RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED– NAAMA

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES

DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

MÉMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de Master en :

Énergies Renouvelables

Option : Énergies Renouvelables en Électrotechnique

Intitulé :

NORMES ET CERTIFICATIONS DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES DÉTAILLÉES RELATIVES AUX MATÉRIELS DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Présenté par :

- **Melle MORSLI HANANE**
- **Melle BOUCHIHA FATIMA**
- **Melle CHAHDI FATIMA**

Soutenu le : 28/06/2020

Devant les Jury :

Dr. HABCHI YASSIN	**MCB**	**Centre Universitaire Naâma**	**Président.**
Dr. KHESSAM MEDJDOUB	**MCB**	**Centre Universitaire Naâma**	**Examinateur**
Dr. BRAHIMI MOHAMMED	**MCB**	**Centre Universitaire Naâma**	**Encadreur**

NAAMA – ALGÉRIE – 2020

REMERCIMENTS

Avant tout on remercie ***Allah*** *le tout puissant qui nous a donné le courage la patience, l'aide et la volonté de réaliser ce modeste travail.*

Nous tenons à remercier vivement notre encadreur ***Dr :Brahimi Mohamed*** *qui à ménage un grand effort afin de nous permettre de mener à bien le présent travail et à qui nous exprimons notre gratitude et notre respect.*

Nous remerciements **nos enseignants** *du département d'électrotechnique.*

DEDICACES

Je dédié cet humble travail….

À mon père, Pour leur soutien et encouragement.

À ma très chère mère qui a été chaleureusement présente avec

beaucoup de tendresse dans les moments les plus difficiles et qui m'a entouré

de chaleur pleine de sacrifice pour ma réussite.

À mes adorables frère : ABED ALMADJIDE

pour leur patience et à toute ma famille.

À tous mes meilleurs et vrais amis chacun son nom et surtout

.. OUSSAMA, HANANE, ACHOUKA,YAKOUT

À tous ceux que j'aime, et à tous ceux qui me sont chers

Je dédie ce travail.

Bouchiha fatima

DEDICACE

Je dédié cet humble travail….

À mon père, Pour leur soutien et encouragement.

À ma très chère mère qui a été chaleureusement présente avec beaucoup de tendresse dans les moments les plus difficiles et qui m'a entouré de chaleur pleine de sacrifice pour ma réussite.

À mes adorables frère : Amine, Ahmed, abdallâh, ânes, Ismail pour leur patience et à toute ma famille.

À tous ceux que j'aime, et à tous ceux qui me sont chers

Je dédie ce travail.

Morsli hanane

DEDICACES

D'abord je tiens a remercié puisse DIEU, le tout puissant de m'avoir donné le courage et la volonté.

Je dédie ce modeste travail a:

Mes très chers parents qui m'ont toujours beaucoup soutenu et encouragé, qui mon éclairée mon chemin et à qui je souhaite une bonne santé et longue vie.

Mes frères MOHAMED, ABD ALAZIZ, ABD ELHAKIM.

Mes sœurs BATOUL, FATIHA, HAFIDA.

Mes amies : Fatima, Souad, Nadjia, Hanane et Fatima.

Tous mes collègues de travail à SPE NAAMA.

Tous les professeurs et les enseignants qui ont contribué à ma formation depuis mon premier cycle d'études jusqu'à ce jour.

Toute la famille CHAHDI et spécialement Son nouveau petit-fils

Abd ESALAM.

CHAHDI

FATIMA

Résumé :

Les modules photovoltaïques (PV) de haute qualité font l'objet d'un certain nombre d'exigences. Tout d'abord, ils doivent livrer de manière fiable la puissance énergétique garantie, tout en résistant à une gamme extrêmement large des conditions environnementales. Ils doivent donc être sûrs et durables, afin de garantir le haut rendement du système sur le long terme. Et ils doivent être en mesure de générer sur la plus courte période possible le volume total d'énergie qui a été nécessaire pour leur fabrication. Et par dessus tout, il faut qu'ils soient commercialement viables. Mais pour certifier entièrement la qualité des modules PV, des essais complets doit être effectuer dans des laboratoires, qui répondent aux normes nationales et internationales en vigueur.

Les normes sont des publications qui définissent les pratiques, les exigences techniques et la terminologie adoptée pour améliorer la qualité, la sécurité et l'efficacité des méthodes et des produits.

Dans ce travail on a fait la présentation des normes qui jouent un rôle primordiale dans le domaine du photovoltaïque (PV) ;

- La norme NEC (National Electrical Code) qui est une norme adoptable pour l'installation sûre des câbles électrique et des équipements.
- La norme UTE qui est l'organisme responsable de la normalisation des matériels est des installations électriques.
- L'IEEE est la principale source de normes pour une multitude de technologies émergentes.

