

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Akli Mohand Oulhadj- Bouira

Faculté des Sciences et Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique

MEMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de

Master académique en

Conversion et Gestion de l'Energie

Réalise par :

ZOHRA BERSALI

Thème

**Conception et dimensionnement d'une centrale
photovoltaïque connectée aux réseaux
électrique**

Devant le jury composé de :

Président: Mr. A. YAHIOU;

Examineur: Mr. K. OUALI ; **Encadreur:** Mr. M.KHERCHI

Examineur: Mr.S.LADJOUZI ;

2016/2017

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail, à la plus belle créature que Dieu a créée sur terre.
À cette source de tendresse, de patience et de générosité... à ma chère mère,
Qui m'a encouragée à aller de l'avant et qui m'a donné tout son amour
Pour reprendre mes études. Que Dieu les garde et les protège.*

*À ma chère tante pour leur présence, aide et sacrifice, et leur soutien moral permanent
Venu à vous, et éclairé le chemin par leurs conseils judicieux,*

À mes amies et mes collègues.

*Sans oublier tous les professeurs que ce soit de primaire, du moyen, de secondaire
Ou de l'enseignement supérieur.*

*À tous ceux qui ont contribué de près de loin à la concrétisation
De ce travail.*

ZAHRA BERSSALI



Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience.

Nos remerciements les plus sincères, à nos enseignants (es) pour leurs connaissances leurs patiences, en signe d'un profond respect.

Merci

IEET_2017

Introduction générale	1
Chapitre I : Energie lumineuse et conversion photovoltaïque	
Introduction	3
la lumière sous toutes ses formes	3
Conversion d'énergie : les différentes technologies solaires	5
Facteurs limitatifs du rendement puissance.	11
Configuration des cellules photovoltaïques pour produire des quantités utilisables de panneaux solaires	13 15
I .7.caractéristiques d'un module	16
I .8.nettoyage de modules	17
Installation électrique en centrale photovoltaïque connectée sur réseau électrique	18
Les appareille de protections	20
Avantages, inconvénients	21
Conclusion	22
II : Convertisseurs d'électronique de puissance pour les systèmes photovoltaïques	
Introduction	24
Convertisseurs électriques	24
Les Interrupteurs	24
les hacheurs	24
commande de hacheur	31
L'onduleur	32
Commande de l'onduleur	33
Conclusion	33

Chapitre III: système photovoltaïque connecté au réseau HT

Introduction	34
Réseaux électrique	34
III. 3. Classification des générateurs photovoltaïques	34
Classification l'installation de générateurs photovoltaïques	35
Les différents types de système photovoltaïques	35
Configuration des Systèmes PV	40
Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau	42
Concluions	42

Chapitre IV: Protection et dimensionnement centrale Photovoltaïques raccordées au réseau

Introduction	43
Conditions géographiques et météorologiques de site	43
Orientation des panneaux PV	45
Critère de choix de l'onduleur photovoltaïque	45
Critères de choix de générateur photovoltaïque	48
Branchement GPV et onduleur	51
Dimensionnement des protections électriques et de câbles	58
Simulation de la production énergétique de la centrale	62
Conclusion	63
Conclusion générale	64

Chapitre I : Energie lumineuse et conversion photovoltaïque

Figure I.1. définition de la position du soleil (hauteur et azimut)	04
Figure I-2 : la cellule photovoltaïque	07
Figure I-3 silicium	07
Figure I-4: Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïque) à base de Silicium Cristallin	08
Figure I-5 : schéma équivalent d'une cellule idéale	10
Figure I-6: schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle	11
Figure I-7 : Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de L'éclairement	12
Figure I-8 : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température.	12
Figure I-9: mise en série des cellules, protection par diode by-pass.	13
Figure I-10: caractéristique résultante d'un groupement n cellules en série	14
Figure I-11: mise en parallèle des cellules, protection par diode by-pass.	14
Figure I-12: caractéristique résultante d'un groupement Np cellules en parallèles	14
Figure I-13: mise en série/parallèle des cellules	15
Figure I-14: Courbe de rendement	17
Figure I.15. Schéma général d'une installation PV	19

Chapitre II : Convertisseurs d'électronique de puissance pour les systèmes photovoltaïque

Figure II-1: Symbole d'un convertisseur DC-DC	24
Figure II-2: Schéma électrique d'un hacheur Buck	24
Figure II-3: <i>Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Buck</i>	25
Figure II-4: <i>Schéma électrique d'un hacheur buck fermé</i>	26
Figure II-5: <i>Schéma électrique d'un hacheur Buck ouvert</i>	26
Figure II-6: <i>Schéma électrique d'un hacheur Boost</i>	27



Figure II-7: <i>Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Boost</i>	27
Figure II-8 : <i>Schéma électrique d'un hacheur Boost fermé</i>	28
Figure II-9: <i>Schéma électrique d'un hacheur Boost ouvert</i>	28
Figure II-10: <i>Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost</i>	29
Figure II-11 : <i>Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Buck-Boost</i>	30
Figure II-12: <i>Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost fermé</i>	30
Figure II-13: <i>Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost ouvert</i>	30
Figure II-14: Méthode de point de puissance maximale	31

Chapitre III: système photovoltaïque connecté au réseau

Figure III-1 : plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur	37
Figure III-2: bus à basse tension alternative	37
Figure III-3 : convertisseur de type forward alimentant le bus continu	38
Figure III-4: structure avec convertisseur de type fly-back	39
Figure III-5 : hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé	39
Figure III-6 Onduleur central (Central-plant inverter).	40
Figure III-7 Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur.	41
Figure III-8 Onduleur Multiple-string	41
Figure III-9 Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)	42

Chapitre IV: Protection et dimensionnement centrale

Photovoltaïques raccordées au réseau

Figure IV-1: Position géographique de Ghardaïa	44
Figure IV-2: Carte solaire : pour Ghardaïa environ 2200 kWh/m ² /an	44
Figure IV-3: Trajectoire du soleil pour le site de la centrale	44
Figure IV-4 : Orientation optimale proposée par PVSYST	45



Figure IV-5 : puissance admissible à l'entrée de l'onduleur	46
Figure IV-6 : Paramètres principales de l'entrée de l'onduleur PV	46
Figure IV-7 : Efficacité en fonction de la puissance de sortie	47
Figure IV-8 : Distribution de l'énergie produite par l'onduleur en fonction de la puissance de GPV	47
Figure IV-9 : Caractéristique I(V) d'un module PV	48
Figure IV-10 Caractéristique I(V) de générateur PV	49
Figure IV-11 : Boite de jonction	51
Figure IV-12 : les paramètres à vérifiés pour un bon dimensionnement	52
Figure IV-13 : Choix de type de module et onduleur dans PVSYST	53
Figure IV-14 : Caractéristiques des modules utilisés	54
Figure IV-15 : Caractéristiques de l'onduleur utilisé	54
Figure IV-16 : Dimensionnement de GPV	55
Figure IV-17 Branchement GPV-Onduleur pour n=16	55
Figure IV-18 Branchement GPV-Onduleur pour n=17	55
Figure IV-19 Branchement GPV-Onduleur pour n=18	56
Figure IV-20 Branchement GPV-Onduleur pour n=15	56
Figure IV-21 : GPV avec 87 chaines en parallèles	57
Figure IV-22 :GPV avec 88 chaines en parallèles	57
Figure IV-23 : Schéma des protections mise en jeux dans une centrale PV $\geq 250\text{Kva}$	58
Figure IV-24 : algorithme de protections de la partie DC d'une centrale PV	59
Figure IV-25 : résultats principaux de la simulation pour la centrale de 250Kw	62
Figure IV-26 : Diagramme des pertes de système	62



Chapitre I : Energie lumineuse et conversion photovoltaïque

Tableau I-1 Technologies de la 1ère génération à base de Silicium Cristallin	09
--	----

Chapitre IV: Protection et dimensionnement centrale

Photovoltaïques raccordées au réseau

Tableau IV-1 présenté Le gisement solaire pour la région de Ghardaïa	43
--	----

Tableau IV-2 résumés les résultats de dimensionnement	57
---	----



PV : photovoltaïque.

LED : diodes électroluminescente

Si : silicium

Ge : Germanium

Se : sélénium

GaAs : l'arséniure de gallium

CdTe : le tellure de cadmium

P : Phosphore

B : Bore

InGaP : Indium Gallium phosphine

CIS : cuivre indium sélénium

CIGS : cuivre indium Gallium sélénium

Al : aluminium

GPV : générateur photovoltaïque

I_{cc} : courant de court circuit

I_N : courant assigné des dispositifs de protection des modules

I_z : courant admissible des câbles de chaînes

N_c : nombre de chaînes du générateur

N_p : nombre de chaînes de dispositif de protection

U_c : tension fournie par une cellule.

U_s : la somme de la tension les cellules en série

D_p : diode by-basse

I_C : courant fournie par une cellule.

I_s : la somme des tensions les cellules en parallèle

F : la fréquence 50Hz ou 60 Hz

AC : courant alternatif (alternative current)

DC : courant continu (direct current)

F_e : la fréquence de découpage

MLI : modulation de largeur d'impulsion

HTB : haut tension classe b

HTA : haut tension classe A

BT : basse tension

Un : tension nominale

TMAX : température maximale

IRM : courant inverse maximale

Nc : nombre de chaines du générateur

Ncmax : nombre maximale de chaines du générateur

MPPT : maximum power point Tracking

In : courant nominales

CEI 61730 -1 et 2 : Qualification pour la sureté de fonctionnement des modules PV

E: L'éclairement absorbé par la cellule

Eref : L'éclairement de référence (1000 w/m²)

I0: Courant de saturation inverse de la diode

Vt: Tension thermique

N : Facteur d'idéalité de la photopile

K : Constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K)

q : Charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹C)

Ipv: Courant générer par la cellule photovoltaïque

Iph: Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident)

Id: Le courant circulant dans la diode.

Ior: est le courant de court- circuit de la cellule à la température de référence Tn et l'éclairement de référence.

T : Température de la jonction des cellules PV [°K]

Tn : Température de référence des cellules PV [°K]

β: facteur d'idéalité de la jonction

Eg : Énergie de gap [ev]

Rs: résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi- conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules

Vpv: La tension de sortie

Ip: Le courant circulant dans la résistance RP

Rp: Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

Uc : tension fournie par une cellule

IC : courant fournie par une cellule

N_{ss} : Nombre de module connecté en série (dans notre cas =1)

N_{pp} : Nombre de module connecté en parallèle (dans notre cas =1)

NS : Nombre de cellule connecté en série.

H_h : irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour)

H_{opt} : irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m²/jour)

H(90) : irradiation sur un plan incliné : 90 deg (Wh/m²/jour)

I_{opt} : inclinaison optimale (deg)

K_i: le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

K_v: le coefficient de variation du tension en fonction de la température

T_{ref} : la température de référence 298 k(25°C).

G : l'irradiation solaire.



Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis plus de **10 ans**, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de **30 à 40%** par an [1]. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) [2].

Cette énergie produite sous forme continue, ce qui n'est pas adéquat dans le cas où on veut raccorder ce dernier avec le réseau de distribution. Pour cela il faut concevoir un système capable de transformer l'énergie continue en énergie alternatif, cette conversion se passe par le biais d'un onduleur commandé afin de contrôler l'amplitude, la fréquence et la phase du courant injecté dans le réseau.

Le développement rapide de l'énergie solaire est apparu progressivement sous forme d'installations de petites puissances raccordées au réseau à Basse Tension (BT) et de fermes solaires connectées directement au réseau à Moyenne Tension (HTA). [1]

Ce pendant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau... D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

Le but de ce travail est conception d'un système de conditionnement pour raccorder les systèmes photovoltaïques et le réseau électrique. La rédaction de notre mémoire se compose de cinq chapitres :

Le chapitre I : présente en général les origines de l'énergie solaire photovoltaïque. et présentée une description générale des équipements pour les installations raccordées au réseau électrique, les équipements courant continu et courant alternative et les appareils de protection coté courant continu et courant alternative et l'onduler pour transformer l'énergie électrique en forme AC.

Le chapitre II : présente une description générale sur la production de l'énergie par les systèmes photovoltaïques avec la présentation des convertisseurs **DC/DC** et **DC-AC** utilisés dans les systèmes photovoltaïques.

Le chapitre III présente la structure actuelle du réseau électrique. La modélisation des composants du réseau de distribution ainsi que le raccordement des systèmes PV au réseau

Le chapitre IV : présente une procédure détaillée pour le dimensionnement de centrale photovoltaïque 250kw raccordée au réseau électrique électrique.



Chapitre 7:

Energie lumineuse et conversion photovoltaïque



I.1 Introduction :

L'énergie solaire est une énergie transmise par le soleil, sous forme de lumière et de chaleur, c'est une énergie primaire abondante et gratuite, bien répartie à la surface de la terre. Elle peut être convertie en énergie thermique ou en électricité selon la technologie des capteurs. Les modules photovoltaïques constituent les éléments primaires des systèmes photovoltaïques, qui permettent la conversion du rayonnement solaire en électricité.

Un système photovoltaïque linéaux réseaux est constitué d'un champ de panneaux disposés sur des supports de type terrasse ou intégré à une construction. Ces panneaux sont connecté en série / parallèle pour atteindre une tension et un courant optimaux et alimenter un Onduleur transformant le courant continu en une onde alternative en phase et de même tension que les réseaux.

I. 2 la lumière sous toutes ses formes

Qu'est-ce que la lumière ?

Un faisceau lumineux est un déplacement de petits corps porteurs d'énergie, ou photons, comme l'a décrit Einstein en 1905, pour expliquer l'effet photoélectrique. Depuis l'équivalence onde-corpuscule mise en évidence par Louis de Broglie en 1924, la lumière est décrite également comme une onde électromagnétique, comme les rayons X ou les ondes radio fréquences. Tout est une question de longueur d'onde, ou de fréquence, pour ces oscillations qui traversent l'espace et parfois la matière. Chaque photon porte une quantité d'énergie directement liée à sa longueur d'onde. [2]

Le Soleil émet un rayonnement de type électromagnétique. La lumière blanche nous parvient en très peu de temps (elle met en moyenne environ 8 minutes et 19 secondes à nous parvenir) car il se déplace à la vitesse de la lumière, soit 299 792 458 m/s. [3]

Le rayonnement solaire terrestre :

Géométrie Terre-Soleil

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km Il est situé à une distance moyenne de 149598000 km de la Terre .Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réaction de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K. [2]

Trajectoire apparente du soleil :

Pour un observateur situé sur la surface de la Terre, le Soleil décrit une trajectoire apparente qui dépend de la longitude du lieu ou il se trouve. Rappelons que latitude est la

distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur (de 0 à 90° dans l'hémisphère nord). Quant à la longitude, c'est également un angle, donne par rapport au méridien Greenwich (arc de cercle passant par les deux pôles et la ville Greenwich en Angleterre) en se déplaçant vers l'est.

La position du soleil est définie par deux angles : **Sa hauteur angulaire h** (angle entre la direction du soleil et le plan horizontale du lieu) et son azimut : α (angle entre le méridien du lieu et le plan verticale passant par la Soleil, compté négativement vers l'est) (figu I.1) [4].

[1]

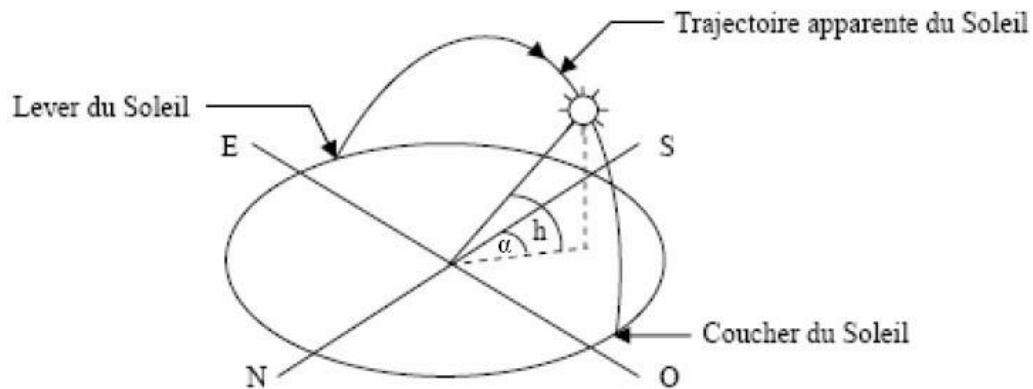


Figure I.1. définition de la position du soleil (hauteur et azimut).

Pour repérer la position du soleil dans le ciel, il est d'usage d'utiliser un système de coordonnées azimutales, défini en un point de la surface terrestre. C'est un trièdre inverse dont les axes sont définie par :

1. Ox vers le sud
2. Oy vers l'ouest
3. Oz vers le haut

Il est commode d'utiliser une sphère de rayon arbitraire en o et appelée sphère céleste. L'axe oz coupe cette sphère en deux points : Le zénith (z positif) et le nadir (z négatif). La direction OS est repérée grâce à deux angles :

- **Sa hauteur h** : au dessus de l'horizon (mesurée du plan horizontal vers le centre du soleil)
- **Son azimut α** : angle entre la projection de OS sur le plan horizontal et le sud.

L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est. On utilise généralement la distance zénithale z définie par $z = \pi/2 - h$ Dans ce repère, l'axe de rotation de la terre sur elle même se trouve dans le plan (ox, oz) et fait avec ox un angle α égal à la

latitude du lieu. Par convention la latitude est positive dans l'hémisphère nord et négatif dans l'hémisphère sud.[4]

Caractéristique du rayonnement solaire :

Energie renouvelable :

Si la définition stricte d'« énergie renouvelable » est celle indiquée plus haut, les expressions synonymes «énergie durable » et « sources d'énergie alternatives » sont également employées. Cependant, il existe de légères différences ; en effet, l'énergie durable est une méthode de production et d'utilisation de l'énergie permettant un développement durable, incluant par conséquent également l'aspect d'efficacité des utilisations de l'énergie.[5] Les sources d'énergie alternatives désignent quant à elles toutes les sources autres que les hydrocarbures, dérivant de matériaux non fossiles.

