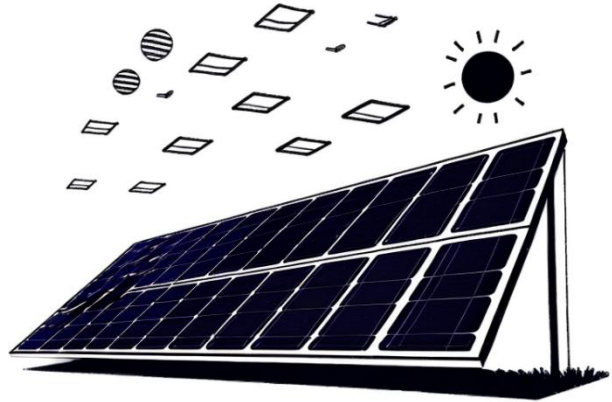


لجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة 20 اوت سكيكدة
Université de Skikda



Systemes de conversion de l'énergie photovoltaïque

*Polycopié de cours
destinée pour les étudiants de Master 1 Energie Renouvelable en Electrotechnique*



Présentée par :
Dr. Toufik Sebbagh

Préambule :

Cette polycopie de cours pédagogique est destinée en premier lieu aux étudiants de master en Energie renouvelable en électrotechnique, il traite une matière fondamentale du deuxième semestre.

La polycopie est restructurée en six chapitres, et suit le programme officiel délivré par la CPNDST. Le premier chapitre donne une introduction générale sur l'effet photovoltaïque, le deuxième chapitre traite les systèmes photovoltaïques et donne une vision sur les composants et la classification de ces systèmes ainsi que la définition des différents paramètres électriques. Le troisième chapitre décrit le système de l'électronique de puissance utilisés dans les systèmes PV. Le quatrième chapitre est destiné aux systèmes de stockage, il met l'accent sur les batteries comme étant le moyen de stockage le plus répandu dans ce domaine. Dans le cinquième chapitre, les régulateurs de charge ont été étudiés, alors que le dernier chapitre est consacré au dimensionnement des systèmes PV sans et avec stockage.

Pour la rédaction de cette polycopie, plusieurs références bibliographiques ont été utilisées et citées à la fin dans la liste des références.

Prérequis :

Notions de base sur :

- Circuit électrique,
- Physique des semi-conducteurs

Objectifs généraux:

- Connaitre le principe de conversion photovoltaïque
- Connaître les composants d'un système PV
- Savoir les caractéristiques d'un champs PV
- Connaitre les caractéristiques des batteries plomb-acide
- Apprendre comment dimensionner un système PV

SOMMAIRE

I. Chapitre 1 : Conversion photovoltaïque (PV).....	7
I.1. Historique	9
I.2. Définition.....	10
I.2.1. Etymologie	10
I.2.2. Conventionnellement :	10
I.3. Irradiation et rayonnement solaire	10
I.4. Numéro atomique	12
I.5. Diffusion (d'électrons et de trous)	13
I.6. Les semi-conducteurs	13
I.7. L'atome de Silicium	14
I.8. Les porteurs de charges	15
I.9. Mouvement des porteurs de charges.....	15
I.10. Dopage des semi-conducteurs.....	15
I.10.1. Dopage de type N	16
I.10.2. Dopage de type P.....	17
I.11. Principe de la cellule PV.....	17
I.12. Réduction des pertes de réflexions.....	18
I.13. Technologie des cellules solaires.....	19
I.13.1. 1 ^{ière} génération :	19
I.13.2. 2 ^{ième} génération :	20
I.14. Profondeur d'absorption de la lumière.....	21
I.15. Intensité lumineuse et taux de production.....	21
I.16. Circuit équivalent d'une cellule solaire	21
I.17. Influence de la température.....	23
I.18. Les grandeurs caractéristiques d'une cellule PV	25
I.18.1. Le courant de court-circuit (I_{cc}).....	25
I.18.2. Tension de circuit ouvert (V_{co}).....	25
I.18.3. Facteur de forme (FF).....	25
I.18.4. Rendement	Erreur ! Signet non défini.
I.19. Association des cellules	26
II. Chapitre 2 : Systèmes Photovoltaïques	27
II.1. Introduction	29
II.2. Constitution des champs PV	29

II.3.	Connexion série des cellules PV	30
II.4.	Connexion série des modules PV	30
II.5.	Connexion parallèle des modules PV	31
II.6.	Connexion série - parallèle des modules PV	32
II.7.	Les caractéristiques I-V et P-V.....	33
II.8.	Le facteur de forme.....	34
II.9.	Les conditions de fonctionnement.....	34
II.9.1.	Les conditions Standard de test (STC).....	35
II.10.	Effet de l'éclairement.....	35
II.11.	Effet de la température.....	35
II.12.	Température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT).....	36
II.13.	Puissance nominale sous NOCT	37
II.14.	Coefficients de température	38
II.15.	Classifications des systèmes PV	39
II.15.1.	Systèmes solaires autonomes.....	39
II.15.2.	Systèmes solaires à Injection aux réseaux.....	41
II.15.3.	Systèmes PV décentralisés connectés au réseau.....	41
II.15.4.	Systèmes PV centrales connectés au réseau	42
III.	Chapitre 3 : Les convertisseurs Statiques.....	43
III.1.	Définition et types des convertisseurs.....	45
III.2.	Convertisseur DC / DC	46
III.2.1.	Convertisseur Buck (Hacheur abaisseur) :	46
III.2.2.	Convertisseur Boost (Hacheur élévateur) :	49
III.2.3.	1.4. MPP-Tracker :	51
IV.	Chapitre 04 Systèmes de stockage	53
IV.1.	1. Systèmes de Stockage d'énergie.....	55
IV.1.1.	Stockage hydraulique (gravitational hydro pumped storage):.....	55
IV.1.2.	Stockage à air comprimé:	56
IV.1.3.	Énergie cinétique de rotation (Volants d'inertie / flywheels).....	57
IV.1.4.	Systèmes capacitifs (et supercapacitifs)	58
IV.2.Batteries Plomb – Acide	59
IV.2.1.	Fonctionnement des batteries Plomb – Acide	59
IV.2.2.	Modélisation du banc de batterie.....	60

IV.3.	Paramètres des batteries	62
IV.3.1.	Tension	62
IV.3.2.	Capacité	62
IV.3.3.	C-rate	62
IV.3.4.	Rendement	63
IV.3.5.	État de charge et profondeur de décharge.....	63
IV.3.6.	Durée de vie du cycle	64
V.	Chapitre 05 Régulateurs de charge.....	65
V.1.	Types de régulateurs de charge.....	68
V.1.1.	Régulateurs de charge shunt.....	68
V.1.2.	Régulateurs de charge série.....	69
V.1.3.	Les régulateurs de modulation de largeur d’impulsion (MLI) :	70
VI.	Chapitre 6 Dimensionnement des systèmes PV	71
VI.1.	Dimensionnement d’un système photovoltaïque avec batterie.....	73
VI.1.1.	Estimation des besoins d’électricité (Wh/j).....	73
VI.1.2.	Estimation de l’ensoleillement :	73
VI.1.3.	Calcul de la puissance du champ photovoltaïque	Erreur ! Signet non défini.
VI.1.4.	Tension de fonctionnement :	74
VI.1.5.	Calcul de la capacité des batteries de stockage	Erreur ! Signet non défini.
VI.2.	Dimensionnement d’un système photovoltaïque sans batterie :	75
VII.	Références :	76

Chapitre 1 : Conversion photovoltaïque (PV)

Prérequis

Notions de base sur :

- Circuit électrique,
- Physique des semi-conducteurs

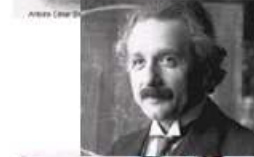
Objectifs :

- Apprendre les principes de conversion photovoltaïque
- Savoir les différentes technologies des cellules PV
- Connaître le schéma équivalent d'une cellule.
- Connaître l'architecture classique des différentes chaînes de conversion PV.

I.1.

Historique

- L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Antoine Becquerel (1788-1878) en 1839
- La première cellule solaire au sélénium fut construite en 1883 par l'américain Charles Fritts ($\eta = 1 \%$).
- Albert Einstein (1879-1955) expliqua cet effet en 1904 et reçut le prix Nobel en 1921
- Les laboratoires Bell (Charpin, Pearson et Price) présentent la première cellule au silicium le 25 avril 1954 ($\eta = 4 \%$)
- 1ère utilisation photovoltaïque dans un satellite artificiel américain Vanguard 1 en 1958 ($\eta = 9 \%$ et 0,1 W)



Historique

- 1ère application terrestre dans un phare au Japon en 1963 (242 W)
- 1ère maison photovoltaïque, Solar One, construite à l'université de Delaware au USA en 1973
- 1ère installation PV reliée au réseau électrique en Europe (TISO en Suisse) en 1982
- 1ère installation PV reliée au réseau électrique en Algérie en Juin 2004



I.2. Définition

I.2.1. Etymologie

- Le Photovoltaïque a été utilisé pour la première fois vers 1980
- Il est composé de deux parties :
 - **Photo** qui est un dérivé du mot grec « **photos /φωτος** » et signifie **lumière** ou **clarté**
 - **Volt** relatif au pionnier *Alessandro VOLTA*
- *On peut donc traduire le terme photovoltaïque étymologiquement par **électricité de la lumière***

I.2.2. Conventionnellement :

- La conversion Photovoltaïque est la conversion directe de la lumière en électricité, en utilisant des matériaux qui absorbent les photons de la lumière et libèrent les charges d'électrons.
- Elle peut être utilisée pour faire des générateurs d'électricité
- L'élément de base de ces générateurs s'appelle cellule.

I.3. Irradiation et rayonnement solaire

- L'irradiance est une quantité instantanée décrivant le flux de rayonnement solaire incident sur une surface (**kW / m²**).
- La densité du rayonnement de puissance du soleil à l'atmosphère extérieure est de **1,373 kW / m²**, mais seule une densité de pointe de **1 kW / m²** est la lumière solaire incidente finale sur la surface de la terre.
- L'irradiation mesure l'énergie de rayonnement solaire reçue sur une surface donnée dans un temps donné. C'est l'intégrale du temps de l'irradiance. Par exemple, l'irradiation quotidienne peut être donnée en kWh / m² par jour.
- Le rayonnement solaire est constitué de photons portant de l'énergie E_{ph} qui est donnée par l'équation suivante :

$$E_{ph}(J) = h \cdot \nu = h \frac{c}{\lambda} \quad (1)$$

Avec :

λ : longueur d'onde de la radiation (m)

ν : fréquence de la radiation (Hz)

C: Vitesse de la lumière ($C=3 \cdot 10^8$ m/s)

h: Constante de Planck ($h=6,62 \times 10^{-34}$ J.s)

- La répartition énergétique des différentes longueurs d'ondes du rayonnement électromagnétique du Soleil est appelée spectre solaire.

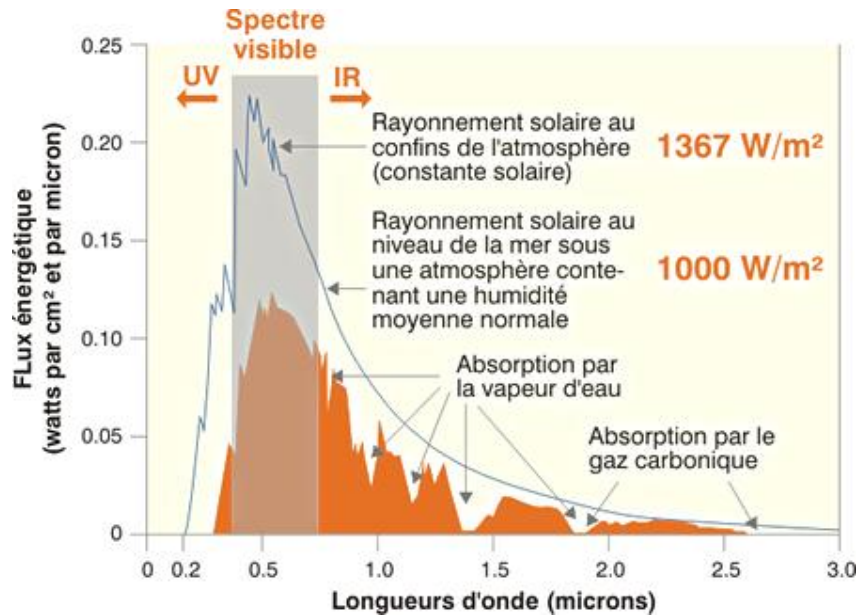


Figure 1.1 Spectre solaire

- Un atome est composé de deux parties principales : d'une part, la sphère que vous pouvez voir au milieu, et d'autre part, le nuage d'électrons, qui est le chemin aléatoire suivi par l'électron autour de l'atome. Le noyau est constitué de protons, qui ont une charge positive, et de neutrons, qui n'ont pas de charge et sont donc neutres.
- Les électrons ont une charge négative. La charge totale des électrons dans les atomes réguliers est égale à la charge totale des protons ; par conséquent, un atome régulier est neutre en charge. Les électrons se remplissent dans les orbites selon la formule $2(N)^2$, où N est le numéro de couches (orbite).

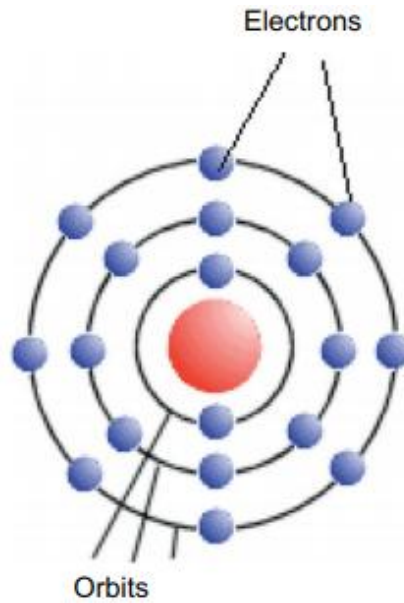


Figure 1.2 Distribution des électrons dans leur orbites

I.4. Numéro atomique

Le numéro atomique d'un élément nous donne trois informations :

- Premièrement, il nous donne la position des éléments dans le tableau périodique des éléments.
- Deuxièmement, il nous donne le nombre de protons et, enfin, le nombre d'électrons.
-

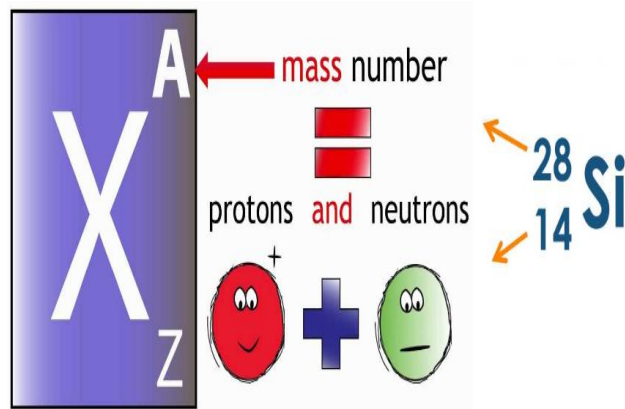


Figure 1.3 Explication du numéro atomique

L'un des concepts fondamentaux de l'électronique est la conduction. Différents matériaux conduisent un courant électrique de différentes manières. Selon leurs propriétés de conduction, ils sont classés comme suit :

- **Bon conducteur** : Il permet aux courants de le traverser librement. Ces éléments ont 1 à 2 électrons dans la dernière orbite (par exemple, des métaux tels que l'or ou le cuivre).
- **Mauvais conducteur** : il ne permet pas la libre circulation des courants ; une mauvaise conduction est également appelée isolant. Ces éléments ont 6 à 7 électrons dans la dernière orbite (par exemple, verre, bois).
- **Semi-conducteurs** : Ils ont des propriétés conductrices entre les bons et les mauvais conducteurs. Ces éléments ont 3 à 5 électrons dans la dernière orbite (par exemple, silicium, germanium).

I.5. Diffusion (d'électrons et de trous)

La diffusion est un processus par lequel les particules ont tendance à se disperser ou à se redistribuer à la suite de leur mouvement thermique aléatoire. Les particules migrent des régions à forte concentration en particules vers des régions à faible concentration en particules

I.6. Les semi-conducteurs

- Les semi-conducteurs constituent une catégorie de matériaux dont le comportement électrique se situe entre celui des conducteurs et celui des isolants. Bien qu'ils présentent, à l'état naturel, une faible concentration de charges mobiles, certains électrons peuvent acquérir suffisamment d'énergie pour participer au transport du courant électrique. Ainsi, leur capacité à conduire l'électricité demeure limitée, mais reste nettement supérieure à celle des matériaux isolants et inférieure à celle des métaux.
- Ceux sont des matériaux soit de groupe IV du tableau périodique ou de la combinaison de groupe III & V ou II & VI

- Le silicium (Si) est le matériau semi-conducteur le plus couramment utilisé car il forme la base pour les puces de circuit intégré (CI). La plupart des cellules solaires sont également à base de silicium.

I.7. L'atome de Silicium

- Le silicium (Si) (14ème élément) est un « semi-conducteur » ou un « semi-métal », qui a, à la fois, les propriétés d'un métal et d'un isolant.
- Le silicium a 14 électrons. Les quatre électrons les plus éloignés, appelés électrons de valence, jouent un rôle très important dans l'effet photoélectrique.

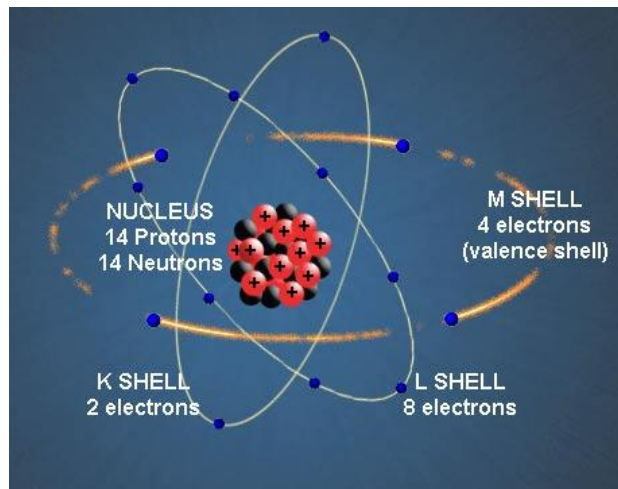


Figure 1.4 Illustration de l'atome de Silicium

- Ces électrons ont certains niveaux d'énergie, basés sur le nombre d'électrons dans l'atome, qui est différent pour chaque élément dans la table périodique.
- A la température zéro absolue, un atome de silicium partage chacun de ses quatre électrons de valence avec chacun des quatre atomes voisins. Il n'y a pas d'électrons libres pour circuler (c'est-à-dire, un isolant parfait).

