

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A.MIRA de BEJAIA

Faculté de Technologie



Département de Génie Electrique

Cours Energie Solaire Photovoltaïque

Dr. BELAID LALOUNI Sofia

Maître de Conférences Classe B



Année universitaire 2014/2015

TABLE DES MATIERES

Chapitre I : Généralités

- I.1 Introduction :
- I.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque
- I.3 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque
- I.4 Différents types de systèmes photovoltaïques

Chapitre II : Modèles et caractéristiques de modules photovoltaïques

- II.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque
- II.2 Modèle électrique de module photovoltaïque
- II.3 Caractéristiques des modules photovoltaïques
- II.4 Détermination expérimentale des caractéristiques du module photovoltaïque
- II.5 Etude de l'adaptation de l'énergie photovoltaïque

Chapitre III : Stockage et dimensionnement des systèmes photovoltaïques

- III.1 Le stockage de l'énergie électrique
- III.2 Modèle électrique de la batterie
- III.3 Dimensionnement d'un système photovoltaïque avec batterie
- III.4 Dimensionnement d'un système photovoltaïque sans batterie

Chapitre IV : Applications des systèmes photovoltaïques

- IV.1 Electrification hybride (photovoltaïque-éolienne)
- IV.2 Le pompage photovoltaïque
- IV.3 Le chauffe-eau solaire
- IV.4 La climatisation solaire
- IV.5 Dessalement de l'eau de mer

I. Généralités

I.1 Introduction :

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, font que l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus une solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plus ou moins grandes quantités en tout point du globe terrestre. Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations utilisant l'énergie solaire, surtout pour les applications sur des sites isolés.

I.1.1 Historique du photovoltaïque:

Découvert en 1839 par Antoine Becquerel, l'effet photovoltaïque permet la transformation de l'énergie lumineuse en électricité. Ce principe repose sur la technologie des semi-conducteurs. Il consiste à utiliser les photons pour libérer les électrons et créer une différence de potentiel entre les bornes de la cellule qui génère un courant électrique continu.

L'hélio électricité est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium. Mais ce n'est qu'en 1954, avec la réalisation des premières cellules photovoltaïques au silicium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie.

Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux vers les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. Puis à partir de 1970, les premières utilisations terrestres ont concerné l'électrification des sites isolés.

Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et est même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et réfrigérateurs solaires.

Le progrès des techniques de production de cellules photovoltaïques ainsi que l'augmentation des volumes de production ont entraîné, à partir des années 1990, une baisse des prix. La production de modules se fait en Chine (près de 60 % de la production

totale), au Japon, aux EU, en Allemagne et en Europe, avec en particulier des grandes compagnies comme Yingli Green Energy, First Solar et Suntech Power. La production mondiale de modules photovoltaïques est passée de 5 MWc en 1982 à plus de 18GWc en 2013. Concernant l'Algérie, le groupe algérien Condor Electronics, s'est lancé en juillet 2013 dans la production des panneaux photovoltaïques dont la puissance varie entre 70 W et 285 W et à des prix compétitifs.

Dans le cadre de la concrétisation du programme national algérien des énergies renouvelables, un projet de 400 MW en photovoltaïque a été lancé, faisant partie du programme complémentaire de production de l'électricité, prévu pour l'été 2014. Ce projet consiste en la réalisation de 23 centrales solaires photovoltaïques, dans la région des hauts plateaux et dans la région du sud ouest; ainsi que dans la région du grand sud. Dans la dizaine d'années qui viendront, il est prévu la réalisation d'un parc d'énergies renouvelables de 5539 MW. L'objectif à 2030 est de 12 000 MW en énergies renouvelable pour la consommation interne d'électricité. La puissance photovoltaïque installée cumulée dans le monde a atteint 138,9 GW à la fin 2013.

I.1.2 La conversion de la lumière en électricité:

Le terme « photovoltaïque » souvent abrégé par le sigle « PV », a été formé à partir des mots « photo » un mot grec signifiant lumière et « Volta » le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité [Rnc 02].

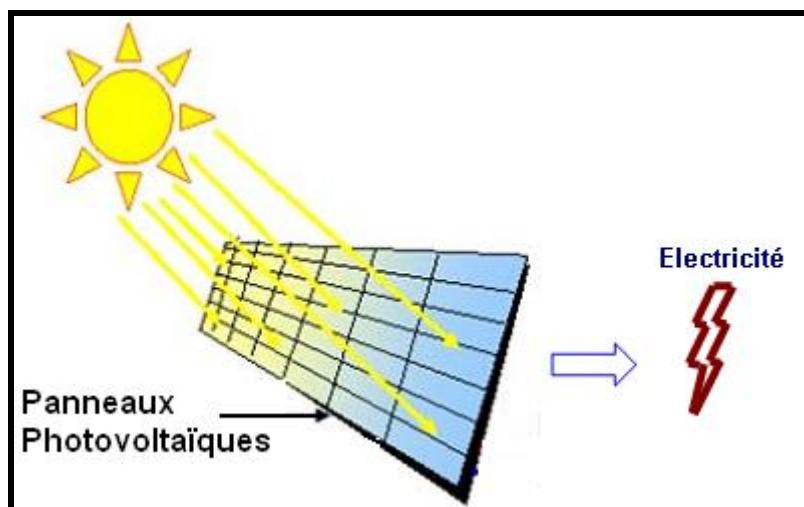


Figure I.1 : conversion de l'énergie solaire en électricité.

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les modules photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La conversion photovoltaïque se produit dans des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable.

- Dans un **isolant électrique** : les électrons de la matière sont liés aux atomes et ne peuvent pas se déplacer.
- Dans un **conducteur électrique** (un fil de cuivre par exemple) les électrons sont totalement libres de circuler et permettent le passage d'un courant.
- Dans un **semi-conducteur** : la situation est intermédiaire, les électrons contenus dans la matière ne peuvent circuler que si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes. Quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ces photons apportent une énergie permettant aux électrons de se déplacer, il ya donc courant électrique sous l'exposition à la lumière.

I.1.3 Technologie des cellules solaires :

Le Silicium est l'un des matériaux le plus courant sur terre, c'est le sable, mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une cellule photovoltaïque et le procédé est coûteux. Selon les technologies employées, on retrouve le Silicium monocristallin avec un rendement de 16 à 18%, le Silicium Polycristallin de rendement de 13 à 15%, le silicium amorphe présente une efficacité entre 5 et 10%. D'autres matériaux tels que l'Arsénure de Galium et le Tellurure de Cadmium qui sont en court de test dans les laboratoires présentent un rendement de (38%).

I.1.4 Fabrication des cellules photovoltaïques :

Le silicium est actuellement le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98 % seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets. Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999 %, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium. Il est produit sous forme de barres nommées

« lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées wafers. Après un traitement pour enrichir en éléments dopants et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont métallisés : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques.

I.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement *dopée de type n* et *dopée de type p*. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau *n* diffusent dans le matériau *p*. La zone initialement dopée *n* devient chargée positivement, et la zone initialement dopée *p* chargée négativement.

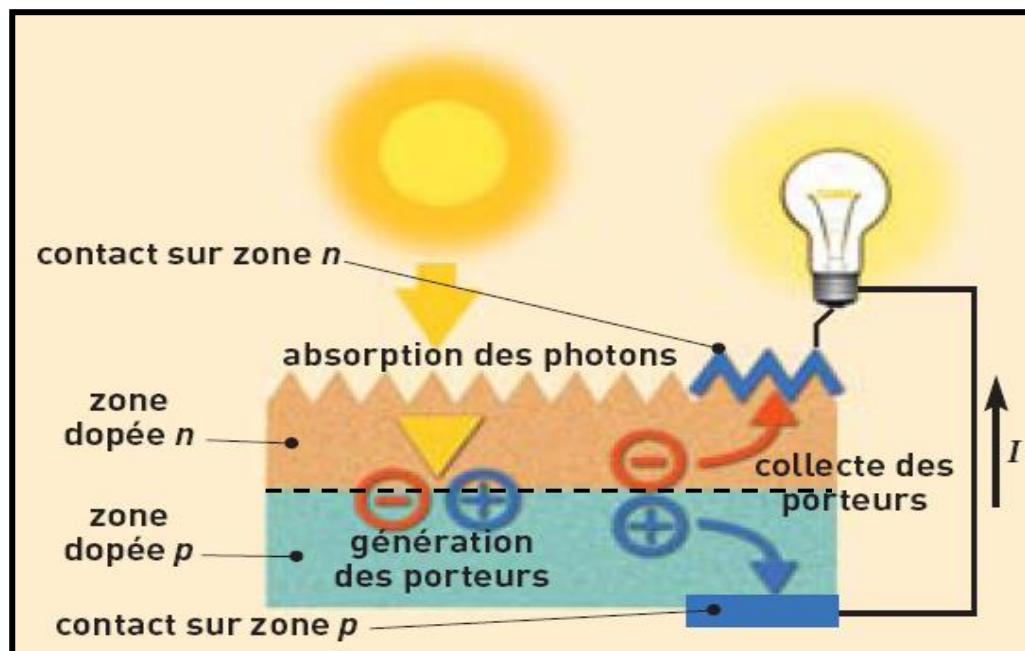


Figure I.2 : Principe de la conversion photovoltaïque.

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p . Une jonction (dite $p-n$) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p , une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule (voir figure I.2).

I.3 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont [Lal 05]:

I.3.1 Avantages :

- + Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- + L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- + Génère l'énergie requise.
- + Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.
- + L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.
- + La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- + Entretien minimal.
- + Aucun bruit.

I.3.2 Inconvénients :

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relèvent de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

I.4 Différents types de systèmes photovoltaïques :

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes **autonomes**, les systèmes **hybrides** et les systèmes **connectés à un réseau** [Lab 03]. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées.

I.4.1 Les systèmes autonomes :

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont décrits sur la figure (I.3) qui traduit les différentes possibilités offertes : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique.

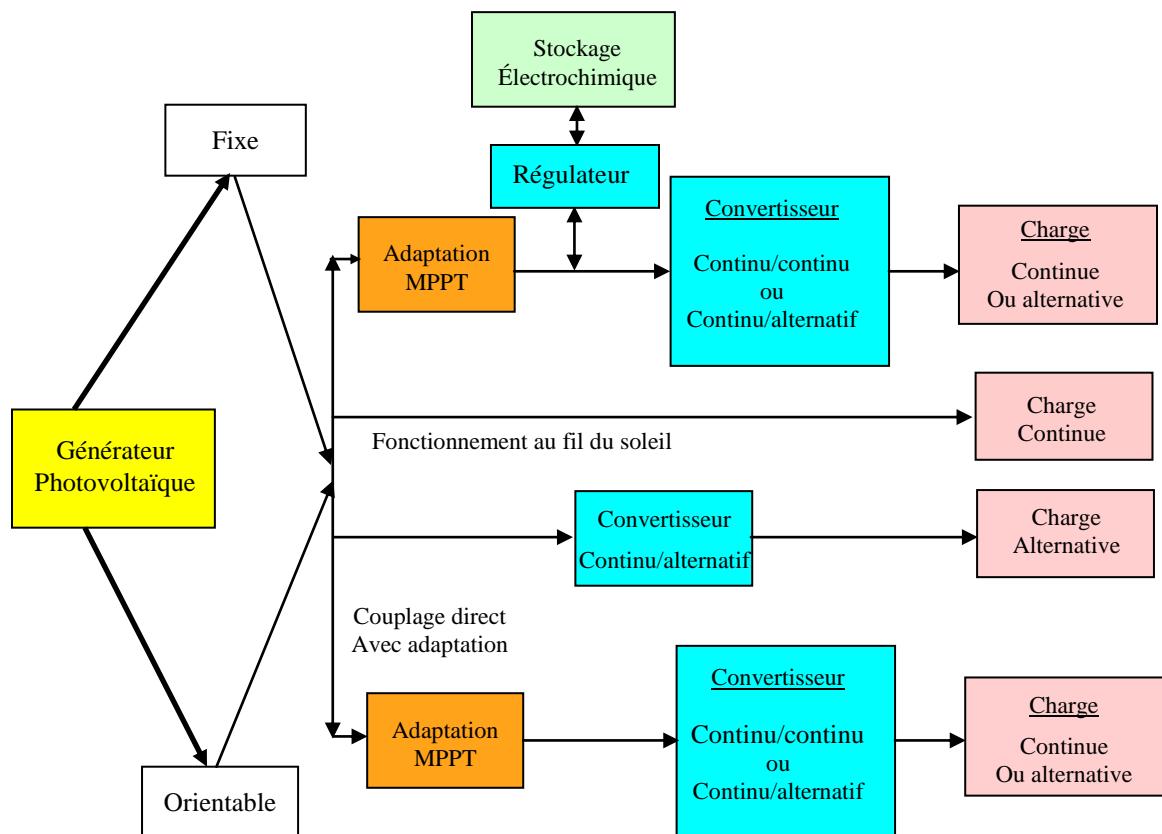


Figure I.3 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes.

Le couplage direct implique un fonctionnement au fil du soleil, donc à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Les charges typiques à courant continu qui peuvent satisfaire le critère (tension constante à puissance variable) sont les accumulateurs électrochimiques. Les charges alternatives sont les pompes à eau, c'est le pompage au fil du soleil, le stockage est néanmoins présent sous la forme d'eau emmagasinée (dans un réservoir)

Dans la plus part des cas une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et sa charge électrique un dispositif électronique qui permet de forcer le système à fonctionner à sa puissance maximale.

- **Exemple :** Le pompage au fil du soleil.

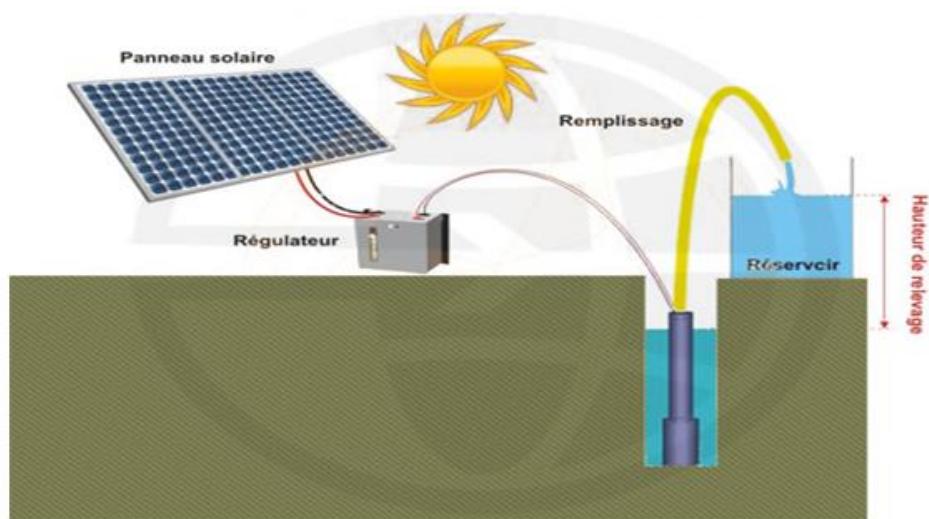


Figure I.4 : Schéma d'un système de pompage au fil de soleil

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple comme nous montre la figure ci-dessous. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin.

I.4.2. Les systèmes hybrides :

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une

production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif [Abo 05], [Vec 05].