Il n'existe donc pas de définition unique de l'ensemble des sources renouvelables, étant donné que les opinions divergent selon les disciplines concernant l'inclusion d'une ou plusieurs sources dans le groupe des sources, «renouvelables » [05]

Les énergies renouvelables sont les formes d'énergie générées par des sources comme la Soleil, la mer et la chaleur de la Terre sont généralement considérées comme des « sources d'énergie renouvelables» [06]

Conversion d'énergie : les différentes technologies solaires

Il existe principalement trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire : la

thermodynamique, la thermique et le photovoltaïque. [07]

I.3.1Solaire photovoltaïque

Contrairement à l'énergie solaire thermique qui utilise le soleil comme source de chaleur, l'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons arrivant à la terre. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque) cette transformation (effet photovoltaïque) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. LE MOT « photovoltaïque » vient du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité)

C'est dans la filière photovoltaïque que s'inscrit notre projet

Historique :

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par **Antoine Becquerel** en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique. [08]

L'énergie photovoltaïque s'est développée dans les **années 50** pour l'équipement de vaisseaux spatiaux et le premier a été lancé dans l'espace en 1958. C'était le seul procédé non-nucléaire d'alimenter des satellites en énergie. Les images satellites reçues par votre téléviseur ne vous parviennent que grâce à l'énergie photovoltaïque.

Principe de la conversion photovoltaïque**a. Le semi-conducteur :**

Les matériaux semi-conducteurs tels que le silicium (Si), le germanium (Ge), le sélénium (Se) ou les composés semi-conducteurs tels que l'arséniure de gallium (GaAs), le tellure de cadmium (CdTe). Les cellules solaires de type GaAs sont très coûteuses dans leur fabrication, leur utilisation est aujourd'hui essentiellement limitée aux applications spatiales. La majorité des cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir du silicium cristallin, car il possède la caractéristique

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux.

Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du "band gap" E_g , en électronvolts (eV). Cette valeur seuil est propre à chaque Matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques.

b. Deux types de dopage sont possibles :

- **Le dopage de type n (négatif)** consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type n, on augmente fortement la concentration en électrons libres.
- **Le dopage de type p (positif)** utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type p le plus couramment utilisé pour le silicium.

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque [09]

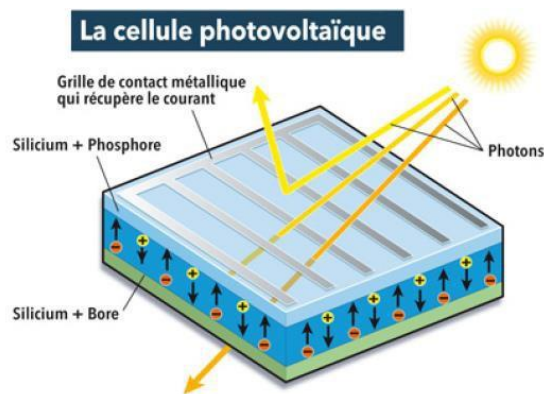


Figure I-2 : la cellule photovoltaïque

C. Silicium :

Le **silicium** est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzueux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium.

Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (**wafers**). [10]



Bloc de silicium



wafers

Figure I-3 silicium

Technologies des cellules PV

Le matériau de base, utilisé dans la fabrication des cellules PV, est dans la plupart des cas le silicium. Cette technologie présente plus de 85% du marché mondial d'aujourd'hui, dont 29% pour le silicium monocristallin et 51% pour le silicium multicristallin. Selon le procédé de fabrication, on obtiendra des photopiles plus ou moins performantes, sous forme amorphe, poly cristalline, ou mono cristalline. D'autres matériaux sont utilisables : Arséniure de Gallium (AsGa), Tellure de Cadmium (CdTe), Indium Gallium Phosphine (InGaP), et Cu(InGa) Se_2 . Le choix parmi ces différentes technologies dépend du prix et du rendement énergétique. Quelques rendements concernant les diverses photopiles existantes sont présentés la figure (I-4) [09].

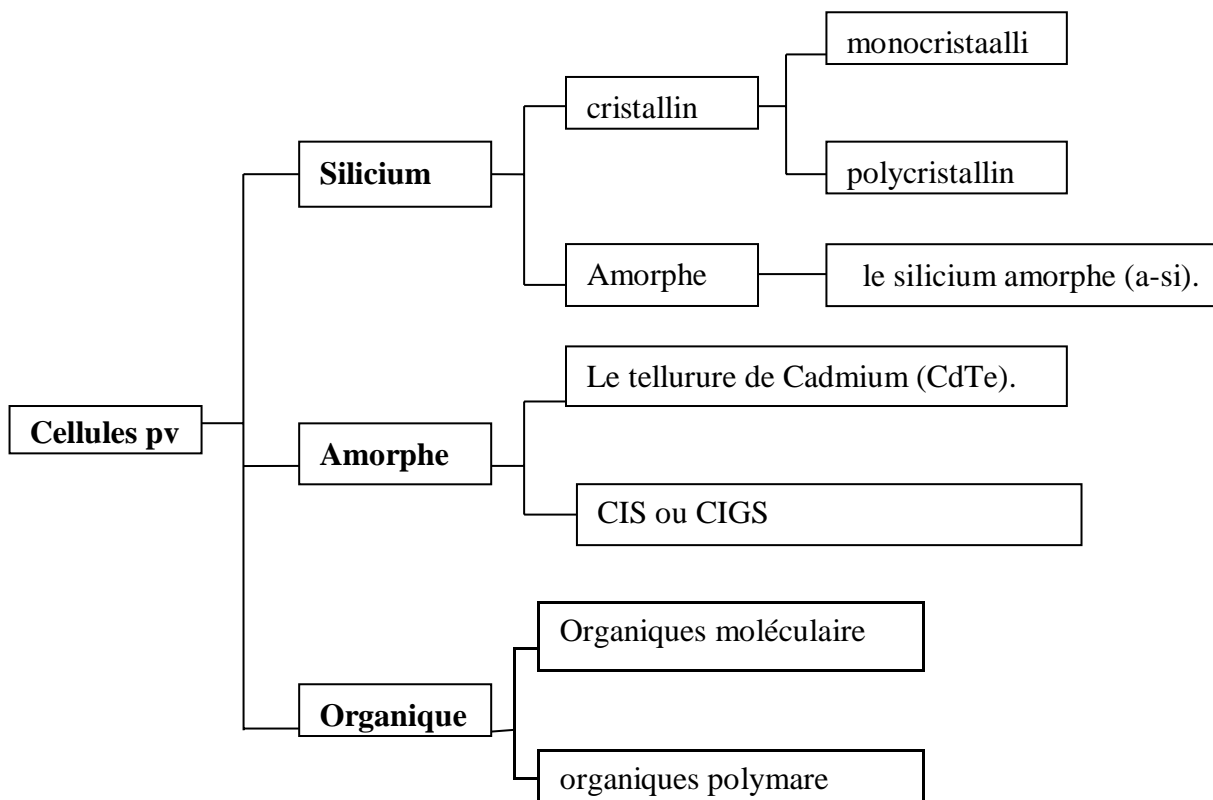





Figure I-4: Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïques)

a. Technologies de la 1^{ère} génération à base de Silicium Cristallin

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction P-N qui utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. La méthode

de production basée sur les wafers de silicium est très énergivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté. On différencie également les cellules à base de silicium monocristallin et poly cristallin [11].

Tableau I-1 Technologies de la 1^{ère} génération à base de Silicium Cristallin [11]

Technologie	monocristallin	polycristalines	amorphe
Cellule et module			
	<p>Très bon rendement : 14 à 20 %.</p> <p>Durée de vie : importante (30 ans)</p> <p>Coût de fabrication : élevé.</p> <p>Puissance : 100 à 150 Wc/m². 7 m²/kWc.</p>	<p>Bon rendement : 11 à 15 %.</p> <p>Durée de vie : importante (30 ans)</p> <p>Coût de fabrication : meilleur marché que les panneaux monocristallins</p> <p>Puissance : 100 Wc/m². 8 m²/kWc</p>	<p>Durée de vie : assez importante (20 ans)</p> <p>Coût de fabrication : peu onéreux par rapport aux autres technologies</p> <p>Puissance : 50 Wc/m². 16 m²/kWc.</p>

b. Technologies de la 2^{ème} génération à base de couche-mince

Plus récemment sont apparues les technologies de couches minces, plus fines et dont la part du marché semble promise à une augmentation rapide. Les cellules dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. On distingue plusieurs types de cellules couche minces à savoir :

- le silicium amorphe (a-si).
- le tellure de Cadmium (CdTe).

- le cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS). [12]

c. Technologies de la 3^{ème} génération «les cellules organiques»

Elles sont constituées de molécules organiques combinant flexibilité et légèreté. Il y a trois types de ces cellules: les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. Ces les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types:

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères [13]

Modélisée d'une cellule photovoltaïque

Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connecté à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant selon la figure (I.5) [15], qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [14].

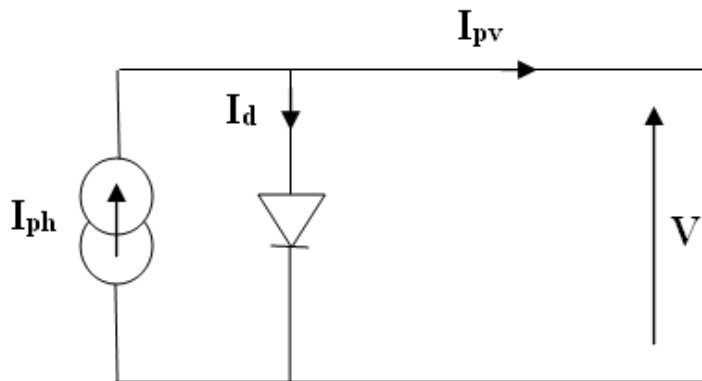


Figure I-5 : schéma équivalent d'une cellule idéale

◆ Les équations retenues de ce modèle sont:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \tag{I.1}$$

◆ Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court-circuit la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = E / E_{ref}$$

$$I_d = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right) \tag{I.2}$$

$$I_0 = \frac{A q n_i^2 D_p}{L_p}$$

Cas d'une cellule réelle

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs Parasites dues à la fabrication et représenté sur la figure (I.6) [15]. Ce schéma équivalent est Constitué d'une diode (d) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance, Shunte (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s) [16]

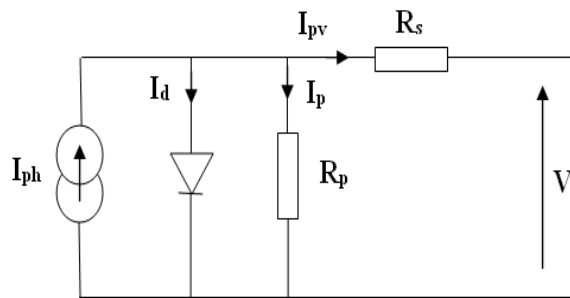


Figure I-6: schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Dans notre travail, nous avons utilisé le modèle mathématique du module solaire à exponentiel simple.

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{pI} = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{nV_t}\right) - 1 \right] \tag{I.3}$$

$$I_0 = I_{0r} \left[\exp\left(\frac{V}{nV_t}\right) - 1 \right] \tag{I.4}$$

Les résistances R_S et R_P sont calculées par une boucle de programmation voir l'annexe (A.1)

En substituant les équations (I.9 ; I.10) dans l'équation (I.8) le courant I_{PV} devient Donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{nV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V}{R_p} \tag{I.5}$$

Facteurs limitatifs du rendement

Influence de l'éclairement :

Le courant ICC varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. On remarque dans la figure (I.7) que le courant optimal est très sensible à l'éclairement. Par contre la tension optimal varie très peu avec l'éclairement.

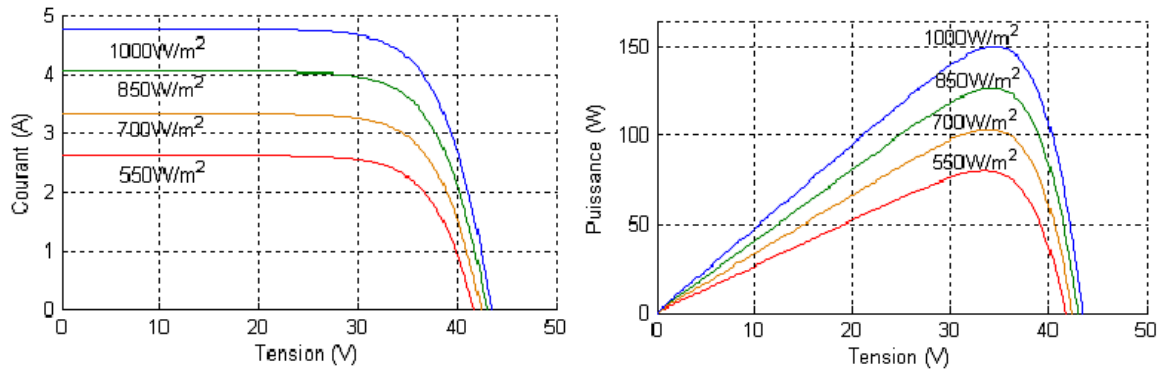


Figure I-7 : Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de L'éclairement.

Influence de la température :

Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court-circuit Diminue dans des proportions moindres Figure (I.8). La diminution du courant de saturation est la principale cause de la chute de courant à basse température.

Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante.

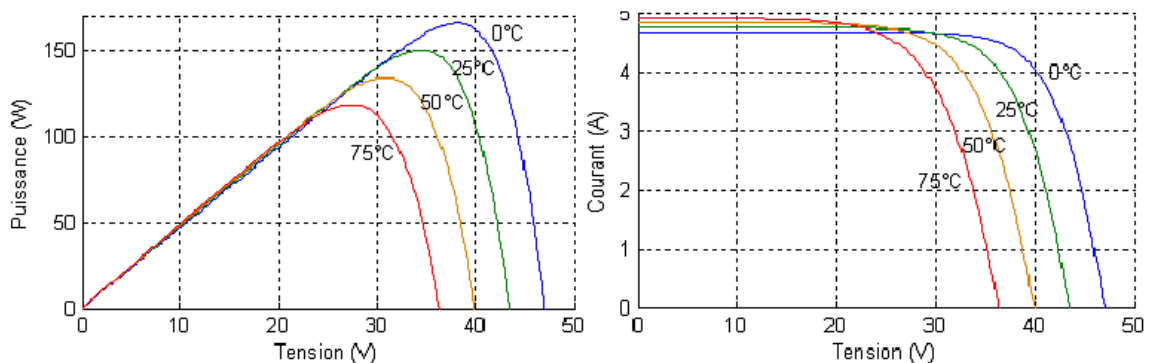


Figure I-8 : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température.

Influence de la résistance série R_S

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule.

Les contacts semi-conducteur – électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.

Influence de la résistance parallèle RP

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace.

L'existence des fissures et des défauts des structures complexes le siège de phénomène physique devient assimilable aussi à une résistance parallèle (RP).

Ordre de grandeur de RP pour une cellule au Si : $RP = 10^2$ à $10^4 \Omega$. RP augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle.

Configuration des cellules photovoltaïques pour produire des quantités utilisables de puissance.

Les cellules photovoltaïques sont reliées électriquement en série et/ou en parallèle pour produire des tensions et/ou des courants plus élevés. Les modules photovoltaïques se composent par des cellules photovoltaïques liées entre eux, ces modules peuvent former une unité d'un panneau photovoltaïque complet. Les panneaux photovoltaïques incluent plus d'un module de PV assemblé comme unité pré câblée et peut s'installer sur place, qui est l'unité génératrice de puissance complet.

Association des cellules photovoltaïques [17]

a) association en série

Le groupement en série permet d'augmenter la tension de sortie. Les cellules se voient traverser par le même courant et la caractéristique résultante est obtenue par l'addition des tensions figure I-9. Pour un groupement de n cellules montées en série figure I-10, la tension U_s a pour expression générale

$$U_s = n \cdot U_c \quad (I.6)$$

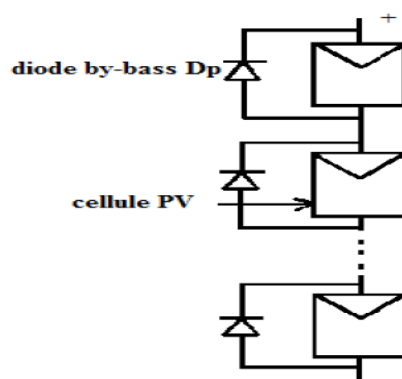


Figure I-9: mise en série des cellules, protection par diode by-pass.

Les cellules sont protégées par la diode (by-pass) pour ne pas produire de puissance.

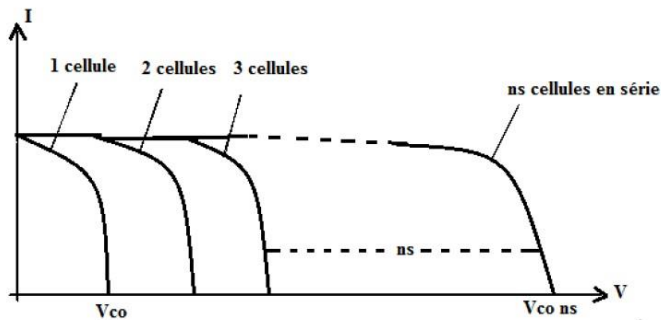


Figure I-10: caractéristique résultante d'un groupement n cellules en série

b. Association en parallèle

Le regroupement en parallèle (figure I-11) permet d'augmenter le courant de sortie. Pour un groupement de n cellules montées en parallèle (figure I-12), le courant de sortie I_s a pour expression générale

$$I_s = n \cdot I_C \tag{I.7}$$

Pour ce regroupement, la tension est commune à toutes les cellules.