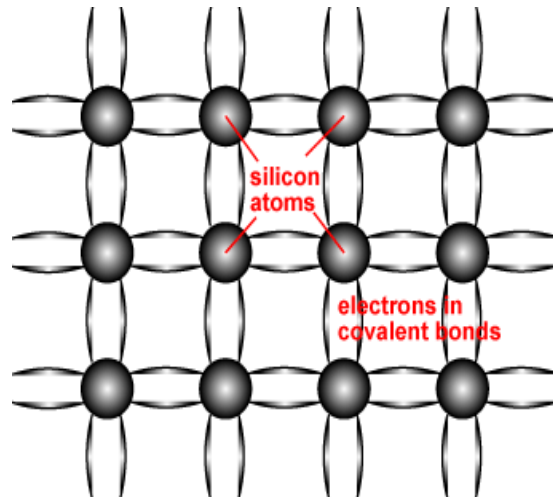


Figure 1.5 Matrice du Silicium

I.8. Les porteurs de charges

Avec l'augmentation de la température, certains électrons gagneront suffisamment d'énergie pour se libérer de leurs noyaux, ce qui les rend disponibles pour circuler sous forme de courant électrique.

- Chaque électron libre laisse derrière lui un espace vide pour un électron.
- Cet espace vide est appelé un trou, et cela peut être traité comme une particule mobile chargée positivement à travers la structure cristalline.
- Les électrons libres et les trous résultants sont appelés « porteurs ».

I.9. Mouvement des porteurs de charges

Il est important de noter que l'électron à charge négative dans la bande de conduction et le trou à charge positive laissés derrière sont libres de se déplacer autour du cristal

- Un électron de valence peut facilement se déplacer pour remplir un trou dans un atome voisin, sans avoir à changer de bandes d'énergie.
- Après avoir fait cela, le trou, en essence, se déplace vers le noyau d'où l'électron origine.
- Ainsi, le courant électrique dans un semi-conducteur peut être créé non seulement par des électrons chargés négativement, mais aussi par des trous chargés positivement.

I.10. Dopage des semi-conducteurs

- Les semi-conducteurs peuvent modifier leurs propriétés électriques et leur degré de conduction en ajoutant des impuretés. La procédure d'addition d'impuretés à un semi-

conducteur s'appelle le dopage. Les impuretés utilisées s'appellent des dopants. Il existe deux types de dopants : le type n et le type p.

- Pour doper un semi-conducteur, on introduit des impuretés dans la structure du semi-conducteur, qui vont créer un surplus de charges positives (couche P du semi-conducteur) ou négatives (couche N du semi-conducteur). Lorsque deux régions dopées différemment, l'une de type N et l'autre de type P, sont mises en contact au sein d'une cellule, une jonction PN se forme. À l'interface de ces deux zones apparaît une région de charge d'espace caractérisée par la présence d'ions fixes positifs et négatifs, générant ainsi un champ électrique interne permanent. Ce champ favorise la séparation et le déplacement des porteurs de charge dans un sens privilégié, conférant au dispositif un comportement de diode photoélectrique.

I.10.1. Dopage de type N

Le dopage de type N est obtenu par l'introduction dans le cristal de silicium d'atomes impuretés pentavalents, tels que le phosphore ou l'arsenic. Lorsqu'un atome pentavalent remplace un atome de silicium, quatre de ses électrons de valence participent aux liaisons covalentes avec les atomes voisins, tandis que le cinquième électron demeure faiblement lié au réseau cristallin. Sous l'effet de l'énergie thermique ambiante, cet électron est facilement libéré et rejoint la bande de conduction. Par conséquent, la concentration d'électrons libres augmente considérablement et devient largement supérieure à celle des trous. Le matériau obtenu est alors un semi-conducteur de type N, dans lequel les électrons constituent les porteurs de charge majoritaires.

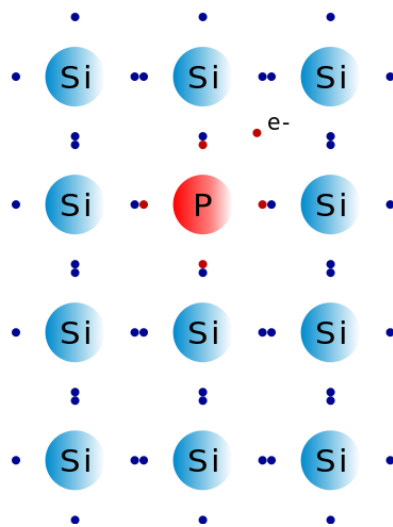


Figure 1.6 Dopage de type N (au phosphore)

I.10.2. Dopage de type P

Le dopage de type P est réalisé par l'introduction d'atomes trivalents, tels que le bore, dans le réseau cristallin du silicium. Lorsqu'un atome trivalent remplace un atome de silicium, il ne dispose que de trois électrons de valence pour établir des liaisons covalentes avec les atomes voisins. Il en résulte une liaison incomplète correspondant à un trou. Sous l'effet d'un champ électrique ou de l'agitation thermique, ce trou peut se déplacer à travers le cristal par transfert successif d'électrons entre atomes voisins. La concentration de trous devient alors largement supérieure à celle des électrons libres présents dans le semi-conducteur intrinsèque. Le matériau ainsi obtenu est un

semi-conducteur de type P, dans lequel les trous constituent les porteurs de charge majoritaires.

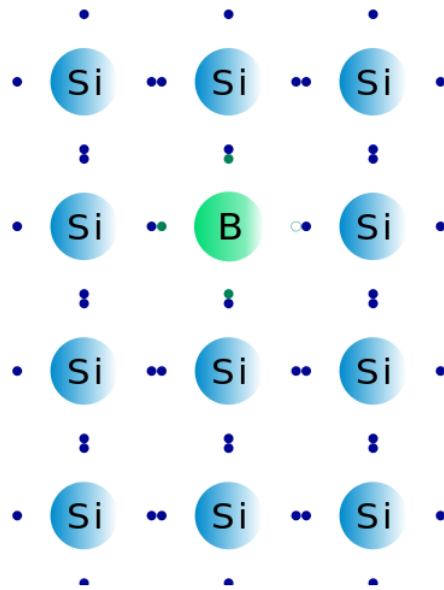


Figure 1.7 Dopage de type P (au bore)

I.11. Principe de la cellule PV

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque repose sur la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique par effet photovoltaïque. La cellule est constituée d'une jonction PN obtenue à partir de deux couches de semi-conducteur dopées différemment. La couche de type N contient une forte concentration d'électrons libres, tandis que la couche de type P est caractérisée par une concentration élevée de trous. À l'interface de ces deux régions se développe un champ électrique interne qui assure la séparation des porteurs de charge générés par l'absorption des photons. Lorsque le semi-conducteur absorbe un rayonnement lumineux d'énergie suffisante, des paires électron-trou sont créées. Le champ électrique de la jonction dirige alors les électrons vers la région N et les trous vers la région P, générant ainsi une différence de potentiel et un courant électrique continu dans le circuit externe.

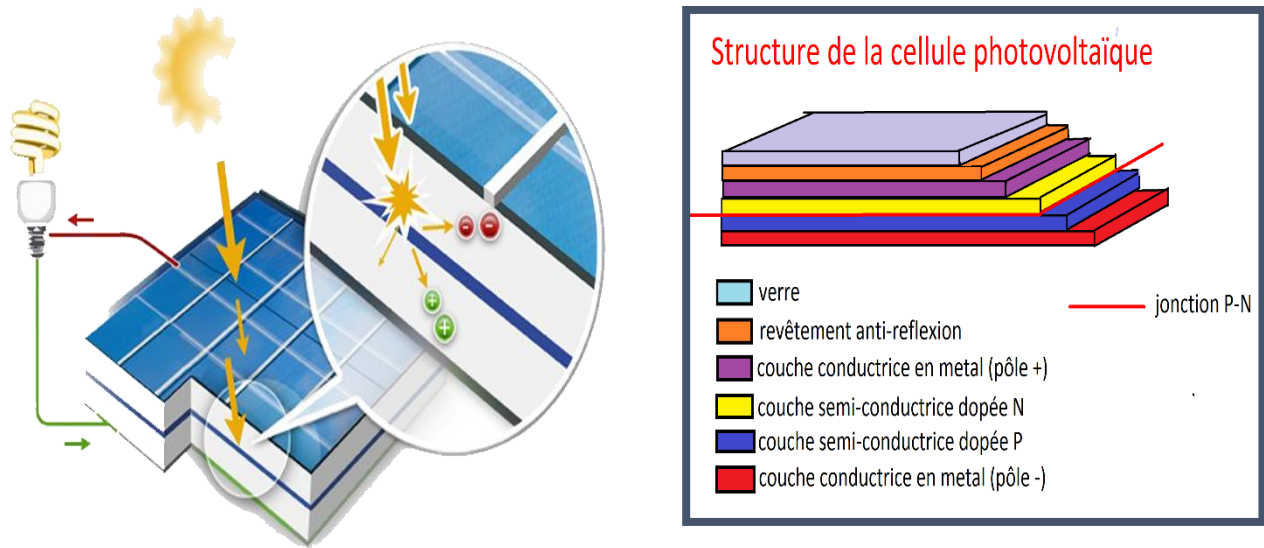


Figure 1.8 Constituant d'une cellule solaire

I.12. Réduction des pertes de réflexions

Les pertes de réflexion dans les cellules solaires sont un problème courant qui réduit leur efficacité. Lorsque la lumière solaire frappe la surface d'une cellule solaire, une partie de cette lumière est réfléchiée et ne peut pas être convertie en électricité. Les pertes de réflexion peuvent être réduites en utilisant des matériaux et des revêtements spéciaux sur la surface de la cellule solaire. Ces matériaux sont conçus pour réduire la quantité de lumière réfléchiée en augmentant la quantité de lumière absorbée par la cellule.

Il existe plusieurs techniques pour réduire les pertes de réflexion dans les cellules solaires, notamment l'utilisation de couches antireflets (AR) et de textures de surface. Les couches AR sont des revêtements spéciaux qui sont appliqués sur la surface de la cellule solaire pour minimiser les pertes de réflexion. Ces revêtements sont conçus pour réduire la quantité de lumière réfléchiée en permettant à plus de lumière d'être absorbée par la cellule.

Les textures de surface sont une autre méthode pour réduire les pertes de réflexion. Les textures de surface sont des motifs en relief sur la surface de la cellule solaire qui peuvent piéger la lumière et réduire les pertes de réflexion. Les textures de surface peuvent être créées en utilisant des techniques de gravure chimique ou de lithographie.

En réduisant les pertes de réflexion dans les cellules solaires, il est possible d'améliorer leur efficacité et de produire plus d'électricité à partir de la même quantité de lumière solaire. Cela peut contribuer à rendre l'énergie solaire plus compétitive par rapport aux autres sources d'énergie.

I.13. Technologie des cellules solaires

I.13.1. 1^{ère} génération :

Les cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin constituent la technologie la plus répandue dans le domaine de la conversion de l'énergie solaire. Leur fabrication repose sur l'utilisation de wafers, c'est-à-dire de fines plaques de silicium obtenues à partir de lingots cristallins.

Selon la structure du cristal, ces cellules se répartissent en deux grandes catégories : les cellules monocristallines et les cellules polycristallines. Ces dernières sont issues de procédés de purification et de cristallisation distincts, notamment les procédés Czochralski (Cz) et Siemens, qui diffèrent tant par leurs techniques de production que par leurs chaînes d'approvisionnement industrielles.

Les cellules monocristallines se caractérisent par une structure cristalline homogène qui leur confère une apparence uniforme et des bords généralement tronqués. À l'inverse, les cellules polycristallines présentent plusieurs orientations cristallines, ce qui leur donne un aspect scintillant ou irisé facilement reconnaissable.

Grâce à leur coût de fabrication relativement modéré et à leurs performances satisfaisantes, les cellules en silicium polycristallin ont longtemps représenté l'une des solutions les plus utilisées pour la production d'électricité photovoltaïque.

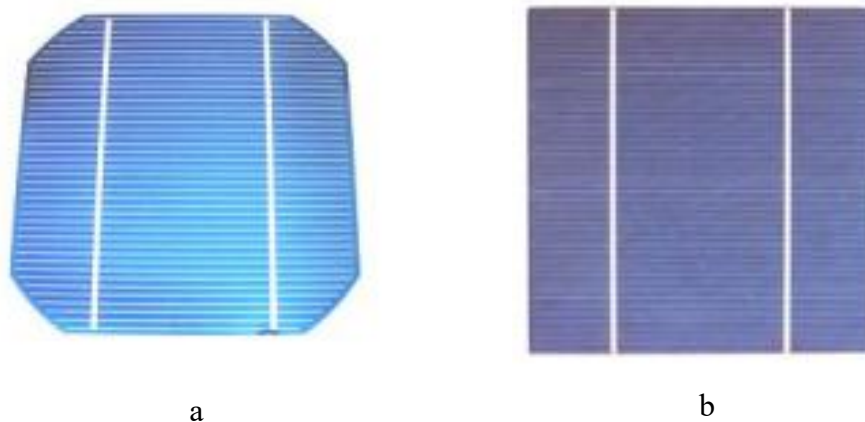


Figure 1. 9 Forme des cellules solaire : a. Monocristalline, b. Polycristalline

Par ailleurs, les fabricants garantissent généralement une durée de fonctionnement comprise entre 20 et 25 ans, avec une puissance de sortie conservée à au moins 80 % de la puissance nominale initiale durant cette période.

Remarque :

Aujourd'hui, dans l'industrie photovoltaïque, les cellules monocristallines dominent largement le marché mondial en raison de leur rendement plus élevé et de la baisse de leurs coûts de production. Si votre mémoire traite de l'état actuel du photovoltaïque, il serait préférable d'indiquer que les cellules polycristallines ont été historiquement très répandues, mais que les cellules monocristallines sont désormais les plus utilisées.

I.13.2. 2^{ème} génération :

Les cellules photovoltaïques de deuxième génération reposent sur l'utilisation de matériaux semi-conducteurs déposés sous forme de couches minces (thin films) sur un substrat. Ces dépôts sont généralement réalisés à l'aide de procédés physiques ou chimiques tels que le dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PE-CVD). L'épaisseur des couches actives peut varier de quelques nanomètres à plusieurs dizaines de micromètres, selon la technologie employée.

À l'origine, ces technologies présentaient un coût de fabrication élevé, ce qui limitait leur utilisation à des domaines spécifiques tels que l'aérospatiale, où le rapport puissance/masse est un critère déterminant, ainsi qu'aux systèmes photovoltaïques à concentration. Toutefois, l'augmentation des volumes de production industrielle a permis une réduction significative des coûts, rendant ces solutions de plus en plus compétitives par rapport aux technologies cristallines de première génération.

Parmi les principales technologies en couches minces actuellement exploitées à l'échelle industrielle, on distingue :

- le **CdTe** (tellurure de cadmium),
- les alliages **CIS/CIGS** (cuivre-indium-sélénium et cuivre-indium-gallium-sélénium),
- le **silicium en couche mince**, comprenant le silicium amorphe (a-Si) et le silicium microcristallin.

I.14. Profondeur d'absorption de la lumière

- Le coefficient d'absorption détermine la distance de pénétration d'une longueur d'onde particulière dans un matériaux avant qu'elle soit absorbée. Cela dépend du matériau et de la longueur d'one de la lumière absorbée.
- La profondeur d'absorption est un paramètre utile, qui donne la distance dans le matériau à laquelle la lumière chute à environ 36% (ou 1/e) de son intensité initiale.

I.15. Intensité lumineuse et taux de production

- L'intensité de la lumière en tout point du dispositif peut être calculée par :

$$I = I_0 e^{-(x/\alpha)} \quad (2)$$

Avec :

α : est la profondeur d'absorption (cm)

x: la distance dans le matériaux dans laquelle l'intensité de la lumière est calculée (cm)

I_0 : est l'intensité lumineuse à la surface supérieure

- Le taux de génération donne le nombre d'électrons générés à chaque point du dispositif en raison de l'absorption des photons. En supposant que la perte d'intensité lumineuse (c'est-à-dire l'absorption de photons) provoque directement la génération d'une paire électron-trou, alors le taux de génération est donné par :

$$G = (1/\alpha)I_0 e^{-(x/\alpha)} \quad (3)$$

I.16. Circuit équivalent d'une cellule solaire

Un schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque est une représentation simplifiée du comportement électrique de la cellule. Il permet de modéliser le comportement de la cellule sous différentes conditions de fonctionnement, comme l'éclairement, la température et la charge externe. Le schéma équivalent est généralement constitué d'une source de courant photovoltaïque en série avec une résistance de série et une résistance de shunt. La source de courant photovoltaïque représente la conversion de la lumière en courant électrique par la cellule photovoltaïque, tandis que la résistance de série représente les pertes de tension dans la cellule en raison de la résistance interne du matériau. La résistance de shunt représente les fuites de courant à travers la cellule, qui peuvent être dues à des défauts de fabrication ou à des impuretés dans le matériau.

En général, plus le schéma équivalent est complexe, plus il est précis pour modéliser le comportement de la cellule photovoltaïque. Des modèles plus sophistiqués peuvent inclure plusieurs diodes pour représenter les différentes zones de la cellule photovoltaïque et prendre en compte des phénomènes plus complexes comme la recombinaison des porteurs de charges ou la saturation de la courbe I-V.

Les schémas équivalents sont largement utilisés en conception de systèmes photovoltaïques pour optimiser la performance et la fiabilité des installations.

En effet, il existe plusieurs schémas équivalents pour modéliser le comportement électrique des cellules photovoltaïques en fonction de différents paramètres, tels que la température, l'irradiance, la résistance de charge, etc.

Voici quelques exemples de schémas équivalents pour les cellules photovoltaïques :

1. Modèle de la diode : ce modèle considère la cellule photovoltaïque comme une diode avec une résistance en parallèle et une résistance en série. Ce modèle est souvent utilisé pour les simulations de circuit et pour estimer la performance de la cellule dans différentes conditions de fonctionnement.
- Modèle à une seule diode : ce modèle simplifie le modèle de la diode en ne considérant qu'une seule diode avec une résistance en parallèle et une résistance en série. Ce modèle est souvent utilisé pour l'analyse de données expérimentales et pour la caractérisation des cellules.
- Modèle de deux diodes : ce modèle considère deux diodes en série avec des résistances en parallèle et en série. Ce modèle est souvent utilisé pour modéliser les pertes de recombinaison dans les cellules photovoltaïques.
- Modèle de trois diodes : ce modèle est une extension du modèle de deux diodes avec l'ajout d'une troisième diode pour modéliser les effets de la recombinaison dans la zone de charge d'espace. Ce modèle est utilisé pour modéliser les cellules photovoltaïques de haute qualité.