Mots clé : Modules photovoltaïques- certifier – normes - puissance énergétique-Rendement.

Abstract:

High-quality photovoltaic (PV) modules are subject to a number of requirements. First of all, they must reliably deliver the guaranteed energy output, while withstanding an extremely wide range of environmental conditions. They must therefore be safe and sustainable, in order to guarantee the high performance of the system over the long term. And they must be able to. Standards are publications that define the practices, technical requirements and terminology adopted to improve the quality, safety and effectiveness of methods and products.
In this work, we presented the standards that play a key role in the field of photovoltaic (PV);

• The NEC (National Electrical Code) standard which is an adoptable standard for the safe installation of electrical cables and equipment.

• The UTE standard which is the body responsible for standardizing equipment is electrical installations.

• The IEEE is the primary source of standards for a multitude of emerging technologies.

Keywords: Photovoltaic modules - Certify - Standards - Energy power - Efficiency.

الملخص

تخضع الوحدات الضوئية عالية الجودة لعدد من المتطلبات. أولاً وقبل كل شيء، يجب أن توفر هذه المنتجات طاقة مضمونة، مع تحمل مجموعة كبيرة للغاية من الظروف البيئية. ولذلك يجب أن تكون آمنة ومستدامة، من أجل ضمان الأداء العالي للنظام على المدى الطويل. ولابد أن تكون قادرة على توليد الحجم الإجمالي من الطاقة اللازمة لإنتاجها على مدى أقصر فترة ممكنة. وفي المقام الأول من الأهمية، لابد أن تكون هذه الوحدات قادرة على الاستمرار تجارياً. ولكن لكي يتم التصديق الكامل على جودة الوحدات الكهروضوئية، فلابد من إجراء اختبارات كاملة في المختبرات التي تلبي المعايير الوطنية والدولية المعمول بها.

المعايير هي المنشورات التي تحدد الممارسات والمتطلبات الفنية والمصطلحات المعتمدة لتحسين جودة وسلامة وفعالية الأساليب والمنتجات.

في هذا العمل ، قدمنا المعايير التي تلعب دورًا رئيسيًا في مجال الخلايا الكهروضوئية (PV) ؛

• معيار NEC (الكود الكهربائي الوطني) وهو معيار يمكن تبنيه للتثبيت الآمن للكابلات والمعدات الكهربائية.

• معيار UTE ، وهو الهيئة المسؤولة عن توحيد المعدات ، مخصص للتركيبات الكهربائية.

• IEEE هو المصدر الأساسي للمعايير للعديد من التقنيات الناشئة.

الكلمات المفتاحية : وحدات كهر وضوئية - شهادات - معايير - طاقة - كفاءة.

SOMMAIRE

Introduction générale ***01***

Chapitre I ***03***

Généralité sur l'installation photovoltaïque

I.1 Introduction ***03***

I.2 Etat de l'art sur l'énergie PV ***03***

I.3 Conversion photovoltaïque ***04***

I.3.1 La cellule solaire ***04***

I.4 Rayonnement solaire ***05***

I.5 Gisement solaire en Algérie ***06***

I.6 Carte géographique ***06***

I.7 Principe d'une cellule photovoltaïque ***08***

I.8 Circuit Electrique de schéma équivalant de la cellule photovoltaïque ***08***