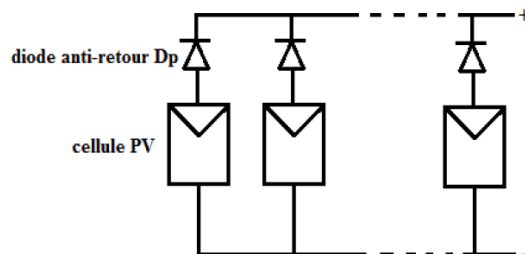


Figure I-11: mise en parallèle des cellules, protection par diode by-pass.

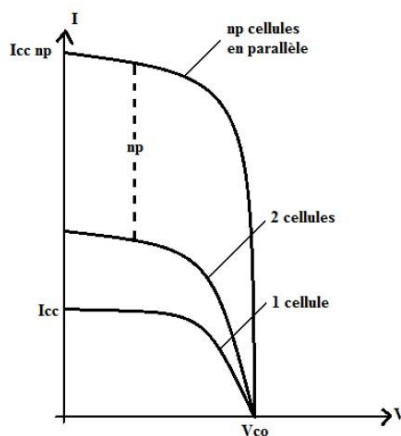


Figure I-12: caractéristique résultante d'un groupement Np cellules en parallèles

C. Association en série/parallèle

Le regroupement en série/parallèle de cellules photovoltaïques figure I-13 permet d'obtenir les courants et tensions désirés.

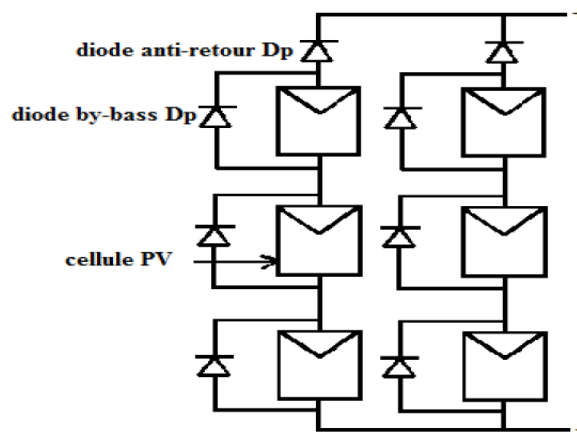


Figure I-13: mise en série/parallèle des cellules photovoltaïques

Panneaux solaires :

Un système photovoltaïque couplé au réseau utilise des panneaux traditionnelle tels ceux Utilisé dans les systèmes autonomes avec une différence dans le nombre de cellule qui n'est lié à des multiple de 36unité ; valeurs usuelle pour la recharge des battrais plomb 12v. Les panneaux pour système réseaux sont plutôt limités par une taille correspondant à l'équipement de production. La tendance est à l'augmentation de cette taille qui aujourd'hui.

Panneau à 60 cellules de 156mm :

C'est le panneau utilise dans la majorité des systèmes de puissance. Il comporte 10* 6 cellules de 156mm de coté. Ses dimension typique avec le cadre sont de 1,65* 1m. Dans la technologie poly cristal, est entre 220 et 250 w et en monocristal, on peut obtenir environ 10w de plus. La figure 3.1 présente les courbes courant- tension d'un panneau typique avec ses points de fonctionnement selon la température des cellules. On remarque qu'au point de puissance maximale, V_m aux conditions STC à 25 C° passe de 30V à 25, 8V à 60. Une tension importante à retenir est la tension de circuit ouvert V_{co} qui monte à 42, V à -10C°.

Panneau à 72 cellules de 125mm :

C'est le deuxième panneau le plus courant et utilisé souvent sous forme de laminât et encadré spécialement pour l'intégration en toiture. Il est formé de 12*6 cellules de coté. Ses

dimensions typiques avec le cadre sont de 1.6* 0.8m dans la technologie polycrista. Sa puissance est entre 180et 195 W et en monocristal. On peut obtenir environ 10w de plus en technologie traditionnelle.

Ce panneau est également fabriqué par sunpower avec des cellules de plus de 20% de rendement et sa puissance peut ainsi atteindre 240w. La figure 3.2 présente les courbes courant- tension d'un panneau typique avec ses points de fonctionnement selon la température des cellules on remarque qu'au point de puissance maximale, V_m passe de 36 ,8V à 25C° à 31,7v à 60C°. Une autre valeur importante à retenir est la tension de circuit ouvert V_{co} qui monte à 50v a -10C°. Comme pour les panneaux cristallins de 60 cellules, le rapport V_m/V_{co} est environ de 0.8.

Panneau en couches minces de 85W

Ce troisième exemple présente un panneau first solar qui à présenté de très bonnes performances de production dans sa catégorie(les couches minces) de 1.2*0 .6 m. en technologie CdTe, sa puissance est de 80à 90 W. LA FIGURE 3.3 présente les courbes courant -tension d'un panneau typique avec ses points de fonctionnement selon la température des cellules. On remarque qu'au point de puissance maximale du panneau 85W, V_m passe de 48.5 V (conditions STC) à 25 C° à 44.8 à 60C°. La tension de circuit ouvert V_{co} passe à 65v à -10C°. Le rapport V_m/V_{co} (à 25C°) est ici de 0.8 SOIT l'équivalent des cristallins ; mais ce n'est pas le cas des panneaux en couches minces en général, ou souventes rapport est plus faible. En effet, les panneaux couches minces, qui ont des cellules à plus haute tension, ont une dépendance en température de la puissance maximale (ici -0 .25%/C°) plus faible pour les cristallins (typiquement -0.45%/C°)

Caractéristiques d'un module

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques Centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques suivantes :

- **La puissance de crête, P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans Les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- **La caractéristique $I=f(V)$** : Courbe représentant le courant I débité par le module en Fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide, V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un Eclairment " plein soleil ".

- **Courant de court-circuit, I_{cc}** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairage " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum, P_m (V_m , I_m)** : Lorsque la puissance de crête est Maximum en plein soleil, $P_m = V_m \cdot I_m$
- **Rendement** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation Incidente.
- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que Peut avoir la cellule : $V_{co} \cdot I_{cc}$.

Nettoyage de modules :

Avec le temps, les panneaux solaires se salissent naturellement de poussière, pollen, particules fines, fientes d'oiseaux, etc...

Ces salissures empêchent la lumière de passer et peuvent diminuer la rentabilité jusqu'à 20% avec un nettoyage et un entretien régulier de votre installation, vous obtiendrez un rendement maximum de votre installation.

But du nettoyage

- Enlever les salissures obstruant la lumière
- Augmentation du rendement
- Retrouver un état propre et ainsi diminuer l'accumulation de saleté
- Prolongement de la durée de vie

Courbe de rendement avant et après nettoyage

Test de comparaison entre deux installations d'onduleurs similaires.

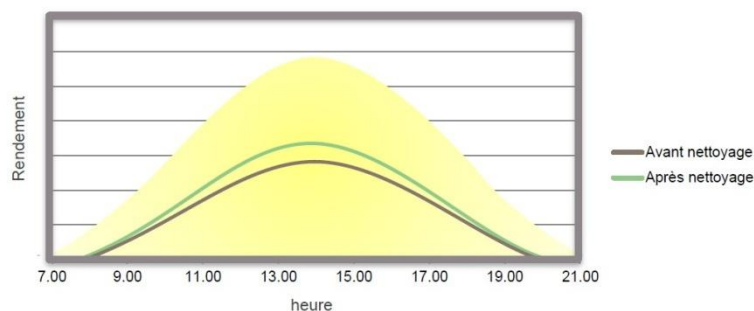


Figure I-14: Courbe de rendement

Installation électrique en centrale photovoltaïque connectée sur réseau électrique :

L'équipement de courant continu : [18][19]

En complément des définitions de la NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au présent guide :

➤ **Cellule PV**

Dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière tel qu'un rayonnement solaire

➤ **Module PV**

Le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement

➤ **Chaîne PV**

Circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée

➤ **Groupe PV**

Ensemble mécanique et électrique intégré de chaînes et d'autres composants pour constituer une unité de production d'énergie électrique en courant continu.

➤ **Boîte de jonction de groupe PV**

Enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

➤ **Champ PV**

Ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur et associés à un même MPPT

➤ **Boîte de jonction ou tableau de générateur PV**

Enveloppe dans laquelle tous les groupes PV sont reliés électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

➤ **Câble de chaîne PV**

Câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction générateur ou à la boîte de jonction groupe PV

➤ **Câble de groupe PV**

Câble reliant les boîtes de jonction groupe PV à la boîte de jonction générateur PV

➤ **Câble principal continu PV**

Câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'équipement de conversion

➤ **Équipement de conversion PV**

Dispositif transformant la tension et le courant continu en tension et en courant alternatif, également appelé onduleur

➤ **Câble d'alimentation PV**

Câble connectant la partie a.c. de l'installation électrique à l'équipement de conversion PV

➤ **Installation PV**

Ensemble de composants et matériels mis en œuvre dans l'installation PV

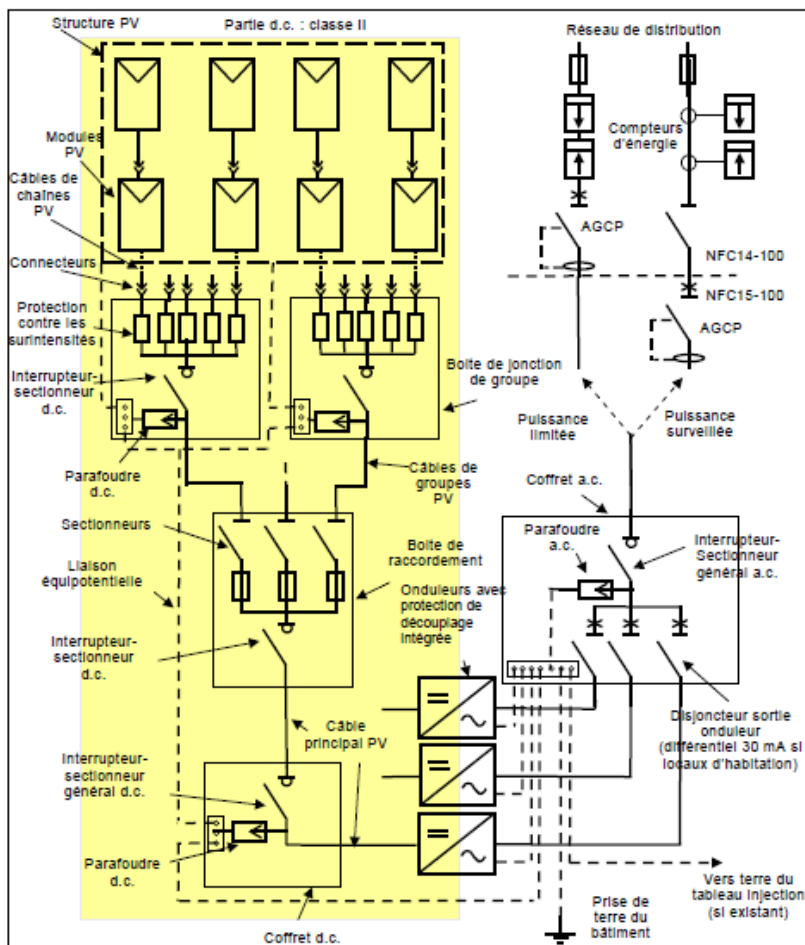


Figure I.15. Schéma général d'une installation PV

Les appareille de protections :**Les appareils de protections côté courant continu :****➤ La protection contre les surintensités :****C'est la fonction anti-incendie**

Si le nombre de chaînes photovoltaïques est supérieur à 2, il faut par défaut monter un disjoncteur ou un porte-fusible en série avec chaque string. En effet, dans le cas d'un court-circuit d'une chaîne, les autres chaînes débitent dans ce court-circuit. Là encore ces composants doivent avoir la capacité à couper des courants de court-circuit, sous des tensions V DC élevées.

➤ L'interrupteur sectionneur**C'est un organe de coupure**

Entre les panneaux et l'onduleur, doit être installé un interrupteur, de préférence consigné, capable de couper le courant de court-circuit des panneaux. Cet organe est absolument nécessaire de façon à pouvoir isoler la source de tension DC de l'onduleur avant toute intervention sur l'installation.

➤ Le parafoudre côté continu**C'est une assurance contre les destructions**

La tenue en tension des panneaux solaires et de l'onduleur n'étant pas infinie, ceci nécessite la mise en place d'un parafoudre qui limite ainsi les surtensions. Le schéma du parafoudre doit être soigneusement étudié (car les protections classiques en AC sont inadaptées) ainsi que la déconnexion thermique en cas de fin de vie en court-circuit afin d'éviter les incendies. ABB propose des parafoudres débrosés les 670 V DC et 1000 V DC avec ou sans télésignalisation.

➤ L'onduleur**C'est un convertisseur d'énergie**

C'est l'organe qui va transformer le signal continu en signal alternatif monophasé ou triphasé.

Les appareille de protections côté courant alternatif :**➤ Le disjoncteur de sortie de l'onduleur****C'est la protection des personnes**

La protection contre les contacts indirects doit être assurée par dispositif différentiel.

Pour les locaux d'habitation, la protection doit être assurée par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA à immunité renforcée. (Cf. *Extrait Guide UTE C15-712-1*)

➤ **Le parafoudre côté alternatif**

C'est une assurance contre les destructions

C'est la protection contre les surtensions en provenance du réseau ou de la terre en mode commun et différentiel dans le contexte français du régime TT imposé par EDF. Il doit être dimensionné en fonction du niveau kéraunique du lieu, et de l'environnement physique alentour. Il sera monophasé ou triphasé et de type 1 ou de type 2 selon le cas.

➤ **Injection de l'énergie sur réseau HT**

C'est transformer et distribuer l'énergie HT

Principalement dans le cas des centrales au sol, l'énergie électrique fournie par le générateur PV est injectée sur le réseau électrique HT. Transformateurs élévateurs 410 V / 30 kV et cellules de distribution HT sont nécessaires pour assurer cette fonction

Avantages, inconvénients [17]

Tout système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients :

Avantages

- Une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent Particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et Adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des Applications de puissances allant du milliwatt au mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni Combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le Produit fini est non polluant (électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du Milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses Applications résidentielles et commerciales.
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos Besoins en matière d'électricité.
- Temps de réalisation d'une centrale PV minimum.
- Ils ont une longue durée de vie.
- On élimine les frais et les risque de transport associés des énergies fossiles.

I.11.2- Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert Des investissements d'un coût élevé. [17]
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec

Une limite théorique pour une cellule de 28%.

- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent en alternatif. Or, l'énergie Issue du générateur PV est continue et de faible voltage ($< 30V$), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Le stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% [18]

I.12.Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre tous les éléments qui constituent les plateformes de caractérisations PV.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet En général, Nous avons donnée une explication sur le principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque, puis nous avons expliqué la variation de l'énergie de bande gap par rapport à la température et les différents types des cellules solaires et aussi l'influence du rayonnement et de la température, et les caractéristiques des cellules photovoltaïques (R_s , R_p , β). Ensuite les Différents d'assemblage des générateurs.

Ainsi, nous avons expliqué les caractéristiques principales de cellule photovoltaïques et les Différents paramètres qu'influe sur le rendement de ce dernier et leur cout.

Chaque dispositif de la centrale photovoltaïque joue un rôle actif dans la production de l'énergie électrique (panneaux PV, la protection par disjoncteur contre le court circuit, les parafoudres contre la foudre, les sectionneurs qui permettent la séparation des circuits du réseau et la consignation).L'amélioration de la production électrique passe aussi par les nettoyages les panneaux photovoltaïques.

Chapitre 10 :

*Convertisseurs d'électronique de puissance pour les
systèmes photovoltaïques*



Introduction :

Les convertisseurs de l'électronique de puissance ont pour rôle de convertir l'énergie électrique sous différentes formes, cela se fait par connexion et déconnexion de circuits électriques des générateurs et des récepteurs.

Dans ce chapitre on va étudier quelque type des convertisseurs DC-DC et DC-AC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Ainsi, on décrit la commande MPPT des convertisseurs DC-DC et la commande MLI des convertisseurs DC-AC.

Convertisseurs électriques :

Les convertisseurs sont des appareils servent à transformer la tension électrique pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente ou une tension alternative.

L'étude du convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie dispersée connectée au réseau (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...).

La tension fournie par les panneaux photovoltaïques est une tension de type continu pour l'adapter à nous besoin il y a deux sorte de convertisseur (les hacheurs DC-DC, les onduleurs DC-AC). [20]

Les Interrupteurs :

Ces interrupteurs sont réalisés par un ou plusieurs composants électroniques a semi-conducteur. On a vu qu'en électronique de puissance, on met en œuvre des convertisseurs utilisant des interrupteurs électroniques fonctionnant soit à l'état passant (fermé), soit à l'état bloqué (ouvert). Le passage d'un état à l'autre, appelé commutation, s'effectue périodiquement. On note cette période [21].

Selon le composant utilisé, la fréquence de découpage à laquelle est soumis le composant change. En général, on cherche à utiliser la fréquence la plus élevée possible. Cependant, plus la puissance nominale d'un convertisseur est élevée, plus cette fréquence est faible [21].