Ces modèles peuvent varier en complexité et en précision, en fonction de l'objectif de la modélisation et des paramètres à prendre en compte.

Une **cellule solaire non irradiée** est une **diode semi-conductrice** standard qui permet au courant direct de circuler du côté p au côté n si la tension est dirigée de p à n via la diode. Lorsque la

diode est **exposée à la lumière**, un **photo-courant** I_{ph} est également généré, proportionnel à **l'irradiance G**, et circule du côté n au côté p.

Ce dispositif peut être facilement représenté en utilisant un circuit équivalent à partir d'une source de courant idéale I_{ph} et d'une diode - si nécessaire avec une résistance série R_s et une résistance parallèle R_p ajoutées.

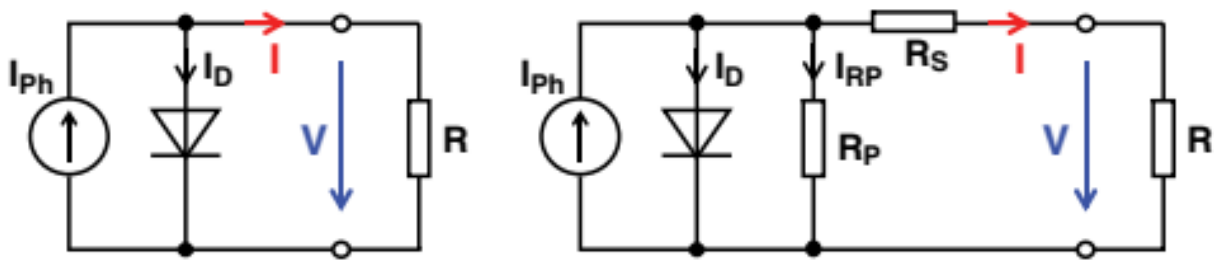


Figure 1. 10 schéma équivalent d'une cellule solaire

Modèle équivalent :

$$I = I_{ph} - I_{0d} \left(e^{\frac{q(U+R_s I)}{kT}} - 1 \right) - \frac{U+R_s I}{R_{sh}} \quad (4)$$

$$I_d = I_{0d} \left(e^{\frac{q(U+R_s I)}{kT}} - 1 \right) \quad (5)$$

Avec :

- I_{ph} : photocourant, ou courant généré par l'éclairement (A)
- I_{0d} : courant de saturation de la diode (A)
- R_s : résistance série (Ω)
- R_{sh} : résistance shunt (Ω)
- k : constante de Boltzmann ($k = 1,38 \cdot 10^{-23}$)
- q : charge de l'électron ($q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C)
- T : température de la cellule ($^{\circ}\text{K}$)

Idéalement, on peut négliger R_s et I devant U , puis travailler avec un modèle simplifié :

$$I = I_{ph} - I_{0d} \left(e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right) - \frac{U}{R_{sh}} \quad (6)$$

I.17. Influence de la température

Pour estimer la température de cellule T_c à partir de la température ambiante T_a , on peut utiliser la formule de correction suivante :

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (TUC - 20) \quad (7)$$

Avec :

- E_m : éclairement moyen (en W/m^2).
- TUC : Température d'utilisation de cellule ($^{\circ}C$).

Les caractéristiques électriques des cellules et modules

Sous un éclairement donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule.

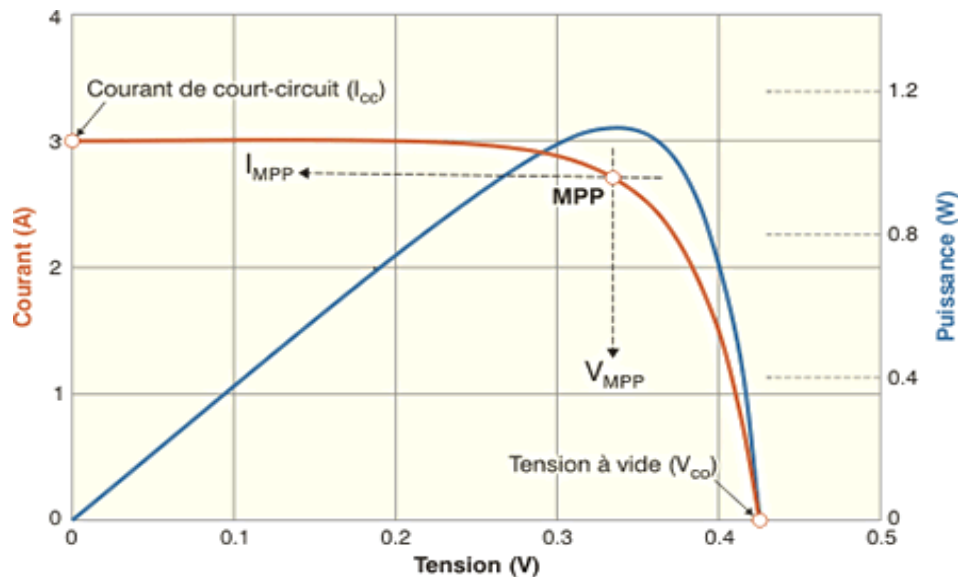


Figure 1. 11 Caractéristiques électriques d'une cellule solaire

Trois grandeurs physiques définissent cette courbe :

- Sa tension à vide : V_{co} . Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.
- Son courant court-circuit : I_{cc} . Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.
- Son point de puissance maximal : MPP (en anglais : *maximal power point*) obtenu pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (parfois appelés aussi V_{mpp} , I_{mpp}).

I.18. Les grandeurs caractéristiques d'une cellule PV

I.18.1. Le courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant dans le circuit quand la charge est nulle. Il peut être réalisé en reliant les bornes positives et négatives par le fil de cuivre. En pratique $I_{CC}=I_{PH}$. Il varie linéairement en fonction de l'éclairement

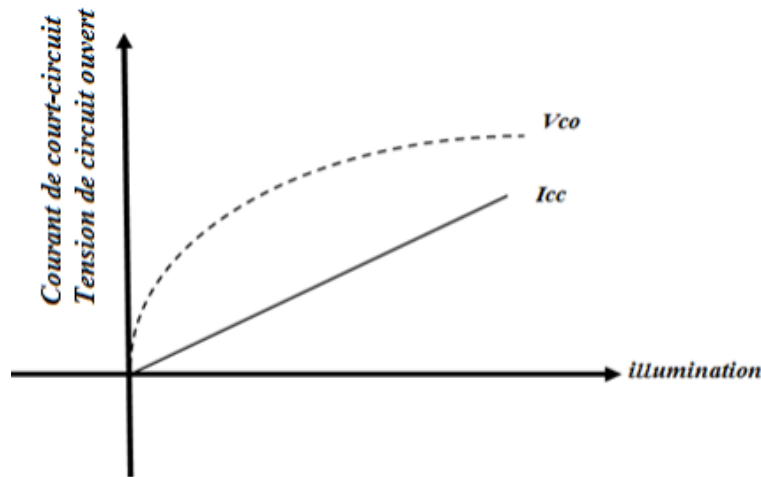


Figure 1. 12 Densité de courant de court-circuit et tension de circuit ouvert en fonction de l'illumination

I.18.2. Tension de circuit ouvert (V_{co})

C'est la tension qu'il faudrait appliquer à la diode dans le sens passant pour générer un courant égal au photocourant. Elle est obtenue en plaçant ($I=0$) dans l'expression du courant

$$V_{CO} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (8)$$

Donc la variation de V_{co} est logarithmique en fonction de l'éclairement

I.18.3. Facteur de forme (FF)

Le facteur de forme FF indique le degré d'idéalité de la caractéristique courant-tension, donc c'est le rapport entre la puissance de sortie maximale $P_m=I_m*V_m$ et la puissance idéale $I_{CC}*V_{CO}$

$$FF = \frac{P_m}{V_{CO}I_{CC}} = \frac{V_m I_m}{V_{CO} I_{CC}} \quad (9)$$

I.18.4. Rendement énergétique d'une cellule photovoltaïque

Le rendement énergétique d'une cellule photovoltaïque, noté (η) représente la capacité de celle-ci à convertir l'énergie solaire incidente en énergie électrique utile. Il est défini comme le rapport entre la puissance électrique maximale délivrée par la cellule (P_m) et la puissance du rayonnement solaire reçue par sa surface active. Mathématiquement, le rendement s'exprime par la relation suivante :

$$\eta = \frac{P_m}{ES} \quad (10)$$

Avec :

E : éclairement (W/m^2)

S : surface active des panneaux (m^2)

P_m est la puissance maximum mesurée dans les conditions STC (Standard Test Conditions), c'est-à-dire sous un spectre AM1.5, une température de $25^\circ C$, et un éclairement de $1000 W/m^2$.

Le rendement constitue un paramètre essentiel pour évaluer les performances d'une cellule photovoltaïque, puisqu'il traduit la proportion de l'énergie solaire effectivement convertie en énergie électrique.

I.19. Association des cellules

- **Mise en série :**

U : tension totale du groupement

$$U = U_1 + U_2 + \dots + U_n$$

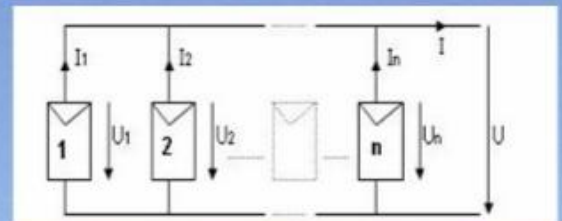
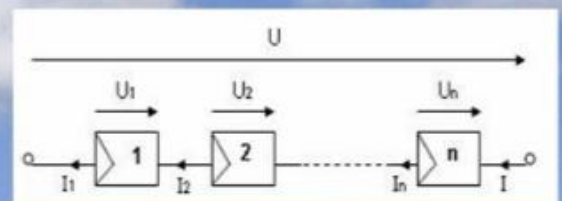
- **Mise en parallèle :**

I : courant total du groupement

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

Exemple:

Un module de tension nominale de 12 Volts est composé par la mise en parallèle de 2 fois 18 cellules en série.



Chapitre 2 : Systèmes Photovoltaïques

Prérequis

- Connaitre les principes de conversion photovoltaïque
- Connaitre les caractéristiques électriques d'une cellule solaire

Objectifs :

- Apprendre la constitution d'un système photovoltaïque
- Être capable de calculer les caractéristiques électriques d'un système photovoltaïque
- Savoir l'influence des conditions climatiques sur les performances d'un système PV.

II.1. Introduction

Un système PV convertit la lumière du soleil en électricité. Il contient différents composants, y compris des cellules, des connexions électriques, un montage mécanique et un moyen de conversion de l'énergie électrique ainsi obtenue.

L'électricité produite peut être utilisée dans un système autonome, stockée dans des batteries ou peut alimenter un plus grand réseau électrique.

Il est intéressant d'inclure l'équipement de conditionnement électrique. Celui-ci permet au système PV de fonctionner dans des conditions optimales. Dans ce cas, nous utilisons un équipement spécial pour suivre la puissance maximale du réseau. Cet équipement est connu sous le nom : traqueur de puissance maximum

II.2. Constitution des champs PV

- Une seule cellule produit seulement une tension de 0.5-0.6 V et quelques watts de puissance - peu d'utilisation.
- Pour produire une tension plus importante, un certain nombre de cellules pré-connectées en série, toutes encastrées dans un emballage résistant aux intempéries, pour former un module.
- Un module type peut comporter 36, 54, 72 ou 96 cellules en série.
- Plusieurs modules peuvent être câblés en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant. De telles combinaisons de modules sont désignées sous le nom de champ.

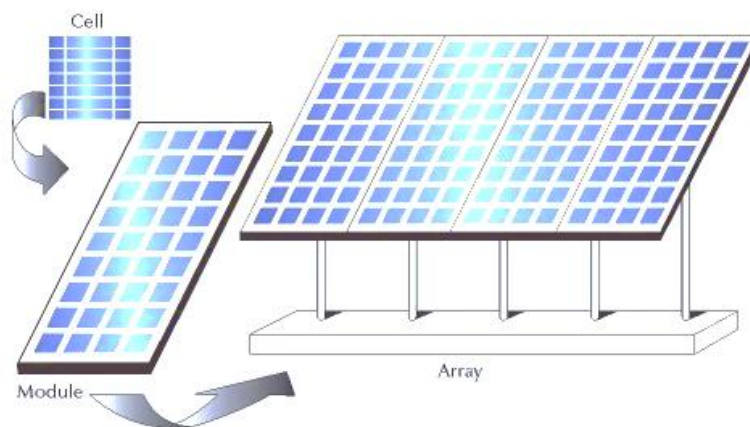


Figure 2. 1 de la cellule au panneau solaire

II.3. Connexion série des cellules PV

Dans une association en série, les cellules photovoltaïques sont traversées par le même courant électrique. La caractéristique courant-tension (I-V) de l'ensemble est obtenue par l'addition des tensions de chaque cellule pour une même valeur du courant.

Ainsi, la tension totale du module correspond à la somme des tensions individuelles des cellules connectées en série, tandis que le courant demeure identique dans toutes les cellules. Cette configuration est principalement utilisée pour augmenter la tension de sortie du module photovoltaïque tout en conservant la même intensité de courant.

Mathématiquement, pour (n) cellules identiques montées en série :

$$V_{\text{module}}=V_1+V_2+\dots+V_n \quad (1)$$

$$I_{\text{module}}=I_1=I_2=\dots=I_n \quad (2)$$

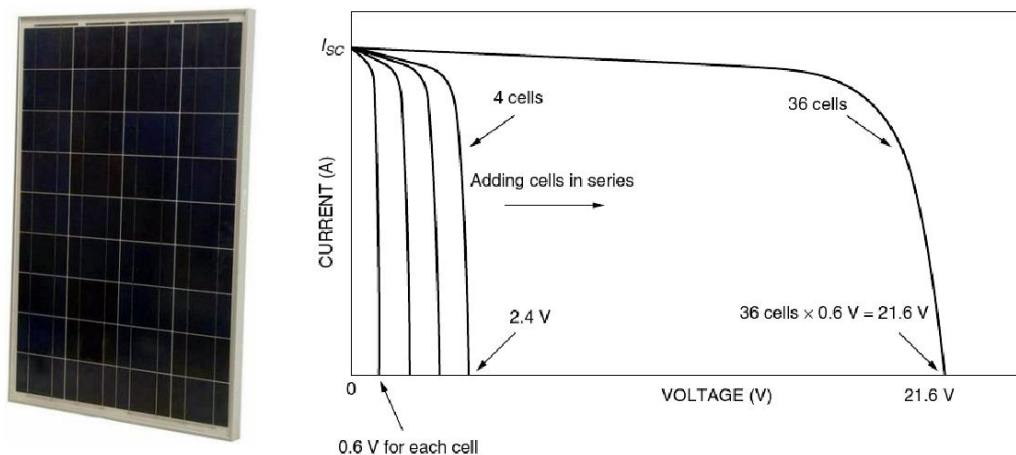


Figure 2. 2 Associations en série des cellules solaire

II.4. Connexion série des modules PV

Dans une association en série, les modules photovoltaïques sont traversés par le même courant électrique. Par conséquent, la caractéristique courant-tension (I-V) de l'ensemble s'obtient en additionnant les tensions fournies par chaque module pour une même valeur du courant.

Ainsi, la tension totale du générateur photovoltaïque correspond à la somme des tensions individuelles des modules connectés en série, tandis que le courant reste identique à celui délivré par un seul module. Cette configuration est principalement utilisée lorsque des niveaux de tension

plus élevés sont requis pour l'alimentation de la charge ou pour l'adaptation aux équipements de conversion d'énergie.

Mathématiquement, pour (N) modules identiques connectés en série :

$$V_{\text{tot}}=V_1+V_2+\dots+V_N \quad (3)$$

$$I_{\text{tot}}=I_1=I_2=\dots=I_N \quad (4)$$

Où V_{tot} et I_{tot} représentent respectivement la tension et le courant du champ photovoltaïque.

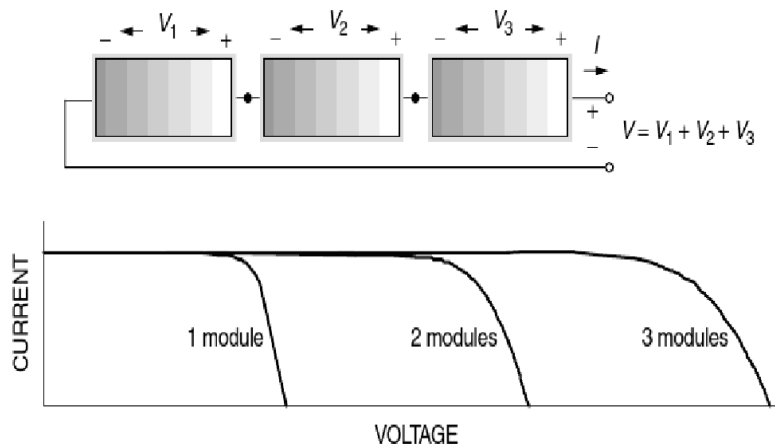


Figure 2. 3 Associations en série des module PV

II.5. Connexion parallèle des modules PV

Dans une association en parallèle, tous les modules photovoltaïques sont soumis à la même tension électrique. La caractéristique courant-tension (I-V) de l'ensemble est obtenue par l'addition des courants délivrés par chaque module pour une même valeur de tension.

Ainsi, le courant total du générateur photovoltaïque correspond à la somme des courants individuels des modules connectés en parallèle, tandis que la tension reste identique à celle d'un seul module. Cette configuration est principalement utilisée pour augmenter la capacité de courant et la puissance disponible sans modifier la tension de fonctionnement du système.

