT situé dans un village à la wilaya de Chlef. On a proposé l'installation des SPV connectés au réseau BT afin de compenser la chute de tension en ligne. L'énergie électrique photovoltaïque est produite à l'endroit du déficit et pendant la forte demande en énergie qui coïncide avec le fort ensoleillement surtout en période d'été.



## Conclusion générale

---

Les résultats obtenus, après introduction de l'énergie solaire photovoltaïque, justifient le but de ce travail qui propose l'installation des SPV connectés au réseau BT afin de compenser la chute de tension en ligne. Ces résultats ont montré qu'à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque injectée dans le réseau BT, nous pouvons produire une partie importante de l'énergie électrique non polluante. Cette source d'énergie permet à l'abonné de redresser la tension pendant les périodes de forte demande, l'après midi de la saison d'été, et de la même occasion de réduire l'achat de l'électricité du réseau électrique.

Le travail effectué dans le cadre de ce thème, nous a conduit à aborder un sujet d'actualité et à assimiler une conséquente masse de données et de connaissances sur ce thème. Ce travail, nous a permis de mettre le premier pas dans le monde de la recherche. Il nous a initié dans un domaine d'actualité fécond et motivant, pluridisciplinaire et immergé dans une dynamique d'innovation continue.

### Bibliographie :

- [1] Nichiporuk Obksiy « *Simulation, fabrication et analyse de cellules PV à contacts arrières interdigités* ». Thèse de doctorat  
Institut national des sciences appliquées de Lyon, le 03/05/2005
- [2] Alain Ricaud « *Convertisseurs photovoltaïques* »  
Professeur associé à l'université de Savoie  
Nov. 2007
- [3] Benoît Brousse « *Réalisation et caractérisation de cellules PV organiques obtenues par dépôt physique* ». Thèse de doctorat  
Université de Limoges (2004)
- [4] Yves Jannot « *Thermique solaire* »  
2007
- [5] Alain Ricaud « *Le gisement solaire* »  
Cythelia. Sep 2009
- [6] Jacques Bernard « *Energie solaire calcul et optimisation* »  
Edition Ellipse
- [7] Anne Labouret « *Energie solaire* » 2001.
- [8] Falk Antony - Christian Durschner - Karl Heinz Remmers  
« *Le photovoltaïque pour tous conception et réalisation d'installations* »  
Editions le Moniteur.
- [9] Alain Ricaud « *Modules et systèmes photovoltaïques* »  
Sep 2008
- [10] B. Equer « *Energie solaire photovoltaïque physique et technologie de la conversion PV* »  
volume I. Directeur de recherche au CNRS, Ecole polytechnique.  
UNESCO 1991
- [11] Tahar Taftiche « *Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien* »  
Thèse de doctorat. Université de Québec à Trois Rivières  
Déc. 2006

- [12] O. Amrani, D.Rekioua « *Etude et identification de différents modèles électriques photovoltaïques* »  
Département d'électrotechnique université de Bejaïa
- [13] Y.Riffonneau, S.Bacha et Barruel « *Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau* »  
Revue des énergies renouvelables Vol 11 N° 3 (2008)  
Laboratoire des systèmes solaires /institut national d'énergie solaire (CEA/INES)
- [14] Thien Hai Dao « *Dépôt de couches minces de silicium à grande vitesse par plasma, MDECER* »  
Thèse de doctorat. Ecole polytechnique spécialité : sciences des matériaux.  
25mai 2007
- [15] Bellala Djamel « *Contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie application aux systèmes photovoltaïques.* ». Thèse de doctorat  
Université de Batna (2008).
- [16] Akassewa Tchapo Singo « *Système d'alimentation PV avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonom.e* » Thèse de doctorat. Université Henri Poincaré, Nancy I Le 03/02/2010
- [17] Ali Naci Celik ; Nasir Acigoz « *Modeling and experimental verification of the operating current of mono – crystalline PV modules using four and five parameter models* »  
Science direct (2007).
- [18] Patrick Labat « *Contribution à l'aide à la conception par l'analyse morphologique application à des filières de conversion de l'énergie solaire* »  
Thèse de doctorat  
Université de Paule Sabatier de Toulouse (sciences)  
Le 17/05/1977
- [19] Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri « *Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolet* ». Météo France  
La météorologie 8<sup>ème</sup> série N° 31  
Sep 2000