Les Hacheurs :

Un hacheur permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers le onduleur la charge avec un rendement élevé. Selon la structure, il peut être abaisseur ou

élévateur de tension et, dans certaines conditions, renvoyer de l'énergie à l'alimentation. Il est utilisé dans les alimentations et pour le pilotage des moteurs. [22].

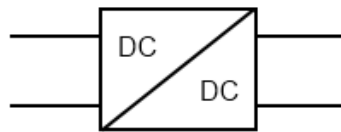


Figure II-1: Symbole d'un convertisseur DC-DC.

Type des hacheurs :

Nous traitons dans cette partie des convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence d'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer [22] :

- des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant.
- des sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension.

Cela conduit à l'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être.

Dans ce cadre, on distingue trois familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs).

- hacheur abaisseur (ou Buck),
- hacheur élévateur (ou Boost),
- hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost).

II.4.1.1.Hacheur Buck :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [22].

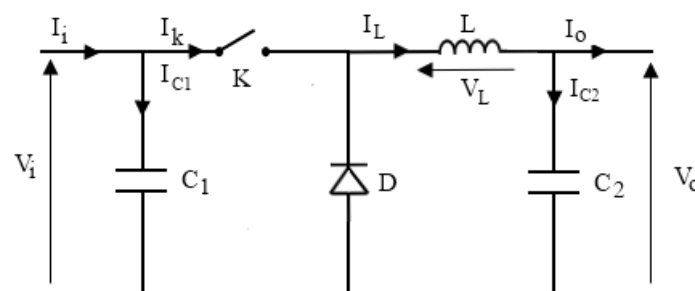


Figure II-2: Schéma électrique d'un hacheur Buck

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est. L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage $f_e = \frac{1}{T_e}$. La source fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $t_f [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle [23].

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure I.3 sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle [23]:

$$V_0 = \alpha V_i \tag{II.1}$$

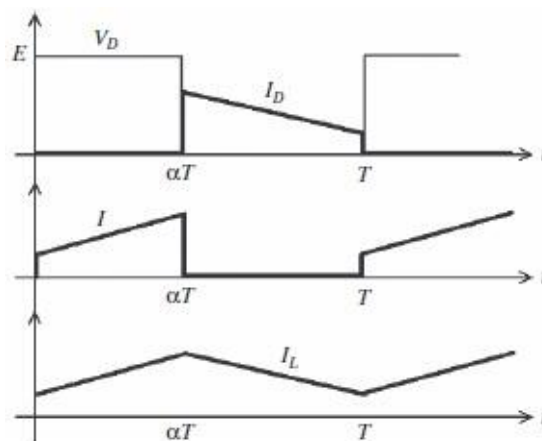


Figure II-3: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Buck

b) Modèle mathématique équivalent :

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure (fig III.4) montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure (fig II.5) représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1-\alpha) T_e$

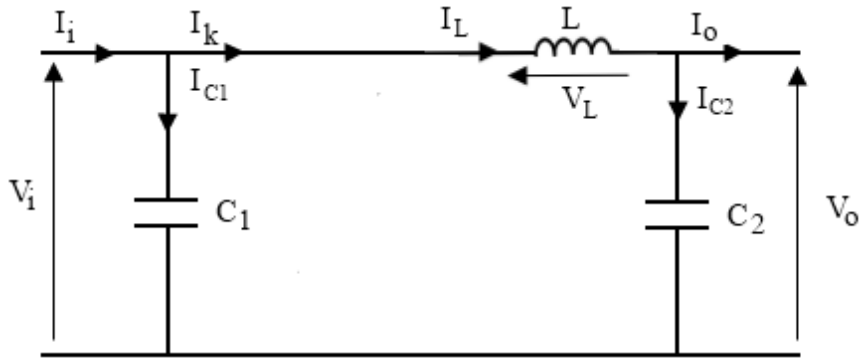


Figure II-4: Schéma électrique d'un hacheur Buck fermé

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes:

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_{C1}(t)}{dt} = I_L(t)$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_{C2}(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \tag{II.2}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t)$$

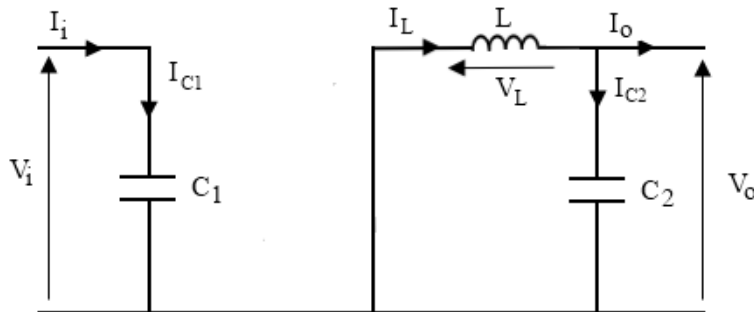


Figure II-5: Schéma électrique d'un hacheur Buck ouvert

Les équations suivantes sont déduites de la figure (fig II.5) :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_{C1}(t)}{dt} = I_L(t)$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_{C2}(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \tag{II.3}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_0(t)$$

II.4.1. 2. Hacheur Boost :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

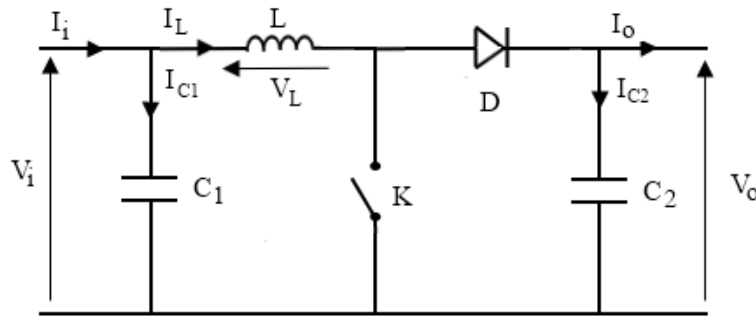


Figure II-6: Schéma électrique d'un hacheur Boost

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_k = V_0$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [28] :

$$V_0 (1 - \alpha) = V_i \quad (II.4)$$

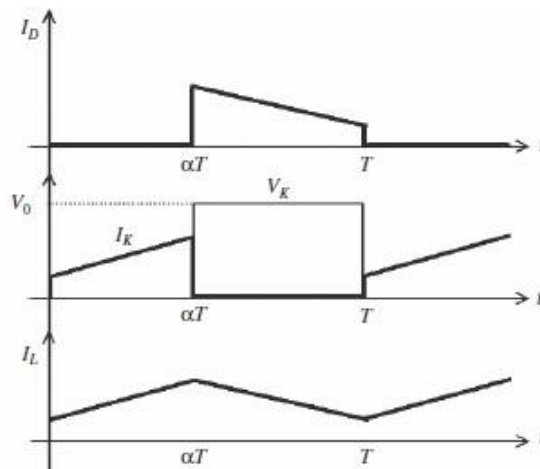


Figure II-7: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Boost

b) Modèle mathématique équivalent :

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la figure I.8 présente le circuit équivalent du Boost lorsque K est fermé c.-à-d. entre $[0, \alpha T_e]$.

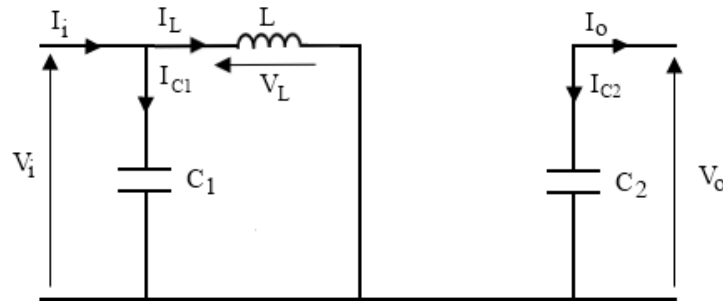


Figure II-8 : Schéma électrique d'un hacheur Boost fermé

Comme pour le circuit Buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t)$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{II.5}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t)$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant:

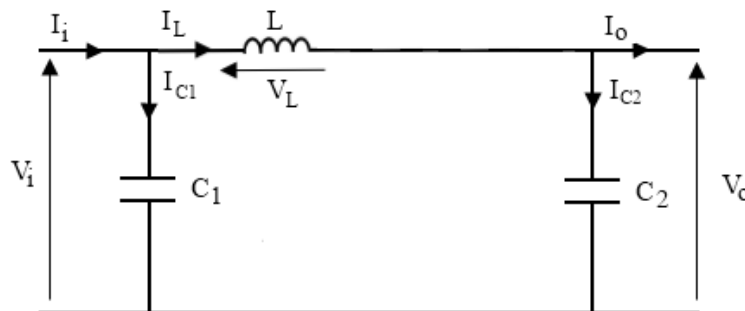


Figure II-9: Schéma électrique d'un hacheur Boost ouvert

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_L(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t)$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = I_L(t) - I_0(t) \tag{II.6}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t)$$

III.4.1. 3. Hacheur Buck-Boost :

Le hacheur Buck-Boost est un convertisseur indirect DC-DC à stockage inductif. La source d'entrée est de type tension continue (filtrage capacitif en parallèle avec une source de tension) et la charge de sortie continue de type source de tension (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

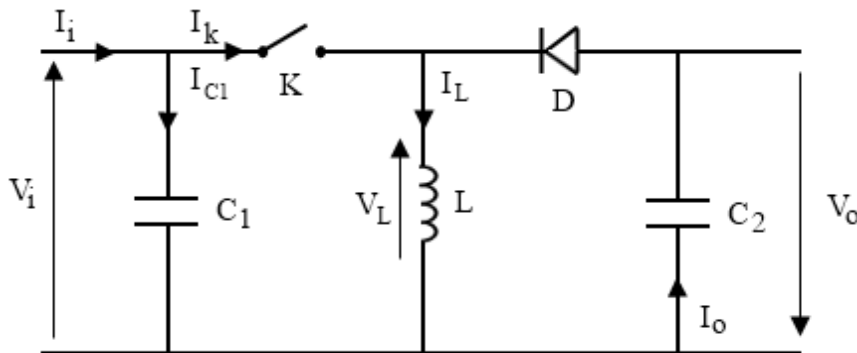


Figure II-10: Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost

a) Fonctionnement :

Cette structure de convertisseur permet d'obtenir des tensions négatives à partir de tension positive. Le schéma de principe est présenté figure I.10. Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant augmente linéairement. La tension est égale à V_i . À l'ouverture de K, la diode prend le relais et la tension V_L est égale à $-V_0$. Par définition la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle. Il en résulte que [23] :

$$V_i \alpha T_e = V_0 (1 - \alpha) T_e$$

Quand le rapport cyclique $\alpha > 0.5$ le hacheur Buck-Boost fonction comme un hacheur Boost et si le rapport cyclique $\alpha < 0.5$ le hacheur Buck-Boost fonction comme un hacheur Buck.

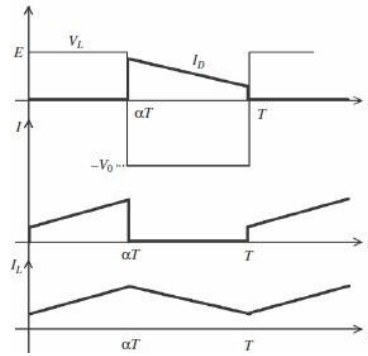


Figure II-11 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur Buck-Boost [23]

b) Modèle mathématique équivalent :

Lorsque l'interrupteur K est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure (II.12)

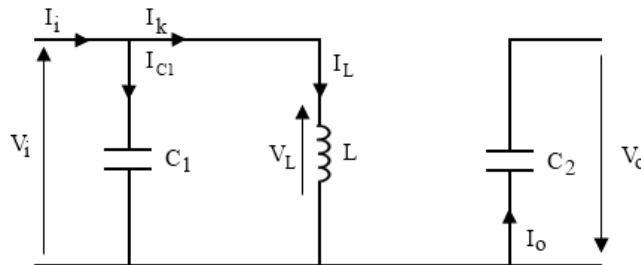


Figure II-12: Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost fermé [23]

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtiendra les équations suivantes :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_L(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t)$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{II.7}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t)$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert le circuit équivalent apparait à la figure (II.13)

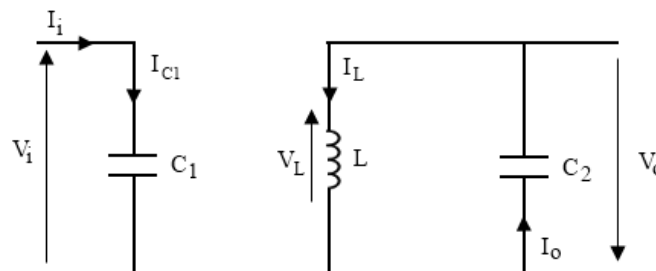


Figure II-13: Schéma électrique d'un hacheur Buck- Boost ouvert

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$I_{c1}(t) = c1 \frac{d\phi(t)}{dt} = I_i(t)$$

$$I_{c2}(t) = c2 \frac{d\phi(t)}{dt} = I_0(t) - I_L(t) \tag{II.8}$$

$$V_L(t) = L \frac{d\dot{\phi}(t)}{dt} = V_0(t)$$

Commande de hacheur :

Méthodes de commande MPPT

Système MPPT recherche le point de puissance maximum, dont la valeur diffère de la valeur

STC (Standard Test Conditions) dans presque toutes les situations.

Le système de recherche du point de puissance maximum est un convertisseur DC vers DC c'est-à-dire un appareil qui convertit le courant continu en courant continu. Cet appareil prend le courant continu dans les panneaux solaires, le transforme en courant alternatif haute fréquence, et le convertit à nouveau en un courant continu dont la tension et l'intensité sont parfaitement adaptées au dispositif batterie. [24]

Méthodes classiques de commande MPPT

Cette méthode est basée sur la recherche de l'extremum de la courbe de puissance $PV=f(Vp)$ obtenue directement de la caractéristique du (GPV)). Le point de puissance maximale (PPM) est obtenu lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension s'annule, c'est-à-dire, lorsque $\frac{dp}{dv} = 0$ [25].

Le point de puissance maximale (PPM) est présenté dans la figure II.15 :

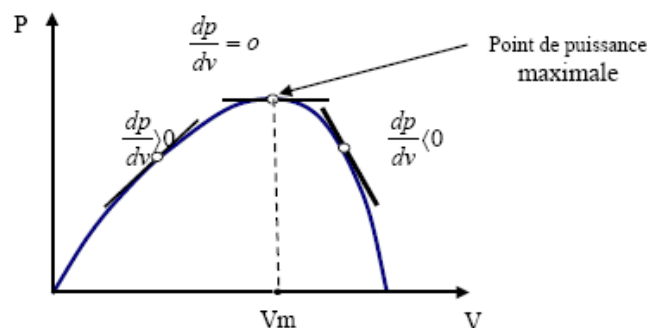


Figure II-14: Méthode de point de puissance maximale

L'onduleur

Il a pour rôle de convertir le courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif identique à celui d'EDF. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement.

Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit.

Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques. L'onduleur s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau.

Selon la conception technique, un ou plusieurs onduleurs peuvent équiper un seul système photovoltaïque, même de petite taille.

Pour raccorder une installation photovoltaïque au réseau public (installation à injection dans le réseau), il faut utiliser un onduleur photovoltaïque de qualité supérieure, ce qui suppose:

- la synchronisation avec le réseau.
- le déclenchement automatique en cas de défaut ou de panne du réseau.
- un rendement élevé (> 90%).
- l'enclenchement et le déclenchement automatiques de l'installation.
- un faible taux de distorsion (sinusoïde la plus parfaite possible).
- aucune perturbation électromagnétique (parasites sur les ondes radio).
- un degré de fiabilité élevé.
- des dimensions et un poids raisonnables

Selon la nature de la source continue :

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.
- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale.

Commande de l'onduleur :

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées:

- commande par hystérésis
- commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion)

Commande par hystérésis :

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence.

Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

En pratique, on utilise la différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur

Commande MLI :

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant.

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information.

II.8. Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié quelques types convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Comme le hacheur dévolteur, le hacheur survolteur et le hacheur mixte (dévolteur-survolteur) la commande MPPT ainsi que les convertisseurs DC-AC et la commande MLI.

D'après les résultats obtenus de la simulation, on remarque que le convertisseur DC-DC et la commande MPPT effectuent correctement leurs rôles d'atteindre la puissance maximale de générateur PV. Le hacheur Buck-Boost peut augmenter la tension de sortie si le rapport cyclique est supérieur à 0.5. La commande MLI a le but d'obtenir l'allure sinusoïdale au niveau de la sortie de l'onduleur.

Chapitre III :

Systeme photovoltaïque connecté au réseau



Introduction :

Ce chapitre présente le raccordement d'une centrale PV au réseau de distribution. Pour cela, nous présentons tout d'abord les réseaux électriques (nature, structure).et Classification et installations des générateurs photovoltaïques, Ce chapitre aborde ensuite les interactions entre le réseau de distribution et les systèmes PV.

Réseaux électrique :

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs.

Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production transport-consommation.

Le réseau électrique se compose d'un ensemble d'ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Pour assurer sa stabilité, une bonne surveillance et un contrôle en temps réel de son fonctionnement est nécessaire.

Pour transporter l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux centres de consommation on utilise des lignes aériennes à haute tension HTB (33KVet 400KV) et à très haute tension super (400kv), les quelles peuvent assurer la mise en commun des centrales de plusieurs régions et échanger de l'énergie électrique entre elles grâce aux postes d'interconnexion.