Mathématiquement, pour (N) modules identiques montés en parallèle :

$$V_{\text{tot}}=V_1=V_2=\dots=V_N \quad (5)$$

$$I_{\text{tot}}=I_1+I_2+\dots+I_N \quad (6)$$

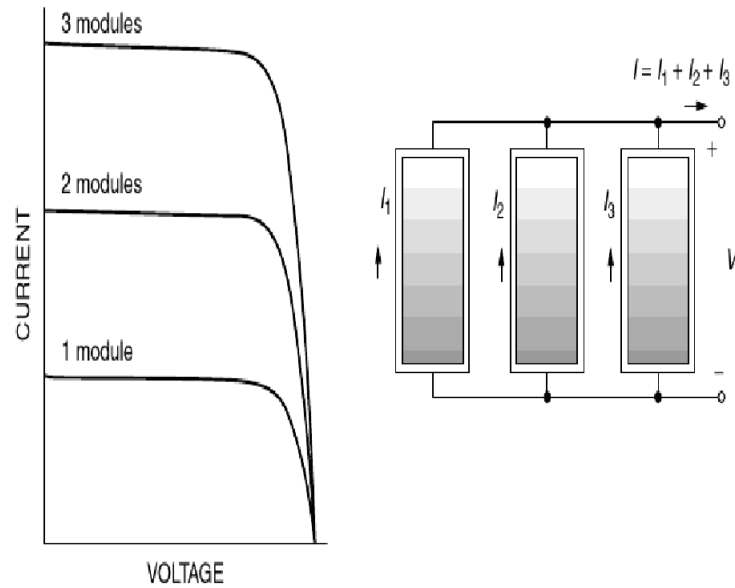


Figure 2. 4 Associations en parallèle des modules solaire

II.6. Connexion série - parallèle des modules PV

Dans les installations photovoltaïques de moyenne et grande puissance, le champ photovoltaïque est généralement constitué d'un ensemble de modules associés à la fois en série et en parallèle. Cette configuration permet d'augmenter simultanément la tension et le courant afin de répondre aux exigences de puissance de l'application.

La caractéristique courant-tension (I-V) du générateur photovoltaïque résulte de la combinaison des caractéristiques individuelles des modules. Les modules connectés en série permettent d'augmenter la tension totale, tandis que les branches connectées en parallèle contribuent à accroître le courant total fourni par le système.

Pour un champ photovoltaïque composé de (N_s) modules en série par branche et de (N_p) branches en parallèle, les grandeurs électriques s'expriment par :

$$V_{\text{tot}} = N_s \times V_{\text{module}} \quad (7)$$

$$I_{\text{tot}} = N_p \times I_{\text{module}} \quad (8)$$

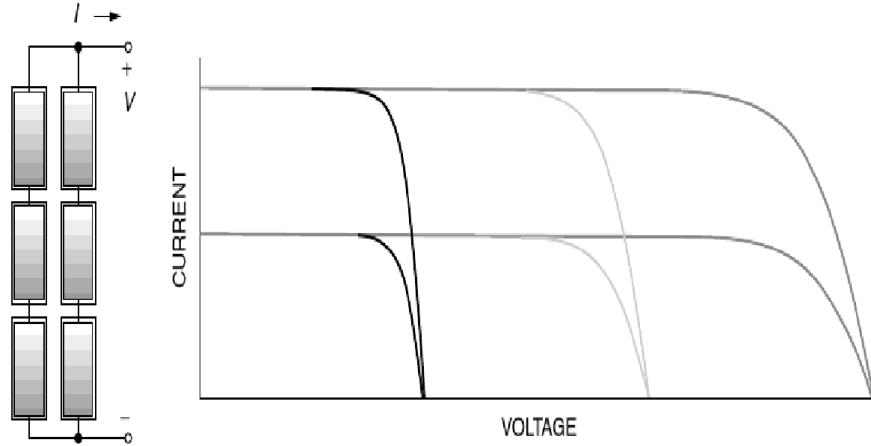


Figure 2. 5 Association mixte des modules solaire

II.7. Les caractéristiques I-V et P-V

Les caractéristiques I-V et P-V représentent, respectivement, la variation du courant et du produit du courant par la tension (puissance) en fonction de la tension :

- ✓ Aux deux extrémités de la courbe I-V la puissance à la sortie est nulle.
- ✓ Le point de puissance maximale est le point de la courbe auquel le produit $I \cdot V$ atteint son maximum.

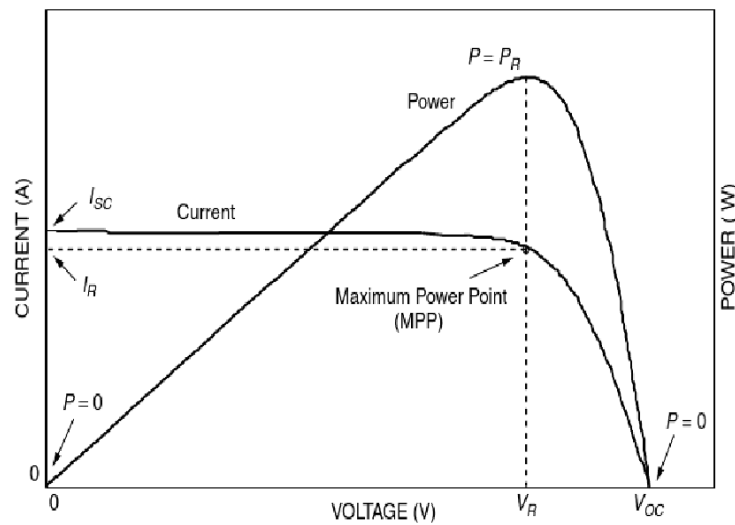


Figure 2.6 Caractéristiques I-V et P-V du module solaire

- On distingue les points suivants :

- ✓ Courant de court-circuit, I_{cc} : il s'agit du courant lorsque la résistance entre les bornes de l'appareil est nulle. Il représente le courant maximal pour les conditions de fonctionnement spécifiques de l'appareil.
- ✓ Tension de circuit ouvert, V_{co} : il s'agit de la tension aux bornes de l'appareil en circuit ouvert. Il représente la tension maximale pour les conditions de fonctionnement spécifiques.
- ✓ Le point de puissance maximale MPP : le niveau de puissance varie le long de la caractéristique I – V et le MPP représente le point auquel la puissance est la valeur maximale.
- ✓ Courant au MPP, I_{mpp} - la valeur des courants à la position de la caractéristique pour laquelle la valeur $I \times V$ est maximale.
- ✓ Tension au MPP, V_{mpp} - la valeur de la tension à la position de la caractéristique pour laquelle la valeur $I \times V$ est maximale

II.8. Le facteur de forme

Le FF est une quantité qui est souvent utilisée pour caractériser la performance du module.

Le facteur de Forme est le rapport de la puissance au point de puissance maximale au produit de V_{CO} et d' I_{cc} , donc FF peut être visualisé comme le rapport de deux zones rectangulaires, comme montré ci-contre.

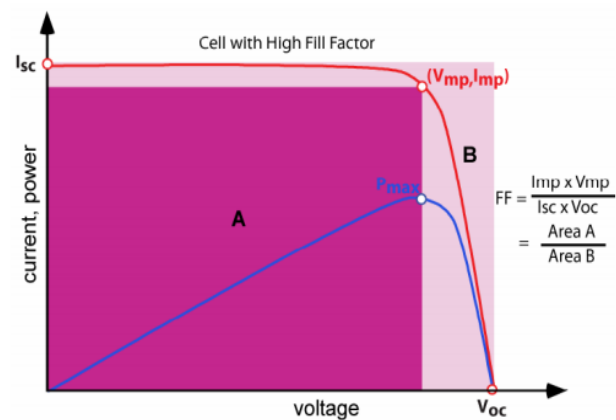


Figure 2. 7 Calcul du FF

II.9. Les conditions de fonctionnement

La sortie d'un appareil PV dépend de ses conditions de fonctionnement, en particulier de son rayonnement solaire et de sa température de fonctionnement, elle dépend également du spectre solaire, car la réponse spectrale du dispositif varie en fonction du matériau absorbant utilisé et de la structure du dispositif. Par conséquent, afin de pouvoir comparer les performances, un ensemble

standard de conditions de fonctionnement a été défini par la communauté photovoltaïque pour la mesure des cellules et des modules photovoltaïques.

II.9.1. Les conditions Standard de test (STC)

Les conditions de test standard (STC) sont :

- Irradiance de 1000 W / m²
- Spectre global standard AM1.5
- Température de fonctionnement de 25 ° C
- Irradiance à incidence normale

II.10. Effet de l'éclairement

- Les fabricants fournissent souvent des courbes I-V qui montrent comment les courbes changent avec le changement de l'éclairement et de la température de la cellule.
- ✓ Remarquons la diminution de la valeur de I_{CC} avec la diminution de l'éclairement en proportion direct.
- ✓ La diminution de l'éclairement réduit également V_{CO} suivant une relation logarithmique qui se traduit par des changements relativement modestes.

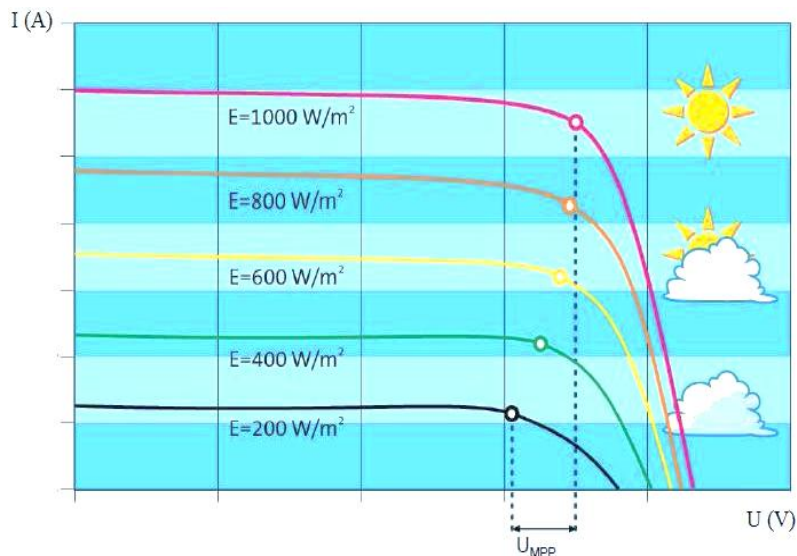


Figure 2. 8 Effet de l'éclairement sur les caractéristique I-V et P-V

II.11. Effet de la température

- Au fur et à mesure que la température de la cellule augmente, la tension du circuit ouvert diminue considérablement tandis que le courant de court-circuit augmente légèrement → Le photovoltaïque

fonctionne mieux au froid que les jours chauds.

- Pour les cellules de silicium cristallin, le V_{CO} diminue d'environ 0,37% pour chaque augmentation de 1 degré Celsius de la température, et l' I_{CC} augmente d'environ 0,05%, ce qui entraîne une diminution de la puissance maximale disponible d'environ 0,5% / °C

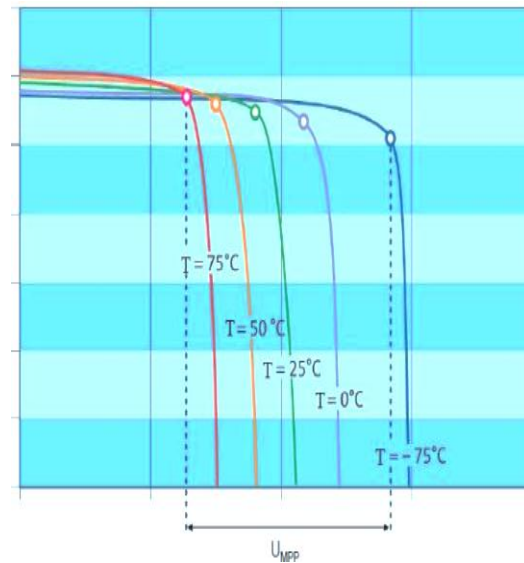


Figure 2. 8 Effet de la température sur les caractéristique I-V et P-V

La température du module dans un système PV en fonctionnement dépend de :

- Le niveau d'éclairement énergétique, puisqu'il s'agit de l'énergie absorbée par le système,
- La construction du module, notamment en ce qui concerne le transfert de chaleur à travers le module et à partir de ses surfaces,
- L'efficacité du module, puisque toute énergie solaire non convertie en électricité sera convertie en chaleur,
- La méthode de montage, notamment en ce qui concerne le flux d'air autour du module et
- La température ambiante, la vitesse et la direction du vent, qui ont un impact sur l'évacuation de la chaleur du module.

II.12. Température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT)

Afin de tenir compte de la différence entre les conditions de fonctionnement sur le terrain et celles de STC, il est habituel de mesurer également la température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT), qui est déterminée à partir de mesures sur le terrain.

Néanmoins, cela ne concerne toujours qu'un ensemble spécifique de conditions de fonctionnement, à savoir :

La température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT) est définie comme la température atteinte par les cellules à circuit

ouvert dans un module dans les conditions suivantes :

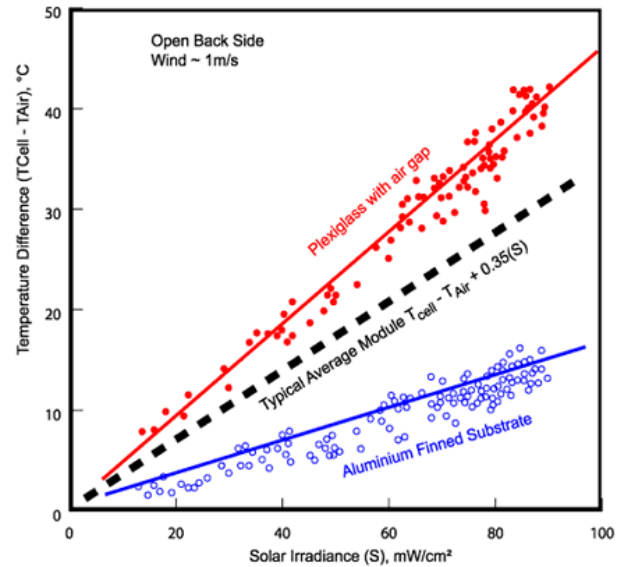


Figure 2. 9 variations de la « NOCT » en fonction de l'irradiation

- Eclairage solaire = 800 W / m²,
- Température = 20 ° C,
- Vitesse du vent = 1 m / s,
- Montage = côté arrière ouvert.
- Module en circuit ouvert

II.13. Puissance nominale sous NOCT

La valeur NOCT peut être utilisée directement pour prédire la température du module pour toute combinaison d'irradiance et de température ambiante, à condition que les autres paramètres du système correspondent étroitement aux conditions de mesure NOCT

La température de la cellule peut être calculé approximativement par :

$$T_C = T_A + \left(\frac{NOCT - 20^\circ}{0.8} \right) \cdot E \quad (2)$$

Les panneaux PV doivent afficher la puissance nominale sous NOCT

	KD230GX-LPB	KD235GX-LPB	KD240GX-LPB	KD245GX-LPB	
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT)					
<i>NOCT = 800 W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*</i>					
T _{NOCT}	45	45	45	45	°C
P _{max}	165	169	172	176	W
V _{mp}	26.8	26.8	26.7	26.8	V
I _{mp}	6.18	6.31	6.45	6.58	A
V _{oc}	33.7	33.7	33.7	33.7	V
I _{sc}	6.77	6.92	6.95	7.21	A
PTC	208.0	212.6	217.3	219.1	W

Figure 2. 10 Caractéristiques électrique de différents types de panneau dans les condition NOCT

II.14. Coefficients de température

Les fabricants fournissent souvent des coefficients de température pour une puissance maximale, une tension de circuit ouvert et un courant de court-circuit.

	KD230GX-LPB	KD235GX-LPB	KD240GX-LPB	KD245GX-LPB	
Temperature Coefficients					
P _{max}	-0.45	-0.46	-0.46	-0.46	%/°C
V _{mp}	-0.51	-0.52	-0.52	-0.52	%/°C
I _{mp}	0.0065	0.0065	0.0064	0.0065	%/°C
V _{oc}	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	%/°C
I _{sc}	0.060	0.060	0.060	0.060	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	-40 to +90	°C

Figure 2. 11 Coefficient de température pour différents types de panneau

La variation de la sortie du module PV (ou de la matrice) avec les modifications des conditions de fonctionnement peut être résumée comme suit :

- Le courant a une relation linéaire avec le niveau d'éclairement énergétique, alors que la tension varie de manière logarithmique en raison du terme exponentiel de l'équation $I - V$.
- Le courant augmente légèrement avec la température, mais la tension diminue plus fortement, entraînant une réduction de la puissance de sortie lorsque la température augmente - les coefficients de température pour le courant et la tension dépendent du matériau et de la conception de la cellule PV.
- La puissance augmente proportionnellement avec l'éclairement énergétique et diminue avec l'augmentation de la température.
- Le courant dépend du contenu spectral de la lumière solaire incidente et des propriétés du matériau absorbant.

II.15. Classifications des systèmes PV

II.15.1. Systèmes solaires autonomes

a) *Système photovoltaïque à couplage direct (sans stockage)*

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont destinés à fonctionner indépendamment du réseau électrique conventionnel. Ils sont conçus pour fournir l'énergie nécessaire à différentes charges électriques, qu'elles soient alimentées en courant continu ou en courant alternatif.

La configuration la plus simple d'un système photovoltaïque autonome est le système à couplage direct. Dans ce cas, le générateur photovoltaïque est relié directement à la charge sans dispositif intermédiaire de stockage d'énergie. L'électricité produite par les modules photovoltaïques est ainsi consommée instantanément par la charge alimentée.

L'absence de batterie implique que le fonctionnement de la charge dépend directement de la disponibilité du rayonnement solaire. Par conséquent, la charge n'est alimentée que pendant les périodes d'ensoleillement suffisantes, et les performances du système varient en fonction des conditions climatiques.

Ce type d'installation est particulièrement adapté aux applications dont le fonctionnement coïncide avec les heures d'ensoleillement, telles que les systèmes de ventilation, les pompes de pompage d'eau, ainsi que les petites pompes de circulation utilisées dans les installations de chauffage solaire thermique.

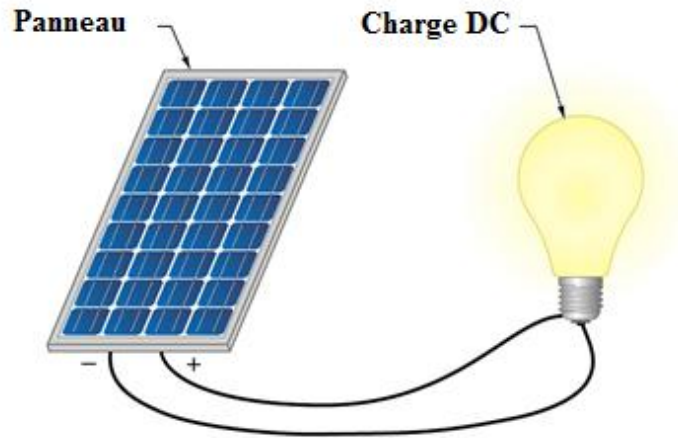


Figure 2. 12 Système à couplage direct

b) Système solaire autonome avec stockage

Dans de nombreuses applications photovoltaïques autonomes, l'alimentation électrique doit être assurée de manière continue, y compris pendant la nuit ou durant les périodes de faible ensoleillement. Pour répondre à cette exigence, un dispositif de stockage d'énergie est intégré au système afin de conserver l'électricité produite en excès pendant les périodes de production solaire et de la restituer lorsque la production devient insuffisante.