I.8.1 Cas d'une cellule idéale ***08***

I.8.2 Cas d'une cellule réelle ***09***

I.9 Effet photovoltaïque ***09***

I.10 Associations des cellules photovoltaïques ***10***

I.10.1 Association en série ***11***

I.10.2 Association en parallèle ***12***

I.11 Caractéristiques d'un module PV ***13***

I.11.1 Caractéristiques électriques ***13***

I.11.1.1 La puissance de crête Pc ***13***

I.11.1.2 Tension MPP ***13***

I.11.1.3. Courant MPP ***13***

I.11.1.4 Tension à vide V_{oc} ***13***

I.11.1.5 Courant de court-circuit I_{cc} ***13***

I.11.1.6 Point de fonctionnement optimum, (V_{mp}, I_{mp}) ***13***

I.11.1.7 Rendement ***13***

I.11.1.8 Facteur de forme ***13***

I.11.2 Caractéristiques mécanique ***14***

I.11.2.1 Dimensions ***14***

I.11.2.2 Nombre de cellule ***14***

I.11.2.3 Supervision ***15***

I.11.3. Caractéristiques courant-tension ***15***

I.11.3.1 Effet de température ***15***

I.11.3.2 Influence de l'éclairement **16**
I.12 Configurations de systèmes photovoltaïques **16**
I.12.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau **17**
I.12.2 Systèmes photovoltaïques autonomes **17**
I.12.3 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides **18**
I.13 Description du système PV **19**
I.13.1 Systèmes centralisés **19**
I.13.2 Système décentralisés **19**
I.14 Installation photovoltaïque en Algérie **19**
I.14.1 La station solaire a Boughezoul (Médéa) **20**
I.14.2 Une station photovoltaïque à Ghardaïa **20**
I.14.3Spécifications de la zone de Naâma **21**
I.15 Constitution d'un système photovoltaïque **22**
I.16 Dispositif auxiliaires **23**
I.16.1.Boite à jonctions **23**
I.16.2 Batteries **24**
I.16.2.1. Types des batteries **25**
I.16.3 Régulateur de charge **26**
I.16.4 Onduleur **27**
I.17 Equipement de protection **28**
I.17.1 Protection par parafoudres **28**
I.17.1.1 Condition d'installation de parafoudre côté A.C **28**
I.17.1.2 Condition d'installation de parafoudre côté D.C **28**
I.17.2 Protection par fusibles ou disjoncteurs **29**
I.17.3 Protection par diode de by-pass **30**
I.17.4 Protection par diode anti-retour **31**
I.18 Equipements de surveillance **31**
I.19 Technologies de cellule photovoltaïque **32**
I.19.1 Technologies de la première génération à base de silicium cristallin **32**
I.19.2 Technologie de la deuxième génération à base de couche-mince **33**
I.19.3 Technologie de la troisième génération « Les cellules organiques **34**
I.19.4 Technologie de la quatrième génération «La cellule photovoltaïque mut jonction **36**
I.20 Avantages et inconvénients de la photovoltaïques **37**

I.20.1 Avantages **37**
I.20.2 Inconvénients **38**
I.21 Conclusion **39**
Chapitre II **40**
Le code électrique national (NEC)
II.1 Introduction **40**
II.2 Le code électrique national (NEC) **40**
II.2.1 Norme générale **43**
II.2.1.1 contexte (Article 690.1) **43**
II.2.1.2 Définitions (Article 690.2) **43**
II.2.1.2.1 Module courant alternatif (AC) **44**
II.2.1.2.2 Système photovoltaïque **45**
II.2.1.2.3 Convertisseur DC-DC **46**
II.2.1.2.4 Boit de jonction **46**
II.2.1.2.5 Système interactif **47**
II.2.1.2.6 Réseau de production et de distribution d'électricité **47**
II.2.1.3 Spécification général (Article 690.4) **47**
II.2.1.4 Protection conte des défauts mise à la terre (Article 690.5) **49**
II.2.1.5 Modules courants alternatifs, courant alternatif (Article 690.6) **51**
II.2.2 Exigences de circuit **51**
II.2.2.1 Tension maximale (Article 690.7) **51**
II.2.2.1.1 circuits photovoltaïques de source et de sortie **51**
II.2.2.1.2Circuits source et sortie photovoltaïques **55**
II.2.2.1.3 Circuit de plus de 150 volts à la terre **55**
II.2.2.1.4 Circuits de source et de sortie bipolaires **55**
II.2.2.2 Dimensionnement des circuits et courant (Article 690.8) **56**
II.2.2.2.1 Calcul du courant de circuit maximal **56**
II.2.2.3 Protection contre les surintensités (Article 690.9) **58**
II.2.2.3.1 Circuits et équipement **58**
II.2.2.3.2 Valeurs nominales du dispositif de surintensité **59**
II.2.2.3.3 Transformateurs de puissance **59**
II.2.2.4 Protection de circuit de défaut d'arc (courant continu) (Article 690.11) **60**
II.2.3 Moyens de déconnexion **60**
II.2.3.1 Bâtiment ou autre structure alimenté par un système Photovoltaïque (Article 690.13) **60**
II.2.3.1.1 Emplacement **61**

II.2.3.1.2 Marquage **61**
II.2.3.1.3 Utilisable **61**
II.2.3.1.4 Nombre maximal de sectionneurs **61**
II.2.3.1.5 Regroupement **62**
II.2.3.2 Déconnexion de l'équipement photovoltaïque (Article 690.15) **62**
II.2.3.2.1 Onduleurs interactifs utilitaires montés à des endroits difficiles d'accès **62**
II.2.3.2.2 Équipement **63**
II.2.3.2.3 Disjoncteurs à courant continu **63**
II.2.3.3 Fusibles (Article 690.16) **62**
II.2.3.3.1 Débranchement des moyens **63**
II.2.3.3.2 Service de fusible **63**
II.2.3.4 Type de déconnexion (Article 690.17) **64**
II.2.3.4.1 Ouverture simultanée des pôles **64**
II.2.3.4.2 Fonctionnement externe et indication **64**
II.2.3.4.3 Débranchement du conducteur mis à la terre **64**
II.2.3.4.4 Cote d'interruption **65**
II.2.4 Méthodes de câblage **65**