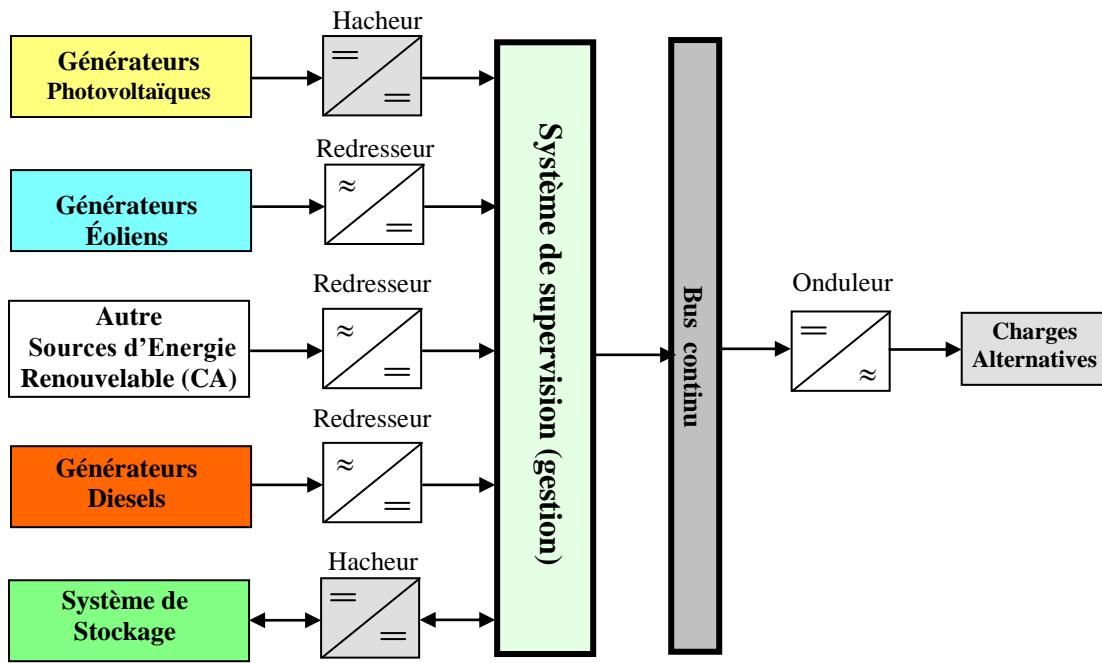


Figure I.5 : Configuration du système hybride à bus continu.

Dans la première configuration, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu (voir figure I.5). Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. La fonction spécifique du système de supervision est la commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. Dans la seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative.

I.4.3. Les systèmes connectés au réseau :

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau (figure I.6) sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Il produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin, ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie. Il est toujours possible d'utiliser ceux systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau.

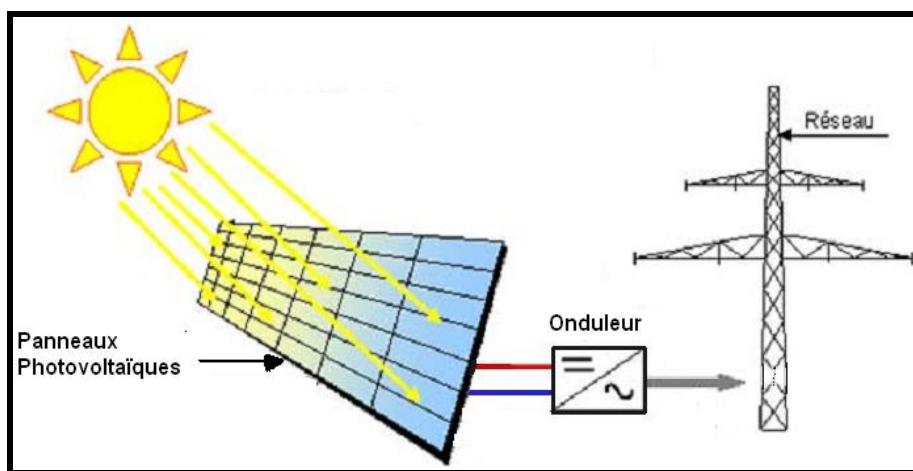


Figure I.6 : Systèmes photovoltaïque connectés au réseau

II. Modèles et caractéristiques de module photovoltaïque

II.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. Mais le schéma équivalent réel tient compte de l'effet résistifs parasites dus à la fabrication, il est représenté sur le schéma équivalent par deux résistances. [Nik 03], [Lal 09].

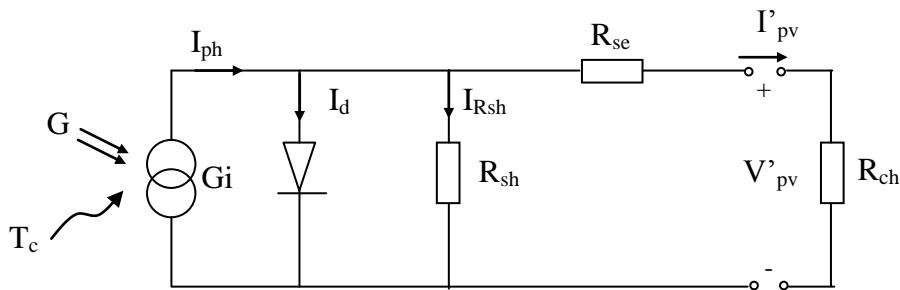


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Avec :

G_i : Source de courant parfaite.

R_{sh} : Résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui intervient entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule.

R_{se} : Résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcourt (résistance de contact)

D : Diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un seul sens.

R_{ch} : Résistance qui impose le point de fonctionnement sur la cellule en fonction de sa caractéristique courant-tension à l'éclairement considéré.

Une cellule solaire est caractérisée par les paramètres fondamentaux suivants:

- **Courant de court circuit (I_{sc})** : C'est la plus grande valeur du courant générée par une cellule pour une tension nulle ($V'_{pv}=0$).
- **Tension en circuit ouvert (V_{oc})** : Représente la tension aux bornes de la diode quand elle est traversée par le photo-courant I_{ph} ($I_d = I_{ph}$) quand ($I'_{pv}=0$). Elle reflète

la tension de la cellule en absence de lumière, elle est exprimée mathématiquement par :

$$V_{oc} = \frac{mkT_c}{e} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) = V_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right)$$

Où :

$$V_t = \frac{mkT_c}{e}$$

Avec :

V_t : La tension thermique.

T_c : La température absolue.

m : Facteur idéal de la jonction.

K : Constante de Boltzmann ($K = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

e : Charge de l'électron ($e = 1.6 \cdot 10^{-19}$).

- **Point de puissance maximale (P_{max})**: est le point $M(V_{opt}, I_{opt})$ de la figure (II.2) où la puissance dissipée dans la charge est maximale

$$P_{max} = V_{opt} \cdot I_{opt}$$

Avec :

V_{opt} : La tension optimale.

I_{opt} : Le courant optimale.

- **Rendement maximum** : est le rapport entre la puissance maximale et la puissance à l'entrée de la cellule solaire.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{opt} \cdot I_{opt}}{A_{pv} \cdot G}$$

Où :

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

A_{pv} : Surface effective des cellules.

Les conditions normalisées de test des panneaux solaires sont caractérisées par un rayonnement instantané de **1000W/m²** d'une température ambiante de **25°C** et d'un spectre **AM de 1.5**. AM représente l'Air Masse qui est l'épaisseur de l'atmosphère que la lumière

doit pénétrer. Ces conditions sont appelées **STC** (Standard Test Conditions) cela correspond à un ensoleillement assez fort.

La figure (II.2) présente la courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque avec les points importants qui la caractérise.

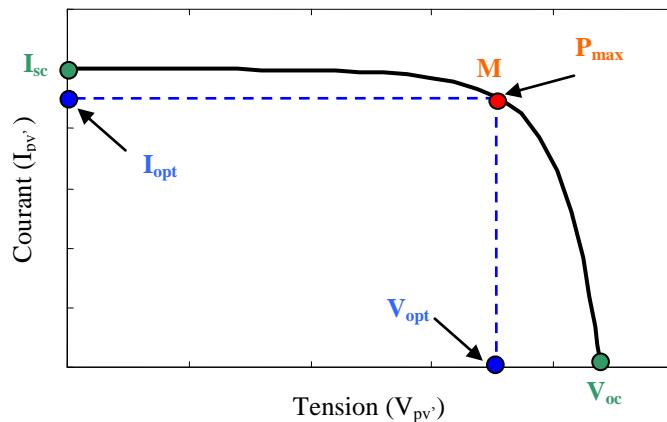


Figure II.2 : Courbe courant -tension d'une cellule photovoltaïque.

- **Exemple de module photovoltaïque:**

Les constructeurs de panneaux photovoltaïques fournissent les paramètres du module (I_{sc} , I_{mpp} , V_{oc} , V_{mpp}) sous les conditions standard de fonctionnement (une insolation de $1000W/m^2$ et une température de $25^\circ C$, AM 1.5). Le tableau suivant montre les données d'un module photovoltaïque, de type SIEMENS SM 110-24.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	110 W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	3.15 A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	35 V
Courant de court-circuit I_{sc}	3.45 A
Tension en circuit ouvert V_{oc}	43.5 V
Coefficient d'incrémentation du courant I_{sc} (α_{sc})	1.4 mA/ $^\circ C$
Coefficient d'incrémentation de la tension V_{oc}	-152 mV/ $^\circ C$

Tableau (II.1): Paramètres d'un module photovoltaïque SIEMENS SM 110-24.

II.1.2 De la cellule au champ photovoltaïque :

- Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connections en série de n_s cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle de n_p cellules accroît le courant en conservant la tension (figure II.3). Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le module photovoltaïque qui fournit un courant I_{pv} sous une tension V_{pv} . Avec :

$$\begin{cases} I_{pv} = n_p \cdot I'_{pv} \\ V_{pv} = n_s \cdot V'_{pv} \end{cases}$$

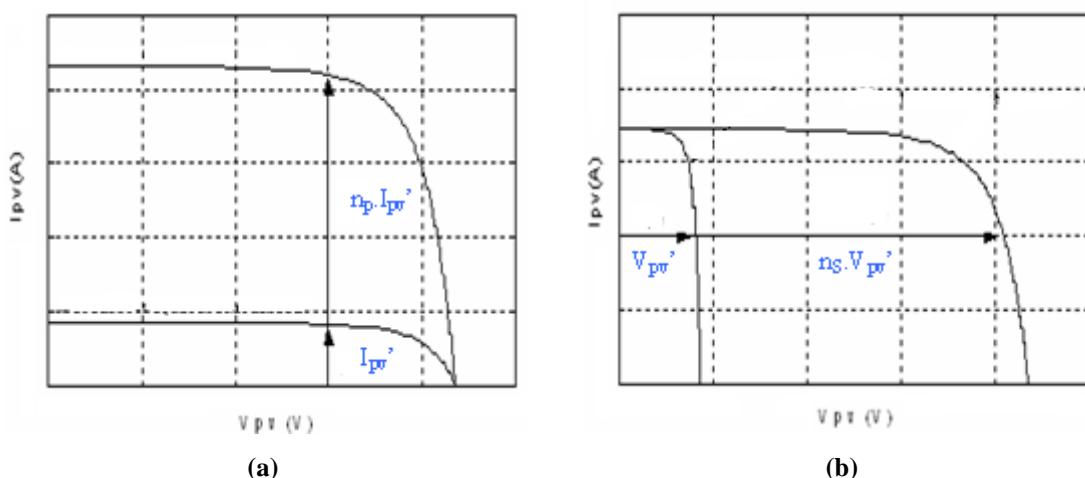


Figure II.3 : Caractéristiques de groupement de cellules photovoltaïque.

(a): Groupement parallèle, (b): Groupement série.

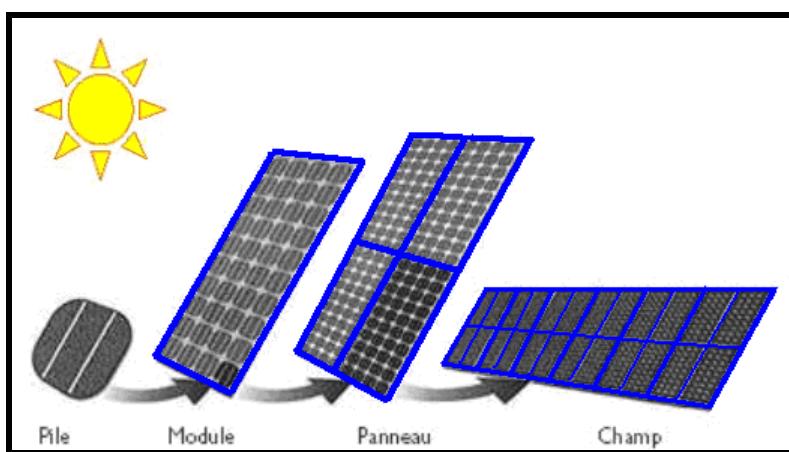


Figure II.4 : De la cellule au champ photovoltaïque.

- Le panneau photovoltaïque se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont

montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec une orientation et un angle d'inclinaison spécifique.

- Le champ photovoltaïque est l'ensemble des panneaux montés en série et en parallèle pour atteindre une tension et un courant plus grands.

II.1.3 Protection des modules photovoltaïques :

Lors de la conception d'une installation photovoltaïque, il faut assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leurs fonctionnement. Pour cela, deux types de protection sont classiquement utilisés dans les installations photovoltaïques :

- La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène évitant l'échauffement de la cellule, ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (by-pass) au niveau de chaque module la diode parallèle limite la tension inverse par sa tension direct puisqu'elle devient passante.

II.2 Modèle électrique de module photovoltaïque :

De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques, ont été développés, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant -tension pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. Ces modèles différents entre eux par le nombre de paramètres pris en compte [Ger 02].

II.3.1 Modèle à une diode :

Le module photovoltaïque est caractérisé par son schéma électrique équivalent (Figure II.5) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} est une conséquence de l'état de la longueur de la périphérie de la surface de la cellule, une résistance série R_s représentant les

diverses résistances de contact et de connexion, une diode en parallèle qui modélise jonction PN.

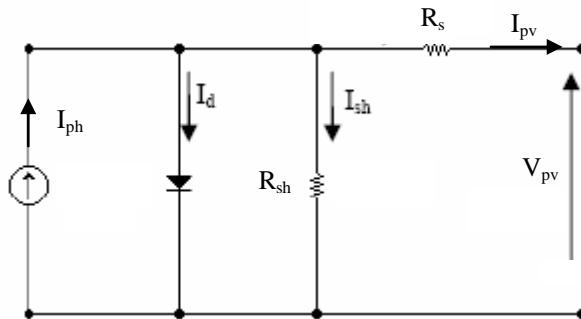


Figure II.5 : Schéma électrique équivalent du modèle à une diode.

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$$I_{ph} = P_1 G [1 + P_2 (G - G_{ref}) + P_3 (T_j - T_{j\ ref})]$$

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{A.n_s k.T_j}\right) - 1 \right]$$

$$I_{Rsh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}}$$

La température du module peut être calculée à partir de la température ambiante et celle d'irradiation comme suit :

$$T_j = T + G \left(\frac{Noct - 20}{800} \right)$$

Avec :

G_{ref} , $T_{j\ ref}$: l'éclairement et la température de jonction sous conditions STC.

G, T_j : l'éclairement et la température de jonction dans les conditions de fonctionnement.

P_1, P_2, P_3 : paramètres constants.

Noct: température nominale de fonctionnement du module, donnée par le constructeur.

A : Facteur d'idéalité de la jonction.

n_s : nombre de cellule en série dans un module.

K : Constant de Boltzmann.

I_0 : le courant de saturation il est fortement dépendant de la température; il est donné par :

$$I_0 = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{k \cdot T_j}\right)$$

Avec :

E_g : Energie de gap pour le silicium cristalline 1.12 ev.

La détermination des paramètres du modèle se fait par résolution numérique (moindres carrés) sous Matlab-Simulink. Les paramètres suivants ont été obtenus pour un panneau photovoltaïque de 110Wc [Iss 08].

R_s	R_{sh}	P₁	P₂	P₃	P₄
0.614	151.16	0.0036	0.0001	-0.0005	70.874

II.3.2 Modèle à deux diodes :

Le module photovoltaïque est représenté par son schéma électrique équivalent (Figure II.6) Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau.

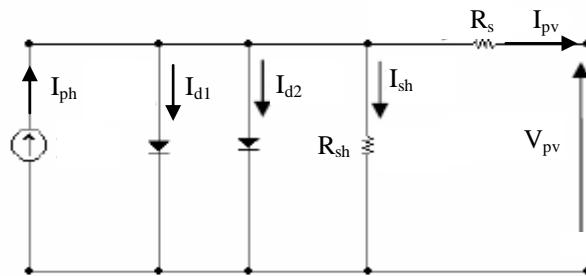


Figure II.6 : Schéma électrique équivalent du module photovoltaïque à deux diodes.