Le stockage de l'énergie est généralement assuré par des batteries électrochimiques, qui constituent un élément essentiel du système autonome. Plusieurs technologies de batteries peuvent être utilisées selon les exigences de l'application, notamment les batteries au plomb-acide, au nickel-cadmium (Ni-Cd), au lithium-ion, au sodium-soufre (NaS), au nickel-hydrogène, ainsi que les batteries à flux redox, telles que les batteries au vanadium.

L'intégration d'un système de stockage améliore la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique, tout en permettant une meilleure adaptation entre la production photovoltaïque, variable dans le temps, et les besoins énergétiques de l'utilisateur.

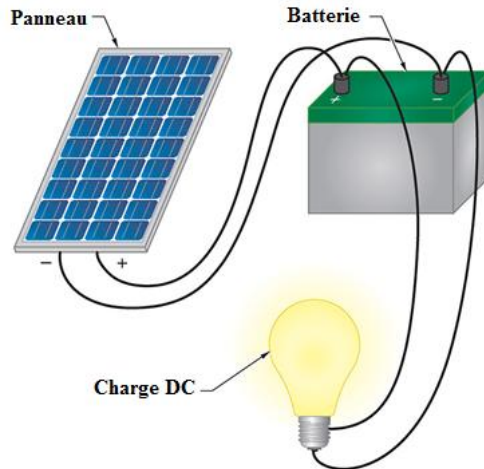


Figure 2. 13 Système autonome avec stockage

II.15.2. Systèmes solaires à Injection aux réseaux

Les systèmes photovoltaïques à injection réseau, également appelés systèmes à utilisation interactive, sont de plus en plus intégrés dans les bâtiments résidentiels et commerciaux et constituent une source significative de production d'électricité décentralisée. Ces installations permettent de produire une énergie électrique de qualité à proximité du point de consommation, ce qui contribue à réduire les pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité.

Ces systèmes fonctionnent en parallèle avec le réseau électrique public et offrent la possibilité d'échanger de l'énergie dans les deux sens, en injectant le surplus de production ou en prélevant de l'électricité en cas de besoin.

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau peuvent être classés en deux catégories principales :

- Les systèmes photovoltaïques décentralisés connectés au réseau ;
- Les systèmes photovoltaïques centralisés raccordés au réseau.

II.15.3. Systèmes PV décentralisés connectés au réseau

Dans ce type de configuration, les systèmes de stockage par batteries ne sont généralement pas nécessaires, étant donné que l'énergie produite par les modules photovoltaïques est directement consommée par les charges locales lorsque l'ensoleillement est suffisant.

En cas de surplus de production, l'énergie excédentaire peut être injectée dans le réseau électrique public, permettant ainsi une valorisation optimale de la production photovoltaïque. Cette architecture contribue à une meilleure intégration de la production décentralisée et à une gestion plus efficace de l'énergie à l'échelle du réseau.

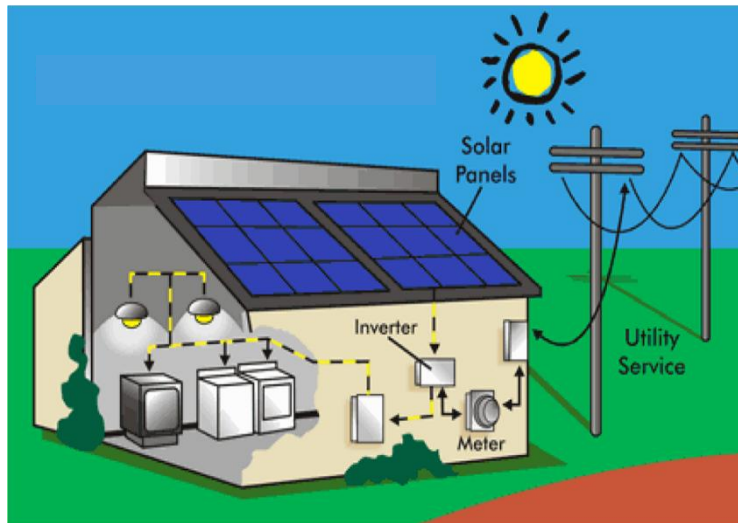


Figure 2. 14 Système PV connecté au réseau

II.15.4. Systèmes PV centrales connectés au réseau

Il s'agit de centrales photovoltaïques de grande puissance, généralement installées pour des capacités allant de l'ordre du mégawatt (MW) à plusieurs dizaines de mégawatts. Ces installations sont constituées d'un ensemble important de générateurs photovoltaïques regroupés afin de produire une quantité significative d'énergie électrique injectée directement dans le réseau.

Ce type de système permet la production centralisée d'électricité à grande échelle, contribuant ainsi à l'alimentation du réseau électrique de moyenne et grande puissance. Il constitue une solution adaptée à la production massive d'énergie renouvelable et à l'intégration des sources photovoltaïques dans les infrastructures électriques existantes.

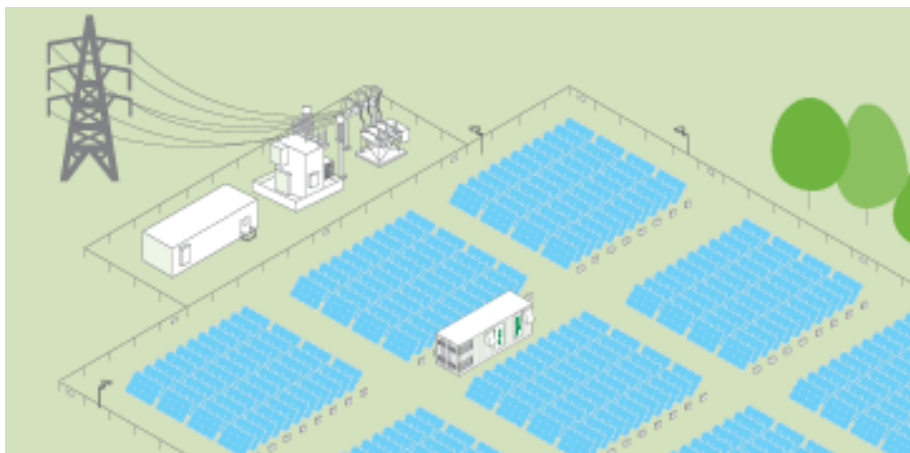


Figure 2. 14 Système PV centralisé connecté au réseau

Chapitre 3 : Les convertisseurs Statiques

Prérequis

- Notions d'électronique de puissance et électronique de puissance avancée
- Connaître les caractéristiques électriques d'un système PV

Objectifs :

- Apprendre les différents types de convertisseur DC/DC
- Savoir le principe d'un suiveur de point de puissance maximale

III.1. Définition et types des convertisseurs

Les convertisseurs statiques sont des dispositifs électriques qui permettent de convertir une tension ou une fréquence électrique en une autre tension ou fréquence, sans changer la nature du courant. Dans le contexte des systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque, les convertisseurs statiques sont utilisés pour convertir la tension continue produite par les modules photovoltaïques en une tension alternative de sortie.

Il existe plusieurs types de convertisseurs statiques, tels que :

- **Les convertisseurs DC/DC** : ces convertisseurs sont utilisés pour convertir une tension continue en une autre tension continue. Les convertisseurs DC/DC sont couramment utilisés dans les systèmes photovoltaïques pour réguler la tension de la batterie, pour contrôler la tension d'entrée de l'onduleur ou pour maximiser la production d'énergie à partir des modules photovoltaïques.
- **Les convertisseurs DC/AC** : ces convertisseurs sont utilisés pour convertir une tension continue en une tension alternative. Les convertisseurs DC/AC sont largement utilisés dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau pour injecter l'énergie produite sur le réseau de distribution.
- **Les convertisseurs AC/DC** : ces convertisseurs sont utilisés pour convertir une tension alternative en une tension continue. Les convertisseurs AC/DC sont utilisés dans les systèmes de charge des batteries pour charger la batterie à partir du réseau de distribution ou d'une source d'énergie alternative, telle qu'une éolienne ou une génératrice diesel.
- **Les convertisseurs AC/AC** : ces convertisseurs sont utilisés pour convertir une tension alternative en une autre tension alternative, avec une fréquence ou une amplitude différente. Les convertisseurs AC/AC sont utilisés dans les systèmes de régulation de la tension du réseau électrique ou dans les systèmes de transmission d'énergie électrique à longue distance.

Les convertisseurs statiques peuvent être classés en fonction de leur topologie, de leur mode de commutation, de leur contrôle ou de leur application.

Dans ce cours, nous nous concentrerons sur les hacheurs et les onduleurs.

III.2. Convertisseur DC / DC

Les convertisseurs DC/DC, également appelés hacheurs, sont des convertisseurs statiques qui permettent de convertir une tension continue V_1 en une autre tension continue V_2 , avec une amplitude différente. Les hacheurs sont utilisés dans les systèmes photovoltaïques pour réguler la tension de la batterie, pour contrôler la tension d'entrée de l'onduleur ou pour maximiser la production d'énergie à partir des modules photovoltaïques.

Il en résulte que la tension au niveau du module solaire peut être sélectionnée presque indépendamment de la tension à la charge. Ainsi, par exemple, sur la figure 3.1, la tension V_1 au niveau du module solaire peut être maintenue constante. Le point de fonctionnement autoréglable dans les deux cas est très proche du MPP respectif.

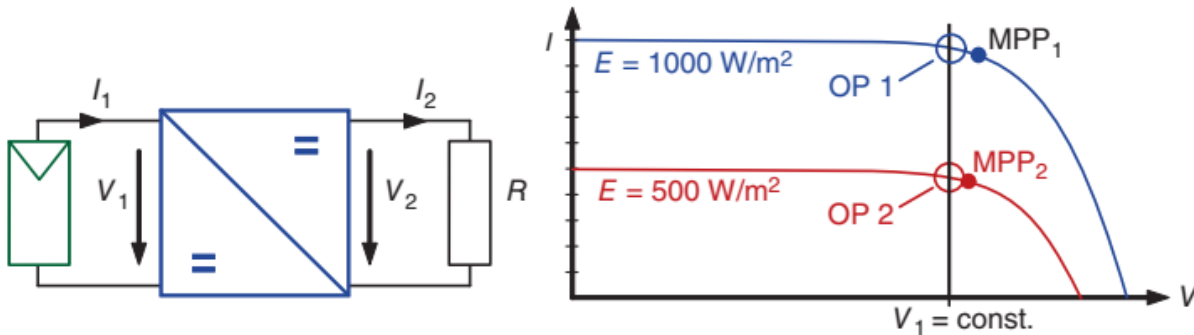


Figure 3.1 : Application d'un convertisseur DC / DC : La tension au générateur solaire peut être sélectionnée indépendamment de celle à la charge ; par exemple, elle peut laisser constante

Un hacheur ne fonctionnera jamais sans perte. Cependant, les bons convertisseurs réalisent des gains d'efficacité de plus de 95 %, le reste étant converti en chaleur. Dans le cas d'un convertisseur idéal avec une efficacité de 100%, la puissance d'entrée et la puissance de sortie sont les mêmes :

$$P_1 = V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2 = P_2 \quad (1)$$

Si nous choisissons V_1 différemment de V_2 , les courants I_1 et I_2 doit également être différent. Ainsi, le convertisseur de tension fonctionne en même temps qu'un transformateur d'impédance.

III.2.1. Convertisseur Buck (Hacheur abaisseur) :

Les modules sont souvent connectés en série afin d'obtenir une haute tension. Si cette tension doit être réduite, un hacheur abaisseur (dit aussi série) est utilisé. Le principe du convertisseur abaisseur est de commuter la tension d'entrée V_1 uniquement pendant une certaine période de temps T_{On} vers la tension de sortie (dite modulation de largeur d'impulsion de l'anglais : pulse width modulation « PWM », voir figure 3.2).

Le résultat est une tension pulsée $v_2(t)$ à la sortie qui a une valeur moyenne de:

$$\bar{v}_2 = \frac{T_{On}}{T} \cdot a \cdot V_1 \quad (2)$$

Avec :

T_{On} : temps de fermeture de l'interrupteur (temps « on »)

T : période de temps

a : est le rapport cyclique :

$$a = \frac{T_{On}}{T} \quad (3)$$

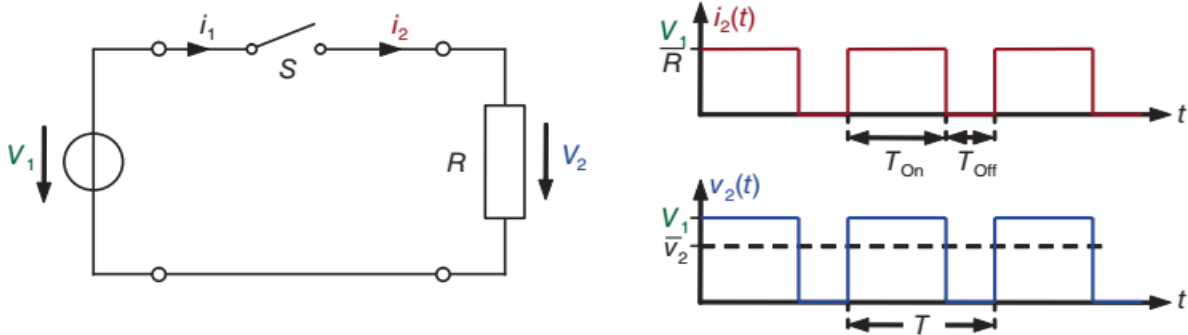


Figure 3.2. Modèle simplifié d'un convertisseur abaisseur : En sortie, le résultat dû à la modulation de largeur d'impulsion dans la moyenne temporelle est une tension réduite v_2 par rapport à V_1

Dans les applications pratiques, un composant de sortie pulsé ne peut pas être accepté. Pour cette raison, des éléments de lissage pour le courant et la tension doivent être ajoutés. La figure 3.3 montre l'ensemble des circuits.

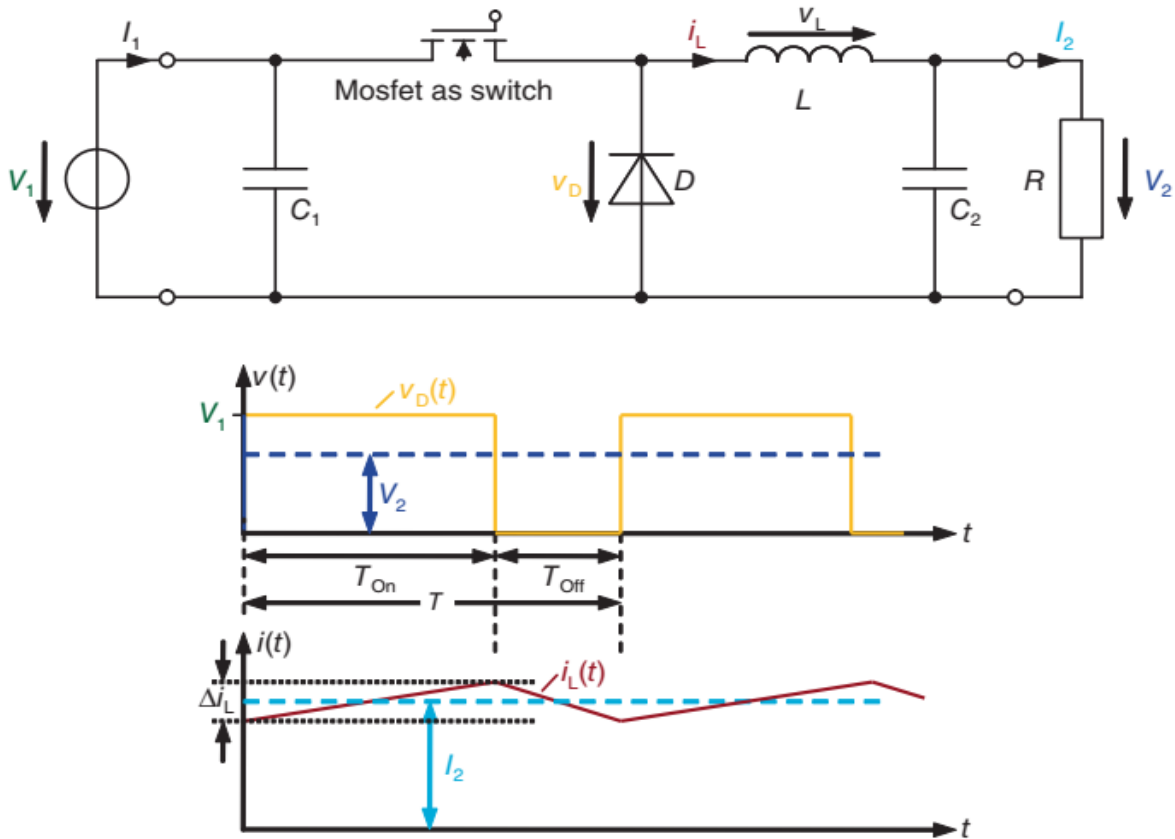


Figure 3.3. Schéma ainsi que les courbes de courant et de tension du convertisseur abaisseur

La bobine L est utilisée pour assurer un courant continu i_L et le condensateur C_2 est utilisé pour lisser la tension de sortie. La capacité doit être suffisamment grande pour que l'on puisse supposer une tension continue V_2 en sortie.

La fonction de l'interrupteur de la figure 3.2 est réalisée dans la pratique par un commutateur semi-conducteur, par exemple, un MOSFET de puissance. Il peut être commuté comme un interrupteur normal via un potentiel positif à sa borne de grille. Le condensateur C_1 sert à éviter que la source de la tension ne soit chargée en entrée par des courants pulsés.