II.2.4.1 Méthodes autorisées (Article 690.31) **65**
II.2.4.1.1 Systèmes de câblage **65**
II.2.4.1.2Identification et regroupement **65**
II.2.4.1.3 Câble à conducteur unique **66**
II.2.4.1.4 Câble multiconducteur **67**
II.2.4.1.5 Cordons et câbles flexibles **67**
II.2.4.1.6 Câble a petit conducteur **68**
II.2.4.1.7Circuits de source photovoltaïque à courant continu et de sortie de courant continu sur ou à l'intérieur d'un bâtiment **68**
II.2.4.1.8Câbles flexibles et fins **69**
II.2.4.1.9Disposition de la connexion du module **69**
II.2.4.2 Connecteurs (Article 690.33) **69**
II.2.4.3Accès aux boîtes (Article 690.34) **70**
II.2.5 Mise à la terre **71**
II.2.5.1 Mise à la terre du système (Article 690.41) **71**
II.2.5.2 Point de connexion de mise à la terre du système (Article 690.42) **71**
II.2.5.3 Mise à la terre de l'équipement (Article 690.43) **71**
II.2.5.4 Dimensions des conducteurs de mise à la terre de **72**

l'équipement (Article 690.45)
II.2.5.5 Conducteurs de mise à la terre de l'équipement de réseau (Article 690.46) **72**
II.2.5.6Système d'électrodes de mise à la terre (Article 690.47) **73**
II.2.5.6.1 Systèmes à courant alternatif **73**
II.2.5.6.2 Systèmes à courant continu **73**
II.2.5.6.3 Systèmes avec exigences de mise à la terre à courant alternatif et à courant continu **73**
II.2.6 Marquage **74**
II.2.6.1 Modules (Article 690.51) **74**
II.2.6.2 Modules photovoltaïques à courant alternatif (Article 690.52) **74**
II.2.6.3 Source d'énergie photovoltaïque à courant continu (Article 690.53) **74**
II.2.6.4 Point d'interconnexion du système interactif (Article 690.54) **75**
II.2.6.5 Systèmes photovoltaïques de stockage d'énergie (Article 690.55) **75**
II.2.6.6 Identification des sources d'énergie (Article 690.56) **75**
II.2.7 Batteries de stockage **76**
II.2.7.1 Installation (Article 690.71) **76**
II.2.7.1.1 Généralités **76**
II.2.7.1.2 Logements **76**
II.2.7.1.3 Limites actuelles **76**
II.2.7.1.4 Boîtiers non conducteurs de batterie et supports conducteurs **77**
II.2.7.1.5 Débranchement des circuits de batterie de série **77**
II.2.7.1.6 Moyens de déconnexion pour l'entretien des batteries **77**
II.2.7.1.7 Systèmes de batteries de plus de 48 volts **77**
II.2.7.1.8 Déconnexion et protection contre les surintensités **78**
II.2.7.2 Contrôle de charge (Article 690.72) **78**
II.2.7.2.1 Généralités **78**
II.2.7.2.2 Systèmes PV utilisant des onduleurs interactifs utilitaires **79**
II.2.7.2.3 Convertisseurs de courant continu Buck/Boots **80**
II.2.7.2.4 Interconnexions de batteries (Article 690.74) **80**
II.3 Conclusion **81**

Chapitre III **82**

La norme UTE

III.1Introduction **82**
III.2 Le guide de l'UTE C15-712-1 **82**

III.3 La normes NF C15-100 **83**
III.4 Domaine d'application **83**
III.4.1 Cellule PV **84**
III.4.2 Module PV **84**
III.4.3 Chaîne PV **84**
III.4.4 Groupe PV **85**
III.4.5 Boîte de jonction de groupe PV **86**
III.4.6 Générateur PV /champ PV **86**
III.4.7 Boîte de jonction ou tableau de générateur PV **86**
II.4.8 Câble de chaîne PV **86**
III.4.9 Câble de groupe PV **87**
III.4.10 Câble principal continu PV **87**
III.4.11 Equipement de conversion PV **87**
III.4.11.1 Type d'onduleur **88**
III.4.12 Câble d'alimentation PV **89**
III.4.13 Installation PV **89**
III.4.14 Conditions d'essai normalisé **93**
III.4.14.1 La norme STC **93**
III.4.14.2 La norme NOCT **94**
III.4.15 Tension en circuit ouvert :Uoc STC **94**
III.4.16 Partie courant continu **94**
II.4.17 Partie courant alternatif **94**
III.4.18 Maximum Power Point Tracking (MPPT) **94**
III.5 Mise à la terre de l'installation **95**
III.5.1 Partie courant continu **95**
III.5.2 Partie courant alternatif **95**
III.5.3 Onduleur **96**
III.6 Protection contre les chocs électriques **96**
III.6.1 Protection contre les contacts directs **96**
III.6.2 Protection contre les contacts indirects **97**
III.6.2.1 Partie courant continu **99**
III.6.2.2 Partie courant alternatif **99**
III.7 Protection contre les surintensités **100**
III.7.1 Partie courant continu **100**
III.7.1.1 Protection des modules PV **100**
III.7.1.2 Protection des câbles de chaînes PV **101**