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirschoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{Rsh} \quad (\text{II.2})$$

I_{ph} et I_{sh} garderont les mêmes expressions que celles du modèle à une diode. Le courant traversant les diodes est donné par les équations suivantes :

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{A.n_s.k.T_j}\right) - 1 \right]$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{2.A.n_s.k.T_j}\right) - 1 \right]$$

Où : I_{01} , I_{02} : les courants de saturation des diodes, ils sont donnés par ces deux équations:

$$I_{01} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{k \cdot T_j}\right)$$

$$I_{02} = P_5 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{2 \cdot k \cdot T_j}\right)$$

Exemple : Le tableau suivant donne les paramètres du modèle pour un panneau photovoltaïque de 110Wc. La détermination des paramètres se fait de la même manière que pour le modèle à une diode.

P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
0.0034	0	0.2 10 ⁻⁵	450	72

II.3.3 Modèles en puissance du module photovoltaïque :

Des modèles simplifiés de la puissance maximale produite par le module photovoltaïque, qui a un rapport avec la température du module et l'irradiation solaire absorbé par le module photovoltaïque.

- **Modèle 1:**

Ce modèle, nommé modèle de Benchmark [Und 02] donne le maximum de puissance produite par le module photovoltaïque pour un certains ensoleillement et de température, avec quatre paramètres positives constant A, B, C et D à déterminer expérimentalement.

$$P_{pv,\max} = (A \cdot G + B) \cdot T_j + C \cdot G + D \quad (\text{II.3})$$

Exemple : Suivant des mesures expérimentales sur un module (BP Solar 340), les constantes A, B, C et D sont données sur le tableau suivant.

A	B	C	D
0.0002	0.0004	0.1007	0.1018

- **Modèle 2 :**

La puissance produite du panneau photovoltaïque peut être calculé à partir de l'équation suivante [Mar 00]:

$$P_{pv} = \eta \cdot A \cdot N \cdot G \quad (\text{II.4})$$

Avec :

A : la surface du module photovoltaïque (m^2).

G : l'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).

N : le nombre des modules constituant le module photovoltaïque.

η : le rendement instantané donné par l'équation suivante:

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma \cdot (T_c - T_{stc}))$$

η_r : le rendement de référence de module sous les conditions STC.

γ : Représente un coefficient de température, d'incrémentation du rendement quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($\text{A}/^\circ\text{C}$) (sous les conditions STC).

II.3.4 Modèle explicite du module photovoltaïque :

C'est un modèle à cinq paramètres (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , R_s) qui tient compte de la variation du courant et de la tension du module photovoltaïque en fonction des conditions climatiques [Lal 09].

L'expression du courant du module photovoltaïque est donné par :

$$I_{pv} = I_{sc} \left\{ 1 - K_1 \left[\exp K_2 V_{pv}^m - 1 \right] \right\} \quad (\text{II.5})$$

Où les coefficients K_1 , K_2 , K_3 , K_4 et m sont donnés par:

$$K_1 = 0.01175$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m}$$

$$K_3 = \ln \left[\frac{I_{sc}(1 + K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{sc}} \right]$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{1 + K_1}{K_1} \right]$$

$$m = \frac{\ln \left[\frac{K_3}{K_4} \right]}{\ln \left[\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \right]}$$

Il est à noté que l'équation (II.5) donnant le courant photovoltaïque est applicable que pour un niveau d'insolation G et de température particuliers ($G_{stc}=1000 \text{ W/m}^2$, $T_{stc}=25^\circ\text{C}$), relatif aux conditions standard de fonctionnement. Quand l'insolation et la température varient, le courant I_{pv} et la tension V_{pv} changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T_c = T_c - T_{stc}$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{sc} \left(\frac{G}{G_{stc}} \right) \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{stc}} - 1 \right) I_{sc,stc}$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta_{oc} \Delta T_c - R_s \Delta I_{pv}$$

Avec :

G_{stc} et G : Représentent respectivement, le niveau d'insolation dans les conditions standards de fonctionnement (STC) et dans des conditions quelconques.

T_{stc} et T_c : Représentent respectivement, la température dans les conditions STC et dans des conditions quelconques.

ΔT_c : Représente la variation de la température.

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.

α_{sc} : Représente un coefficient de température, d'incrémentation du courant I_{sc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($\text{A}/^\circ\text{C}$) (sous les conditions STC).

β_{oc} : Représente un coefficient de température, d'incrémentation de la tension V_{oc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($\text{V}/^\circ\text{C}$) (sous les conditions STC).

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont donnés par :

$$V_{pv,nouv} = V_{pv} + \Delta V_{pv} \quad (\text{II.6})$$

$$I_{pv,nouv} = I_{pv} + \Delta I_{pv} \quad (\text{II.7})$$

II.3 Caractéristiques de module photovoltaïque :

Les caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque varient en fonction de la température et de l'irradiation. Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module SIEMENS SM 110-24 (voir tableau (II.1)) sont présentées dans les conditions standards de fonctionnement.

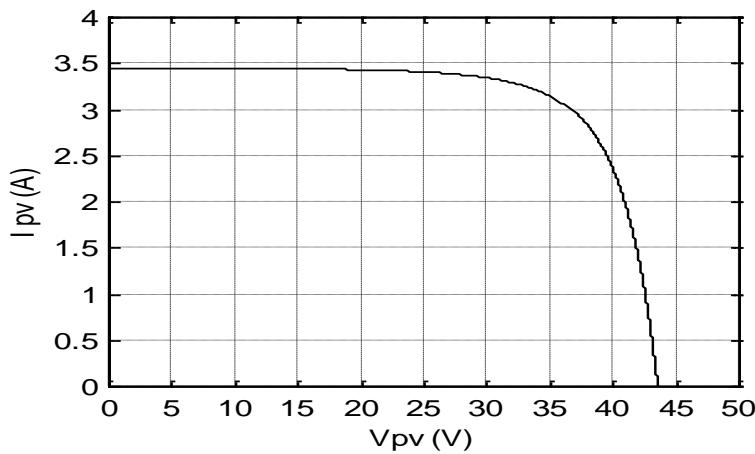


Figure II.7 : Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$.

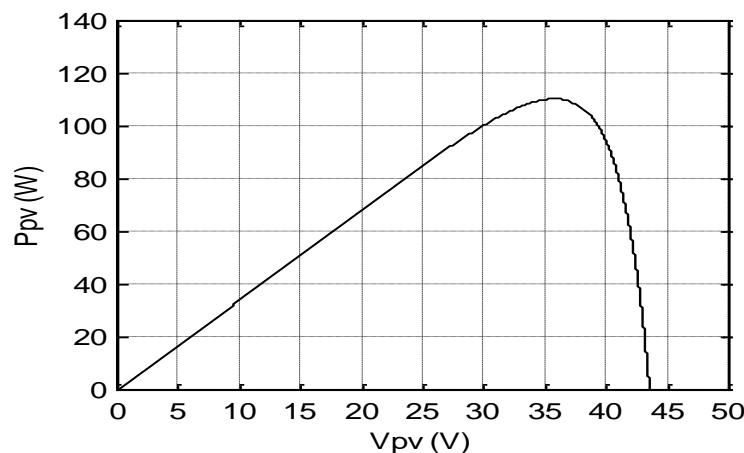


Figure II.8: Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque pour $G=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$.

- **Influence de la variation des conditions météorologiques sur les paramètres du module photovoltaïque :**

- **Influence de l'irradiation :**

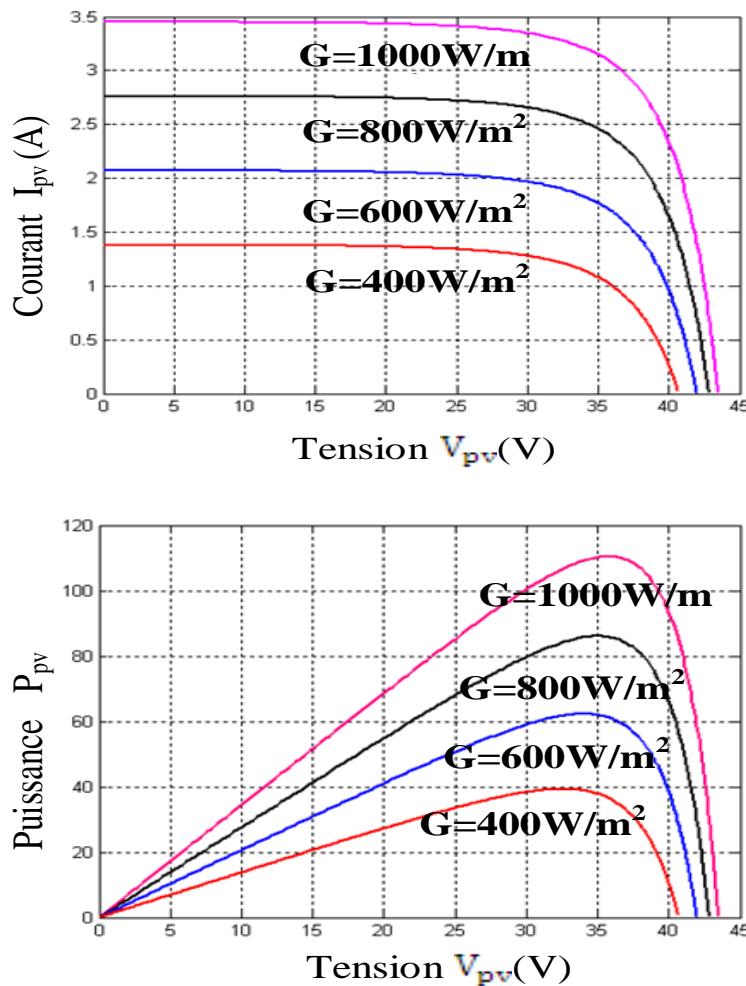


Figure II.9 : Caractéristique courant –tension et puissance –tension d'un module photovoltaïque pour différent niveau d'irradiation ($G=400, 600, 800, 1000 \text{ W/m}^2$) et $T_c=25^\circ\text{C}$.

Les caractéristiques des figures (II.9) montrent bien la variation du courant du module photovoltaïque ainsi que de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement. On peut voir aussi sur le graphe, l'existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales lorsque l'irradiation varie pour une température donnée. On peut voir que le courant de court-circuit I_{sc} varie proportionnellement à l'irradiation. De même, la tension de circuit ouvert V_{oc} (à vide) varie très peu.

- Influence de la température :

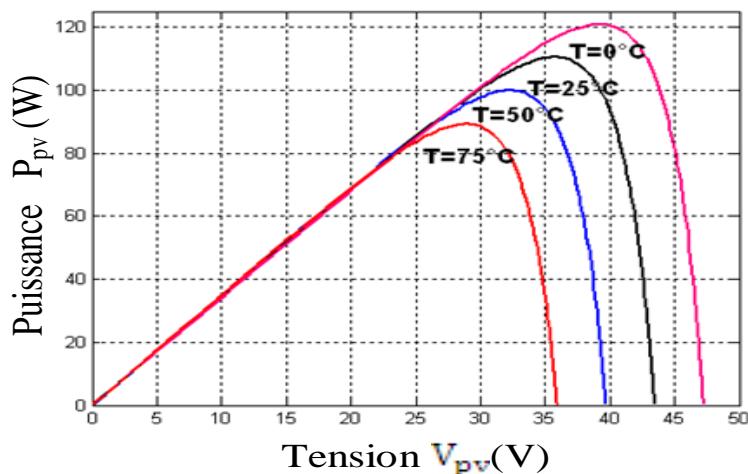
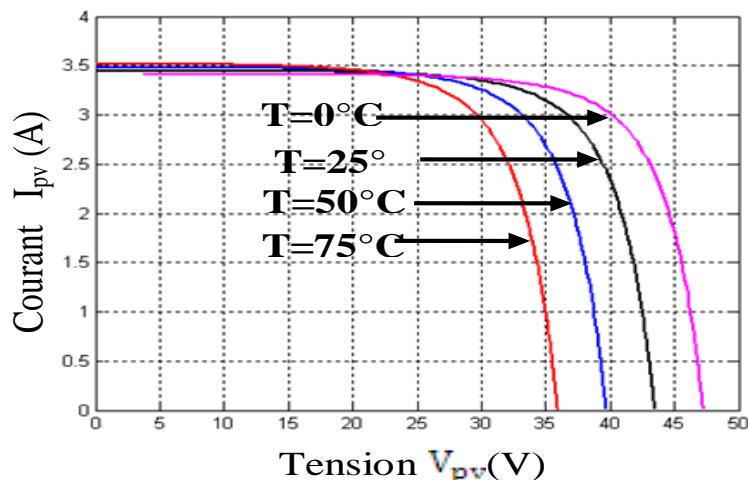


Figure II.10 : Caractéristique puissance –tension et courant –tension d'un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=0, 25, 50, 75^\circ C$) et $G = 1000\text{W/m}^2$.

Suivant les figures (II.10), on constate que lorsque la température croît à irradiation constante la tension de circuit ouvert V_{oc} décroît fortement et le courant de court circuit I_{sc} augmente légèrement.

II.4 Détermination expérimentale des caractéristiques d'un module photovoltaïque :

Un essai expérimental permet de déterminer les caractéristiques courant-tension $I_{pv}(V_{pv})$ et puissance-tension $P_{pv}(V_{pv})$ d'un module photovoltaïque (figure (II.11)). En faisant varier une résistance de charge en mesure à l'aide d'un ampèremètre et d'un voltmètre le courant et la tension photovoltaïque pour un niveau d'éclairement et de température donnée. La figure (II.12) montre le tracé des caractéristiques puissance-tension et courant-tension d'un module photovoltaïque de type SIEMENS SM 110-24 pour différent ensoleillement et température ($G=450W/m^2$ et $T_c=25^\circ C$; $G=650W/m^2$ et $T_c=33^\circ C$; $G=900W/m^2$ et $T_c=35^\circ C$).

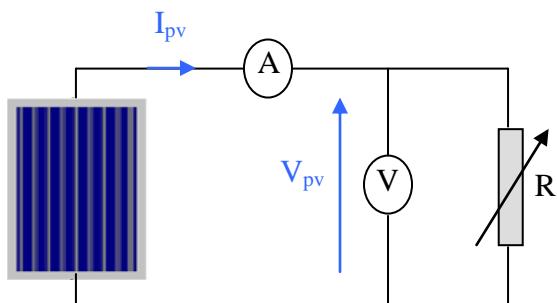


Figure II.11 : Schéma électrique de l'essai expérimental.

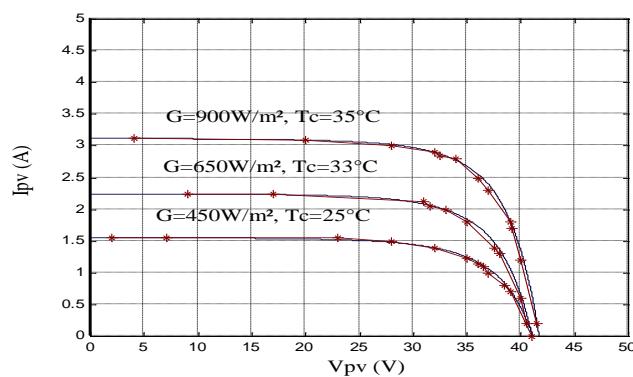
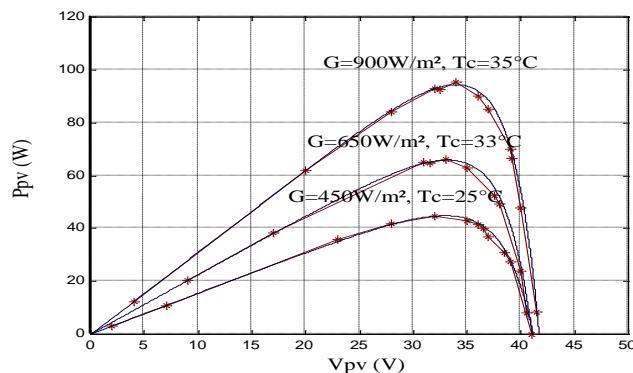


Figure II.12 : Courbe expérimentale $P_{pv}(V_{pv})$ et $I_{pv}(V_{pv})$

II.5 Etude de l'adaptation de l'énergie photovoltaïque :

Le module photovoltaïque est un générateur de puissance finie pouvant fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension, la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale qui obtient celle-ci pour un éclairement et une température donnée est située en (M) voir figure (II.2). La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum. Une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner un module à sa tension optimale (puissance maximale). Cela nécessite une adaptation entre la source photovoltaïque et la charge avec une commande MPPT pour le fonctionnement en maximum de puissance (figure II.13).