En détail, comment cela fonctionne-t-il ? Nous allons d'abord examiner le cas où le MOSFET est activé. Pour la tension v_D à la diode s'applique :

$$v_D = V_1 \quad (4)$$

La tension au niveau de la bobine d'arrêt suit alors :

$$v_L = v_D - V_2 = V_1 - V_2 \quad (5)$$

Il y a donc une tension constante au niveau de la bobine de sorte que, selon la loi d'induction :

$$v_L(t) = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (6)$$

On peut dire que pour le temps T_{On} le courant variera linéairement avec le temps. Le courant augmente avec la vitesse de balayage constante (voir figure 3) :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_L}{L} = \frac{V_1 - V_2}{L} \quad (7)$$

Si le transistor est bloqué à l'instant $t = T_{On}$, alors la bobine tente de maintenir le courant i_L . Il conduit le courant plus loin via la diode flyback D. Si nous supposons qu'il s'agit d'une diode idéale ($v_D = 0$), alors de manière analogue à celle mentionnée précédemment, nous pouvons dériver la vitesse de balayage du courant :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_L}{L} = -\frac{V_2}{L} \quad (8)$$

Ainsi, le courant décroît linéairement avec le temps. La valeur du point de départ est obtenue en supposant qu'il ne peut y avoir de chute de tension continue dans une bobine idéale. La tension constante V_2 est dérivée de la moyenne de la tension v_D dans le temps :

$$V_2 = a \cdot V_1 \quad (9)$$

a : est le rapport cyclique

III.2.2. Convertisseur Boost (Hacheur élévateur) :

Il est souvent nécessaire de convertir une petite tension du générateur solaire en une tension plus élevée, par exemple, afin d'alimenter le réseau public. Dans ce cas, on utilise un hacheur élévateur. Le schéma est indiqué dans la figure 3.4. Tout d'abord, le transistor est allumé. Avec $v_S=0$ suit $v_L=V_1$ pour que la vitesse de balayage du courant puisse être immédiatement donnée comme :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_L}{L} = \frac{V_1}{L} \quad (10)$$

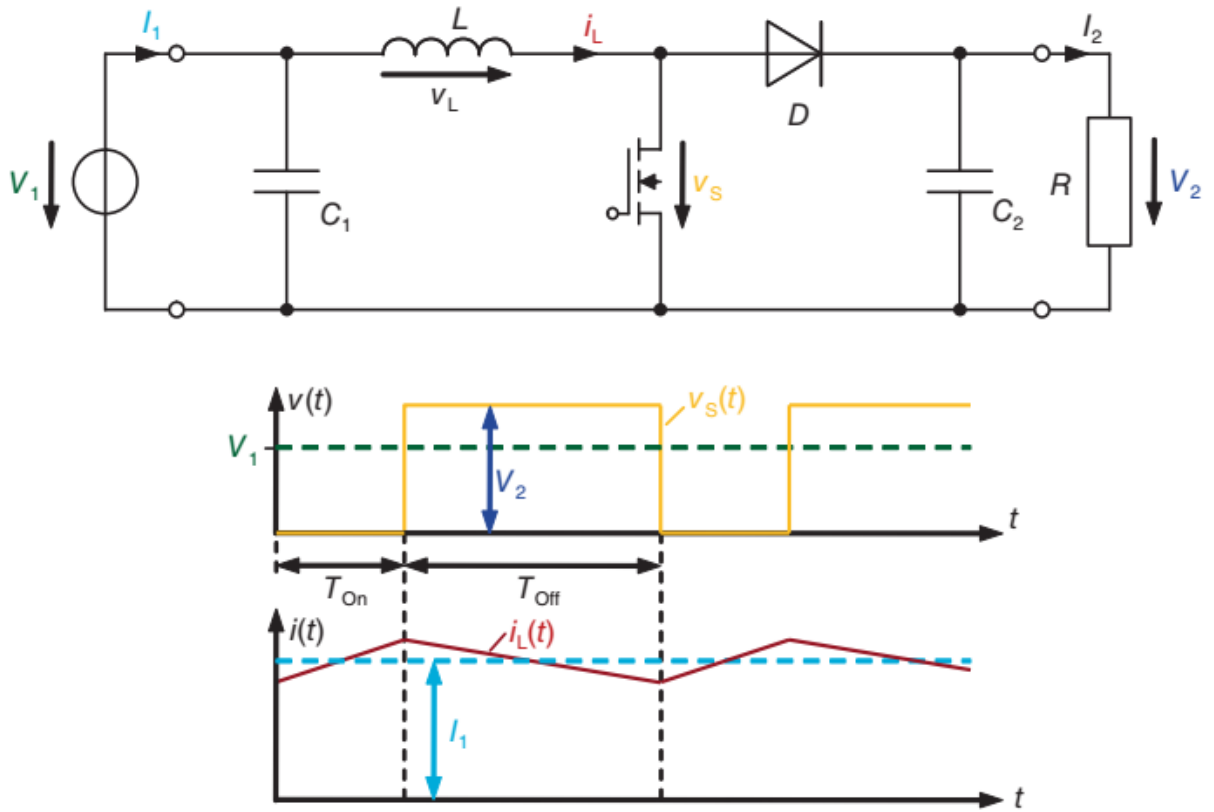


Figure 3.4. Connexion d'un convertisseur boost avec des progressions de courant et de tension

Le transistor est ouvert après la période T_{On} . La bobine tente de maintenir le courant. Nous supposons que V_2 est supérieur à V_1 . Dans ce cas, l'inductance entraîne le courant lentement vers le bas via la diode D à la sortie. La tension de la bobine est alors :

$$v_L = V_1 - V_2 \quad (11)$$

Et le taux de balayage du courant est :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_L}{L} = \frac{V_1 - V_2}{L} \quad (12)$$

Lorsque i_L diminue, la tension v_L sera négative selon la loi d'induction (6). Si l'on résout (11) pour V_2 alors il sera clair que la tension de sortie doit être supérieure à la tension d'entrée, ce qui confirmera notre hypothèse :

$$V_2 = V_1 - v_L \quad (13)$$

Ici aussi, ce qui suit s'applique : la bobine d'arrêt ne peut pas accepter de courant continu de sorte que la valeur moyenne temporelle de $v_s(t)$ doit être égale à V_1 . On obtient donc de la progression de la tension de la figure 4 :

$$V_2 \cdot T_{\text{Off}} = V_1 \cdot T \quad (14)$$

Pour la tension de sortie il y a donc :

$$V_2 = \frac{T}{T_{\text{Off}}} \cdot V_1 = \frac{T}{T - T_{\text{On}}} \cdot V_1 = \frac{1}{1 - T_{\text{On}}/T} \cdot V_1 = \frac{1}{1 - a} \cdot V_1 \quad (15)$$

III.2.3. 1.4. MPP-Tracker :

Après avoir pris connaissance des convertisseur DC / DC, nous pouvons les utiliser pour le suivi du point de puissance maximal MPP. La figure 5 illustre le principe de base : à la sortie (ou à l'entrée) du convertisseur DC / DC, la puissance réelle est déterminée au moyen de la mesure du courant et de la tension. Le point de fonctionnement peut être modifié en faisant varier le rapport cyclique a .

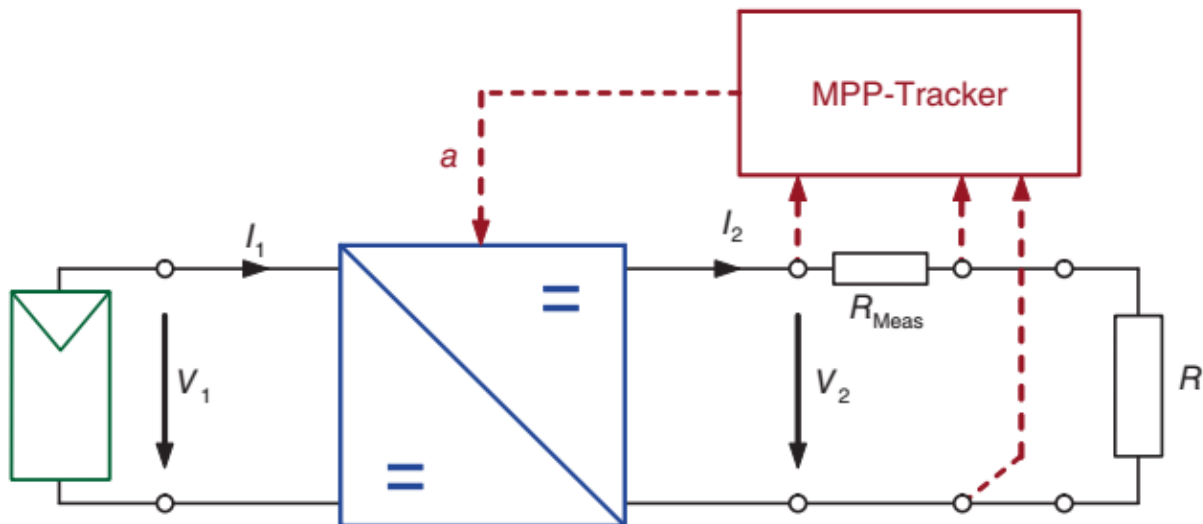


Figure 3. 5. Principe de suivi du MPP : La puissance de sortie est maximisée en mesurant le courant et la tension avec la variation simultanée du rapport cyclique

Il existe différentes méthodes pour trouver le MPP dont la méthode « Perturb and Observe » est devenue la plus populaire. L'organigramme de l'algorithme est illustré dans la figure 6. La plupart des suiveurs MPP commencent au point de circuit ouvert de la courbe I - V. La puissance réelle est

d'abord déterminée, puis le facteur d'utilisation est augmenté. Si la nouvelle puissance est supérieure à l'ancienne valeur, le suivi était correct et le rapport cyclique est encore augmenté. Si le MPP est dépassé, la puissance mesurée est diminuée et le rapport cyclique est à nouveau réduit. Ainsi, le point de fonctionnement réel varie légèrement autour du MPP.

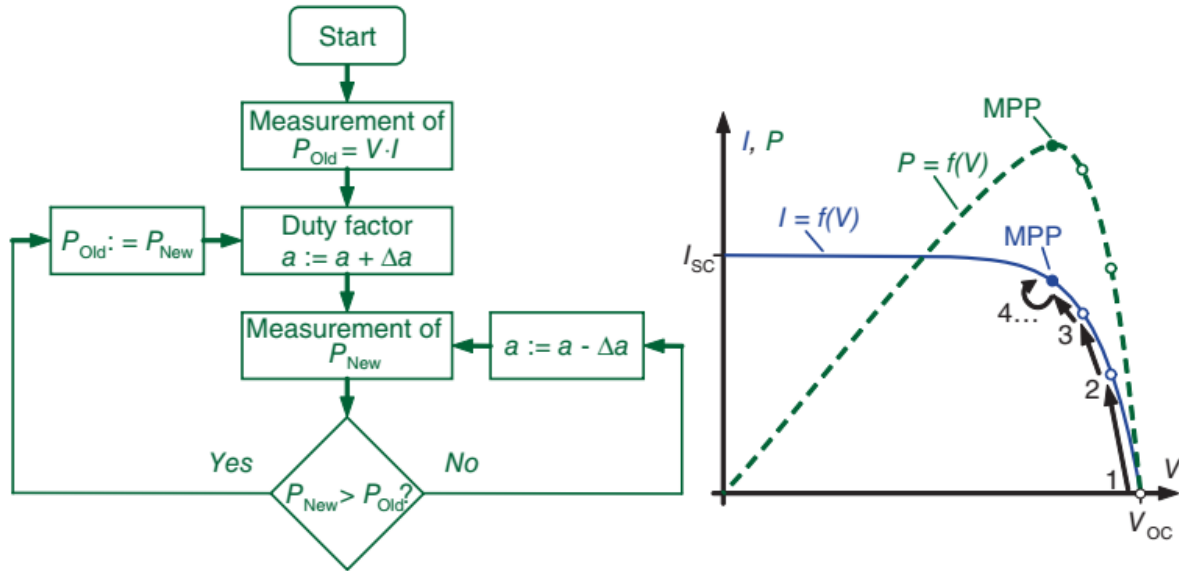


Figure 3. 6. Algorithme de la méthode « Perturb and Observe » : à partir du point de circuit ouvert, le rapport cyclique est modifié, la nouvelle puissance est déterminée et le rapport cyclique est encore optimisé en fonction du résultat jusqu'à ce que le MPP soit finalement atteint

Chapitre 04 : Systèmes de stockage

Prérequis

- Notions générales sur le stockage d'énergie électrique

Objectifs :

- Savoir les différents formes de stockage de l'énergie électrique
- Savoir le principe de fonctionnement d'une batterie acide-plomb
- Connaître les caractéristiques d'une batterie acide-plomb.

IV.1. 1. Systèmes de Stockage d'énergie

Le stockage d'énergie est généralement une tâche répétitive avec un nombre très élevé de cycles attendus. Contrairement aux batteries électrochimiques classiques, où le nombre attendu de cycles est limité en raison de phénomènes de dégradation, les systèmes physiques basés sur des mécanismes réversibles de natures diverses peuvent être utilisés avec des cycles de vie beaucoup plus longs. Un bon exemple peut être trouvé dans le secteur hydraulique avec les centrales hydrauliques classiques à pompage. De tels systèmes peuvent en outre être réalisés pour des niveaux de puissance très élevés de l'ordre de centaines de mégawatts.

Un autre principe est basé sur la compression et l'expansion des gaz et est connu sous le nom de stockage d'énergie à air comprimé.

En outre, des systèmes mécaniques sont également utilisés sur la base de l'énergie cinétique de rotation et sont connus sous le nom de volants.

Les composants électriques tels que les condensateurs ou les inductances sont également des candidats au stockage d'énergie, même si leur capacité énergétique spécifique est limitée. De tels systèmes sont généralement utilisés pour leur capacité à fournir un niveau élevé de puissance instantanée.

IV.1.1. Stockage hydraulique (gravitational hydro pumped storage):

Les installations de stockage hydraulique comprennent des réservoirs d'eau placés à différentes altitudes et qui sont reliés par un ensemble pompe / turbine réversible. L'énergie stockée « E » peut être décrite par la loi de la gravitation :

$$E = mgh \quad (1)$$

Avec : m : la masse d'eau déplacée ; g : accélération gravitationnelle ; h : la différence en hauteur des deux réservoirs.

Un schéma simplifié d'une installation de stockage hydro-pompée est donné à la Figure 1. Les principaux composants de conversion sont les pompes hydrauliques et les turbines, couplées directement aux machines synchrones utilisées comme moteurs en mode d'accumulation et comme générateurs en mode de restitution. Les centrales hydrauliques à pompage modernes utilisent des générateurs / moteurs à vitesse variable offrant de nombreux avantages comme une puissance variable en mode pompe.

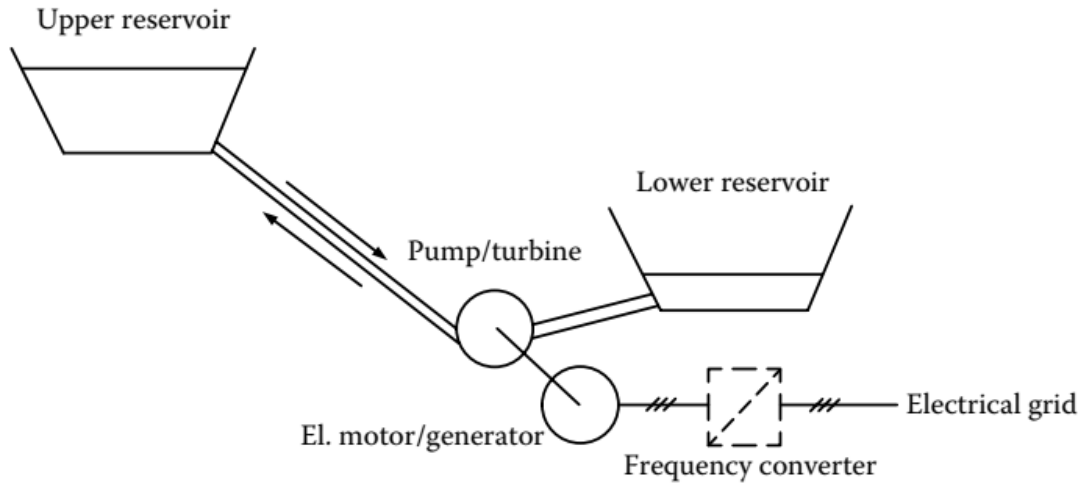


Figure 4. 1 : principe d'une centrale hydraulique

IV.1.2. Stockage à air comprimé:

Ce mode de stockage est basé sur la compression et l'expansion de l'air. De tels systèmes utilisent généralement un étage de compression comprenant un moteur électrique entraînant une machine de compression. Ensuite, l'air comprimé est stocké dans un réservoir. Pour la récupération de l'énergie stockée, un système d'expansion est également prévu. Cette machine d'expansion est composée d'un détendeur volumétrique entraînant un générateur électrique. Le schéma général est représenté à la figure 2.

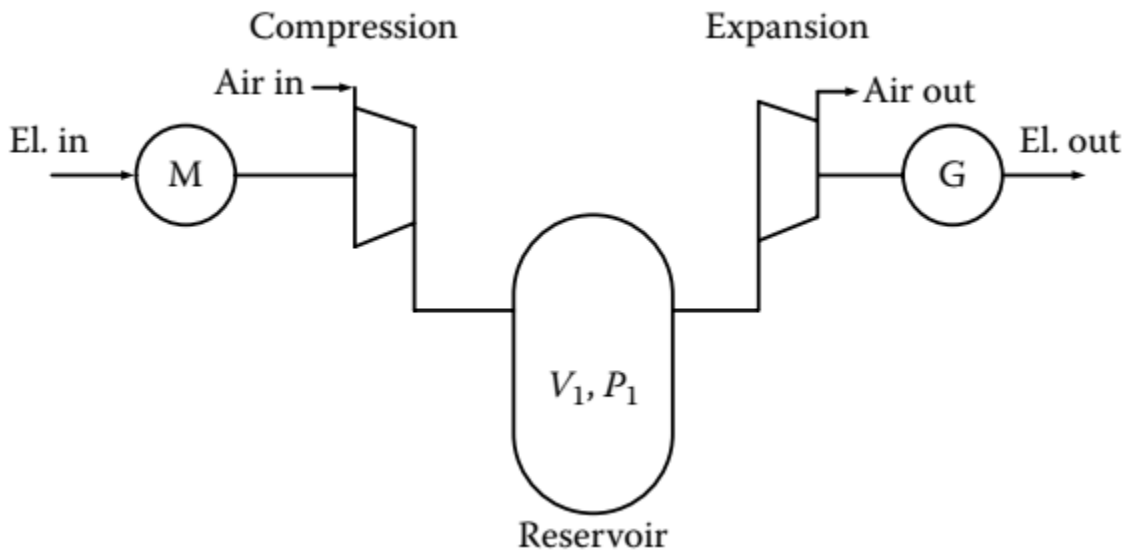


Figure 4. 2. Schéma général d'un système de stockage à air comprimé

La quantité d'énergie stockée dans un réservoir de volume V_1 , pressurisée à un niveau de pression P_1 et stabilisée à la même température que son environnement, peut être calculée par l'expression (2) :

$$E = P_1 V_1 \left[\ln \left(\frac{P_1}{P_a} \right) - 1 + \frac{P_a}{P_1} \right] \quad (2)$$

P_a est la pression atmosphérique. Cette expression donne la valeur de la quantité maximale d'énergie qui peut être récupérée du réservoir qui correspond à une pleine expansion dans des conditions isothermes.