## Bibliographie

---

- [20] M. Koussa, M.Haddadi et A. Malek « *Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque* »  
Revue des énergies renouvelables vol 10 N° 01 (2007).
- [21] Wei Zhou, Hongxing Yang, et Zhaohong Fang « *A novel model for photovoltaïque array performance prediction* »  
Science direct Applied Energy (2007)
- [22] Silvain Brigand « *Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque* »  
Avril 2008
- [23] Professeur J-J Pireaux « *Physique et énergie travail sur les panneaux photovoltaïques* »  
Faculté universitaire Notre Dame de la paix, Namur  
Année Académique 2006 - 2007
- [24] A. El Amrani, A.Mahrane, F.Y. Moussa et Y.boukennous « *Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre* »  
Unité de développement de la technologie du silicium  
Revue énergies renouvelables vol 9 (2006)
- [25] M. Petibon Stéphane « *Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* »  
Thèse de doctorat. Université de Toulouse III Paule Sabatier  
Le 20/01/2009
- [26] M. Claude Lishou « *Etude, modélisation et simulation en temps réel de systèmes photovoltaïques à stockage d'énergie. Application à la sûreté de fonctionnement de centrales solaires hybrides* ». Thèse de doctorat  
Université Cheikh Anta Diop de Dakar. Le 30/01/1998
- [27] Bernard Multon « *Ressources énergétiques renouvelables et solutions électriques* »  
Ecole normale superieur de cahan.  
Mars 2010
- [28] Kadri Riad, Mostefai Mohamed « *Modélisation linéaire et commande dans le référentiel synchrone d'un onduleur de tension pour générateur photovoltaïque connecté au réseau.* »  
Université de Ferhate Abbas de Sétif  
Octobre 2007

- [29] A.Zerga, F.Benyarou et B.Benyoucef  
« *Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin* »  
Rev.Energ.Ren : Physique Energétique (1998 pp 95-100).
- [30] « *Etude des réseaux basse tension* »  
Sonelgaz distribution centre  
Direction technique électricité  
Département conception normalisation et développement réseaux  
Décembre 2009
- [31] H.Colin (CEA-INES), C.Duvan Chelle (EDF), G.Moine (Transenergie), Y.Tanguy (Transenergie ), B. Gaidon (Hespul), T.Tran-Quoc (IDEA)  
« *Raccordement des installations PV au réseau publique de distribution électrique basse tension Cadre réglementaire, Impacts et préconisations.* »  
Avril 2010
- [32] Yann Pankow « *Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension application au générateur photovoltaïque.* »  
Thèse de doctorat. Ecole normale supérieure d'arts et métiers.  
Centre nationale de recherche technologique de lille.  
Le 10/12/2004
- [33] Manuel utilisateur JPélec v3.  
Supélec  
21 janvier 2010.
- [34] D.W. Ruth et R.F. Chant. "The Relationship of Diffuse Radiation to total Radiation in Canada". Solar Energy, Vol.18 (2), pp.153-154, 1976.
- [35] F. Frutos, V. Ruiz and J. Gutierrez. *Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid.* Revue Internationale d'Helio technique 1er semestre, pp.7-12, 1985.
- [36] M Collares-Pereira and A. Rabl. *The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values.* Solar Energy, Vol. 22, pp.155-164, 1979.

[37] M.H. Macagnan. *Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid*. Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicacion. Universidad Politécnica de Madrid, pp.194, 1993.