III.7.1.3 Protection des câbles de groupes PV **101**
III.7.1.4 Protection du câble principal PV **102**
III.7.1.5 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités **102**
III.7.2 Partie courant alternatif **103**
III.7.2.1 Protection contre les surcharges **103**
III.7.2.2 Protection contre les courts-circuits **103**
III.8 Protection de découplage **104**
III.9 Chute de tension **104**
III.9.1 Installation à courant continu **104**
III.9.2 Installation à courant alternatif **105**
III.10 Dispositif de sectionnement et de coupure **105**
III.10.1 Dispositifs de sectionnement **105**
III.10.2 Dispositifs de coupure d'urgence **106**
III.10.2.1 Partie courant continu **106**
III.10.2.2 Partie courant alternatif **106**
III.10.3 Coupure pour intervention des services de secours **107**
III.11 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres **107**
III.11.1 Principes de protection **107**
III.11.2 Conditions d'installation des parafoudres **108**
III.11.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre **109**
III.11.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté AC **109**
III.11.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté DC **109**
III.12 Choix et mise en œuvre des matériels **109**
III.12.1 Canalisations **110**
III.12.2 Modules PV **110**
III.12.3 Onduleurs **111**
III.12.4 Appareillages **111**
III.12.5 Ensembles d'appareillages **112**
III.12.6 Connecteurs **112**
III.12.7 Parafoudres **113**
III.13 Signalisation **114**
III.13.1 Identification des composants **114**
III.13.2 Etiquetage **115**

III.13.2.1 Etiquetage sur la partie DC **115**
III.13.2.2 Etiquetage sur la partie AC **116**
III.13.2.3 Etiquetage sur l'onduleur **117**
III.14 Conclusion **118**

Chapitre IV **119**
La norme IEEE

IV.1 Introduction **118**
IV.2 Définition de Norme IEEE **118**
V.2.1 La normes IEEE-928 **118**
IV.2.1.1 Critères pour les exigences de conception du système **118**
IV.2.1.2 Conception globale du système **119**
IV.2.1.3 Conception du sous-système **119**
IV.2.1.4 Critères pour les exigences de performances du système **120**
IV.2.1.5 Électrique **120**
IV.2.1.6 Tension **120**
IV.2.1.7 Courant **120**
IV.2.1.8 Puissance (réelle) **120**
IV.2.1.9 Facteur de puissance **121**
IV.2.1.10 Énergie **121**
IV.2.1.11 Fiabilité **121**
IV.2.1.12 Sécurité **121**
IV.2.1.13 Test du système **121**
IV.2.1.14 Qualification **121**
IV.3 Définition de la norme IEEE 929 **122**
IV.3.1 Onduleur **122**
IV.3.2 Onduleur non insulaire **122**
IV.3.3 Point de couplage commun (PCC) **123**
IV.3.4 Facteur de qualité **123**
IV.3.5 Fréquence de résonance **124**
IV.3.6 Interrupteur de déconnexion de l'interface utilitaire **124**
IV.3.7 Qualité de l'alimentation **124**
IV.3.8 Plage de fonctionnement en tension normale **125**
IV.3.9 Petits systèmes (<10 kW **126**
IV.3.10 Systèmes intermédiaires **126**
IV.3.11. Tension clignotante **126**
IV.3.12 Fréquence **126**
IV.3.13 Distorsion de forme d'onde **126**