IV.1.3. Énergie cinétique de rotation (Volants d'inertie / flywheels)

Une autre possibilité de stocker l'énergie est grâce à l'énergie cinétique de rotation. De tels systèmes appartiennent également à la catégorie des phénomènes de physique réversible. Un système à volant est généralement composé d'une machine électrique couplée à une masse tournante. A l'aide d'un convertisseur électronique de puissance, le couple moteur de la machine à vitesse variable (positif pour la charge et négatif pour la décharge) peut être imposé avec précision et permet le contrôle du niveau de puissance échangé. Les volants d'inertie ont été réalisés dans le passé sur la base d'acier normal et à vitesse limitée, mais les équipements modernes bénéficient de matériaux avancés tels que les composites de carbone et les moteurs à aimants permanents à fonctionnement rapide qui peuvent tourner à plusieurs centaines de milliers de tours par minute. Les encapsulations partiellement évacuées réduisent les pertes aérodynamiques du volant et du moteur. Une représentation schématique d'un système à volant est donnée à la figure 3.

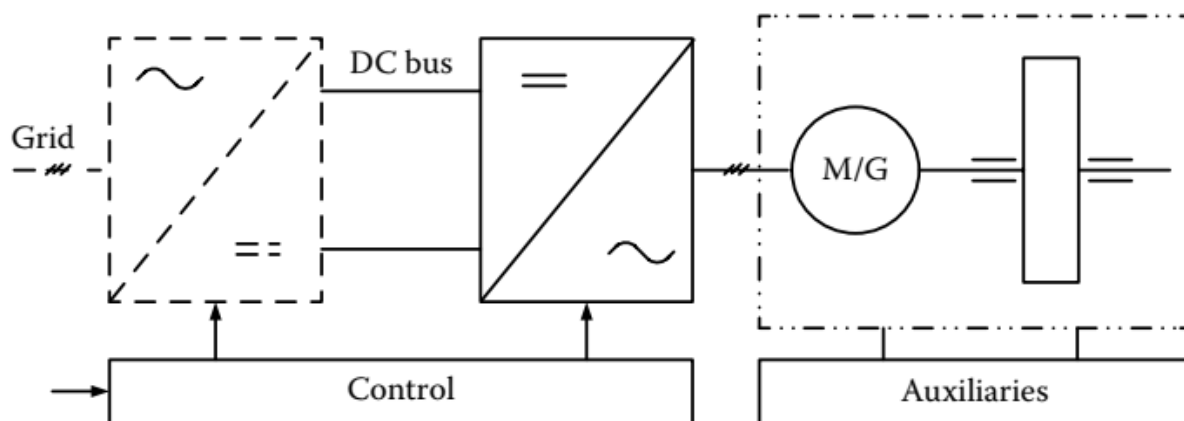


Figure 4. 3. Système à volants d'inertie

IV.1.4. Systèmes capacitifs (et supercapacitifs)

Le double élément de l'inductance est le condensateur électrique. Il peut être utilisé pour le stockage d'énergie selon la relation donnant son contenu énergétique :

$$E = \frac{1}{2}CU^2 \quad (3)$$

Où :

C : est la valeur de la capacité

U : est la valeur de la tension aux bornes du condensateur

La charge et la décharge d'un condensateur sont réalisées en utilisant un convertisseur électronique de puissance. Le schéma général d'un dispositif de stockage d'énergie capacitif est représenté sur la figure 4. Les condensateurs classiques à haute tension peuvent être utilisés pour le stockage d'énergie, mais aussi les supercondensateurs développés plus récemment, caractérisés par leur grande valeur de capacité.

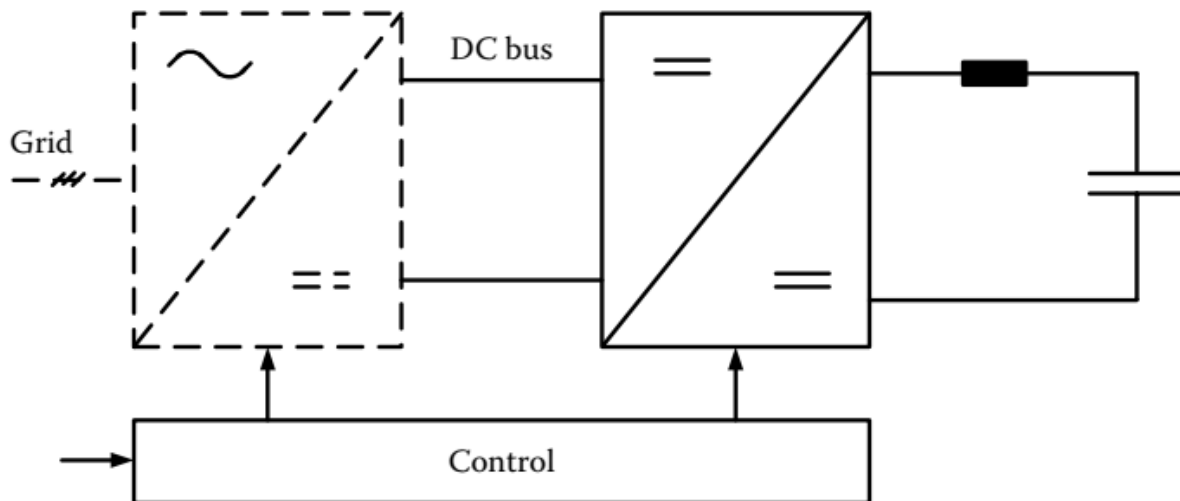


Figure 4. 4. Système de stockage à condensateur

Dans le cas d'un système de stockage capacitif, le convertisseur électronique de puissance doit pouvoir contrôler le courant du condensateur. Un courant positif charge le condensateur, tandis qu'un courant négatif provoque sa décharge. Un mode de ralenti permanent est caractérisé par un courant nul. Il s'agit d'une propriété intéressante concernant l'efficacité énergétique.

IV.2. Batteries Plomb – Acide

Les batteries sont les dispositifs de stockage les plus utilisées dans diverses applications. Une batterie se constitue de deux électrodes (anode et cathode) et un électrolyte. Le déplacement des ions de charge et de décharge de l'anode à la cathode à travers l'électrolyte permet à la batterie de charger ou décharger l'énergie de stockage.

Il existe plusieurs types de batteries, cependant, le type le plus utilisé sont les batteries plomb – acide.

IV.2.1. Fonctionnement des batteries Plomb – Acide

Une batterie Plomb – Acide (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) est composée d'une cathode (électrode positive), une anode (électrode négative) et d'un électrolyte assurant le transfert des électrons entre les électrodes. Pendant la décharge, les réactions électrochimiques au niveau des deux électrodes génèrent un flux d'électrons à travers un circuit externe, la cathode acceptant les électrons et l'anode fournissant les électrons. Pendant le processus de charge, les réactions électrochimiques sont inversées et la batterie absorbe l'énergie électrique du circuit externe.

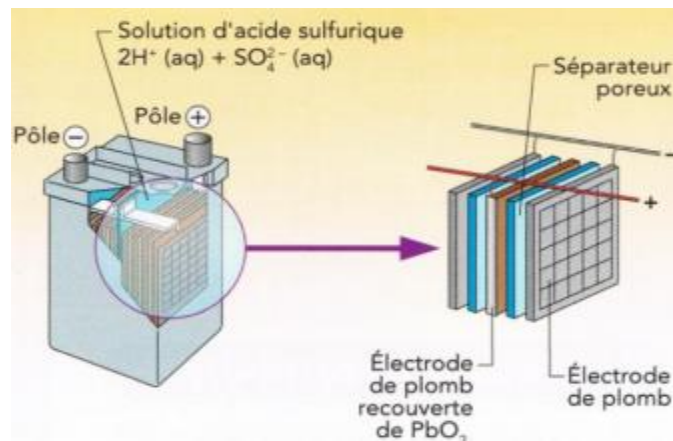
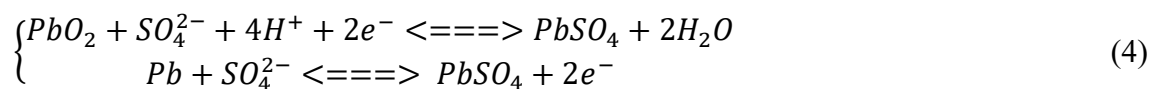


Figure 4. 5. composition d'une batterie Plomb – Acide

La réaction chimique représentée par le système est la suivante :



Il existe une différence de potentiel entre les deux électrodes d'environ 2 V. cette différence de potentiel dépend de la valeur instantanée de l'état de charge de la batterie. Pour les applications hybrides, les batteries couramment utilisées ont une tension nominale de 12 ou 24 V et se compose donc de 6 ou 12 accumulateurs connectés en série.

IV.2.2. Modélisation du banc de batterie

Dans la simulation des systèmes PV, la modélisation du des dispositifs de stockage est importante. Elle permet d'une part, d'optimiser la gestion de l'énergie au sein du système en élaborant l'état de charge instantané (SOC). D'autre part, elle facilite l'estimation du coût du système de stockage pendant la durée de vie du système en évaluant sa durée de vie.

Trois principaux modèles de batterie sont proposés dans la littérature. Un modèle énergétique se concentre sur la modélisation de l'état de charge qui est le paramètre le plus important dans le suivi des Système PV. Un deuxième modèle dit modèle de tension qui estime la tension aux bornes de la batterie. Ce modèle est utilisé pour modéliser le système de gestion de la batterie et permet de calculer en détails les pertes dans l'accumulateur. Le dernier modèle est le modèle de vieillissement utilisé pour l'évaluation de l'impact du régime d'exploitation particulier sur la durée de vie attendue de la batterie.

a) *Modèle énergétique*

L'état de charge du banc des batterie dépend de la différence entre la puissance totale produite (P_{tot}) par le système et la consommation (P_{Cons})

L'état de charge instantanée ($SOC(t)$) de l'accumulateur pendant la charge est calculé par :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + (P_{tot}(t) - P_{Cons}(t)) \cdot \frac{\eta_{ch}}{U_{bus}} \Delta t \quad (5)$$

Au cours de la phase de décharge $SOC(t)$ est donnée par :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + (P_{tot}(t) - P_{Cons}(t)) \cdot \frac{1}{\eta_{déch} U_{bus}} \Delta t \quad (6)$$

η_{ch} et $\eta_{déch}$: Rendements de la charge et de la décharge des batteries

U_{bus} : Tension nominale du bus continu

Pour maîtriser la durée de vie de la batterie, l'état de charge de la batterie est soumis à la contrainte suivante :

$$SOC_{max} \geq SOC(t) \geq SOC_{min} \quad (7)$$

Où :

SOC_{max} : Capacité de stockage maximale permise, elle correspond à la capacité nominale C_n de l'ensemble des accumulateurs, qui à son tour liée au nombre total N_b , nombre de batteries montés en série N_{bs} ainsi que la capacité C_b de chaque batterie, tel que :

$$C_n = C_b \left(\frac{N_b}{N_{bs}} \right) \quad (8)$$

SOC_{min} : Capacité de stockage minimale permise, elle est liée à SOC_{max} par :

$$SOC_{min} = (1 - DOD) \cdot SOC_{max} \quad (9)$$

DOD : Profondeur de décharge de la batterie.

b) Modèle de la tension

Le modèle de tension est généralement basé sur des équations qui relie la tension au courant et à l'état de charge. Le schéma électrique équivalent de tel modèle schématise la batterie comme une source idéale de tension connectée en série avec une résistance et une capacité comme le montre la Figure .

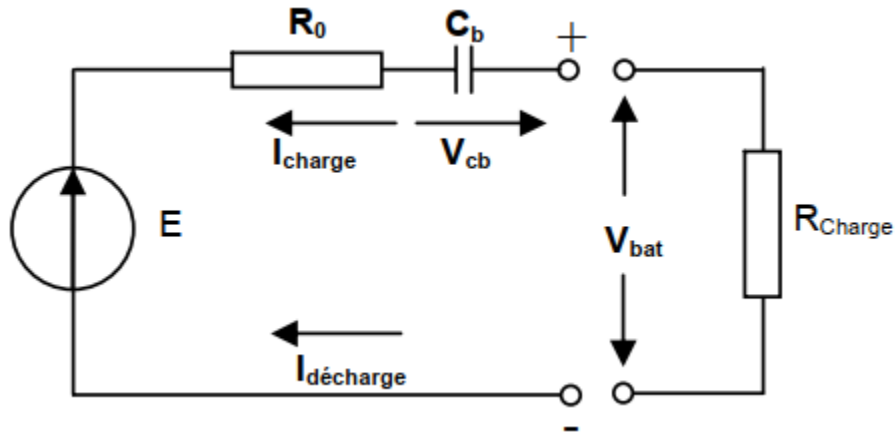


Figure 4. 6. Modèle électrique simplifié d'une batterie

En appliquant la loi des mailles :

$$V_{bat} = E - R_0 I_{bat} + V_{cb} \quad (10)$$

R_0 : Résistance interne de la batterie,

E : Tension de la batterie en circuit ouvert,

V_{bat} : Tension au borne de la batterie,

I_{bat} : Courant délivrer par la batterie,

V_{cb} : Tension au bornes de la condensateur.

IV.3. Paramètres des batteries

Nous allons maintenant discuter de certains paramètres utilisés pour caractériser les batteries.

IV.3.1. Tension

Tout d'abord, nous allons discuter de la tension nominale de la batterie. La tension à laquelle la batterie est évaluée et est censée fonctionner est la tension nominale. Les batteries dites solaires ou batteries au plomb pour les applications photovoltaïques sont généralement évaluées à 12 V, 24 V ou 48 V. La tension réelle des systèmes PV peut différer de la tension nominale. Cela dépend principalement du SoC et de la température de la batterie.

IV.3.2. Capacité

Lorsque l'on parle de batteries, le terme capacité fait référence à la quantité de charge que la batterie peut fournir à la tension nominale. La capacité est directement proportionnelle à la quantité de matériau d'électrode dans la batterie. Cela explique pourquoi une petite cellule a une capacité inférieure à une grande cellule qui est basée sur la même chimie, même si la tension en circuit ouvert à travers la cellule sera la même pour les deux. Ainsi, la tension de la cellule est davantage basée sur la chimie, tandis que la capacité est davantage basée sur la quantité de matières actives utilisées.

La capacité C_{bat} est mesurée en ampères-heures (Ah). Notez que la charge est généralement mesurée en coulomb (C). Le courant électrique étant défini comme le débit de la charge électrique, Ah est une autre unité de charge. Puisque $1\text{ C} = 1\text{ ampère-seconde (As)}$, $1\text{ Ah} = 3600\text{ C}$.

Pour les batteries, Ah est l'unité la plus pratique, car dans le domaine de l'électricité, la quantité d'énergie est généralement mesurée en wattheures (Wh). La capacité énergétique d'une batterie est simplement donnée en multipliant la tension nominale de la batterie mesurée en volts par la capacité de la batterie mesurée en ampères-heures,

$$E_{bat} = C_{bat}V \quad (11)$$

Ce qui se traduit par la capacité énergétique de la batterie en wattheures.

IV.3.3. C-rate

Une toute nouvelle batterie d'une capacité de 10 Ah peut théoriquement fournir un courant de 1 A pendant 10 heures à température ambiante. Bien sûr, dans la pratique, c'est rarement le cas en raison

de plusieurs facteurs. Par conséquent, le C-rate est utilisé, qui est une mesure du taux de décharge de la batterie par rapport à sa capacité. Elle est définie comme la capacité maximale pouvant être extraite de la batterie en une heure divisée par la capacité de la batterie. Par exemple, un C-rate de 1 pour une batterie de 10 Ah correspond à un courant de décharge de 10 A sur 1 heure. Un C-rate de 2 pour la même batterie correspondrait à un courant de décharge de 20 A sur une demi-heure. De même, un C-rate de 0,5 implique un courant de décharge de 5 A sur 2 heures. En général, on peut dire qu'un C-rate de n correspond à la décharge complète de la batterie en $1 / n$ heures, quelle que soit la capacité de la batterie

IV.3.4. Rendement

Pour concevoir des systèmes PV, il est très important de connaître le rendement du système de stockage. Habituellement, l'efficacité cyclique (round-trip efficiency) est utilisée, qui est donnée comme le rapport entre le stockage total à la sortie et le stockage total à l'entrée,

$$\eta_{bat} = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (12)$$

Par exemple, si 10 kWh sont pompés dans le système de stockage pendant la charge, mais que seulement 8 kWh peuvent être récupérés pendant la décharge, l'efficacité cyclique du système de stockage est de 80%. L'efficacité cyclique des batteries peut être décomposée en deux efficacités : premièrement, l'efficacité voltaïque ou énergétique, qui est le rapport de la tension de décharge moyenne à la tension de charge moyenne,

$$\eta_V = \frac{V_{décharge}}{V_{charge}} \quad (13)$$

Cette efficacité couvre le fait que la tension de charge est toujours légèrement supérieure à la tension nominale afin de conduire la réaction chimique inverse (charge) dans la batterie.

Deuxièmement, nous avons l'efficacité Faradique, qui est définie comme le rapport de la charge totale extraite de la batterie à la charge totale mise dans la batterie sur un cycle de charge complet,

$$\eta_F = \frac{Q_{décharge}}{Q_{charge}} \quad (14)$$

Le rendement de la batterie est alors défini comme le produit de ces deux rendements,

$$\eta_{bat} = \eta_V * \eta_F = \frac{V_{décharge}}{V_{charge}} * \frac{Q_{décharge}}{Q_{charge}} \quad (15)$$

IV.3.5. État de charge et profondeur de décharge

Un autre paramètre important de la batterie est l'état de charge (SoC), qui est défini comme le pourcentage de la capacité de la batterie disponible pour la décharge,

$$SoC = \frac{E_{bat}}{C_{bat} * V} \quad (16)$$

La profondeur de décharge (DoD) est également un paramètre important. Il est défini comme le pourcentage de la capacité de la batterie qui a été déchargée,

$$DoD = \frac{C_{bat} * V - E_{bat}}{C_{bat} * V} \quad (17)$$

IV.3.6. Durée de vie du cycle

La durée de vie d'une batterie est définie comme le nombre de cycles de charge et de décharge après lesquels la capacité de la batterie tombe en dessous de 80% de la valeur nominale.

Chapitre 05 : Régulateurs de charge

Prérequis

- Notion sur les systèmes PV
- Notions générales sur le stockage d'énergie électrique

Objectifs :

- Savoir le principe de fonctionnement d'un régulateur de charge
- Savoir les différents types des régulateurs de charge.

Le régulateur de charge, connecté entre le générateur PV et la batterie (Fig. 5.1), est le composant le plus important des systèmes photovoltaïques autonomes avec batterie de stockage. Son objectif est de maintenir les batteries du système chargées et en sécurité pendant une longue période. La fonction principale du régulateur de charge est de charger une batterie sans autoriser de surcharge et en même temps, en empêchant le passage du courant inverse lorsqu'il n'y a pas de soleil. Les régulateurs de charge, bien que non nécessaires pour les systèmes plus petits, sont nécessaires pour les systèmes avec batterie de stockage sous-dimensionné optimisé afin de réduire les coûts initiaux, ainsi que pour les systèmes avec intervention de l'utilisateur.