III. 3.Classification des générateurs photovoltaïques [25] [26]

- En fonction de leur taille, on peut classifier les générateurs photovoltaïques de la manière suivante.
 - a) **Générateurs de petite taille (P=1 à 10 kW)**
- Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension.

b) Générateurs de taille moyenne (P=10 à 100 kW)

- Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

c) Générateurs de grande taille (P ≥ 500 kW)

- Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non.

Classification l'installation de générateurs photovoltaïques**a) Installations PV > 250 kVA raccordées sur le réseau HTA**

Se rapprochent des demandes éoliennes et nécessitent les mêmes aménagements (création de départ dédié, mutation de transformateur dans les postes sources).

b) Installations PV de 36 à 250 kVA raccordées sur le réseau BT ou HTA

Le lieu de l'installation conditionne les contraintes réseau à lever. Plus la production est électriquement éloignée de la consommation plus l'intégration du site est complexe et coûteuse.

Pour raccorder ces installations, le réseau doit subir d'importantes évolutions (accroissement de la section du câble voire changement de nature du câble).

c) Installations PV ≤ 36 kVA raccordées sur le réseau BT

Installations liées à l'habitat et proches de la consommation. L'intégration de ces installations n'est pas problématique tant qu'il n'y a pas de surproduction locale.

Le déploiement de ces installations dans les centres urbains (qui sont peu équipés en PV et en présence d'importants consommateurs) peut être une voie à étudier pour favoriser l'intégration et le déploiement des ces EnR.

Les différents types de système photovoltaïques : [27][28]

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "balace of systm" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules, les câblages, la batterie en cas de stockage et sont régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [27]

1 Structure générale d'un système photovoltaïque :

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque

- **Les systèmes à connexion directe au réseau :**

Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique

- **Le système à bus continu intermédiaire :**

Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V).

Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et inconvénients.

III.5.1.1 Système PV connecté directement au réseau : [28] [29]

a) Structure à convertisseur unique :

Le dispositif présenté par la figure est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque des réseaux.

L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance voisine, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement

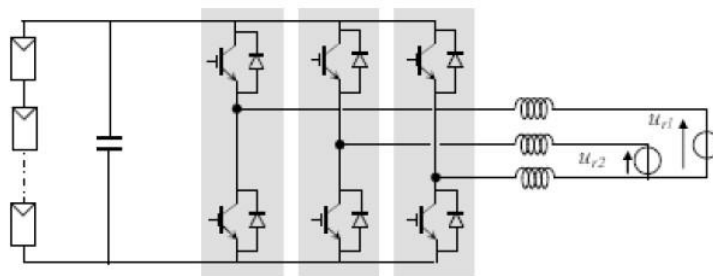


Figure III-1 : plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

b) Structure avec bus à basse tension alternative :

La figure montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220V- 50Hz, exemple de schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré. Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puis qu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il ya un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement).d'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement.

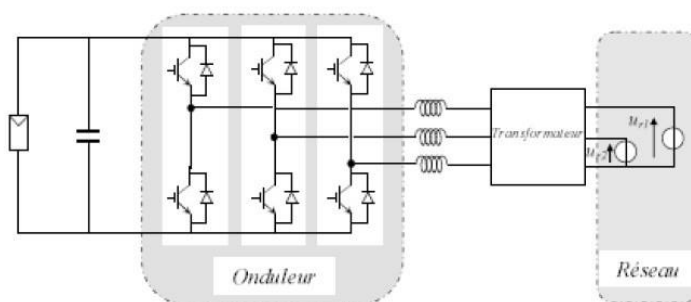


Figure III-2: bus à basse tension alternative

III.5.1.2. Système à bus continu intermédiaire

a) Structure avec convertisseur forward

La figure présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350V (tension désirée). L'utilisateur d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé.

Les inconvénients majeurs de ce montage sont :

La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.

Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite, l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.

La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

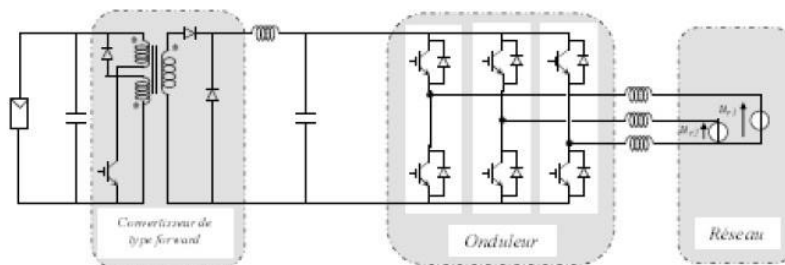


Figure III-3 : convertisseur de type forward alimentant le bus continu

b) Structure avec convertisseur de type fly-back

La figure montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back

Qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée.

La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique.

Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau.

L'inconvénient du transformateur est qu'il des pertes et qui augmente le cote de l'installation

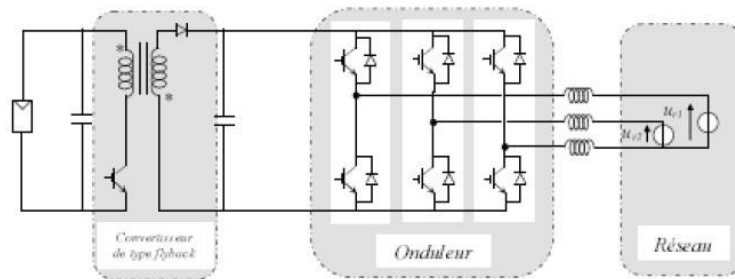


Figure III-4: structure avec convertisseur de type fly-back

c) Structure avec hacheur et onduleur

La figure représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque, en une tension de (100v) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension des modules plus de 4à5 fois pour obtenir une tension continu suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie « production » et la partie « utilisation ». L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible.

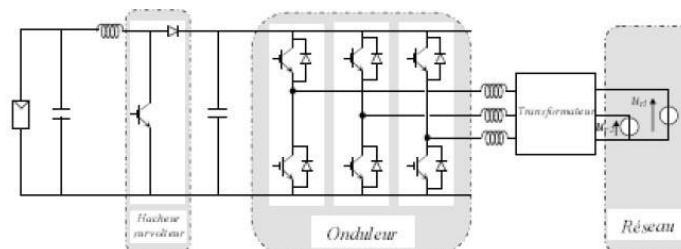


Figure III-5 : hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

Configuration des Systèmes PV :

Les convertisseurs utilisés doivent être utiles et compatibles pour le traitement de puissance et la synchronisation avec la puissance de service.

En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs configurations ont été conçues comme suit :

- Onduleur central (Central-plant inverter)
- Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur unique

La technologie des onduleurs couplés au réseau [27]

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu produit par les modules solaires. En un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur d'électricité pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ce ci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans sur le réseau

- Onduleur Multiple-string
- Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)

a) Onduleur central (Central-plant inverter)

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté (DC-DC) des modules (PV) à une puissance (AC) sur le côté alternatif. Dans ce système, les modules de (PV) sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur.

Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la Figure(III.6) :

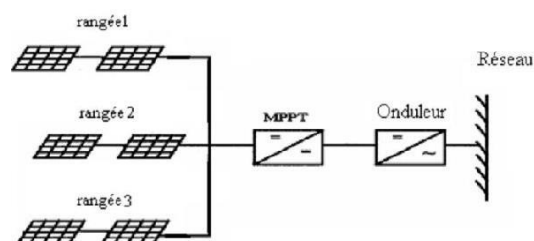


Figure III-6 Onduleur central (Central-plant inverter).

b) Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur :

Le schéma du montage est donné par la Figure (III.7), Dans le multiple-string du convertisseur (DC-DC), chaque hacheur Boost possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun (DC-DC).

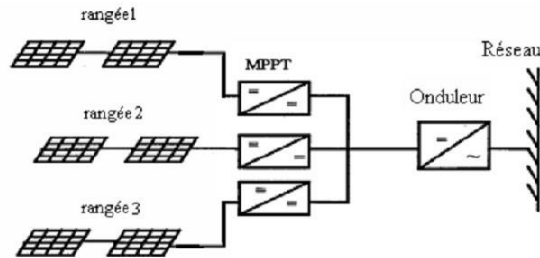


Figure III-7 Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur.

Onduleur Multiple-string :

La Figure V.8 montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il se comporte d'un ensemble de modules reliés en série du côté (DC), et la conversion individuelle de la puissance de (DC) en (AC) est assurée par un petit onduleur.

Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté (AC). Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'onduleur.

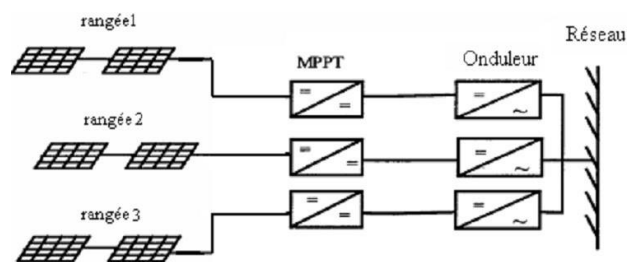


Figure III-8 Onduleur Multiple-string.

c) Onduleur modulaire (Module-integrated inverter) :

Dans les systèmes d'onduleur modulaire de la Figure (IV. 9), chaque module photovoltaïque aura un petit onduleur (typiquement 50W à 300W) et aucun câblage n'est qui On prévoit de petits onduleurs pour réduire le coût.

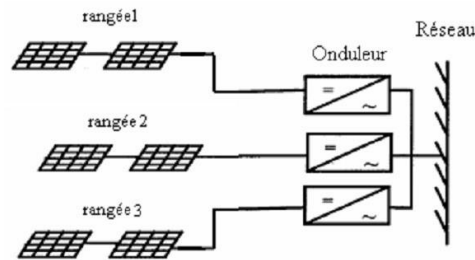


Figure III-9 Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).

Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau:

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont:

- Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risque techniques et financiers.

Conclusions :

Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau public de distribution.

Dans ce chapitre nous avons tous les équipements représentant le système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

Des informations sur la technologie de chaque composant du système ont été décrites en donnant leur structure générale, les normes et qualité de puissance photovoltaïque à injecter au réseau électrique.

Chapitre IV :

Dimensionnement d'une centrale

Photovoltaïque raccordée au réseau



Introduction

Ce chapitre présente les étapes de dimensionnement d'une centrale photovoltaïque (PV) raccordée au réseau de distribution HT et le système de protection de cette centrale.

Pour mieux comprendre les étapes de dimensionnement on va faire en parallèle une application sur le dimensionnement d'une centrale PV de 250kW installée dans le sud de l'Algérie par exemple la Wilaya de Ghardaïa.

Plusieurs étapes de dimensionnement sont faites à l'aide du logiciel PVSYST qui est un logiciel très puissant spécialisé dans le domaine de photovoltaïque.

Conditions géographiques et météorologiques de site

Suivant le site de PVGIS (Système d'information géographique photovoltaïque - carte interactive) les coordonnées géographiques la centrale sont :

Site: 32°30'1" Nord, 3°39'50" Est, Élévation: 521 m

Le gisement solaire pour la région de Ghardaïa est présenté dans le **tableau : IV.1** suivant :

Mois	H_i	H_{op}	$H(90)$	I_{opt}
Jan	3550	5600	5360	59
Fev	4600	6420	5310	50
Mar	6190	7370	4860	37
Avr	6800	7040	3300	21
Mai	7460	6940	2350	7
Juin	7940	7030	1870	0
Jui	7810	7100	2100	3
Aug	7110	7070	2860	15
Sep	5770	6480	3810	31
Oct	4920	6390	4860	45
Nov	3920	5940	5440	56
Dec	3250	5300	5240	60
Année	5780	6560	3940	32



Figure IV-1: Position géographique de Ghardaïa

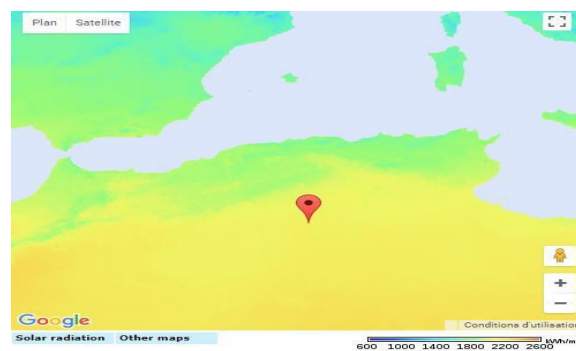


Figure IV-2: Carte solaire : pour Ghardaïa environ 2200 kWh/m²/an

La trajectoire de soleil donné par le logiciel PVSYST est présenté sur la figure suivante :

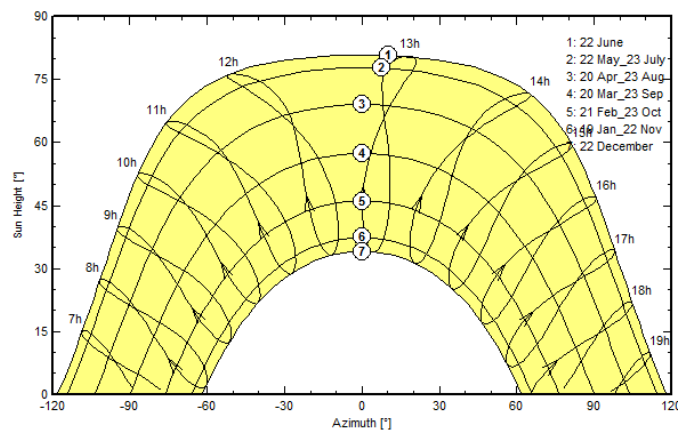


Figure IV-3: Trajectoire du soleil pour le site de la centrale

Pour le dimensionnement on va prendre en considération les valeurs des températures ambiantes minimale et maximale de la région sous l'ombre, dans notre cas on va prendre :

$$T_{\min} = -5^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\max} = 50^{\circ}\text{C}$$

Orientation des panneaux PV

Suivant le tableau précédent donné par PVGIS l'angle optimale de générateur PV pour maximiser l'énergie annuelle reçues est de : 32°

Un angle de 31° est proposé par le logiciel PVSYST :

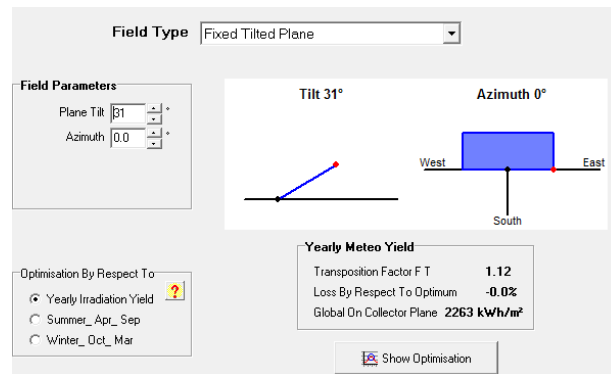


Figure IV-4 : Orientation optimale proposée par PVSYST

Critère de choix de l'onduleur photovoltaïque

Fonctionnalités :

- a) **Fonction principale** : Transformer l'énergie continue **DC** du champ de capteurs en énergie alternative **AC** compatible avec le réseau
- b) **En entrée** :
 - Tirer la puissance maximale du champ PV disponible utilisant un algorithme de recherche de point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking)
 - Enclenchement et déclenchement automatiques
 - Sécurité contre le dépassement de la puissance maximale, contre les surtensions et contre la foudre.
- c) **En sortie** :
 - Transfert de l'énergie au réseau
 - Synchronisation avec le réseau
 - Injecter une forme de courant sinusoïdale à faible distorsion harmonique
 - Injecter un courant en phase avec le courant ou avec un ϕ spécifié
 - Limiter les perturbations électromagnétiques
 - Déclenchement si pas de réseau et dans le cas de sous et surtension ou sous et sur-fréquence.

Paramètres significatifs

Les paramètres de l'onduleur à prendre en considération lors de dimensionnement :

a) Paramètres de sortie

- **P_{nom}** : Puissance nominale : puissance de sortie AC
- **P_{max}** : Puissance maximale : puissance admissible si la température de l'onduleur le permet

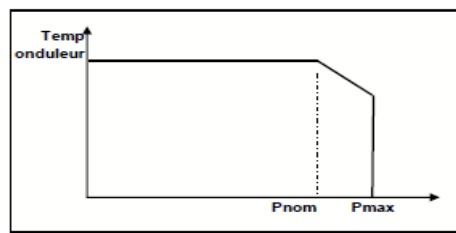


Figure IV-5 : puissance admissible à la sortie de l'onduleur

- **V_{nom}** : tension nominale à la sortie de l'onduleur

Paramètres de l'entrée DC

- **V_{min (mpp)} – V_{max (mpp)}** : tension minimale et maximale pour un fonctionnement optimal (plage de tension pour la recherche de MPP)
- **V_{MaxAbs}** : tension maximale absolue à ne jamais dépasser
- **V_{MinAbs}** : tension de démarrage de fonctionnement
- **V_{nom}** : tension nominale de fonctionnement (rarement spécifiée dans les fiches techniques des onduleurs)
- **V_{min Pmax}** : tension minimale pour obtenir P_{nom} (Correspond à une limitation du courant d'entrée)

Le schéma présent illustre ces paramètres d'entrée

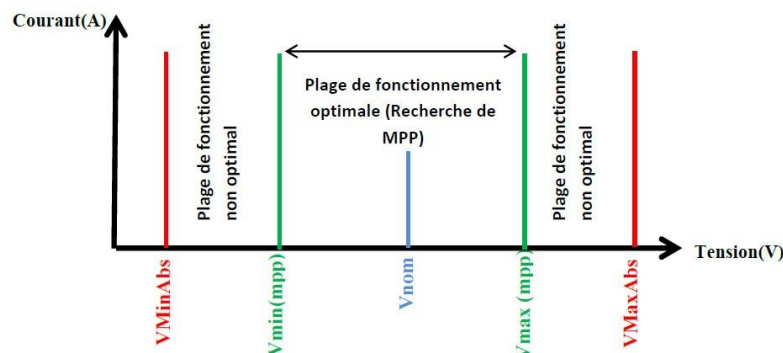


Figure IV-6 : Paramètres principales de l'entrée de l'onduleur PV

Fonctionnement :

Efficacité : spécifiée par deux valeurs η_{max} et η_{euro} ou en donnant la courbe d'efficacité en fonction de la puissance $\eta = \eta(P)$ qui peut être définie pour plusieurs valeurs de la tension d'entrée.