IV.3.14 Facteur de puissance **127**
IV.4. Définition de normes IEEE 1262 **127**
IV.4.1 Qualification **128**
IV.4.1.1 Test de performance électrique **128**
IV.4.1.1.1 Objectif **128**
IV.4.1.1.2 Procédure **128**
IV.4.1.1.3 Exigence **129**
IV.4.1.1.4 Exception **129**
IV.4.1.2 Test de continuité au sol **129**
IV.4.1.2.1 Objectif **129**
IV.4.1.2.2 Procédure **129**
IV.4.1.2.3 Condition **129**
IV.4.1.3 Test d'isolement électrique **129**
IV.4.1.3.1 Objectif **130**
IV.4.1.3.2 Procédure **130**
IV.4.1.3.3. Condition **130**
IV.4.1.4 Essais de chargement mécanique **130**
IV.4.1.4.1 Objectif **130**
IV.4.1.5 Essai de charge statique **130**
IV.4.1.5.1 Objectif **130**
IV.4.1.5.2 Procédure **130**
IV.4.1.5.3. Condition **131**
IV.4.1.6 Test de charge dynamique **131**
IV.4.1.6.1 Objectif **131**
IV.4.1.6.2. Procédure **131**
IV.4.1.6.3 Condition **131**
IV.4.1.7 Test d'endurance aux points chauds **131**
IV.4.1.7.1 Objectif **131**
IV.4.1.7.2 Exemption **131**
IV.4.1.8. Test de point chaud non intrusif Procédure **132**
IV.4.1.8.1 Exigence **133**
IV.4.1.9 Test de point chaud intrusif **133**
IV.4.1.9.1 Procédure **133**
IV.4.1.9.2 Exigence **134**
VI.5 Conclusion **134**
Conclusion générale **135**

Liste des figures

Chapitre I
Généralité sur l'installation photovoltaïque

Figure I.1 : *Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque* ***03***
Figure I.2 : *Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire* ***04***
Figure I.3 : *Répartition spectrale du rayonnement solaire* ***05***
Figure I.4 : *Carte géographie des centrales PV en Algérie* ***07***
Figure I.5 : *Modèle de cellule photovoltaïque idéale* ***08***
Figure I.6 : *Modèle de la cellule photovoltaïque réelle* ***09***
Figure I.7 : *Schéma d'une cellule photovoltaïque* ***10***
Figure I.8 : *Schéma présent montage de cellule* ***11***
Figure I.9 : *Association en série des cellules PV* ***12***
Figure I.10 : *Association en Parallèle des cellules PV* ***12***
Figure I.11 : *Influence de la température* ***15***
Figure I.12 : *Influence de l'éclairement* ***16***
Figure I.13 : *Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution* ***17***
Figure I.14 : *Système photovoltaïque autonome* ***18***
Figure I.15 : *Architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride* ***19***
Figure I.16 : *La station solaire à Boughezoul* ***20***
Figure I.17 : *La centrale solaire à Ghardaïa* ***21***
Figure I.18 : *Encapsulation des cellules* ***22***
Figure I.19 : *Boite à jonction* ***23***
Figure I.20 : *Batterie YUASA* ***24***
Figure I.21 : *Régulateur de charge* ***26***
Figure I.22 : *Onduleur solaire* ***27***
Figure I.23 : *Condition d'installation de parafoudre côté continue* ***29***
Figure I.24 : *Fusibles et disjoncteurs solaire* ***30***
Figure I.25 : *Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass* ***30***
Figure I.26 : *Schéma d'un GPV diode anti-retour et diode by-pass* ***31***

Figure I.27 : *Cellules monocristalline (a) et poly cristalline(b)* ***33***

Figure I.28 : *Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe la couche d'absorbant dopé P* ***34***

Figure I.29 : *Schéma de base a couche mince* ***35***

Figure I.30 : *Schéma des cellules organiques* ***36***

Figure I.31:*Schéma des cellules multi-jonction* ***36***

Chapitre II
Le code électrique national (NEC)

Figure II.1 *: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque* ***43***

Figure II.2*: Module AC (NEC 2017)* ***44***

Figure II.3 : *Système de modules AC [2017 NEC]* ***45***

Figure II.4 *: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque* ***45***

Figure II.5 *: Convertisseur DC- DC* ***46***

Figure II.6 *: Boit de jonction* ***46***

Figure II.7 *: Mixage des conducteurs de différents systèmes* ***47***

Figure II.8*: Installation de plusieurs systèmes* ***48***

Figure II.9 *: Groupement d'installations* ***49***

Figure II.10 *: Schéma détaillé d'un system d'une installation photovoltaïque* ***50***

Figure II.11 *: Tension maximale du système* ***52***

Figure II.12 *Caractéristique I-V avec différents courants tracés montrant le circuit maxima courant, qui est utilisé pour le calibrage des fils* ***56***

Figure II.13 *: Courant de circuit de sortie maximal* ***57***

Figure II.14 *: Courant de sortie maximal de l'onduleur* ***58***

Figure II.15 *: Moyen de déconnexion model PV* ***60***

Figure II.16 *: Boit de jonction* ***62***

Figure II.17 : *Boite de jonction installée sur le panneau* ***70***

Figure II.18 : *Systèmes PV utilisant des onduleurs interactifs utilitaires* ***79***