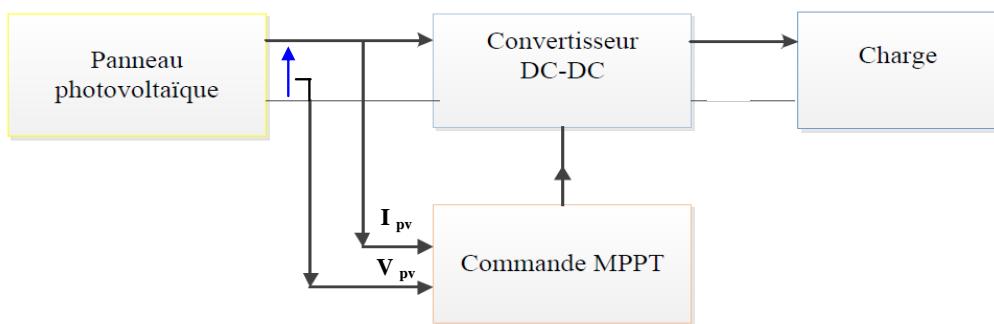


Figure II.13 : Système photovoltaïque avec convertisseur d'adaptation.

II.5.1 Stratégies de suivi du point de puissance maximale :

Par définition [Lal 09], une commande MPPT (maximum power point tracking), associé à un convertisseur DC/DC d'adaptation permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, quelques soient les conditions météorologiques (irradiation, température), cette commande ainsi place le système au point de fonctionnement maximum (V_{opt} , I_{opt}). Le premier système de puissance MPPT a été introduit en 1968 pour un système spatial. [Ast 99]. Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximum [Sal 06]. On va présenter quelques techniques de recherche du point de puissance maximale.

- **Méthode de courbe d'ajustage:**

La caractéristique non linéaire du générateur photovoltaïque peut être modélisée en utilisant des équations mathématiques ou des approximations numériques. Cependant, leur résolution est très difficile par les commandes numériques conventionnelles. Par

conséquent, leur application ne semble pas appropriée pour obtenir le MPP. L'équation (III.12) représente la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un générateur photovoltaïque, où (a, b, c et d) sont des coefficients déterminés par le prélèvement des valeurs de la tension photovoltaïque V_{pv} , du courant I_{pv} , et de la puissance P_{pv} , la tension optimale qui correspond à la puissance maximale est obtenue par l'équation (II.9).

$$P_{pv} = a.V_{pv}^3 + b.V_{PV}^2 + C.v_{PV} + d \quad (\text{II.8})$$

$$V_{opt} = \frac{-b\sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (\text{II.9})$$

L'inconvénient de cette méthode est que les approximations numériques utilisées ne sont pas valides lors des variations des conditions climatiques, aussi, elle nécessite une grande mémoire de stockage pour le calcul des formulations mathématiques.

- **Méthode de la table de consultation:**

Dans cette méthode, les valeurs mesurées de la tension et du courant photovoltaïque sont comparées à ceux stockées dans le système de commande, qui correspondent à ceux dans les conditions optimales de fonctionnement, sous des conditions climatiques réelles. Cet algorithme nécessite une grande capacité de mémoire pour le stockage des données et l'exécution doit être ajustée en fonction du panneau photovoltaïque utilisé, en plus, il est difficile d'enregistrer et de stocker toutes les conditions possibles de fonctionnement du système.

- **Méthode de tension en circuit ouvert du générateur PV:**

Cet algorithme, est basé sur l'approximation linéaire de la tension optimale du générateur photovoltaïque au point de puissance maximale à sa tension en circuit ouvert, V_{oc} . Cette dernière est mesurée par interruption du fonctionnement normal du système, avec une certaine fréquence de mesure, les données sont stockées, après le MPP est calculé selon l'équation (II.10) et la tension de fonctionnement est ajustée pour avoir la tension optimale. Ce processus est répété périodiquement, avec (k_1) une constante qui dépend de la technologie des cellules photovoltaïques et des conditions météorologiques. Les références indiquent des valeurs de k_1 allant de 0.73 à 0.8 pour les modules photovoltaïques polycristallins, pour un intervalle d'échantillonnage de 15 ms.

$$k_1 = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cong \text{Constante} < 1 \quad (\text{II.10})$$

Bien que cette méthode soit simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 .

- **Méthode de courant de court circuit du générateur PV:**

Une méthode semblable à la précédente est basée sur une dépendance linéaire entre le courant au point de puissance maximale (I_{mpp}) et celui de court-circuit (I_{sc}), suivant l'équation (II.11). De même que la méthode précédente, la constante proportionnelle (k_2) dépend de la technologie de la cellule solaire et des conditions météorologiques. Pour les modules photovoltaïques poly-cristallins, la constante (k_2), peut être considérée autour de 0,85.

$$k_2 = \frac{I_{mpp}}{I_{oc}} \approx \text{Constante} < 1 \quad (\text{II.11})$$

Un balayage de données photovoltaïques est effectué chaque plusieurs minutes afin de calculer k_2 . Après que k_2 soit obtenu, le système utilise l'équation d'approximation (II.11), jusqu'au prochain calcul de k_2 .

- **Méthode de perturbation et d'observation (P&O):**

C'est la méthode la plus utilisée vu sa simplicité. Une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée d'une faible amplitude (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes des panneaux est augmentée à cause de la perturbation, la suivante est faite dans la même direction (cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP). Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé.

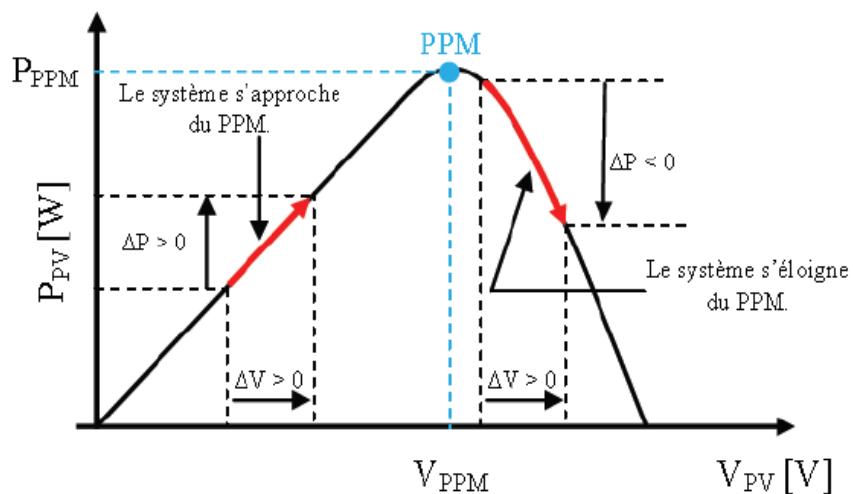


Figure II.14 : Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ et fonctionnement de la méthode Perturbation et Observation.

A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance (voir figure (II.14)).

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP. Un organigramme de fonctionnement de cette méthode est montré dans la figure (II.15)

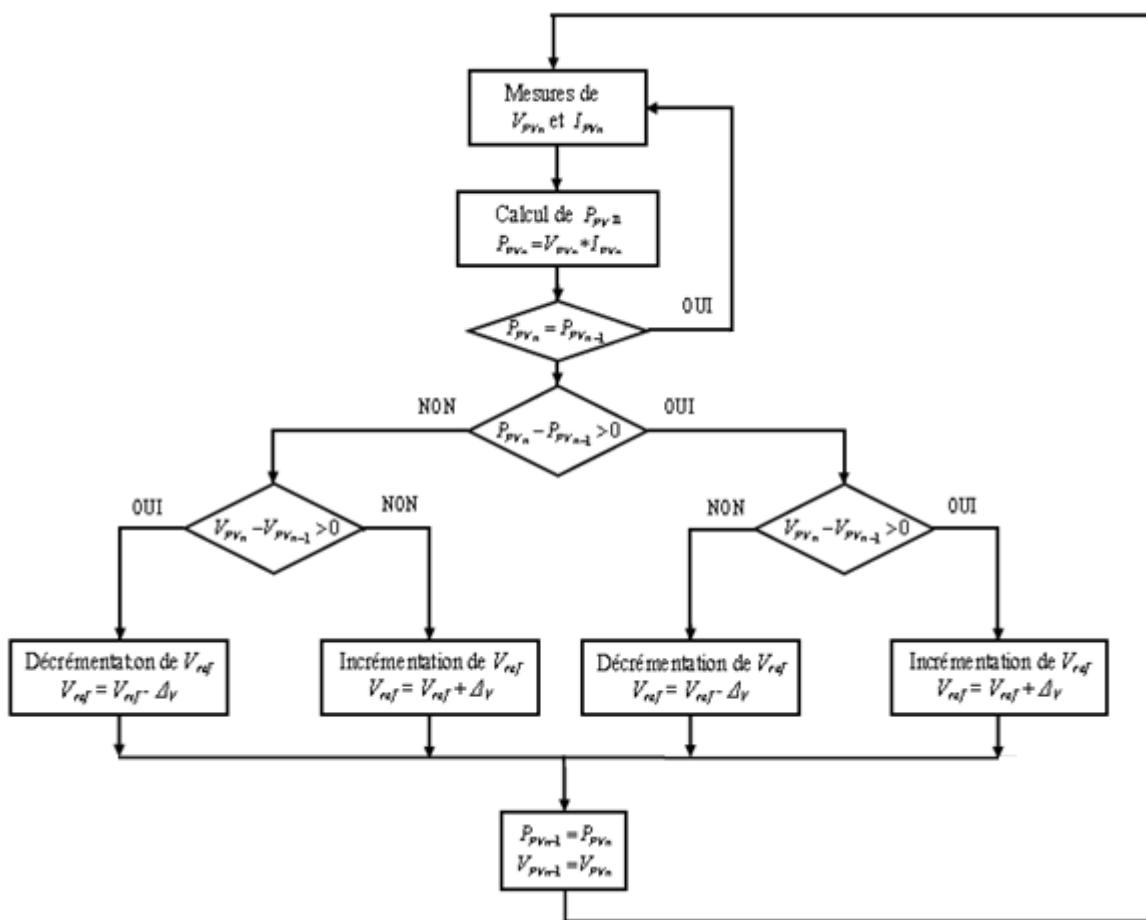


Figure II.15 : Organigramme de la méthode Perturbation et Observation.

Les avantages de cette méthode peuvent être récapitulés comme suit: la connaissance des caractéristiques de générateur photovoltaïque n'est pas exigée, c'est une méthode relativement simple. Néanmoins, en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du MPP, provoquant ainsi une perte d'énergie.

- **Méthode de conductance incrémentielle:**

Cette méthode s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. Le courant de sortie du panneau photovoltaïque et sa tension sont utilisés pour calculer la conductance et la conductance incrémentielle. Son principe consiste à comparer

entre la conductance ($G' = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$) et de sa dérivée ($\Delta G' = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$) et de décider quand

augmenter ou diminuer la tension photovoltaïque afin d'atteindre le MPP où la dérivée de

la puissance ($\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$).

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} \cdot \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$$

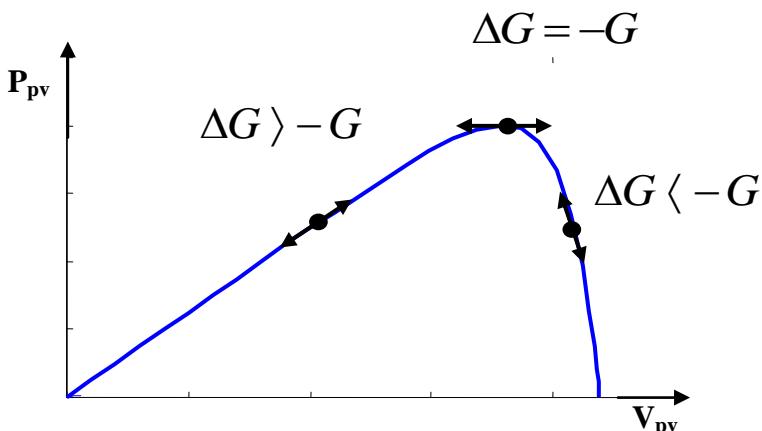


Figure II.16 : Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ et fonctionnement de la méthode Conductance Incrémentielle.

L'avantage principal de cet algorithme est qu'il est adapté aux conditions climatiques instables car, théoriquement, il est possible de trouver un MPP et de s'y immobiliser si la perturbation cesse. Dans ce cas-là, la variation de tension est nulle ; l'apparition d'une variation de courant permet d'ajuster la valeur de la tension de référence pour atteindre un nouveau MPP.

La méthode conductance incrémentielle est souvent jugée efficace de point de vu efficacité de recherche du point de puissance maximale [Vec 05]. Cependant l'algorithme à implémenter est souvent complexe et nécessite une grande capacité de calcul, ce qui réduit la période de contrôle du système. La figure (II.17), montre l'organigramme de cette méthode.

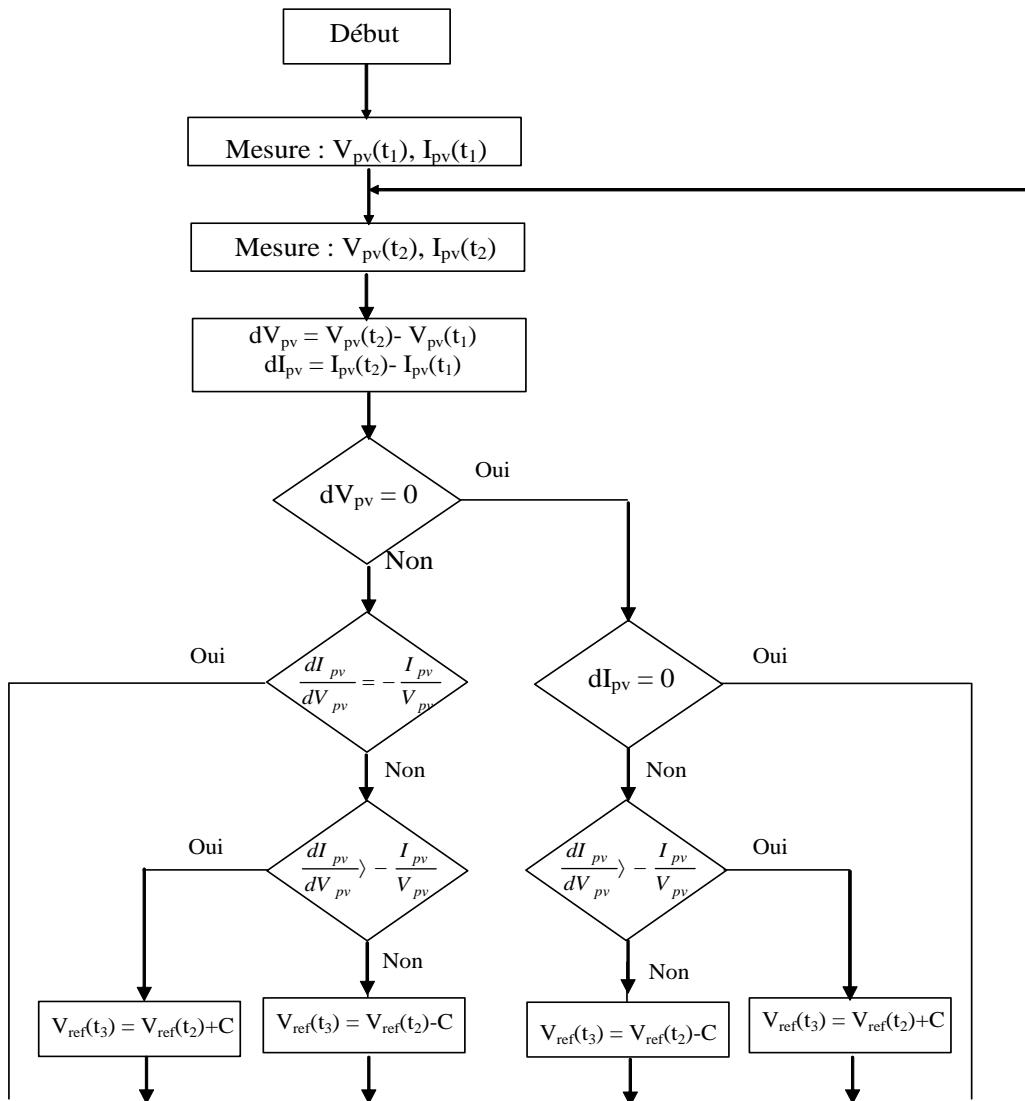


Figure II.17 : Organigramme de la méthode conductance incrémentielle.