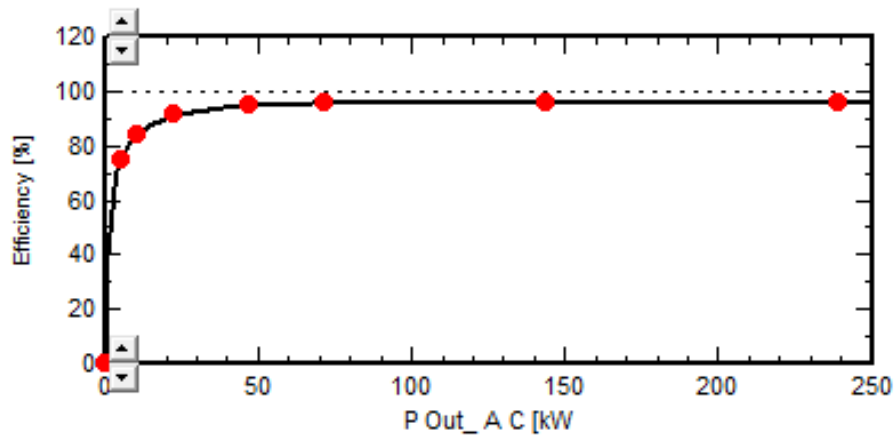


Figure IV-7 : Efficacité en fonction de la puissance de sortie

L'efficacité européenne est un paramètre standardisé (donné fabricant) pour caractériser l'efficacité moyenne en fonctionnement ; elle est normalisée selon la distribution de puissance de fonctionnement « usuelles » en Europe

$$\eta_{euro} = 0.03 \eta_{(5\%)} + 0.06 \eta_{(10\%)} + 0.13 \eta_{(20\%)} + 0.1 \eta_{(30\%)} + 0.48 \eta_{(50\%)} + 0.2 \eta_{(100\%)}$$

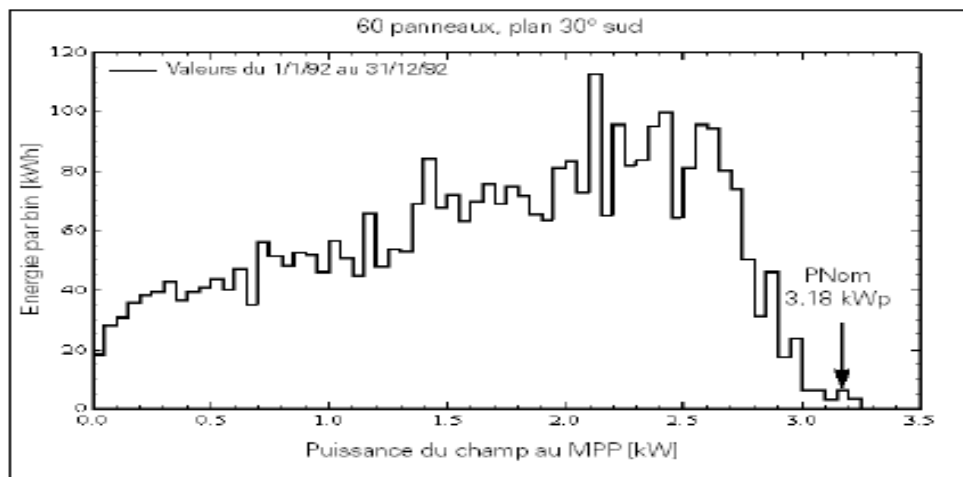


Figure IV-8 : Distribution de l'énergie produite par l'onduleur en fonction de la puissance de GPV

Critères de choix de générateur photovoltaïque

Courbe I(V) de générateur photovoltaïque

Un module PV est caractérisé par sa caractéristique I(V) représentée sur la figure suivante :

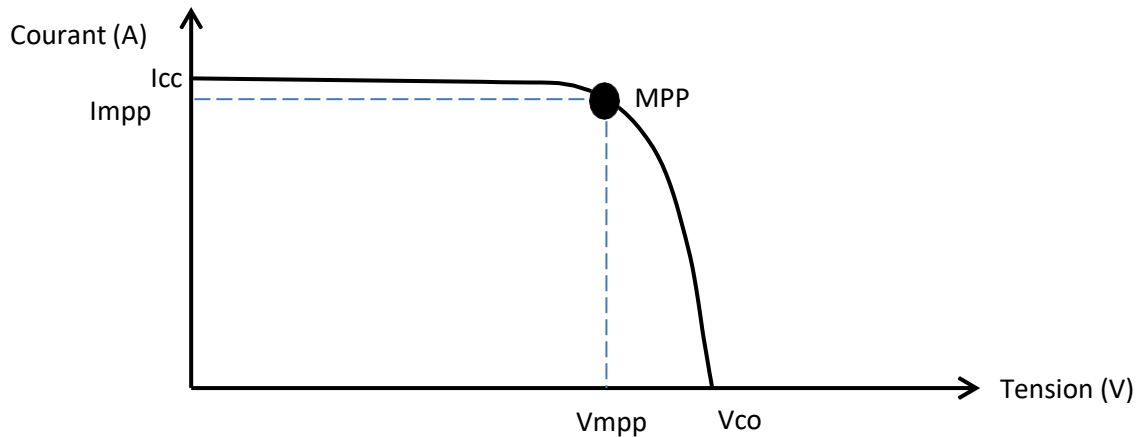


Figure IV-9 : Caractéristique I(V) d'un module PV

Les paramètres principaux dans cette courbe sont :

- MPP : Point de Puissance Maximale (Maximum Power Point)
- V_{co} : la tension de circuit ouvert
- I_{cc} : le courant de court-circuit
- V_{mpp} : la tension de point de puissance maximale
- I_{mpp} : le courant de point de puissance maximale

Cette courbe est fortement dépendante des conditions météorologique, les informations données sur la fiche technique de module PV sont liées aux conditions de test standard STC (Standard Test Conditions) qui sont :

- 1000W/m^2 : rayonnement solaire sur plan capteur
- 25°C : Température de la face arrière de module PV
- 1m/s : vitesse de vent.
- Air masse 1.5

Un générateur PV est constitué des séries (chaines) de modules PV raccordées en parallèle pour augmenter le courant de système ; chaque chaîne est la mise en série des modules PV pour augmenter la tension de système.

Si n est le nombre de modules en série et si m est le nombre de chaînes en parallèle, la courbe I(V) de générateur complet est comme suit en multipliant les tensions par n et les courants par m :

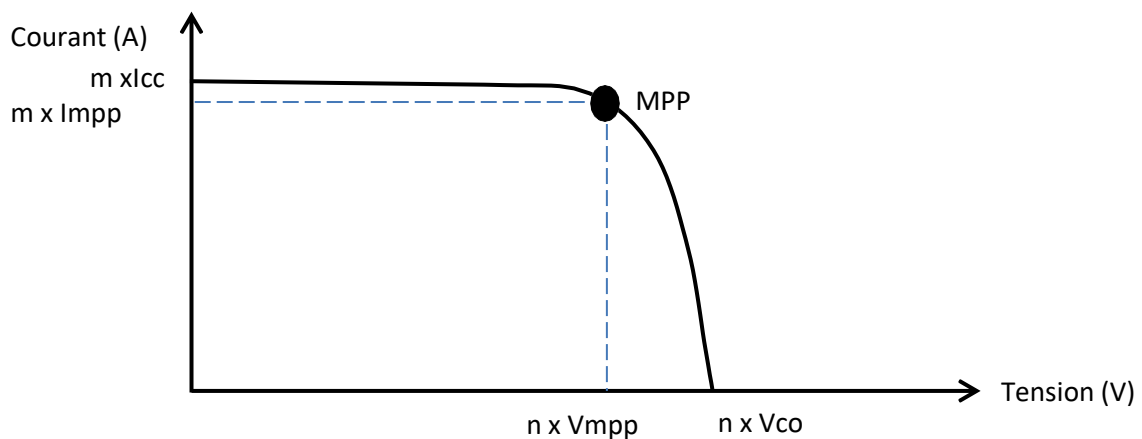


Figure IV-10 Caractéristique I(V) de générateur PV

Pour des conditions météorologiques différentes des conditions standardisons doit recalculer les nouveaux paramètres de la courbe I(V) utilisant les coefficients de variation de courant et de la tension par rapport à la température spécifiées par le fabricant dans la fiche techniques des modules PV.

$$V(G, T) = V_{ctc} (1 + \alpha (T - T_{ref}))$$

$$I(G, T) = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ctc} (1 + \beta (T - T_{ref})))$$

Tel que :

- G: rayonnement solaire (W/m²)
- T: Température de la face arrière de module en °C
- G_{ref} : 1000W/m²
- T_{ref} : 25°C
- V(G, T) est la valeur de la tension dans les conditions G et T
- V_{ctc} est la valeur de la tension dans les conditions standards
- I(G, T) est la valeur de courant dans les conditions G et T
- I_{ctc} est la valeur de courant dans les conditions standards

- α : coefficient de variation de la tension par rapport à la température %/°C, il est toujours négatif
- β : coefficient de variation de courant par rapport à la température %/°C, il est toujours positif

Pour calculer la température de module PV en utilisant la température ambiante on peut utiliser la formule suivante :

$$T_{\text{ceSSuSe}} = T_{\text{amb}} + \frac{G}{800} (\text{NOC} - 20)$$

Tel que :

- T_{ceSSuSe} est la température en face arrière de module PV
- T_{amb} est la température ambiante à l'ombre
- NOC est température de fonctionnement normale de la cellule, elle est mesurée ~~as~~ les conditions 800W/m² et 20°C ambiante ; le fabricant de module doit fournir cette information.

Modules courants

✓ **Traditionnellement:**

- Modules 36 cellules pour la charge d'une batterie 12V (évent. 40-44)
- Puissances 40-75 Wc - Tension V_{mpp} 14.3 à 15 V à 60°C (-80 mV/°C)
- Boîte de connexions avec diodes de protection

✓ **Modernes pour grands systèmes ou intégration:**

- Modules courants 120 à 350 Wc
- Connexions par boîtes scellées et câbles
- Avec ou sans cadres (laminâtes)
- Modules verre-verre pour intégration, avec ajourage entre cellules

✓ **Modules en couches minces**

- 40 à 130 cellules, hautes tensions et petits courants

- Modules semi-transparents ou de couleurs différentes
- Modules de couvertures très grandes dimensions (1500 Wp, 33 m²)

Connexions

Boîte de connexions traditionnelle

- Contient les diodes de protection (by-pass)
- Passage de câbles étanches

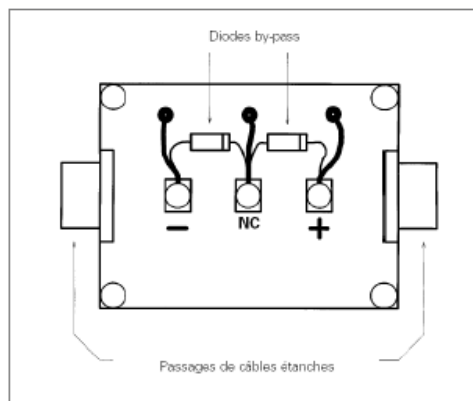


Figure IV-11 : Boîte de jonction

- ✓ **Pour grands systèmes:**
 - câbles prémontrés, fiches spéciales
 - étanches à monter en atelier
 - (Multi-Contact, Tyco, etc)
 - Réaliser les câblages avec câble spécial résistant aux ultra-violets
 - Surveiller la disposition, "gouttes pendantes" pour éviter humidité
 - Eviter les "boucles" de courant de grande surface (champs e-m. foudre).

Branchement GPV et onduleur

Afin de brancher le GPV et l'onduleur il faut prendre en considération les points suivants :

- ✓ Tous les strings arrivant sur un même onduleur (une même entrée MPPT) doivent être identiques (nombre de modules, orientation)
- ✓ Ne jamais brancher l'entrée de plusieurs onduleurs en parallèle
=> Conflits lors du pilotage MPPT

- ✓ Obligatoire: Coupe-circuit bipolaire à l'entrée de l'onduleur

Le choix de type de module, selon :

- ✓ Marché : fournisseur, prix et disponibilité
- ✓ Montage mécanique envisagé

Le choix de nombre de module en série

Pour faire un bon choix de nombre de modules en série il faut prendre en considération trois valeurs de température :

- Température minimale des modules
- Température maximale des modules
- Température moyenne des modules en hiver

Ces trois valeurs peuvent être calculées à partir des températures ambiantes.

On trace les courbes I(V) pour ces trois valeurs de température sur le graphe des tensions de l'onduleur et on fait les vérifications nécessaires comme illustré sur la figure suivante :

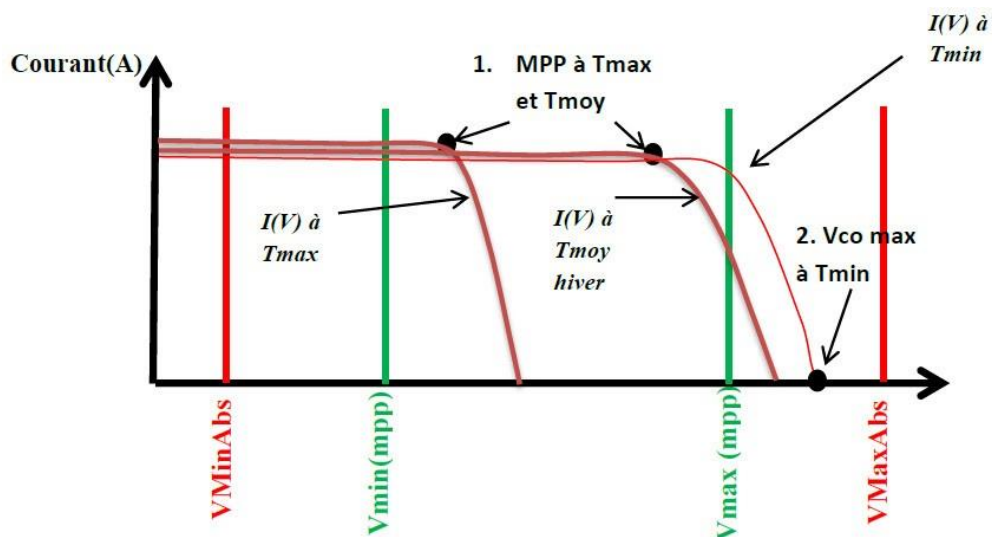


Figure IV-12 : les paramètres à vérifier pour un bon dimensionnement

Pour faire un branchement GPV-Onduleur sans problèmes il faut que :

1. Les deux points de puissance maximale à T_{max} et T_{moy} hiver sont à l'intérieur de la plage de fonctionnement optimale de l'onduleur

2. La valeur de V_{co} à T_{min} qui représente la valeur maximale de GPV doit être inférieure à la tension V_{maxAbs} de l'onduleur.

Cette procédure nous permis de faire le bon choix de nombre de modules en série.

Facteur de dimensionnement

Le facteur de dimensionnement est la relation entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance crête de générateur photovoltaïque GPV on le note FD

$$FD = \frac{P_c}{P_{nom}}$$

Ce paramètre peut être choisi entre 0.8 et 1.2 selon différentes conditions et contraintes. Dans notre cas, on n'a pas un problème d'espace, le FD est choisi dans l'objectif de maximiser la production sans avoir des pertes de surpuissance de l'onduleur. On va utiliser PVSYST pour accomplir cette tâche.