Chapitre III
La Norme UTE

Figure III.1 : *Le guide de l'UTE C15-712-1* ***82***

Figure III.2: *La norme NF C15-100* ***83***

Figure III.3 *: Description des cellules photovoltaïques* ***84***

Figure III.4 *: Module photovoltaïque* ***84***

Figure III.5 *: Schéma de chaine photovoltaïque* ***85***

Figure III.6 *: Schéma de groupe photovoltaïque* ***85***

Figure III.7 *: Boit de jonction* ***86***

Figure III.8 *: Schéma de champ photovoltaïque* ***86***

Figure III.9 *: Câble de chaine photovoltaïque* ***87***

Figure III.10 *: Schéma d'un onduleur* ***88***

Figure III.11 *: Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé* ***88***

Figure III.12: *Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé* ***89***

Figure III.13 *: Schéma descriptif des câbles PV* ***89***

Figure III.14 : *Schéma général d'une installation PV* ***90***

Figure III.15 *: Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production* ***91***

Figure III.16: *Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production* ***92***

Figure III.17 : *Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments* ***93***

Figure III.18*: Algorithme de MPPT a base de la méthode P&O* ***95***

Figure III.19: *Schéma de liaison à la terre de type TT le neutre et la masse sont reliés à la terre* ***97***

Figure III.20 : *Schéma électrique avec neutre relié a la terre et la masse des équipements non reliée à la terre risque d'électrisation* ***98***

Figure III.21 *: Schéma électrique avec neutre relié a la terre et la masse des équipements reliés à la terre* ***98***

Figure III.22 : *Schéma de liaison à la terre de type IT le neutre et la masse sont reliés à la terre* ***99***

Figure III.23 : *Principe de calcul de la longueur « L »* ***108***

Figure III.24 : *Exemple de mise en œuvre de parafoudres coté AC et coté DC de l'onduleur* ***114***

Liste des tableaux

Chapitre I

Généralité sur l'installation photovoltaïque

Tableau I.1 : *Potentiel d'Energie solaire en Algérie* ***06***

Tableau I.2 *: Caractéristique électriques* ***14***

Tableau I.3 : *Caractéristiques mécaniques* ***15***

Tableau I.4 *: Gisement solaire a Nàama* ***21***

Tableau I.5 : *Fiche technique de la boite à jonction* ***24***

Tableau I.6 : *Fiche technique de la batterie* ***25***

Tableau I.7:*Fiche technique de régulateur de charge* ***27***

Tableau I.8: *Fiche technique de l'onduleur* ***28***

Tableau I.9 *: Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques* ***37***

Chapitre II

Le code électrique national (NEC)

Tableau II.1 : *Tableau récapitulatif de tous les articles 690 du code électrique national* ***41***

Tableau II.2 : *Facteurs de correction de la tension pour le cristallin et modules silicium multi cristallin (Article 690.7)* ***52***

Tableau II.3 : *Facteurs de correction (Article 690.31)* ***67***

Chapitre III

La Norme UTE

Tableau III.1:*Tableau des types et section des câbles* ***87***

Tableau III.2 *: Synthèse de la protection contre les contacts directs* ***97***

Tableau III.3: *Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV* ***100***

Tableau III.4: *Courants admissibles des câbles de chaînes PV* ***101***

Tableau III.5 : *Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés* ***102***

Chapitre IV

La Norme IEEE

Tableau IV.1 *: Limites de distorsion recommandées dans IEEE Std 519-1992 pour convertisseurs à six impulsions* ***128***

Liste des symboles

I_0	*Courant de saturation inverse de la diode*
V_d	*Tension aux bornes de la diode*
V_t	*Potentielle thermique*
I	*Courant fourni par la cellule*
I_{ph}	*Photo-courant de pendant de l'éclairement*
I_0	*Courant saturation de la diode*
R_s	*Résistance en série*
R_p	*Résistance en parallèle*
I_{CC}	*Courant à court circuit*
V_{co}	*Tension à vide*
N_s	*Nombre de cellule en série*
N_p	*Nombre de cellule en parallèle*
I_{pcc}	*Courant à court circuit en parallèle*
V_{pco}	*Tension à vide en parallèle*
K	*Constante*
I_{mpp}	*Courant point maximal*
V_{mp}	*Tension point maximale*
P_m	*Puissance maximale*
V_{ch}	*Tension de charges*
P_c	*Puissance crête*
V_n	*Tension nominale*
N_m	*Nombre de tension maximale*
P_{ch}	*Puissance de charge*
V_C	*Tension de cellule*
N_c	*Nombre de cellule*
N_{ch}	*Nombre de module en charge*
P_{pv}	*Puissance à la sortie de GPV*
V_{pv}	*Tension à la sortie de GPV*
I_{pv}	*Courant à la sortie de GPV*
STC	*Condition standard de teste*
$NOCT$	*Température nominal d'utilisation des cellules*
STC	*Tension condition d'essai*
$MPPT$	*Point tracking normalize max power*
BT	*Basse tension*
HT	*Haut de tension*
$I_{sc\ stc}$	*Courant inverse nominale*
$I_{c\ max}$	*Nominale de chaines en parallèle*
N_c	*Nombre de chaines*