- **Autres méthodes de contrôle MPPT:**

Ces dernières années, les contrôleurs par logique floue (FLC) sont largement utilisés pour la recherche du MPP [Lal 09]. Ces derniers sont indépendants du modèle du processus, ils se caractérisent par leur aptitude à appréhender les problèmes de non linéarité et ils présentent des performances robustes par rapport aux variations des conditions atmosphériques et de la charge. On retrouve aussi les méthodes à base d'algorithme génétique et de réseau de Neurone.

III. Stockage et dimensionnement des systèmes photovoltaïques

III.1 Le stockage de l'énergie électrique :

Le stockage de l'énergie est l'action qui consiste à placer une quantité d'énergie en un lieu donné pour permettre son utilisation ultérieure. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

- La demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;
- L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques).

Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'énergie. Les différents moyens actuellement utilisables sont : les batteries, les piles à combustibles, les super-condensateurs, les volants d'inertie...

Le système de stockage le plus couramment utilisé dans les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

III.1.1 Les batteries dans les systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques exigent habituellement des batteries qui peuvent être chargées pendant le jour et déchargées durant la nuit. Ces batteries doivent fonctionner ainsi pendant des années sans marquer plus qu'une détérioration minimale de leurs rendements, tout en satisfaisant la demande, les jours où il n'y a que peu ou pas de soleil. Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes [Lab 03]:

- **Autonomie** : nombre de jours pendant lesquels la batterie doit fournir la puissance requise sans être recharger ni subir de dommage.
- **Courant de surcharge** : une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelque instant, c'est à dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV.
- **Stabilisation de la tension** : une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

- Les propriétés électriques suivantes sont généralement employées pour caractériser une batterie:
- Sa capacité ;
 - Sa tension ;
 - La charge et le courant maximum qu'elle peut supporter ;
 - La conservation de la charge (donc sans autodécharge) ;
 - Sa durée de vie, en nombre de cycles ou en années.

a. Capacité de batterie :

La capacité d'une batterie représente la quantité de courant qui peut être extraite d'une électrode via l'électrolyte et matériaux actifs des électrodes sur une charge. Elle est exprimée en Ampère heure (1Ah=3600 Coulomb) ou en Wattheure Wh (1Wh = 3600 J).

La capacité de batterie dépend de plusieurs facteurs. Elle est déterminée sous des conditions de décharge fixée, habituellement à courant constant ($C=I \cdot t$) avec t : le temps de décharge au bout de laquelle la tension atteint une certaine valeur prédefinie.

En pratique, cette capacité dépend du courant, du temps de décharge ainsi que de la température. Par exemple, la capacité qui est extraite en 5 heures jusqu'à atteindre la tension minimale acceptée est appelée capacité 5 heures ou C_5 en abrégé. Le courant de décharge correspondant est appelé courant I_5 .

b. Tension de batterie :

La figure (III.1) reprend l'évolution de la tension durant la charge d'une cellule de batterie plomb acide. La charge théorique d'une batterie au plomb s'effectue donc en trois phases.

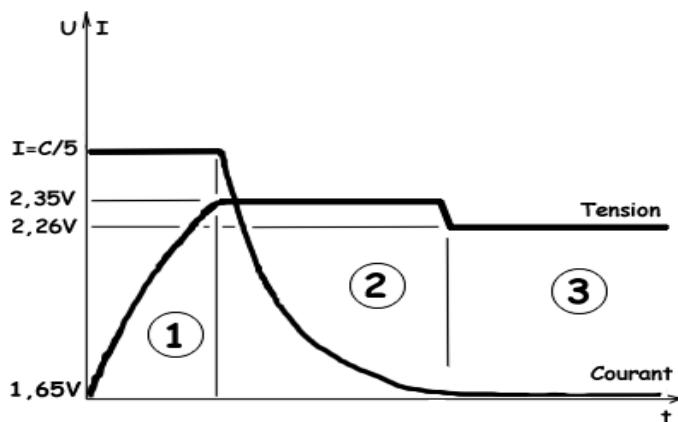


Figure III.1: Evolution de la tension et du courant avec le temps durant la charge d'un élément plomb acide.

- **Phase 1 :** Le courant est limité à un taux d'environ 1/5 de la capacité nominale. La tension augmente petit à petit jusqu'à atteindre son seuil maximum régulé à 2,35V/élément.
- **Phase 2 :** La tension de charge est régulée à 2,35V/élément, le courant de charge diminue alors jusqu'à devenir inférieur à C/100. La tension ne doit pas rester au-dessus de 2,26V plus longtemps. La batterie est chargée à l'issue de cette phase.
- **Phase 3 :** Une fois la batterie chargée, on passe en mode charge d'entretien (floating) pour la maintenir à 100% de charge. La tension alors appliquée à la batterie sera autour de 2,26V/élément.

c. La recharge de batterie:

La recharge appropriée d'une batterie (dans le cas de batterie plomb acide) devient prépondérante pour obtenir une durée de vie et des performances optimales quelque en soit les conditions d'utilisation de cette batterie. De plus, il existe des exigences techniques telles que la fiabilité et la longévité. Plusieurs méthodes de charge existent, nous pouvons citer : charge à courant constant, charge à tension constante, et charge rapide.

d. L'auto décharge :

Même lorsque la batterie ne débite pas, sa capacité a tendance à diminuer lentement. Cet effet est connu sous le nom d'auto décharge. Celle-ci peut résulter de plusieurs causes [Del 98]. En premier lieu, la densité d'acide diminue au cours du temps pour des batteries non hermétiques. Elle est principalement due à la présence de petites impuretés métalliques sur les électrodes, conduisant à la formation de micro piles et la génération d'un faible courant interne.

e. La durée de vie de la batterie :

La durée de vie d'une batterie solaire s'évalue en nombre de cycles de charge/décharge qu'elle est capable de supporter. La durée de vie moyenne des batteries de tous types a considérablement augmentée lors des deux dernières décennies grâce à l'utilisation de nouvelles technologies de fabrication et à l'emploi de nouveaux matériaux : utilisation du polypropylène pour les enveloppes externes, meilleure étanchéité de l'enceinte, alliages plus résistants à la corrosion, meilleure gestion de la batterie et bien d'autres encore.

- Parmi les technologies des batteries on trouve les batteries : Plomb-acide, nickel-cadmium (Ni-Cd), Lithium-ion, Nickel-hydrure métallique ou Ni-MH, Nickel-Zinc...

➤ La batterie au plomb acide se distingue des autres types de batteries et cela pour les avantages suivant :

- Faible coût ;
- Un bon rendement ;
- Un Meilleur compromis en terme de coût / performance / entretien ;
- Sa durée de vie ;
- Caractéristique électrochimique favorable ;
- Une large disponibilité ;
- Entretien faible ou nul ;
- Bonne tenue aux températures extrêmes.

III.2 Modèle électrique de la batterie

Comme la batterie joue un rôle important en termes de stockage dans les installations photovoltaïques, elle devrait avoir un bon modèle, représentant son comportement réel. Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment.

III.2.1 Modèle idéal de la batterie :

Dans ce modèle la batterie est représentée par une simple source de tension comme un circuit équivalent et les paramètres internes sont ignorés.



Figure III.2 : Modèle idéal batterie.

III.2.2 Modèle simplifié de la batterie :

Ce modèle peut prévoir et stocker l'énergie, il ne tient pas compte des variations de l'impédance interne de la batterie en fonction de l'état de charge, de la température et de la durée de vie. Ce modèle est applicable quand l'état de charge de batterie a moins d'importance [Sal 92].

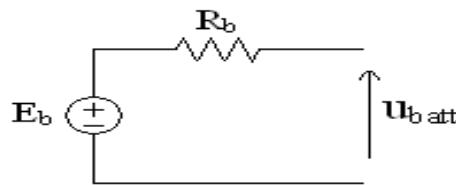


Figure III.3 : Modèle simplifié de la batterie.

III.2.3 Modèle modifié de la batterie :

Ce modèle amélioré de la batterie est basé sur la configuration donnée sur la figure (III.3). Dans cette modèle, l'état de charge est pris en considération, la tension E_b et la résistance interne R_b sont fonction de l'état de charge.

$$E_b = E_o - K \cdot EDC \quad (\text{III.1})$$

$$R_b = R_{oc} - K_R \cdot EDC \quad (\text{III.2})$$

Tell que:

E_o = tension en pleine charge. R_{oc} = résistance interne de batterie initiale calculée quand la batterie est complètement chargée. EDC = Etat de charge, K et K_R = sont des coefficients qui peuvent être calculés expérimentalement.

III.2.4 Le modèle RC de la batterie

Ce modèle comprend une fem E_0 modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_{bat}) et une résistance interne (R_s) [Cha 00].

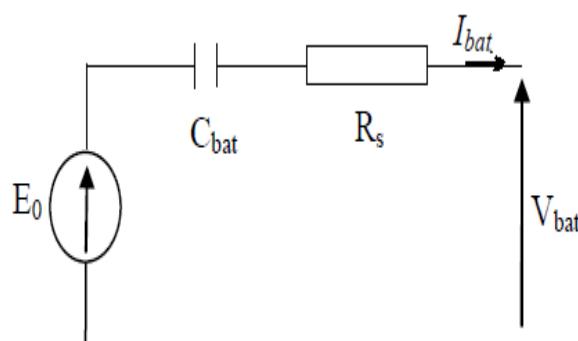


Figure III.4: Modèle RC de la batterie.

- La tension de batterie est donnée par :

$$V_{batt} = E_0 - R_s \cdot I_{batt} - V_{cbatt} \quad (\text{III.3})$$

- On définit également l'état de charge (EDC) de la batterie par :

$$EDC(\%) = 100 \cdot (1 - \frac{Q}{C_{batt}}) = 100 \cdot (1 - \frac{I_{batt} \cdot t}{C_{batt}}) \quad (\text{III.4})$$

C_{batt} : la capacité (Ah) nominale de la batterie ;

Q : la quantité de charge manquante par rapport à C_{batt} ;

III.2.5 Modèle de CIEMAT :

Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la figure (III.5), la batterie est décrite par une source de tension et sa résistance interne variable [Oul 07].

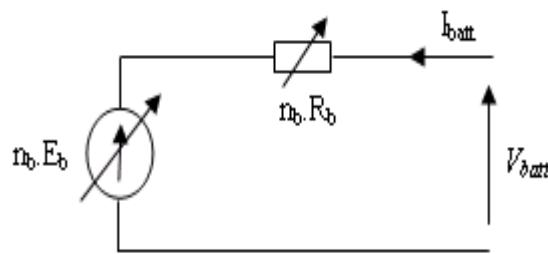


Figure III.5 : Schéma électrique équivalent d'une batterie de n éléments.

Pour un nombre de cellules n_b , les équations de la tension de charge et de décharge de la batterie sont données par les relations suivantes :

- **Equation de la tension de charge :**

$$\begin{aligned} V_{batt_c} &= n \cdot [2 + 0.16 \cdot EDC] \\ &+ n \cdot \frac{I_{batt}}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + I_{batt}^{1.2}} + \frac{0.27}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.036 \right) \cdot (1 - 0.0025 \cdot \Delta T) \end{aligned} \quad (\text{III.5})$$

- **Equation de la tension de décharge :**

$$V_{batt_c} = n.[1.965 + 0.12.EDC]$$

$$-n \cdot \frac{|I_{batt}|}{C_{10}} \left(\frac{4}{1+|I_{batt}|^{1.2}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) \cdot (1 - 0.007 \cdot \Delta T) \quad (\text{III.6})$$

- **La capacité de la batterie :**

$$\frac{C_{batt}}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 \cdot \left(\frac{\bar{I}}{I_{10}} \right)^{0.9}} \cdot (1 + 0.005 \cdot \Delta T) \quad (\text{III.7})$$

La capacité C_{batt} sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie. Ce dernier est formulé en fonction de la quantité de charge manquante (Q).

- **Exemple :** Simulation du modèle de CIEMAT, la batterie est composée de 24 accumulateurs électrochimiques de 2V en séries. La caractéristique de constructeur nous donne pour un élément une capacité C_{10} (C_{10} est la capacité en Ah de la batterie en régime de décharge à courant constant I_{10} durant 10h : $C_{10} = 10 \cdot I_{10}$) de 92 Ah et une résistance interne variable. ΔT est l'échauffement de l'accumulateur par rapport à une température ambiante qui est égale à 25°C.

❖ Influence de la température sur la capacité de batterie :

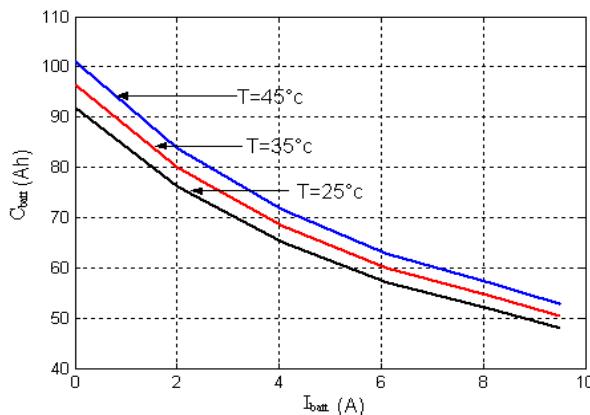


Figure III.6 : Influence de la température sur la capacité.

La capacité augmente avec la température de l'élément. Ce fait s'explique d'une part, par l'augmentation du coefficient de diffusion des solutions d'acide sulfurique, d'autre part par la baisse de la résistivité de l'électrolyte pour les concentrations généralement employées. Inversement, en basse température, la capacité disponible est nettement moins importante.

- ❖ **Résistance interne:** Le deuxième terme de l'équation de tension représente la résistance interne de la batterie, elle est directement liée à l'état de charge de l'accumulateur.

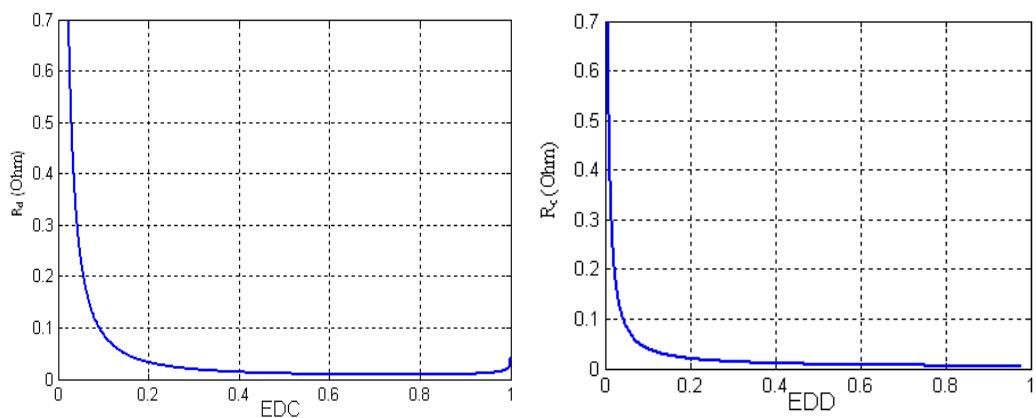


Figure III.7 : Resistance de la batterie (décharge) et (charge).