La figure suivante présente le choix de l'onduleur et le module PV dans le logiciel PVSYST :

The screenshot shows two main sections in the PVSYST software interface:

- Select The P V Module:**
 - Sort Modules: Power, Technology, Manufacturer
 - Manufacturer dropdown: All The_ Masc Modu
 - Selected module: 195 Wp 31V Si-mono STP 195S-24/Ad+ Suntech Suntech Europe
 - Buttons: Open
 - Sizing Voltage: $V_{mpp}(70^{\circ}C)$ 28.4 V, $V_{oc}(0^{\circ}C)$ 50.0 V
- Select The Inverter:**
 - Sort Inverters By: Power, Voltage (Maxir), Manufacturer
 - Manufacturer dropdown: All The_ Masc Invert
 - Selected inverter: 250 kW 450 - 820 V 50/60 Hz Sunny Central 250 SMA
 - Buttons: Open
 - Nb Of Inverters: 1
 - Operating Voltage: 450-820 V
 - Input Maximum Voltage: 880 V
 - Global Inverter Power: 250 kWac
 - Frequency options: 50 Hz, 60 Hz

Figure IV-13 : Choix de type de module et onduleur dans PVSYST

Le module PV est module mono cristallin de 195Wc de fabricant Suntech, ces caractéristiques principales sont présentées sur la figure suivante :

Model	STP 195S-24/Ad+		Manufacturer	Suntech	
File Name	Suntech_STP195S_24Ad.PAN		Data Source	Suntech Europe 2010	
Nom Power (at S T C)	195.0	Wp	Tol	0.1	%
	Technology		Si-mono		

Manufacturer Spec Or Other Measurements					
Reference Conditions:	G Ref	1000	W/m ²	T Ref	25 °C
Short Circuit Current	Isc	5.69	A	Open Circuit Voc	45.40 V
Max Power Point:	Imp	5.33	A	Vm	36.60 V
Temperature Coefficient	mu Isc	3.7	mA/°C	Nb_cells 72 in Series	
	Or mu Isc	0.07	%/°C		

Internal Model					
Operating Conditions	G Oper	1000	W/m ²	T Oper	25 °C
Max Power Point:	Pmpp	195.4	W	Temper Coeff	-0.48 %/°C
	Current Imp	5.27	A	Voltage Vm	37.1 V
	Short Circuit Current Isc	5.69	A	Open Circuit Voc	45.4 V
Efficiency	/ Cells Area	N/A	%	/ Module Area	15.30 %

Model Summary	
Main Parameter	
R_shunt	500 ohm
Rsh_G_0	2000 ohm
R_serie Model 0.31 ohm	
R_serie Max	0.74 ohm
R_serie Apparent	0.74 ohm
Model Parameters	
Gamma	1.30
Io Ref	35 nA
mu Voc	-190 mV/°C
mu P Max Fixed	-0.48 /°C

Figure IV-14 : Caractéristiques des modules utilisés

L'onduleur choisi est un onduleur SMA de 250kW, ces caractéristiques principales sont présentées sur la figure suivante :

Model	Sunny Central 250		Manufacturer	SMA	
File Name	SMA_Central250.DND		Data Source	Manufacturer 2010	

Input Side (D C P V Field)	
Minimum M P P Voltage	450 V
Min Voltage For P Nom	450 V
Nominal M P P Voltage	500 V
Maximum M P P Voltage	820 V
Abs Max P V Voltage	880 V
Power Threshold	1500.0 W
Contractual Spec	Required
Nominal P V Power	262 kW
Maximum P V Power	290 kW
Maximum P V Current	591 A

Output Side (A C Grid)	
Type	<input type="radio"/> Mono Phased <input checked="" type="radio"/> Tri Phased <input type="radio"/> Bi Phased
Frequency	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Grid Voltage	400 V
Nominal A C Power	250 kW
Maximum A C Power	250 kW
Nominal A C Current	361 A
Maximum A C Current	361 A
Efficiency	
Maximum Efficiency	96.1 %
E U R O Efficiency	95.2 %
<input type="checkbox"/> Efficiency Defined3 V	

Figure IV-15 : Caractéristiques de l'onduleur utilisé

Le choix de nombre de module en série et de chaines en parallèle est présenté sur la figure suivante :

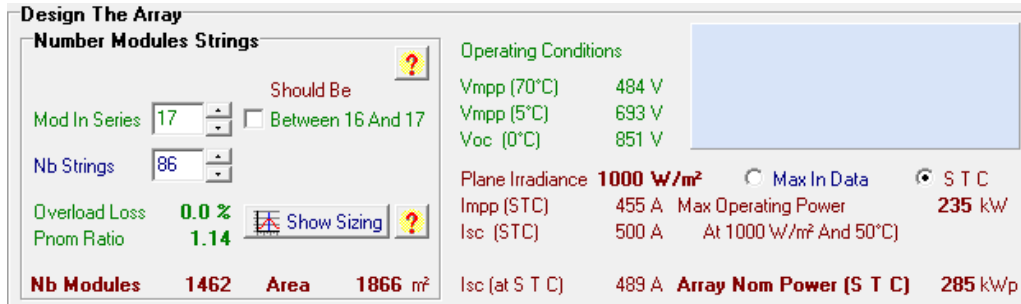


Figure IV-16 : Dimensionnement de GPV

Pour le nombre de module en série on a deux possibilités 16 et 17

Pour n=16 :

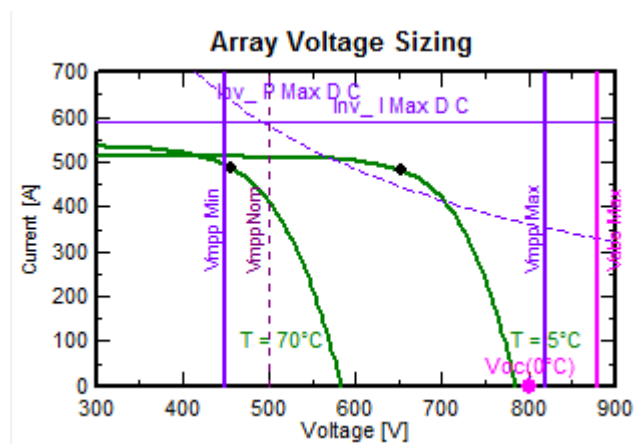


Figure IV-17 Branchement GPV-Onduleur pour n=16

On voit bien que le PPM point de puissance maximale à Tmax = 70°C est situé presque à la limite de l'intervalle de fonctionnement optimale, on essaie d'éviter cette situation si c'est possible.

Pour n=17

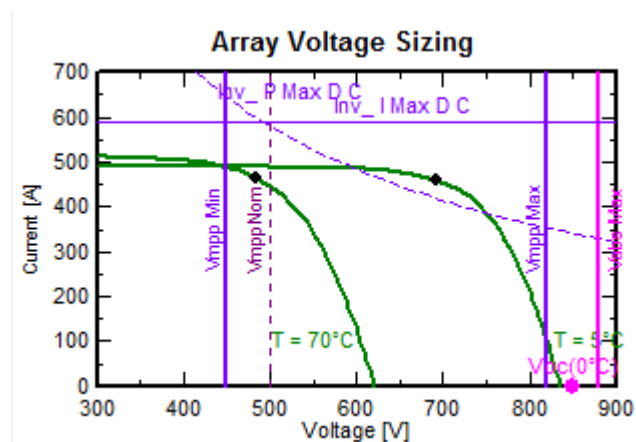


Figure IV-18 Branchement GPV-Onduleur pour n=17

Cette situation est plus à l'aise qu'avec n= 17

Par exemple pour $n=15$ et $n=18$ on voit qu'on a toujours un problème comme illustré dans les deux figures suivantes :

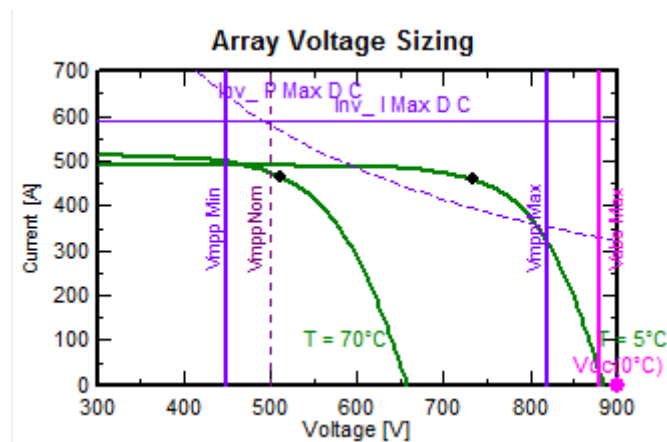


Figure IV-19 Branchement GPV-Onduleur pour $n=18$

pour $n=18$ on voit bien que V_{co} maximale (à $T_{min}=0^{\circ}\text{C}$) dépasse la tension maximale absolue acceptée par l'onduleur V_{MaxAbs} ce qui est un mauvais dimensionnement.

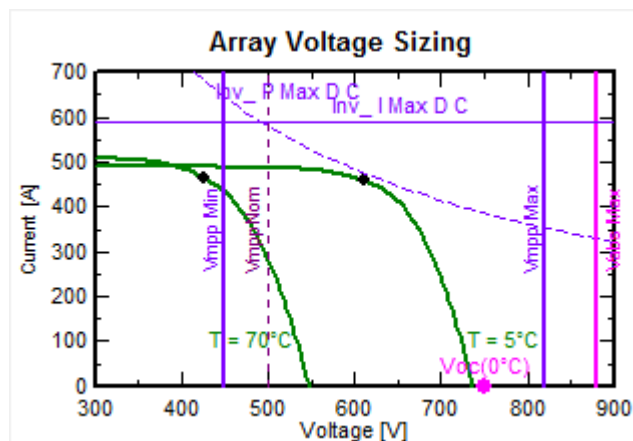


Figure IV-20 Branchement GPV-Onduleur pour $n=15$

Et pour $n=15$ on voit bien que le PPM à T_{max} est hors la plage de fonctionnement optimal de l'onduleur ce qui est aussi un mauvais dimensionnement.

Finalement on opte pour **$n=17$ modules PV en série.**

Pour le nombre de chaînes en parallèle, on va choisir le FD le plus grand à condition de ne pas dépasser la puissance maximale DC acceptée par l'onduleur comme présenté dans la figure suivante :

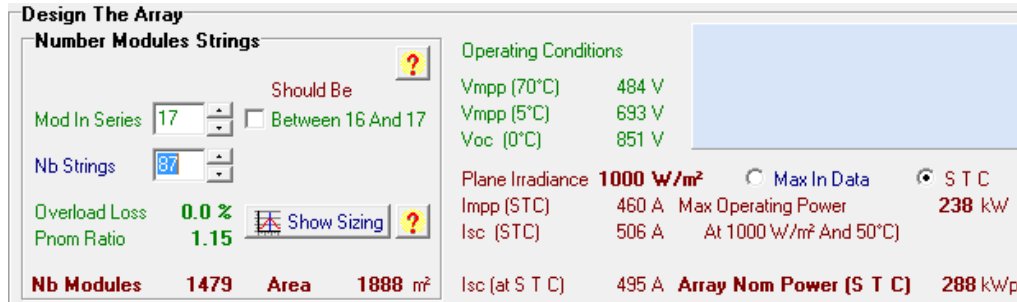


Figure IV-21 : GPV avec 87 chaînes en parallèles

Le facteur de dimensionnement dans ce cas est **FD = 1.15**

Si on ajoute une chaîne :

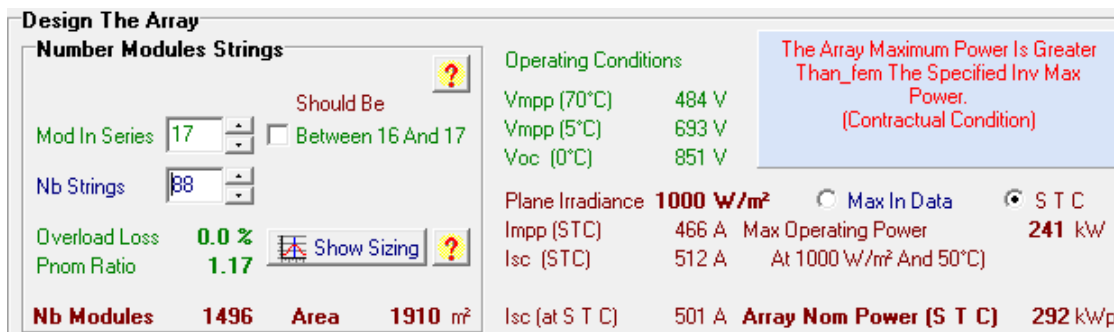


Figure IV-22:GPV avec 88 chaînes en parallèles

On voit que la puissance à l'entrée de l'onduleur a dépassé la valeur maximale autorisée ce qui présente un mauvais dimensionnement

On opte alors pour **m= 87 chaînes en parallèles avec FD=1.15**

Les résultats de dimensionnement sont résumés dans le **tableau : IV.2** suivant :

GPV : Générateur photovoltaïque	
Puissance crête (1000W/m² et 25°C)	288kWc
Puissance à (1000W/m² et 50°C)	238kW
Nombre totale des modules de 195Wc	1479 unités
Nombre de modules en série n=	17
Nombre de chaînes en parallèles m=	87
Tension MPP à Tmax=70°C	484V
Tension MPP à Tmoy hiver =5°C	693V
Tension maximale Vco à T=0°C	851V
Surface totale des modules	1888m²
Onduleur Photovoltaïque	
Puissance nominale AC	250kW
Puissance maximale DC	290kW
Tension min pour MPP	450V
Tension max pour MPP	820V
Tension maximale absolue	880V

Dimensionnement des protections électriques et de câbles :

Dans cette section on va suivre les orientations de guide UTE-15-712-1 qui est un guide pratique pour les Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution Pour une centrale photovoltaïque d'une puissance supérieure ou égale à 250kVA, le guide propose le schéma de protection présenté sur la figure suivante :

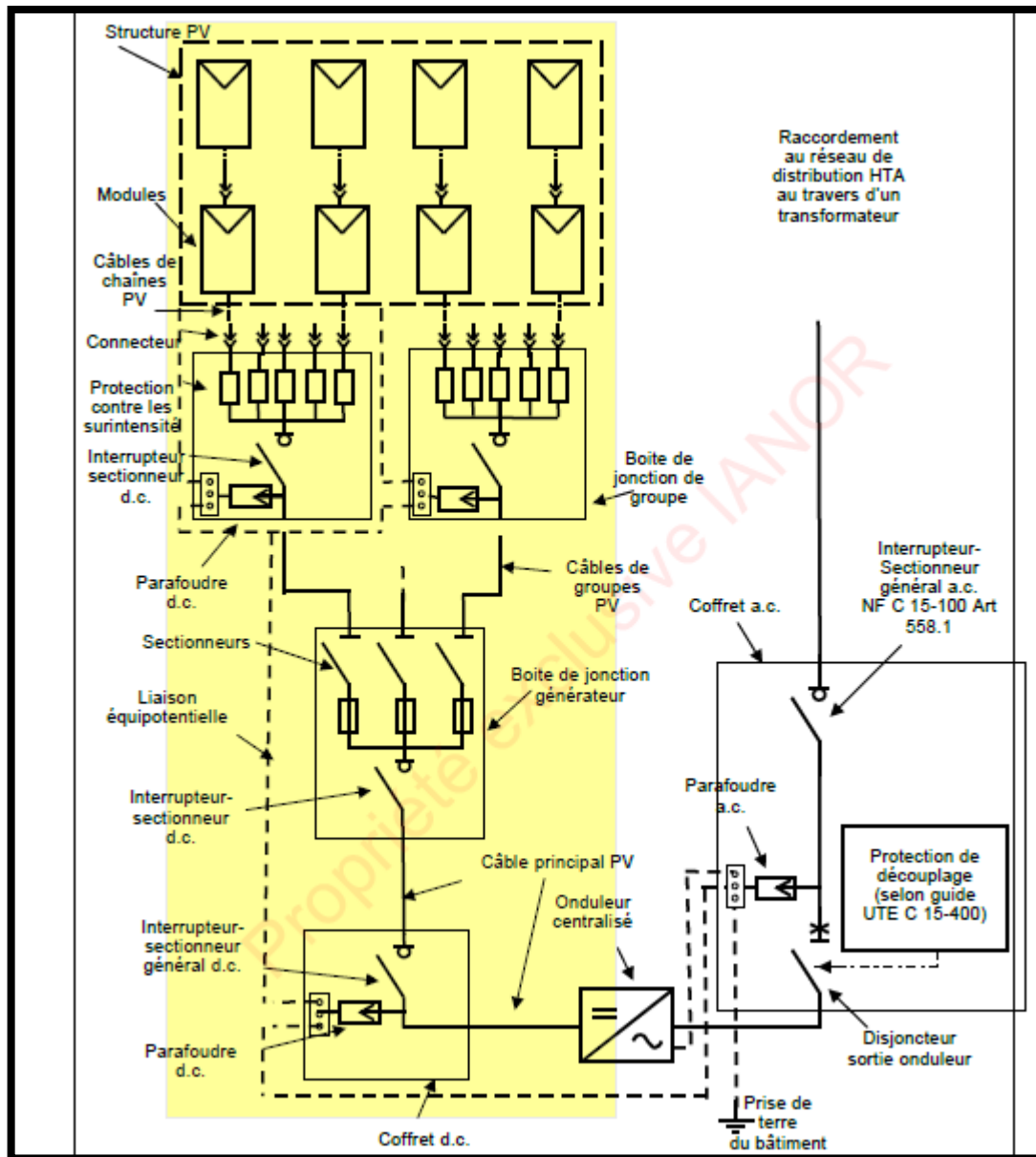


Figure IV-23: Schéma des protections mise en jeux dans une centrale PV $\geq 250\text{kVA}$

Dans cette mémoire on s'intéresse seulement à la partie DC.

Le guide a donné un algorithme pour le choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie DC.