### **Webliographie :**

[w1] [www.photovolt34.free.fr](http://www.photovolt34.free.fr)

[w2] [www.outilssolaires.com](http://www.outilssolaires.com)

[w3] [www.electrotechnique-fr.com](http://www.electrotechnique-fr.com)  
Article : principe d'un système PV

[w4] [Editions-dumoniteur.com](http://Editions-dumoniteur.com)  
Complément technique  
Avril 2008  
Sylvain Brigan  
Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque

[w5] <http://www.univ-reunion.fr/recherche/laboratoires/sciences/le2p.html>

[w6] <http://web.univ-peau.fr>  
De l'électricité à partir du soleil.  
L'énergie solaire, des informations et des réalisations

[w7] [www.Electrothechnique-fr.com](http://www.Electrothechnique-fr.com)  
Principe d'un système solaire PV

[w8] « Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques, fonctionnement .état de l'art et étude des performances »  
Hespul  
Rapport rédigé par Violaine Didier  
[www.hespul.org](http://www.hespul.org)  
Août 2007

[W9] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pv.gis/>  
PV-GIS(c) European Communities, 2001-2008

## Abstract

The distribution of electric energy for households facing problems of voltage drop during the peak demand especially in the end of the grid, and concerns among the major electricity distributor is to provide a voltage within the contract. The voltage quality will be unacceptable if the voltage drop exceeds 10% tolerance set for the LV rural. The improvement in blood after the electricity grid is possible by several means: strengthening sections of the conductors, installation of new MV / LV etc.. The photovoltaic (PVS) connected to the electricity network LV is one of the solutions increasingly being used for this problem. Photovoltaic systems can therefore contribute to the solution since they produce energy at the point deficit. In this context, we studied in this thesis, the impact of the connection of photovoltaic power on the LV network located in the rural town of Mouafkia wilaya of Chlef. The compensation is to connect the PV power system of mini-photovoltaic power plants. In our study, the computer simulation tool is the software chosen JPélec. This connection improves the electrical quality of the line by injecting into the network of electrical energy photovoltaic own. In effect, a mini-solar power station placed in the end helps to straighten the tension and improve the power especially when the peak demand is in phase with the intensity of sunlight. Thus the PV plants help reduce both their needs and purchase electricity at the same time solve the problem of load during peak periods.

**Keywords:** photovoltaic system, low voltage network, voltage drop, photovoltaic compensation, solar energy, sunlight.

# Résumé

La distribution de l'énergie électrique pour les foyers affronte des problèmes de la distance, ce qui entraîne un problème de chute de tension durant la pointe de consommation surtout au bout de ligne. Parmi les préoccupations majeures du distributeur de l'électricité est de fournir une tension dans les limites contractuelles. La qualité de tension sera inacceptable si la chute de tension excède 10 % la tolérance fixée pour la BT rurale. L'amélioration de la tension au bout du réseau électrique est possible par plusieurs moyens : le renforcement des sections des conducteurs, installation de nouveaux poste MT/BT, etc. Le système photovoltaïque (SPV) raccordée au réseau électrique BT, est une des solutions de plus en plus utilisées pour résoudre ce problème. Les systèmes photovoltaïques peuvent donc contribuer à cette solution puisqu'ils produisent de l'énergie à l'endroit du déficit. Dans ce contexte, nous avons étudié dans ce mémoire, l'impact de la connexion de l'énergie photovoltaïque sur la tension d'un réseau BT rural situé dans la localité de Mouafkia wilaya de Chlef. La compensation photovoltaïque est de connecter aux réseaux électriques des mini-centrales photovoltaïques. Cette connexion permet d'améliorer la qualité électrique de la ligne grâce à l'injection dans le réseau de l'énergie électrique photovoltaïque propre. En effet, une mini-centrale photovoltaïque placée en bout de ligne permet de redresser la tension et d'améliorer la puissance surtout quand la pointe de la demande est en phase avec l'intensité de l'ensoleillement.

**Mots clés:** Système photovoltaïque, réseau BT, chute de tension, compensation photovoltaïque, énergie photovoltaïque, l'ensoleillement.