- ❖ **Influence de la température sur l'état de charge et de décharge de la batterie:**

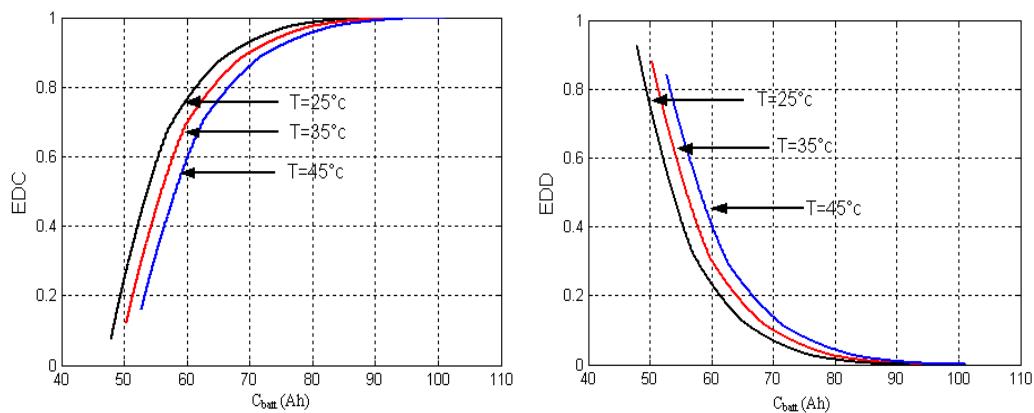


Figure III.8 : Influence de la température sur l'état de charge et de décharge.

❖ **Influence de la température sur la tension de la batterie:**

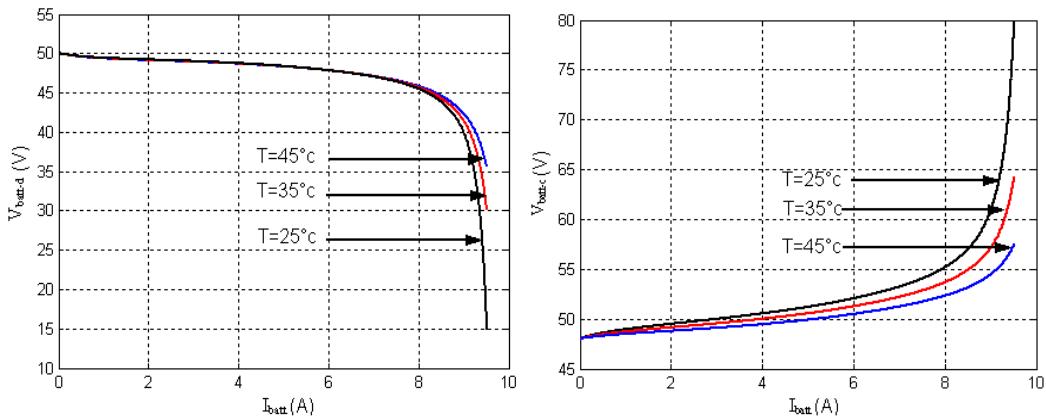


Figure III.9 : Influence de la température sur la tension de décharge et de charge.

❖ **Influence de temps de charge et de décharge de la batterie:**

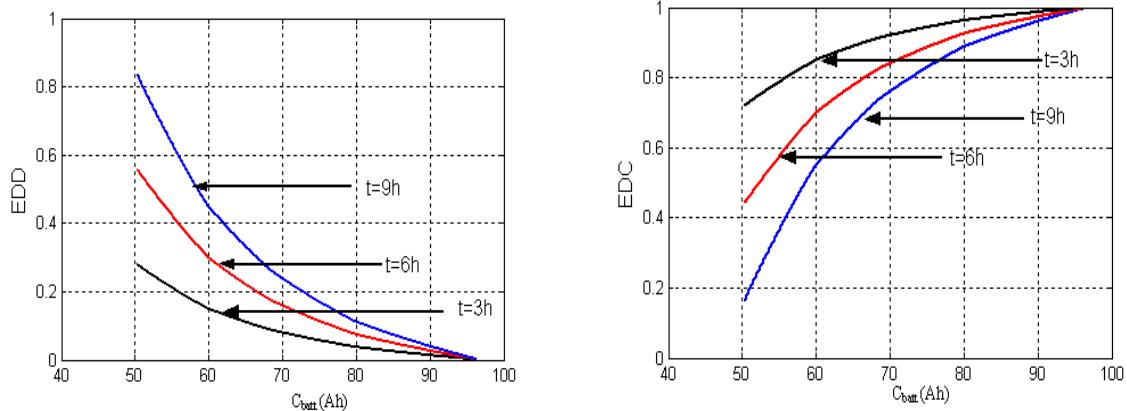


Figure III.10 : Influence du temps sur l'état de décharge et de charge.

III.3 Dimensionnement d'un système photovoltaïque avec batterie :

L'efficacité de toute installation électrique dépend fondamentalement de la rigueur de son dimensionnement et de son utilisation car il influe directement sur le coût et les performances d'une installation. Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance du générateur photovoltaïque et la capacité de la batterie, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Les étapes suivantes permettent de dimensionner un système photovoltaïque [Lab 03]:

III.3.1 Estimation des besoins d'électricité (Wh/j)

La consommation électrique journalière (ou besoin journalier (B_j) en (Wh/j)) est donnée par le produit de la puissance nominale de la charge (W) et du nombre d'heure d'utilisation journalière (h/j).

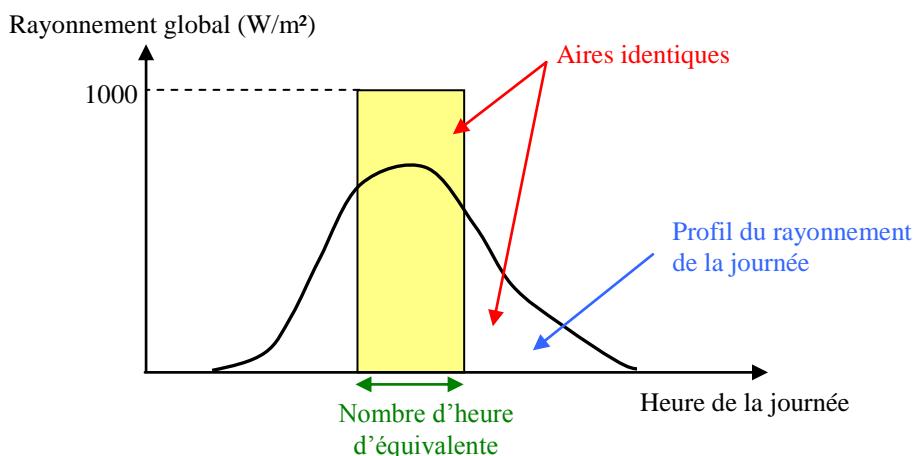
$$B_j = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot t_i)$$

III.3.2 Estimation de l'ensoleillement :

L'ensoleillement est toujours choisi durant la période de l'année la moins ensoleillée. Pour calculer l'énergie solaire journalière, on assimile l'énergie produite pendant une journée d'ensoleillement au produit du rayonnement instantané 1000W/m² par un certain nombre heures appelé nombre heures d'équivalentes. L'énergie solaire journalière est exprimée en (kWh/m².j) ou en heure de plein ensoleillement. (heures/j \times 1000W/m²).

$$E_{sol} = N_{eq} \times 1000$$

N_{eq} : nombre d'heure équivalente d'ensoleillement dans les conditions STC [h/j].



Remarque : Il faut noter qu'il faut une bonne orientation des panneaux PV. L'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à la règle vers l'équateur. Ce qui donne une orientation vers le Sud dans l'hémisphère Nord et une orientation Nord dans l'hémisphère Sud.

III.3.3 Calcul de la puissance du champ photovoltaïque

La puissance du champ photovoltaïque est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv,tot}[W] = \frac{B_j[Wh/j]}{N_{eq}[h/j].C_p} \quad (\text{III.8})$$

Avec :

E_{sol} : Nombre d'heures par jour d'exposition aux conditions STC.

C_p : Coefficient de pertes qui est dû aux pertes par salissure du panneau photovoltaïque (neige, sable), pertes aux niveaux du régulateur et du câblage ainsi que l'efficacité énergétique des batteries. En règle générale on retrouve des pertes de 5 à 1% ($C_p=0.9$ à 0.95).

Le nombre de panneaux photovoltaïques est calculé par le rapport de la puissance PV totale et de la puissance PV unitaire ($P_{pv,u}$), et on prend le rapport entier par excès:

$$N_{pv} = Ent\left[\frac{P_{pv,tot}}{P_{pv,u}}\right] \quad (\text{III.9})$$

- **Tension de fonctionnement :**

La tension du champ photovoltaïque dépend du type d'application, de la puissance photovoltaïque du système et de la disponibilité des matériaux (modules et récepteurs). Le tableau suivant indique la tension adaptée au générateur PV.

Puissance du champ photovoltaïque	0-500Wc	500-2KWC	2-10KWC	> 10KWC
Tension recommandée	12VDC	24VDC	24VDC	> 48VDC

Tableau(III.1) : Tensions recommandées pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leurs puissances.

III.3.4 Calcul de la capacité des batteries de stockage

Le dimensionnement des batteries requiert une attention particulière afin de diminuer le coût global du système. La capacité de stockage requise se calcule suivant cette équation :

$$C_{bat,tot}[Ah] = \frac{B_j[Wh/j].N_{ja}[j]}{P_{dd}\eta_{bat}.U_{bat}[V]} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

N_{ja} : le nombre de jours d'autonomie.

P_{dd} : la profondeur de décharge de la batterie.

η_{bat} : le rendement énergétique des batteries

U_{bat} : La tension de fonctionnement de la batterie.

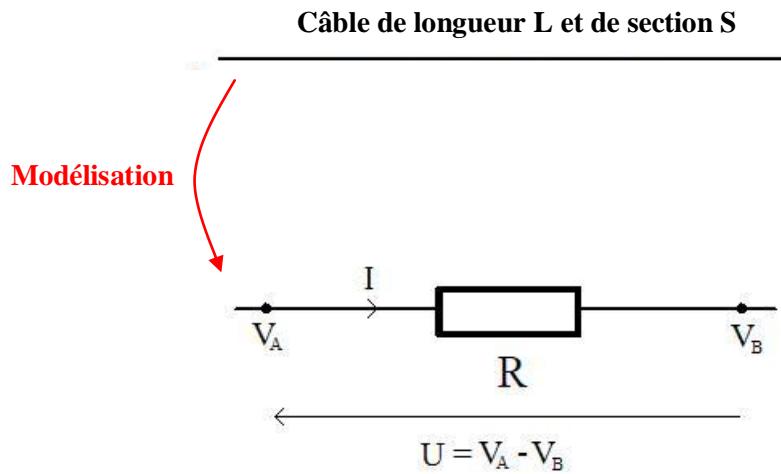
Le nombre de batteries est calculé par le rapport de la capacité totale des batteries et de la capacité unitaire de batterie ($C_{bat,u}$), et on prend le rapport entier par excès:

$$N_{bat} = \text{Ent} \left[\frac{C_{bat,tot}}{C_{bat,u}} \right] \quad (\text{III.11})$$

III.3.5. Dimensionnement des câbles DC :

Il est nécessaire de limiter la longueur des liaisons entre le champ photovoltaïque et les récepteurs. Pour limiter les pertes en ligne sous forme thermique dues à l'effet joule qui va causer des chutes de tension. Le guide de l'UTE C15-712 relatif aux installations photovoltaïques indiquent que la chute de tension dans la partie DC devra être inférieure à 3%, idéalement 1%. Cela signifie :

$$\varepsilon = \frac{V_A - V_B}{V_A} < 0.03 \quad (\text{III.12})$$



Donc :

$$\varepsilon = \frac{U}{V_A} = \frac{R \cdot I}{V_A} = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{S \cdot V_A}$$

Dans la pratique, la longueur des câbles est connue. On calcule alors la section de ceux-là sous la contrainte d'une chute de tension maximale de 3 %. Ainsi, la section des câbles se calcule par la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\varepsilon \cdot V_A} \quad (\text{III.13})$$

Avec :

- R : résistance du câble (Ohm)
- ε : chute de tension
- ρ : résistivité linéaire du conducteur constitutif du câble (Ohm \times m)
- I : intensité de courant (Ampère)
- S : section du câble (m^2)
- L : longueur du câble (m)

III.4 Dimensionnement d'un système photovoltaïque sans batterie :

Le dimensionnement de ce genre de système diffère de celui d'un système avec batterie. La dimension du champ photovoltaïque est déterminée par la nécessité d'assortir l'alimentation avec la demande d'énergie. En outre, il n'y a pas lieu de se préoccuper de la batterie. Les étapes de conception sont les suivantes :

- Définir les conditions du site.
- Faire l'estimation de la charge.
- Dimensionner le champ et les appareils conditionneurs de l'énergie sans tenir compte du rendement de batterie.

Comme il n'y a pas de batterie, le champ doit être dimensionné de façon à satisfaire à la charge pour les conditions d'ensoleillement les plus faibles. Le facteur d'utilisation nominal sera égal au nombre d'heures de soleil maximum durant le mois d'exploitation où l'ensoleillement est le plus faible.

IV. Applications des systèmes photovoltaïques

IV.1 Electrification hybride (photovoltaïque-éolienne) :

Ce système hybride de production d'énergie électrique est celui qui combine et exploite deux sources d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolienne) pour la production de l'énergie, comme représenter sur la figure (IV.1).

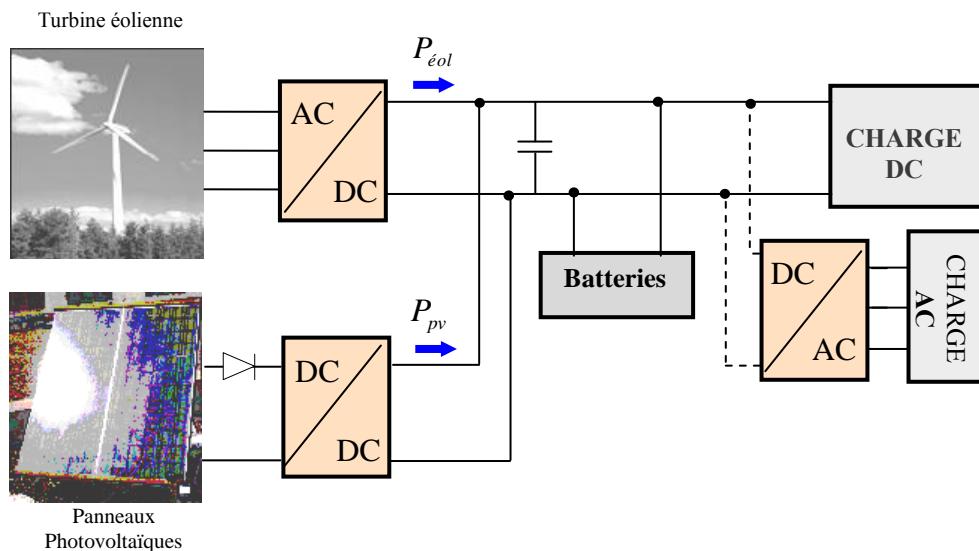


Figure IV.1 : Structure de la chaîne hybride (éolienne, photovoltaïque).

Le système hybride comprend, un sous système photovoltaïque avec un convertisseur DC/DC qui permet de rattraper à chaque fois le point de puissance maximale. Une turbine éolienne qui assure la conversion de l'énergie du vent en électricité. Les deux sources d'énergie sont reliées à un bus continu. Le stockage est assuré par des batteries. La charge à alimenter peut être continu ou alternative branchée à travers un onduleur.

Dans ce type de système, la maîtrise du dimensionnement de ses différents constituants est nécessaire, optimiser le calcul de la taille des générateurs : photovoltaïque, éolienne et de la capacité des batteries de stockage [Lal 09]. Le dimensionnement d'une installation est organisé de la façon suivante :

- Détermination du profil de charge des consommateurs.
- Dimensionnement du générateur photovoltaïque et éolien.
- Dimensionnement des batteries de stockages.

IV.1.1 Dimensionnement du système hybride de production d'énergie électrique :

- **Calcul de l'énergie photovoltaïque :**

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur un plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par :

$$E_{pv} = \eta_{gen} \cdot A_{pv} \cdot G_{in} \quad (\text{IV.1})$$

Avec :

A_{pv} : la surface totale du générateur photovoltaïque.