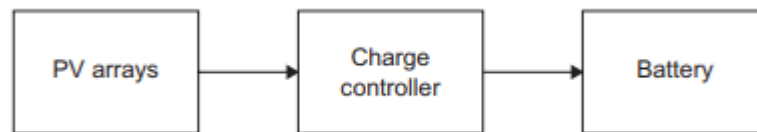


Figure 5.1. Schéma de principe d'un agencement de régulateur de charge

Le régulateur de charge est essentiellement utilisé pour protéger les batteries contre les surcharges et les sous-charge et pour connecter et déconnecter automatiquement une charge électrique du lever au coucher du soleil.

La surcharge se produit souvent en été lorsque le système PV fonctionne dans de bonnes ou d'excellentes conditions météorologiques, ce qui entraîne une production d'énergie supérieure à la demande de charge électrique. En l'absence d'un régulateur de charge, le courant du système PV proportionnel à la quantité de rayonnement solaire ira dans une batterie, même si la batterie n'a pas besoin d'être chargée. Dans le cas de la batterie entièrement chargée, la charge non régulée fera monter la tension de la batterie à un niveau extrêmement élevé, ce qui entraînera une chaleur interne, une perte d'électrolyte, un gazage important et une corrosion du réseau. La surcharge de la batterie peut réduire la durée de vie de la batterie, le rendement de la batterie et peut poser un risque pour la sécurité. Un régulateur de charge empêche une telle surcharge de la batterie en limitant ou en interrompant le flux de courant du générateur photovoltaïque vers la batterie lorsque celle-ci est complètement chargée.

La surdécharge se produit pendant les périodes de faible rayonnement solaire et d'utilisation excessive de la charge électrique, ce qui entraîne une énergie insuffisante du générateur photovoltaïque pour maintenir la batterie complètement rechargée. Dans le cas d'une batterie à décharge profonde, la réaction chimique dans la batterie se produit à proximité des grilles,

affaiblissant la liaison entre les matériaux actifs et les grilles. Dans le cas de plusieurs surdécharge de batteries, la perte de vie de la batterie et la perte de capacité se produit. La protection contre la décharge excessive est obtenue en déconnectant les charges du système lorsque la batterie atteint une basse tension. Dans un régulateur de charge, ceci est réalisé en enclenchant la connexion entre la batterie et la charge électrique lorsque la batterie atteint un point de consigne prédéfini ou réglable de faible tension. Les charges sont de nouveau reconnectées une fois que la batterie atteint un certain niveau.

V.1. Types de régulateurs de charge

Un régulateur de charge de base surveille la tension de la batterie et arrête de la charger lorsque la tension atteint un certain niveau, puis redémarre lorsque la tension chute au-dessous d'un certain niveau. Par conséquent, une façon de caractériser le régulateur de charge est par la façon dont ils régulent le courant de charge à une batterie.

V.1.1. Régulateurs de charge shunt

Dans un régulateur de charge shunt, le courant de charge d'une batterie est limité en court-circuitant le générateur photovoltaïque. Un élément shunt à l'intérieur du régulateur de charge est utilisé pour court-circuiter le générateur PV qui déplace le point de fonctionnement du générateur sur la courbe I-V près de l'état de court-circuit et limite la puissance de sortie. Une diode de blocage en série entre la batterie et l'élément shunt est utilisée pour empêcher le court-circuit de la batterie.

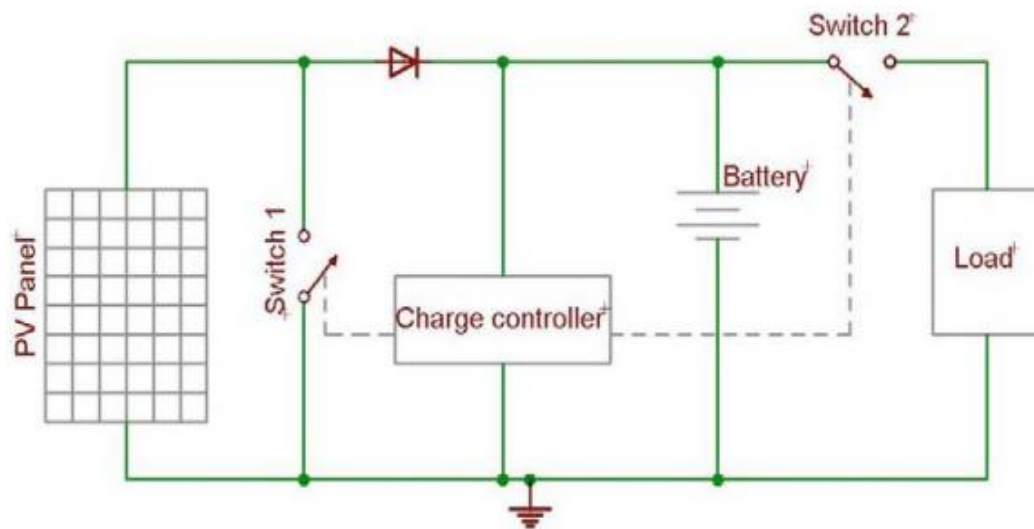


Figure 5.2. Régulateur de charge shunt

Généralement, les régulateurs de charge de type shunt sont peu coûteux et fiables, avec une conception simple adaptée aux petites installations PV hors réseau.

V.1.2. Régulateurs de charge série

Dans un régulateur de charge en série, la charge du courant sur la batterie est limitée par la mise en circuit ouvert des panneaux photovoltaïques. Un élément de commutation à l'intérieur du régulateur de charge s'ouvre lorsque la batterie atteint son état de charge maximal. Ceci déplacera le point de fonctionnement du générateur sur la courbe I-V à la condition de circuit ouvert et limitera la puissance de sortie. Les méthodes de commutation permettant de réguler la charge reposent sur certains algorithmes sélectionnés en fonction des étapes pour optimiser la charge de la batterie et les performances globales du système.

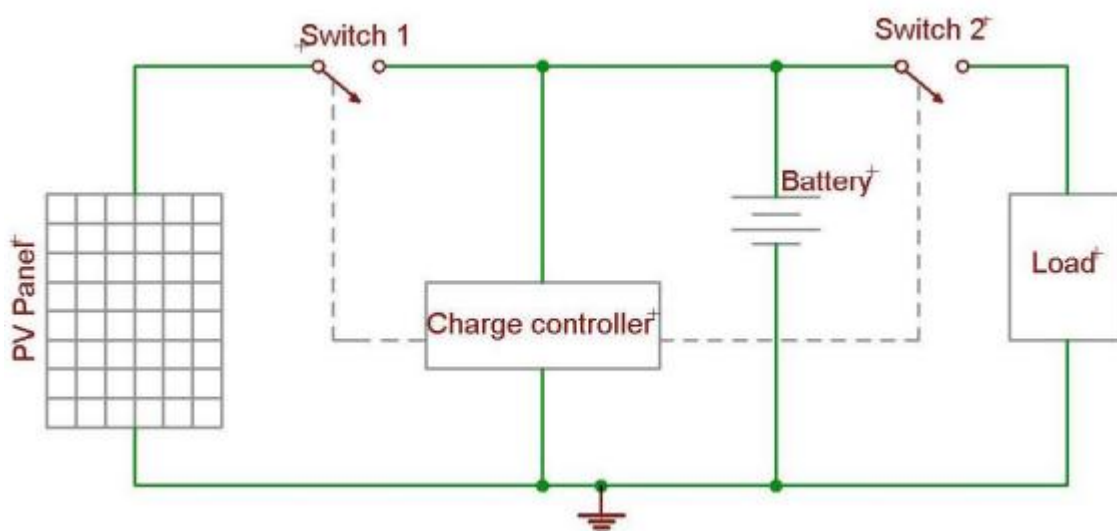


Figure 5.3. Régulateur de charge série

La plupart des régulateurs de charge utilisent un commutateur à circuit solide, tel qu'un transistor, qui fait passer le courant dans un sens et empêche le courant inverse.

La plupart des régulateurs à charge modernes fonctionnent dans un cycle de charge à trois étapes, comme indiqué ci-après :

a) Bulk :

Le régulateur définit un point pour les trois étapes pour la sélection correcte de chaque type de batterie et de chaque tension. Dans cette phase, la tension augmente progressivement pour atteindre environ 14,4–14,6 V pour un système 12 volts. Pendant ce temps, la batterie prélève un courant maximal, ce qui donne un état de charge d'environ 80 à 90%. Une fois que la tension atteint son niveau élevé, la phase d'absorption commence.

b) Absorption :

Dans la phase d'absorption, la tension est maintenue constante au niveau max pendant un certain temps, tandis que le courant diminue progressivement (réduit) à mesure que les batteries se rechargent. Une fois la batterie pleine, la phase finale commence. La période de charge d'absorption peut être préréglée ou réglable, et est habituellement de 1 à 3 heures.

c) Flotteur :

Une fois le temps d'absorption écoulé, la tension diminue progressivement jusqu'au niveau du flotteur à environ 13,4 à 13,7 V pour un système 12 V, ce qui correspond à près de 100% de l'état de charge. La charge du flotteur ne doit pas dépasser le taux d'autodécharge sinon la batterie sera surchargée. À cette phase, la batterie consomme un petit courant d'entretien jusqu'au démarrage du cycle suivant. La charge flottante est également appelée «charge de maintien». Il est essentiel de maintenir les niveaux de flottement optimaux de la tension car le gaz produit par la batterie a tendance à atteindre un niveau explosif.

V.1.3. Les régulateurs de modulation de largeur d'impulsion (MLI) :

Envoient des impulsions de charge à la batterie qui varient selon son état de charge. Une batterie à faible charge reçoit une impulsion « large » (c.-à-d. une charge élevée) ou la charge est allumée continuellement. Lorsque la batterie est complètement chargée, le régulateur envoie des impulsions de charge de plus en plus étroites. Une batterie complètement chargée (en mode « flottant ») ne reçoit qu'une faible impulsion occasionnelle. Le régulateur mesure l'état de charge et règle l'impulsion en conséquence. (Les régulateurs PWM et MPPT utilisent les fonctions des régulateurs de type série ou shunt.)

Chapitre 6 : Dimensionnement des systèmes PV

Prérequis

- Savoir les caractéristiques électriques des modules PV
- Connaitre les caractéristiques des batteries
- Notions sur l'énergie et la puissance

Objectifs :

- Savoir comment calculer le besoin en énergie d'un consommateur
- Connaitre comment calculer la taille d'un champs PV et d'un banc de batterie
- Connaitre comment dimensionner un système sans stockage

L'efficacité d'une installation électrique dépend étroitement de la qualité de son dimensionnement ainsi que de ses conditions d'exploitation, ces deux facteurs ayant un impact direct sur le coût global et les performances du système. Le dimensionnement d'un système photovoltaïque consiste principalement à déterminer la puissance du générateur ainsi que la capacité de stockage des batteries, en s'appuyant d'une part sur les données d'irradiation solaire du site et d'autre part sur les besoins énergétiques de l'utilisateur.

VI.1. Dimensionnement d'un système photovoltaïque avec batterie

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque associé à un stockage par batteries repose sur plusieurs étapes successives.

VI.1.1. Estimation des besoins d'électricité (Wh/j)

La consommation électrique journalière, exprimée en Wh/j, correspond à la somme des énergies consommées par l'ensemble des charges. Elle est calculée comme suit :

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

Où P_i représente la puissance de chaque charge (W) et t_i son temps d'utilisation quotidien (h/j).

VI.1.2. Évaluation de l'ensoleillement :

L'irradiation solaire est généralement considérée pour la période la moins favorable de l'année afin d'assurer un fonctionnement optimal en conditions défavorables.

L'énergie solaire journalière peut être exprimée en heures de plein ensoleillement (ou heures équivalentes), correspondant à une irradiation standard de 1000 W/m² :

$$E_{sol} = N_{eq} \cdot 1000 \quad (2)$$

N_{eq} désigne le nombre d'heures équivalentes d'ensoleillement sous les conditions STC (h/j).

Il est également important de garantir une orientation optimale des modules photovoltaïques. Dans l'hémisphère Nord, l'inclinaison idéale est orientée vers le Sud, tandis qu'elle est dirigée vers le Nord dans l'hémisphère Sud, afin de maximiser la captation solaire.

VI.1.3. Calcul de la puissance du générateur photovoltaïque

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

$$P_{pv,tot} [W] = \frac{B_j [Wh/j]}{N_{eq} [h/j] \cdot C_p} \quad (3)$$

Avec :

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

C_p : représente le coefficient global de pertes, incluant les pertes liées à l'encrassement, au câblage, au régulateur ainsi qu'au rendement du stockage. En pratique, ce coefficient varie généralement entre 0,9 et 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:

$$N_{pv} = Ent \left[\frac{P_{pv,tot}}{P_{pv,u}} \right] \quad (4)$$

VI.1.4. Choix de la Tension de fonctionnement :

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

Puissance du Champs	0-500Wc	500-2KWc	2-10KWc	> 10KWc
Tension recommandée	12VDC	24VDC	24VDC	> 48VDC

VI.1.5. Dimensionnement du système de stockage

Le dimensionnement des batteries doit être réalisé avec soin afin d'optimiser le coût et la fiabilité du système. La capacité totale de stockage est donnée par :

$$C_{bat,tot} [Ah] = \frac{B_j \left[\frac{Wh}{J} \right] \cdot N_{ja} [J]}{P_{dd} \cdot \eta_{bat} \cdot U_{bat} [V]} \quad (5)$$

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:

$$N_{bat} = Ent \left[\frac{C_{bat,tot}}{C_{bat,u}} \right] \quad (6)$$

VI.2. Dimensionnement d'un système photovoltaïque sans batterie :

Dans le cas d'un système sans batterie, la conception diffère sensiblement puisque l'énergie produite doit être immédiatement consommée. Le dimensionnement repose alors uniquement sur l'adéquation entre la production et la charge.

Les principales étapes sont les suivantes :

- Analyse des conditions du site,
- Estimation des besoins énergétiques,
- Dimensionnement du générateur photovoltaïque et des équipements associés sans prise en compte des pertes liées au stockage.

Dans ce type de configuration, l'absence de batterie impose de dimensionner le champ photovoltaïque de manière à satisfaire la charge même dans les conditions d'ensoleillement les plus faibles. Le facteur de dimensionnement est alors basé sur le nombre minimal d'heures d'ensoleillement disponibles durant le mois le moins favorable de l'année.

Références :

1. Labouret, A., & Villos, M. (2006). *Energie solaire photovoltaïque* (Vol. 3). Paris : Dunod.
2. Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*. Springer Science & Business Media.
3. Markvart, T. (Ed.). (2003). *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier.
4. Sebbagh, T., and A. Abdelouahed. (2014). "Etude de l'impact des facteurs climatique (Température, ensoleillement) sur la puissance des cellules Photovoltaïques (Study of the impact of climatic factors (temperature, sunshine) on the power of photovoltaic cells).", proceeding of the JNS2, ENSET-Skikda.
5. Tissot, M., (2008). "Le guide de l'énergie solaire et photovoltaïque", Eyrolles.
6. Sebbagh, T., Kelaiaia, R., & Zaatri, A. (2018). An experimental validation of the effect of partial shade on the IV characteristic of PV panel. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 96, 4165-4172.
7. Sebbagh, T., Kelaiaia, R., Zaatri, A., Bechara, T., & Abdelouahed, L. (2018). Investigation of the use of a central unique renewable energy system versus distributed units for crop irrigation. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(10), 2365-2373.
8. SEBBAGH, T., & ZAATRI, A. (2016). Optimal sizing of a hybrid renewable energy system to feed a clinic in the region of Tamanrasset.
9. Protin, L., & Astier, S. (1997). Convertisseurs photovoltaïques. *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, 5(D3360), D3360-1.
10. Zegueur, A., Sebbagh, T., & Metatla, A. (2023). A techno-economic study of a hybrid PV–wind–diesel standalone power system for a rural telecommunication station in northeast Algeria. *Engineering Proceedings*, 56(1), 25.
11. Freris, L., & Infield, D. (2009). *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*. Dunod.
12. Odru, P. (2013). *Le stockage de l'énergie-2e édition*. Dunod.
13. Hegedus, S., & Luque, A. (Eds.). (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons.

14. Patel, M. R. (2005). *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC press.
15. Sebbagh, T., Kelaiaia, R., Abdelouahed, A., & Zaatri, A. (2018). Optimizing the Use of Green Energies, an Application to Crop Irrigation. *Carpathian Journal of Electrical Engineering*, 12(1), 87-98.
16. Sebbagh, T., Kelaiaia, R., Metatla, A., & Zaatri, A. (2020). PREDICTIVE CAPABILITIES OF A NARX-BASED FORECASTER USED TO PREDICT THE PV PANEL OUTPUT POWER. *Carpathian Journal of Electrical Engineering*, 14(1), 7-17.
17. Sorensen, B. (2004). *Renewable energy*. Elsevier.
18. Sofia, B. L. (2014). Cours Energie Solaire Photovoltaïque. *Université A. MIRA de BEJAJA, 2015*.
19. Qazi, S. (2016). *Standalone photovoltaic (PV) systems for disaster relief and remote areas*. Elsevier.
20. Boucenna, K., Sebbagh, T., & Benchouia, N. E. (2023). Modeling, optimization, and techno-economic assessment of a hybrid system composed of photovoltaic-wind-fuel cell and battery bank. *Journal Européen des Systèmes Automatisés(JESA)*, 56(1).
21. Mohammad Arif Sobhan, Bhuiyan Hadaate Ullah, and Golam Mokter Nayeem. (2012). Implementation of Charge controller & Inverter for a Solar Panel.
22. Salas, V. (2017). Stand-alone photovoltaic systems. In *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems* (pp. 251-296). Woodhead Publishing..
23. Battaglia, C., Hsu, C. M., Soderstrom, K., Escarré, J., Haug, F. J., Charriere, M., ... & Ballif, C. (2012). Light trapping in solar cells: can periodic beat random?. *ACS nano*, 6(3), 2790-2797.
24. Hegedus, S., & Luque, A. (Eds.). (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons.
25. Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P. (2003). *Power electronics: converters, applications, and design*. John wiley & sons.
26. Erickson, R. W., & Maksimovic, D. (2007). *Fundamentals of power electronics*. Springer Science & Business Media.
27. "Photovoltaic Systems Engineering" de Roger A. Messenger et Jerry Ventre.

28. Smets, A. H., Jäger, K., Isabella, O., Swaaij, R. A., & Zeman, M. (2015). *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. UIT Cambridge.