Cet algorithme est présenté sur la figure suivante :

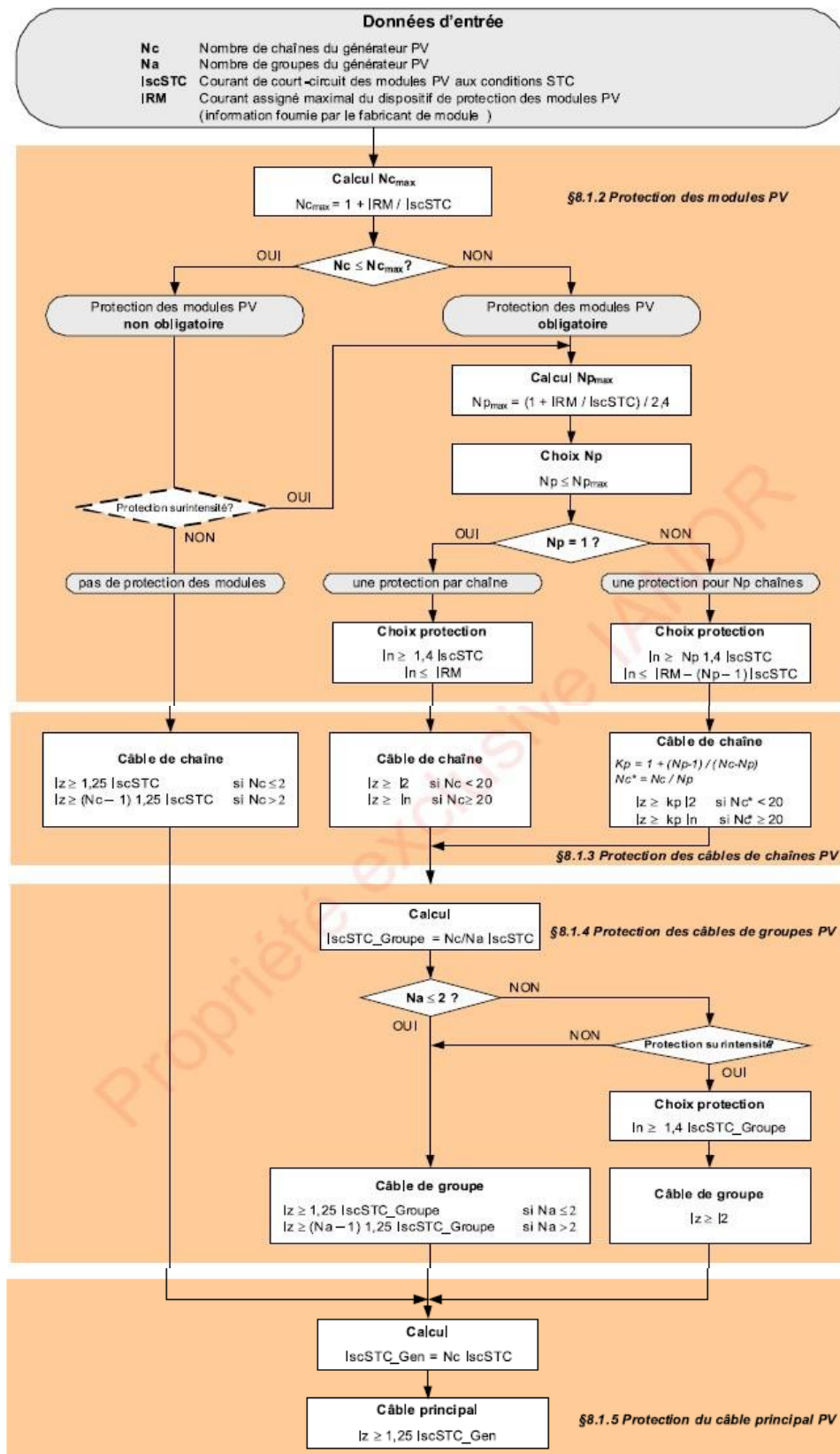


Figure IV-24 : algorithme de protections de la partie DC d'une centrale PV

On passe à l'application de cet algorithme sur notre centrale de 250kWc :

Données initiales :

- **N_c** : est le nombre total des chaînes PV, dans notre cas **N_c=87**
- **N_a** : est le nombre de groupes du générateur PV : dans notre cas on va utiliser des boîtes de jonctions à 8 entrées. Donc **N_a= 11** boîtes de jonctions groupées.
- **I_{scSTC}** : courant de court-circuit des modules PV aux conditions standard **I_{cc}=5.69A**
- **IRM** : courant inverse de module fourni par le fabricant, dans notre cas **IRM=15A**,

Calcul de N_{cmax} :

$$N_{cmax} = 1 + IRM/I_{scSTC} = 3.63$$

$N_c = 87 > 3.63$ donc : protection des modules est obligatoire.

Calcul de N_{pmax} :

N_p : est le nombre de chaînes avec la même protection.

$$N_{pmax} = (1 + IRM/I_{scSTC})/2.4 = 1.51$$

Dans ce cas on a un seul choix N_p=1

Donc chaque chaîne avec sa propre protection

Calcul de courant assigné de dispositif de protection des modules PV

- le courant assigné de dispositif de protection I_n est donnée par :

$$I_{scSTC} \leq I_n \leq IRM$$

$$7.96A \leq I_n \leq 15A$$

Le dispositif de protection peut être un fusible ou un disjoncteur DC.

Protection de câbles de chaînes PV

Calcul de courant admissible de câble de chaîne I_z

$N_c \geq 20$ donc

- **I_z ≥ I_n**

Protection de câbles de groupes PV

$$I_{scSTC_Groupe} = 11 \times I_{scSTC} = 11 \times 5.69 = 62.59A$$

$N_a = 11 \geq 2$ donc on fait une protection de surintensité

Le courant assigné de dispositif de protection

➤ $I_n \geq 1.4 I_{scSTC_Groupe}$

➤ $I_n \geq 87.62A$

et le courant admissible de câble de groupe

➤ $I_z \geq I_2$

I_2 est le courant fonctionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à $1.3 I_n$ pour les disjoncteurs

et pris égal à $1.45 I_n$ pour les fusibles

Dans notre cas on opte pour l'utilisation des fusibles

➤ $I_z \geq 1.45 \times I_n$

Protection de câble principal

$$I_{scSTC_Gen} \text{ est le courant de court-circuit de GPV} = 87 \times 5.69 = 495A$$

Le courant admissible de câble principal est donné par :

➤ $I_z \geq 1.25 \times I_{scSTC_Gen}$

➤ $I_z \geq 617A$

Résumé de l'application de l'algorithme :

- ✓ Les modules PV doivent être protégé par des dispositifs de protection DC, on place alors un fusible pour chaque chaîne PV ; le courant assigné des fusibles est donné par :

$$7.96A \leq I_n \leq 15A$$

- ✓ Le courant admissible des câbles de chaînes doit être :

$$I_z \geq I_n$$

- ✓ Les câbles de groupes sont protégés par des fusibles de courant assigné :

$$I_n \geq 87.62A$$

- ✓ Le courant admissible des câbles de groupe est donné par :

$$I_z \geq 1.45 I_n$$

- ✓ Le courant admissible de câble principal est :

$$I_z \geq 617A$$

Dans cette section une brève introduction au guide UTE 15-712-1 avec une démonstration de la manière d'applications de l'algorithme proposé par le guide pour le choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie DC a été faite.

La chute de tension et les conditions de pose des câbles ne sont pas présentés dans ce travail.

Simulation de la production énergétique de la centrale

Les résultats principaux de la simulation sont présentés sur la figure suivante :

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **GCPV Plant**

Variante de simulation : **New Simulation Variant**

Principaux paramètres système		Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	Disposition en sheds, inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	STP 195S-24/Ad+	Pnom	195 Wc
Champ PV	Nombre de modules	1479	Pnom total	288 kWc
Onduleur	Modèle	Sunny Central 250	Pnom	250 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation

Production du système	Energie produite	503 MWh/an	Productible	1743 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	73.4 %		

Figure IV-25 : résultats principaux de la simulation pour la centrale de 250kW

Le diagramme détaillé des pertes est comme suit :

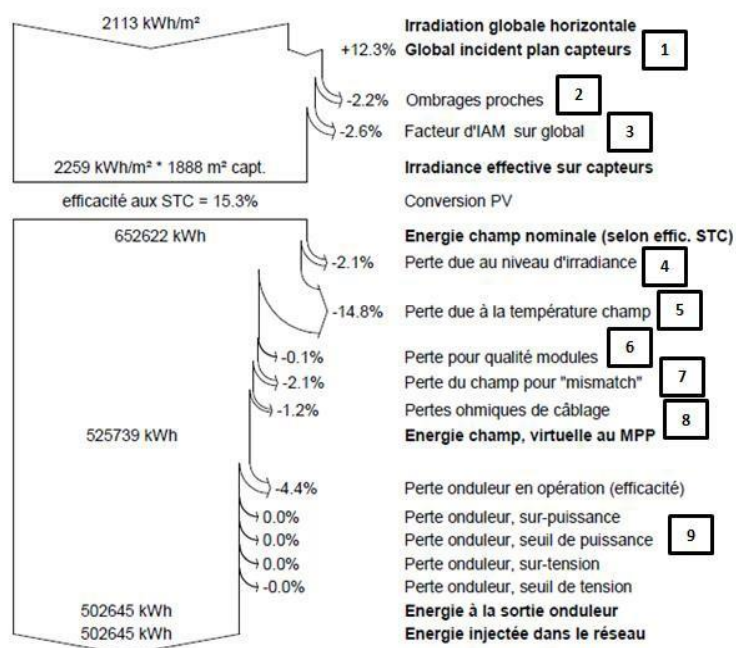


Figure IV-26 : Diagramme des pertes de système

Le diagramme des pertes nous permet d'examiner en détail un système pour essayer d'améliorer ces performances. Les trois chiffres complémentaires de Production, de Productible et d'Indice de performance décrivent le fonctionnement global du système.

1. l'angle d'inclinaison des panneaux apporte un gain annuel de 12.3 %.
2. l'ombrage linéaire est la proportion annuelle de surface ombrée, ici une baisse d'inclinaison des panneaux permettrait de réduire cette perte.
3. la perte due au verre par lumière rasante ne peut pas être modifiée sans changer le verre.
4. la perte due au niveau d'irradiante correspond aux pertes à petite lumière, ici le chiffre de 2.1 % est excellent et ne pourrait être modifié qu'en changeant de panneaux.
5. la perte due à la température du champ est influencée par le montage - ici très favorable. La présence de vent peut améliorer cette performance.
6. la perte "qualité" est ici un gain avec une tolérance positive de livraison des modules.
7. le mis match peut être amélioré en triant plus finement les modules.
8. les pertes ohmiques DC sont ici très faible, une plus grande section de câble améliorerait encore ce résultat.
9. la perte de rendement "onduleur" dépend du modèle choisi - ici un des meilleurs disponibles. D'autres pertes "onduleur" nous pousseraient à une modification éventuelle du système.

Conclusion

La réalisation d'une centrale photovoltaïque doit répondre aux exigences suivantes :

- ✓ Une orientation des champs PV vers le sud avec un angle incident maximale.
- ✓ Un choix de modules PV de meilleurs qualité.
- ✓ Un dimensionnement optimal.
- ✓ Une protection adaptée.
- ✓ Etude des pertes détaillées et des performances énergétique de système.

L'utilisation de logiciel PVSYST facilite et accélérer la réalisation des études nécessaires.

Concluions générale :

La génération photoélectrique est un gisement énorme d'économie pour nos énergies fossiles.

La production d'électricité par les centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau sera sans doute une nouvelle opportunité et un nouveau débouché pour l'Algérie.

En regard de procédés classiques (combustion des hydrocarbures) ce procédé (photoélectrique) est moins complexe (pas de pièces mobiles) et il sera moins polluant car ne produisant pas des gaz à effet de serre ni d'imbrûlés lourds.

En plus de ces centrales connectées au réseau qu'on doit développer, il existe aussi une autre solution qu'on doit absolument suivre et qui est : l'énergie solaire thermique.

Avec un taux d'ensoleillement moyen annuel est bon et relativement homogène sur notre territoire ; il permet une utilisation pertinente et intéressante d'installations solaires sur notre pays.

Cette filière permettra de doter notre pays d'une plus grande flexibilité pour une meilleure valorisation de nos hydrocarbures.

Elle représente aussi une importante perspective de développement, notamment avec un prix de revient du Watt crête dans le monde en constante diminution.

Dans cette mémoire on a présenté en général les équipements constituant une centrale photovoltaïque connectée au réseau et une méthode basée sur l'utilisation de logiciel PVSYST pour accomplir les différentes étapes de dimensionnement et d'optimisation, le guide UTE-15-712-1 a été introduit en présentant quelques aspects de protections et choix des dispositifs de protection.

- [1] : Meddour Youcef « Etude de raccordement d'un système photovoltaïque aux réseaux électrique » Mémoire de magister, Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2012
- [02] : A. Labouret, P. Cumunel, and J.-Paul B.B. Faraggi, "Cellules solaires Les bases de l'énergie," *Dunod ; Paris ; (2010)*.
- [03] : Livre de Anne Labouret, Michel Villon ,5^{ème} édition « installations photovoltaïques "Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau"»
- [04] : Alain Ricaud Jan « Le gisement solaire et transferts Energétiques » mémoire de Master énergies renouvelables université de Cergy-pontoise 2011
- [05] : Document d'application technique n°10 installation photovoltaïque «ABB SACE».
- [06] : THÈSE DE DOCTORAT «Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies» de Thomas Mambrini ; en 2014
- [07] : K. Helali « modélisation d'une cellule photovoltaïque étude comparative » Mémoire de magister en Electrotechnique, Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2012
- [08] : Professeur M. Dietschy Groupe n°33 MORNAY Thomas Sup D Classes préparatoires CPE VERNAY Alexis Sup D Institution des Chartreux « Les cellules photovoltaïques » 2004-2005
- [09] : F.HANANOU « Modélisation et simulation d'un système Photovoltaïque » mémoire de magister université Kasdi Merbah Ouargla master académique Domaine : Sciences et technologies.2014
- [10] : D. Delagnes « Production d'énergie électrique énergie solaire photovoltaïque » Energie solaire photovoltaïque.doc .2007
- [11] P. Würfel : « Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts », Edition Wiley & Sons, February 2009.
- [12] AOUIFI Saliha « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire De Magister université Ferhat Abbas Sétif-1 2014
- [13] A. Mcevoy, L. Castaner and T. Markvart: « Solar cells », Edition Elsevier, 2012
- [14]: M. Z. F.Z. Zerhoun, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," revue des énergies renouvelables, vol. 11, no. N°1, p. 41–49, 2008.

- O, Benseddik. F, Djaloud, « étude et optimisation de la fonction photovoltaïque » université Kasdi Merbah- Ouargla 2012
- [16]:A. Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," Mémoire de Magister Université de Biskra, 2000.
- [17] : Aoun nouar « étude et modélisation des différents modèles de la cellule photovoltaïque établis sur base de valeurs » Mémoire de magister en physique Université Mentouri Constantine 2010
- [18] : Guide pratique à l'usage des installateurs, des bureaux d'études et des porteurs de projets « Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA »2012
- [19] : Guide pratique à l'usage des installateurs, des bureaux d'études et des porteurs de projets « Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA »2010
- [20] C.Galize, "introduction à l'électrotechnique et à l'électronique de puissance" coure, université de Montpellier II, 12/02/2002
- [21] Michel Pinard, " convertisseurs et électronique de puissance", Dunod, 2007
- [22] : M. Mechalikh CH. Hamada « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau » mémoire master Académique de Université Kasdi Merbah-Ouargla 2013
- [23] Bogdan Grotowski, Christian Ripoll, " Aide-mémoire Électronique", Dunod, 5e édition, 2008
- [24] : A. louchene Université Hadj Lakhdar, « Etude et réalisation d'un système intelligent d'alimentation en énergie électrique d'une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau »2011
- [25] : F. Bouctouche cherfa mémoire de magister, école nationale polytechnique Elharach « étude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT » 2004.
- [26] : Aboub hania « commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances PV » Université hadj Lakhdar- Batna, 2014
- [27] : abbassen Lyes « étude de connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque » mémoire de magister université molude Mammeri de tizi ouzou, 2011

[28] : MEHDI MERAD-BOUDIA « injection de l'électricité production par les énergies renouvelables dans le réseau électrique » mémoire de magister école doctorale université Abou berkr Belkaid, Tlemcen, 2010

[29] : Y. Pankow, « étude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension ». Thèse de l'école nationale supérieure d'art et métiers, décembre 2004.



Conception et dimensionnement d'une centrale photovoltaïque connectée aux réseaux HT

Résumé :

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis plus de **10 ans**, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de **30 à 40%** par an

Dans notre centrale PV de 250kW installée dans le sud de l'Algérie par exemple la Wilaya de Ghardaïa. Plusieurs étapes de dimensionnement sont faites à l'aide du logiciel PVSYST

on a utilisé 17 panneaux PV en série et (59 en parallèle avec la caractéristique suivante tension 24V DC, Imp 655.77A.

Le courant continu DC récolté passe par un onduleur plage de tension MPPT 450-820V pour avoir un courant alternatif AC et une tension alternative.

Une protection est installée après l'onduleur et pour pouvoir injecter sur le réseau HTA 30KV

Il faut procéder à l'élévation de la tension de 450V à 30KV. CELA EST PERMIS avec l'installation d'un transformateur BT/HTA DE 250 KVA.

Mots clé: Photovoltaïques, Hacheur, MPPT, Onduleur, MLI, réseaux électrique, PVSYST, HT, HTA

تصميم وأبعاد محطة الطاقة الكهروضوئية خلاصة القول:

على المستوى العالمي ، شهدت سوق أنظمة الخلايا الكهروضوئية ، منذ أكثر من 20 سنة ، معدل نمو مرتفع للغاية ، من 30 إلى 40٪ سنوياً. في مصنعنا الكهروضوئية 250 كيلو واط المثبتة في جنوب الجزائر على سبيل المثال ولاية غرداية. يتم تنفيذ العديد من خطوات التحجيم باستخدام برنامج PVSYST

تم استخدام 17 من الألواح الكهروضوئية علي تسلسل و (59 علي التفرع و ينتج من كل لوحة الكهروضوئية التوتر مستمر قيمته 24 فولط، التيار الثابت قيمته الفصوي 655.77 امبير.

يمر تيار مستمر الذي تم حصاده من خلال عاكس نطاق الجهد ويتراوح بين 450-820 فولط ويمر علي هذا العاكس لي التوتر لكي يغير من شكله من مستمر متناوب ليحصل على تيار متردد متناوب وبجهد متناوب. وبهذا يمكن ربطه بشبكة التيار ذات ضغط المتوسط 30 كيلو فولط ولكن بعد ربطه بمحول رافع لتوتر من 450 فولط الي 30 كيلو فولط بسعة 250 كيلو فولت أمبير.

كلمات البحث: الكهروضوئية ، المروحية ، كيلو واط ، الشبكات الكهربائية ، PVSYST ، التوتر الضغط المتوسط التوتر الضغط العالي