η_{gen} : le rendement du générateur photovoltaïque.

G_{in} : l'irradiation solaire sur plan incliné.

- **Calcul de l'énergie éolienne:**

La puissance contenue sous forme d'énergie cinétique, P_v (W), dans le vent est exprimée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_t \cdot v_v^3$$

Avec :

A_t : la surface traversée par le vent.

ρ : la densité de l'air (1.225 Kg/m³)

V_v : la vitesse du vent.

Le générateur éolien ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance du vent et qui représente la puissance produite par le générateur éolien P_t .

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_{pt} \cdot \rho \cdot A_t \cdot v_v^3$$

Avec :

C_{pt} : Coefficient de puissance.

L'énergie produite par le générateur éolien pendant une période Δt est exprimée par :

$$E_t = P_t \cdot \Delta t \quad (\text{IV.2})$$

IV.1.2 Détermination de la taille des systèmes photovoltaïque et éolien :

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée : $E_{pv,m}$ (kWh/m^2) pour le photovoltaïque et $E_{t,m}$ (kWh/m^2) pour l'éolien et $E_{L,m}$ [kWh] représente l'énergie mensuelle demandée par la charge (où : $m=1,2,\dots,12$ représente le mois de l'année) [Elk 04].

La surface totale des générateurs ($A_{pv,tot,m}$ et $A_{t,tot,m}$) par un mois (m) nécessaire pour assurer la couverture totale (100%) de la charge ($E_{L,m}$) est exprimée par :

- Pour le générateur photovoltaïque :

$$A_{pv,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}}$$

- Pour le générateur éolien :

$$A_{t,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{éol,m}}$$

Dans un système hybride photovoltaïque/éolien, le terme de l'énergie totale produite est assez indéfini dans le sens où la contribution de chacune de ces parties n'est pas déterminée.

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimente la charge est exprimé en fonction de leurs surfaces ($A_{pv,h,m}$ et $A_{t,h,m}$) pour former le système hybride.

$$E_{pv,m} \cdot A_{pv,h,m} + E_{t,m} \cdot A_{t,h,m} = E_{L,m}$$

Avec :

$$E_{pv,m} \cdot A_{pv,h,m} = f \cdot E_{L,m}$$

$$E_{t,m} \cdot A_{t,h,m} = (1-f) \cdot E_{L,m}$$

Où : f représente la fraction de la charge alimentée par le générateur photovoltaïque et (1-f) celle alimentée par le générateur éolien.

- f=1 : indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque.
- f=0 : indique que la totalité de la charge est alimentée par la source éolienne.

Le calcul de la taille du générateur photovoltaïque et éolien dans le cas où la production se fait par les deux générateurs photovoltaïque et éolien (système hybride) ($A_{pv,h}$ et $A_{t,h}$) est établie à partir des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution mensuelle ($\overline{E_{pv}}$ et $\overline{E_t}$). La charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle $\overline{E_L}$.

$$A_{pv,h} = f \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{pv}}} \quad (\text{IV.3})$$

$$A_{t,h} = (1-f) \cdot \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_t}} \quad (\text{IV.4})$$

Le nombre de générateurs photovoltaïques et éolien à retenir, se calcul selon la surface de l'unité du système ($A_{pv,u}$, $A_{t,u}$) en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{pv} = ENT\left[\frac{A_{pv,h}}{A_{pv,u}}\right] \quad (\text{IV.5})$$

$$N_t = ENT\left[\frac{A_{t,h}}{A_{t,u}}\right] \quad (\text{IV.6})$$

IV.1.3 Détermination de la taille des batteries:

La capacité des batteries de stockage est déterminée à partir de la charge demandée maximale, $E_{L,m,max}$ (charge mensuelle maximale), elle est exprimée par :

$$C_{batt,tot} = \frac{E_{L,m,max}}{\eta_{bat} \cdot U_{bat} \cdot P_{dd} \cdot N_m} \cdot N_{ja} \quad (\text{IV.7})$$

Avec :

N_{ja} : le nombre de jour d'autonomie.

P_{dd} : la profondeur de décharge de la batterie.

η_{bat} : le rendement énergétique des batteries

U_{bat} : La tension de fonctionnement de la batterie.

N_m : le nombre de jours du mois qui présentent la charge maximale.

Le nombre de batteries à retenir est déterminé à partir de la capacité d'une unité de batterie $C_{batt,u}$, comme pour le cas des surfaces des générateurs photovoltaïques en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{batt} = ENT\left[\frac{C_{batt,tot}}{C_{batt,u}}\right] \quad (\text{IV.8})$$

IV.2 Le pompage photovoltaïque :

L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau. Cependant, bien qu'existant en quantité abondante, seule une petite portion de cette eau est réellement disponible pour la consommation humaine ou animale. Les eaux salées des mers et des océans représentent près de 97% du volume total d'eau de notre planète, et une grande partie des 3% restants se trouve bloquée sous forme de neiges, de glaciers ou d'eaux souterraines profondes.

Pour être ramenées en surface, les eaux souterraines ont besoin d'être pompées. Par conséquent, la nécessité d'une pompe et donc d'une source fiable d'énergie comme le photovoltaïque s'impose.

- Le pompage photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie [Roy 98].

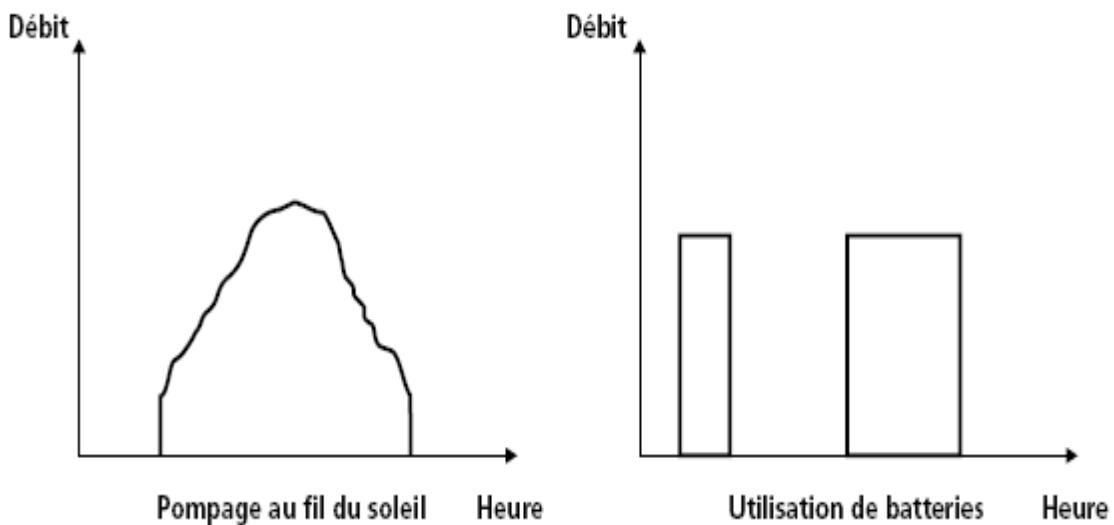


Figure IV.2 : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie

- **Le pompage au fil du soleil :** Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin.
 - + Permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable.
 - + Moins coûteux qu'un système avec batterie.
- **Le pompage avec batterie :** permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe.
 - + Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée.
 - l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.
 - l'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système.

IV.2.1 Les différentes pompes utilisées dans les systèmes de pompages:

Les pompes à eau sont habituellement classées selon :

- Leur principe de fonctionnement : soit de type **centrifuge** ou **volumétrique**.
- Emplacement physique de la pompe : par rapport à l'eau pompée la pompe à **aspiration** et la pompe à **refoulement**.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9.8 mètre (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau.

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface ; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur.

- **Les pompes centrifuges :**

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes, c'est une partie de cette énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse.

Les caractéristiques des pompes centrifuges :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage, la pompe tourne même par très faible ensoleillement, mais il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tuyau d'amenée d'eau.
- La puissance absorbée est bien adaptée aux modules photovoltaïques, fournissant un bon rendement global.

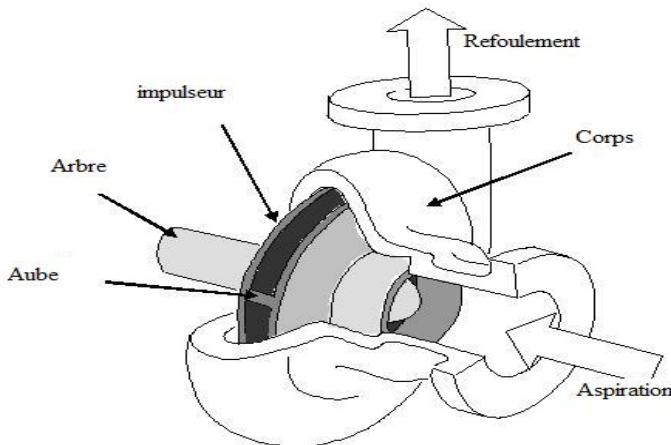


Figure IV.3: Pompe centrifuge

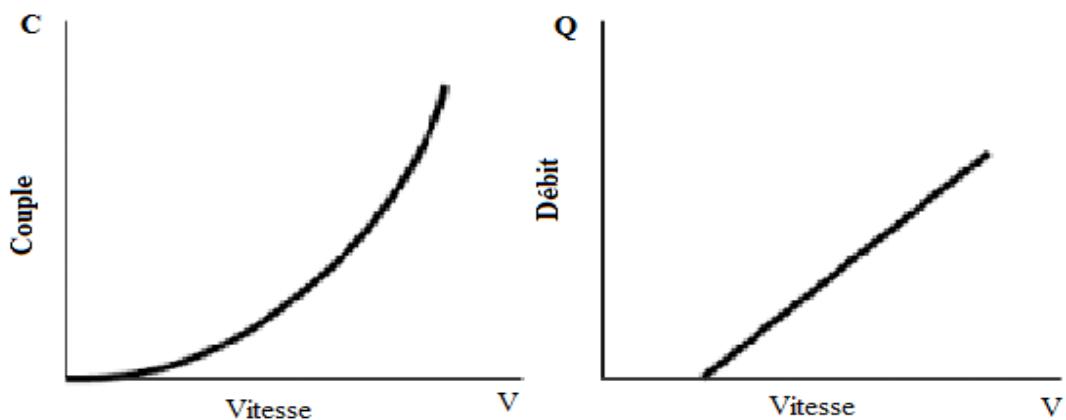


Figure IV.4 : Courbes du couple et du débit d'une pompe centrifuge.

- **Les pompes volumétriques :**

Dans ces pompes, le fluide est mis en mouvement par une variation du volume qui le contient. Les pompes volumétriques sont de deux sortes, les pompes volumétriques alternatives (exemple : pompe à piston, à membranes, etc.) et les pompes volumétriques rotatives (pompe à vis, etc.)

Leurs principaux atouts sont les suivants :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à $5 \text{ m}^3/\text{h}$) et aux grandes hauteurs.
- Elles ont de bons rendements, et les pompes de surface sont à auto-amorçages.

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I=f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable.

Pour palier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système.

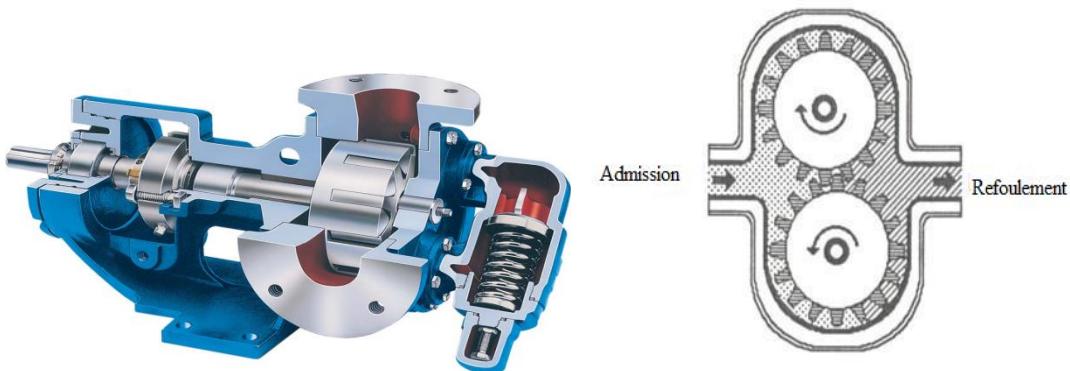


Figure IV.5 : Pompe volumétrique.

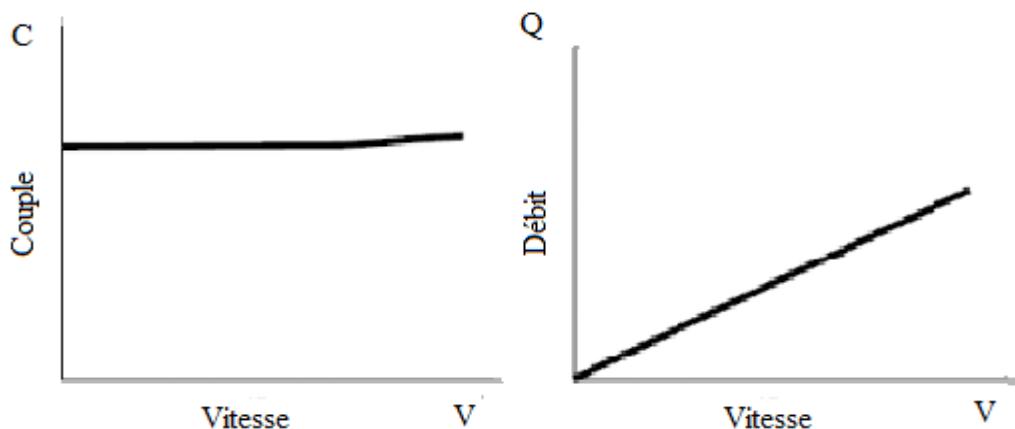


Figure IV.6: Caractéristiques d'une pompe volumétrique

IV.2.2 Les différents moteurs utilisés dans les systèmes de pompages :

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif.

IV.2.3 Quelques définitions [Roy 98]:

- **Débit :** Le débit (**Q**) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en [m^3 /jour].
- **Hauteur manométrique totale :** La hauteur manométrique totale (**HMT**) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement.

L'expression de la hauteur manométrique totale (HMT) est donnée par le modèle de Pleider-Peterman :

$$HMT = a_0\omega - a_1\omega Q - a_2Q^2$$

Avec : a_0 , a_1 , a_2 : des coefficients constants donnés par le constructeur.

La HMT peut être aussi calculée comme suit :

$$HMT = H_g(1 + P_c)$$

où

Hg = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (**H_r**+**N_d**). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, **H_g** sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

Pc = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (**D**), de leur diamètre (**d_c**) et du débit de la pompe (**Q**) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale.

- **Niveau statique :** Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.
- **Niveau dynamique :** Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage **à un débit donné**. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.
- **Rabattement :** La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement R_m .

La figure suivante montre les différentes données de base d'un système de pompage.

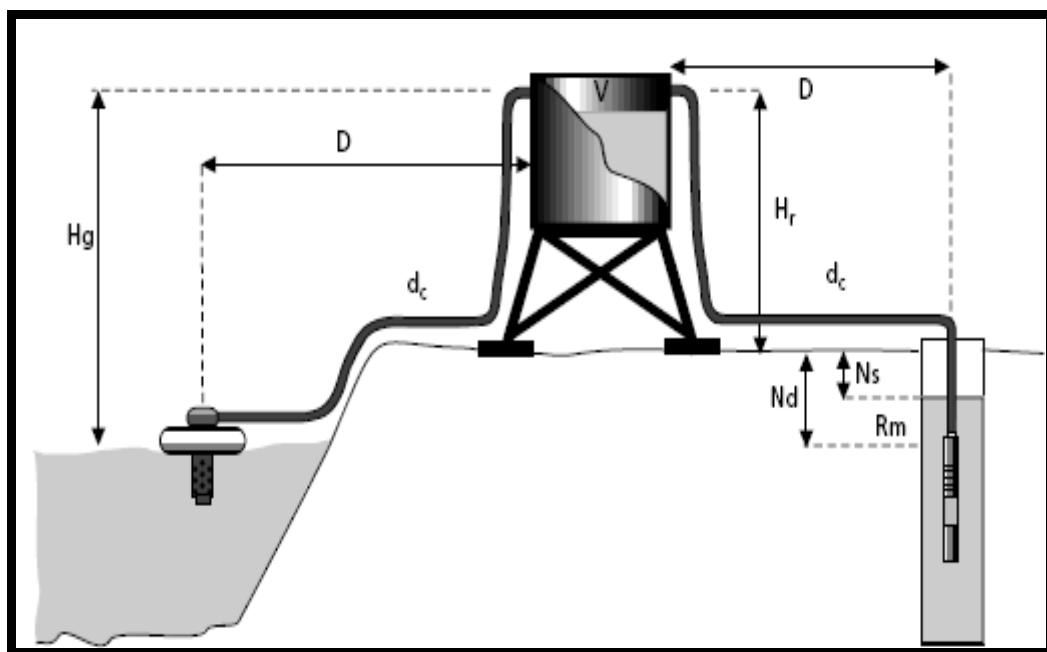


Figure IV.7: Données de base d'un pompage.

IV.2.4 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque :

Le dimensionnement d'un tel système est organisé de la façon suivante :

- Estimation de la charge.
- Définition des conditions du site.
- Dimensionnement du champ photovoltaïque.

a. Estimation de la charge :

Il faut choisir ou définir la charge, c'est-à-dire :

- Déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximale.
- Mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.
- Choisir un type et une puissance de pompe capable de remplir les conditions requises.

L'énergie quotidienne requise se calcule comme suit:

$$E_{ch}[KWh] = \frac{C_H \cdot Q \cdot HMT}{\eta_{mp}} \quad (\text{IV.9})$$

Avec :

C_H : la constante hydraulique.

Q : débit journalier.

η_{mp} : rendement du groupe moteur pompe.

b. Définition des conditions du site :

Il faut recueillir les données d'ensoleillement du site puis choisi le mois où l'ensoleillement est le plus faible et les besoins en eau sont au maximum.

c. Dimensionnement du champ photovoltaïque :

Le calcul de la puissance du champ photovoltaïque est donné par l'équation suivante :

$$P_{pv,tot}[W] = \frac{E_{ch}}{N_{eq} \cdot C_p} \quad (\text{IV.10})$$

Avec :

N_{eq} : Nombre d'heures par jour d'exposition aux conditions STC.

C_p : Coefficient de pertes

IV.3 Le chauffe-eau solaire :

Produire de l'eau chaude, chaque jour, grâce à l'action de la lumière du soleil et la stocker pour la journée et la nuit dans un réservoir étanche et isolé (le ballon), c'est le principe fondamental du chauffe-eau solaire. Pour cela on utilise des panneaux sur lesquels, la source primaire d'énergie, le soleil, va rayonner et faire éléver la température du liquide qui circule dans ce qu'on appelle, l'absorbeur. Lorsque le fluide est plus chaud que l'eau stockée dans le ballon, le fluide va se mettre à circuler et ainsi transmettre l'énergie emmagasinée.

IV.3.1 Les capteurs solaires thermiques plans

Ce type de capteur se présente sous forme de caissons de différentes dimensions ou sous forme d'éléments séparés à intégrer directement dans l'architecture des bâtiments.

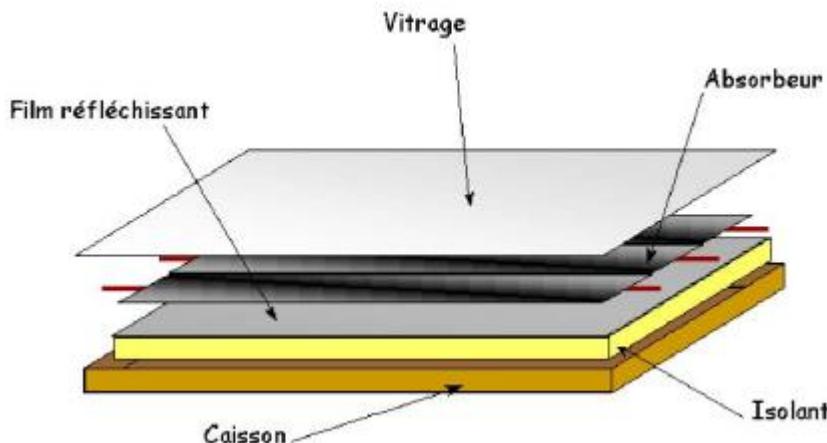


Figure IV.8 : Capteurs solaires thermiques

- **L'absorbeur :** Pour améliorer le rendement des capteurs, les absorbeurs sont recouverts d'un revêtement qui sont de couleur noire afin d'absorber le rayonnement solaire au maximum.
- **Le vitrage :** Le vitrage a pour fonction de laisser passer le maximum du rayonnement solaire et d'éviter les déperditions de chaleur vers l'extérieur lors de la montée en température de l'absorbeur.

➤ Principe de fonctionnement :

Une partie du rayonnement qui arrive sur le vitrage traverse celui-ci pour atteindre l'absorbeur. Ce dernier s'échauffe et transmet la chaleur au fluide caloporteur qui circule dans les tubes. L'isolant a pour fonction de limiter les déperditions thermiques

avec l'extérieur. En effet, le maximum d'énergie doit être transmis au fluide, il faut donc limiter les pertes avec l'environnement proche [Let 07].

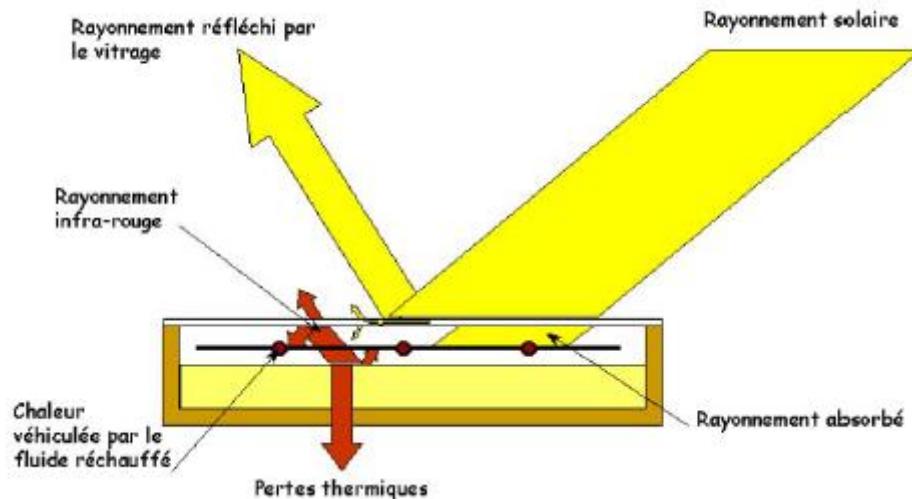


Figure IV.9 Rayonnement sur capteur solaire.

La puissance utile P_u que l'on peut récupérer d'un capteur solaire dépend de nombreux paramètres, à savoir :

- **Les paramètres extérieurs** : l'irradiation solaire incidente sur le plan du capteur (E_s), la température moyenne du capteur (T_m), la température extérieure (T_e)
- **Les paramètres définissant le capteur** : le facteur optique du capteur noté (β), qui est le rapport entre l'ensoleillement absorbé par l'absorbeur et l'ensoleillement incident sur le vitrage et le coefficient de déperditions thermiques (K)

➤ La puissance utile est donnée par :

$$P_u = \beta \cdot E_s - K(T_m - T_e) \quad (\text{IV.11})$$

➤ Le rendement d'un capteur est donné par :

$$\eta = \beta - K(T_m - T_e) / E_s \quad (\text{IV.12})$$

IV.4 La climatisation solaire :

La climatisation solaire désigne l'ensemble des moyens de production de froid en utilisant comme ressource énergétique primaire l'énergie solaire afin de refroidir un bâtiment. La climatisation s'effectue soit en récupérant l'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques soit la chaleur solaire récupérée grâce à des capteurs solaires thermiques,

IV.4.2 Avantages et inconvénients de la climatisation solaire :

La climatisation solaire présente les avantages et les inconvénients suivent :

- + La climatisation solaire offre une solution d'énergie propre et gratuite.
- + Les fluides frigorigènes dans la climatisation solaire sont totalement inoffensifs et non polluant.
- + Synchronisation idéale entre la demande frigorifique et le gisement solaire
- + Efficaces et silencieuses, ces technologies ont une durée de vie plus longue que les systèmes de climatisation classique.
- le système ne fonctionne qu'en journée, ils sont donc plutôt conseillés pour le tertiaire (bureaux, administrations).
- Le coût de l'installation qui est encore chères car les technologies sont en phase de développement.

IV.5 Dessalement de l'eau de mer :

Une des solutions pour pallier le manque d'eau potable sont les stations de dessalement. C'est un processus qui permet de supprimer le sel de l'eau salée ou saumâtre pour le rendre potable.

IV.5.1 Généralités sur le dessalement :

Compte tenu de la situation actuelle de pression démographique et de réchauffement climatique, le dessalement est une technique intéressante au vu de l'abondance de la matière première : l'eau de mer et les eaux saumâtres. On assiste d'ailleurs à une très forte augmentation (+10% par an) du volume d'eau produit par dessalement, il est actuellement autour de 45 millions m³/jour. Les usines de dessalement se multiplient dans de nombreux

pays (Algérie, Libye, pays du golfe) mais aussi dans les pays d'Europe du sud (Espagne, Italie) et aux États-Unis.

- **L'eau de mer :**

La caractéristique la plus importante des eaux de mer est leur salinité, c'est-à-dire leur teneur globale en sels. La salinité moyenne de l'eau de mer est de l'ordre de 35 g/l, cependant cette valeur varie fortement selon les régions: Mer Baltique: 7g/l, Mer méditerranée : 36 à 39 g/l, Golfe Persique : 40 à 70 g/l, Mer morte : 270 g/l.

- **Les eaux saumâtres :**

On appelle eau saumâtre une eau salée non potable de salinité inférieure à celle de l'eau de mer. Elles contiennent entre 1 et 10 g/l. Ce sont parfois des eaux de surface mais le plus souvent des eaux souterraines qui se sont chargées en sels en traversant les sols. Leur composition dépend donc de la nature des sols traversés.

- Le dessalement, présente des inconvénients par rapport au coût énergétique et de l'installation qui reste encore élevé. Le captage de l'eau de mer peut modifier les flux maritimes ainsi que la faune et la flore et le rejet des saumures concentrées au double de la salinité naturelle en mer ou injectées dans le sol peut perturber le font marin.

IV.5.2 Dessalement grâce aux énergies renouvelables

- **Distillateur solaire direct**

Le distillateur solaire nécessite de l'énergie thermique pour assurer le chauffage de l'eau salée, cette énergie est obtenue dans les cas d'un accouplement solaire, par des capteurs solaires plans ou à concentration. Mais compte tenu de sa faible productivité et son coût de production élevé, cette technique est réservée aux installations de petite taille et loin de toute autre source d'énergie.

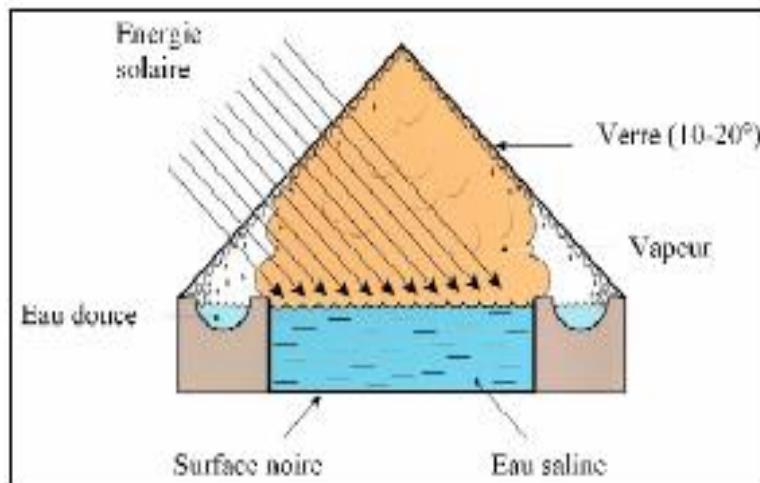


Figure IV.11 : Distillateur solaire direct.

- L'Algérie a construit 13 usines de dessalement en 2011 un peu partout sur son territoire et projette de construire 43 usines pour 2019 dont l'une des plus grandes usines de dessalement d'eau de mer au monde à El-Magtaâ dans la wilaya d'Oran. Cette installation a une capacité de production de 500.000 mètres cubes par jour. C'est la plus grande station du monde inaugurée en novembre 2014.

Références bibliographiques

- [Abo 05]: Abou El-Matty Metwally Aly Abd El-Aal. Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system , Thèse de doctorat de l'Université de Kassel, Germany,2005.
- [Ast 99] : S.Astier, B.Dakyo, Les systèmes photovoltaïques autonomes non embarqués pour la production d'énergie électrique, Journées EEA, Paris(France) janvier1999.
- [Del 98] : F. Delfosse, Détermination de l'état de charge des batteries d'un véhicule électrique, mémoire d'ingénieur civil électricien et mécanicien, université de Liège, Belgique 1998.
- [Elk 04] : A.ElKhadimi, L.Bchirat A.Zeroual, Dimensionnement et optimisation technico- économique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque – éolien avec système de stockage, Revue des Energies Renouvelables, Vol.7, pp : 73-83, 2004.
- [Ger02] : O.Gergaud, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolienne et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur,Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de cachant, France, 2002.
- [Iss 08]: R. Issad, Etude du contrôle direct du couple de la machine asynchrone alimentée par un générateur photovoltaïque. Mémoire de magister, Université de Bejaïa, 2008.
- [Lab 03] : A.Labouret, M.Villoz, Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel), édition DUNOD, août2003, Paris(France).
- [Lal 05]: Lalouni. Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batterie, Mémoire de magister, Université de Bejaia, 2005
- [Lal 09] : Lalouni Sofia, Etude, commande et simulation d'une chaîne hybride (photovoltaïque-eolienne) de production d'énergie électrique, Thèse de Doctorat en Science, université de Bejaia, 2009
- [Let 07] : T.Letz, Solaire Thermique (Les capteurs solaires plans), Institut INES Education, Savoie Technolac, 2007.
- [Mar 00] : Markvard.T, Solar Electricity, Second edition, Willey, USA
- [Nik 03]: K.Nishioka, N.Sakitani, K.Kurobe, Y.Yamamoto. Y.Ishikawa ,Y.Uraoka, T.Fuyuki, Analysis of the temperature characteristics in polycrystalline Si solar cells using modified equivalent circuit model, Journal Appliquéd e physique, vol. 42, pp: 7175-7179,2003.
- [Oul 07] : Y. Ould Mohamed, A.Ould Mahmoud, I.Youm, Modélisation d'un système de stockage intégré dans un system hybride (PV/Eolien/Diesel), Revue des Energies Renouvelables, Vol.10, N°2, pp :205-214, 2007.
- [Rnc 02] : Ressources naturelles du canada, Les systèmes photovoltaïques (guide de l'acheteur), divisiondel'énergiernenouvelableetélectrique,n°M92-28/2001F,Ottawa,Canada 2002.
- [Roy 98] : J.Royer, T.Djiako, E.Schiller, B.Sada Sy, Le pompage photovoltaïque: manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA, 1998.
- [Sal 92]: Z.M. Salamah, M.a.Cascacca, W.A.Lynch, A mathematical model for lead acid batteries, IEEE Transactions On Energy Conversion,vol:7, N°1,pp:23 – 29, 1992.
- [Sal 06] : V.Salas, E.Olias, A.Barra do,A. Lazaro, Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol: 90, N°11, pp: 1555 –1578, 2006.

[Und 02]: Jones.C.P Underwood, A modeling method for building-integrated PV systems, Solar Energy Vol: 70 N°4, pp:349-359, 2002.

[Vec 05] : I. Vechiu, Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome, Thèse de doctorat de l'université du Havre, 2005.