I_z	*Le courant maximal admissible dans le conducteur*
U_e	*Tension assigne d'emploi*
$U_{oc\,max}$	*Tension a vide maximale*
I_n	*Courant assigne*
IP44	*Protection contre les corps solides supérieurs à 1 mm*
IK07	*Protection contre une énergie de choc de 2 joules*
C2	*Non progarateur de flamme*
DC21B	*Caractéristique interrupteur sectionneur doivent satisfaire à la catégorie d'emploi*
DC20	*Caractéristique des sectionneurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi.*
DC1	*Caractéristique des connecteurs doivent satisfaire à l'emploi*
BA4	*Averties*
BA5	*Qualifiée*
CU	*Conducteurs de section minimale ou équivalent*
ϑ	*Angle de phase électrique entre tension et courant*
SPC	*Convertisseur de puissance statique*
PCC	*Point de couplage commun*
Q	*Facteur de qualité*
R	*Résistance à la charge effective*
C	*Capacité de charge effective (y compris les condensateurs shunt)*
L	*Inductance de charge effective*
P	*Le vrai pouvoir*
P_{ql}	*Charge inductive*
P_{qc}	*Charge capacitive*
F	*Fréquence de résonance*
C	*Capacité de charge effective (y compris les condensateurs shunt)*
L	*Inductance de charge effective*
I_{SC}	*Courant de court-circuit du module non masqué*
I_{SH}	*Courant à la puissance maximale du module non masqué*
P	*Nombre de chaînes en parallèle dans le module*
I_{MP}	*Courant à la puissance maximale du module non ombragé*

Introduction Générale

Introduction Générale

La production d'énergie électrique est un défi de grande importance de point de vue écologique, et économique pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures **[1].**
Le soleil fournit une énergie lumineuse grandiose à la Terre. Mais le problème réside dans le fait que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique **[2].**

Cette énergie trouve tout son avantage dans des applications de petite et moyenne consommation dans des régions isolées et loin des lignes de distribution électrique.

L'observation des programmes de recherche et du développement, des opérations du démonstration actuellement en cours , mettent en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW comme les systèmes photovoltaïques, les micro turbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les super condensateurs ou le stockage inertiel. Les systèmes photovoltaïques sont particulièrement bien adaptés à la production d'électricité décentralisée et les sites isolés : électrification rurale (pour les besoins domestiques et les besoins communautaires : centres de santé, écoles, etc.), pompage de l'eau, réfrigération, télécommunications, etc **[3].**
L'objet de ce travail est la présentation des Normes et certifications des prescriptions techniques détaillées relatives aux matériels des installations photovoltaïques.

Le contenu de ce mémoire est structuré en quatre (4) chapitres qui sont présentés comme suit :

Dans le premier chapitre nous allons étaler l'état de l'art sur l'énergie photovoltaïque, le gisement solaire en Algérie, le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule PV, des généralités sur les différents composants d'une centrale photovoltaïque ainsi que les divers configurations des systèmes PV; à savoir les panneaux photovoltaïques.

Le deuxième chapitre est consacré à la norme NEC (National Electrical Code) qui est une norme régionale adoptable pour l'installation sûre des câbles électriques et des équipements aux États-Unis, l'application des articles du présent code doit s'effectuer dans le respect des normes, du texte administratif en vigueur, ainsi que des règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Le troisième chapitre expose la norme UTE qui est l'organisme responsable de la normalisation des matériels est des installations électriques, tenu à l'élaboration, la publication et la diffusion des normes et des guides dans le domaine de l'électricité, toute installation photovoltaïque, doit se conformer à ces derniers.

Le quatrième chapitre est consacré à la présentation de la norme IEEE, **l'IEEE** (*L'**Institute of Electrical and Electronics Engineers***) est la plus grande association professionnelle technique au monde dédiée à l'innovation technologique et au profit de l'humanité. Cette association regroupe des milliers de Professionnels et de membres dans les domaines de l'ingénierie électrique, de la télécommunication et de la production d'énergie dans l'objectif de transmettre leur connaissance à travers le monde.
Avec plus de **1000** normes actives, l'IEEE est la principale source de normes pour une multitude de technologies émergentes.
Les normes élaborées au sein de l'IEEE représentent un consensus de la vaste expertise sur le sujet au sein de l'Institut ainsi que les activités en dehors de l'IEEE qui ont exprimé un intérêt à participer à l'élaboration de la norme.

Et on clôture ce travail par une conclusion générale et des références bibliographiques.

CHAPITRE I

Généralité sur l'installation Photovoltaïque

I.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque désigné l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque. Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée**.**

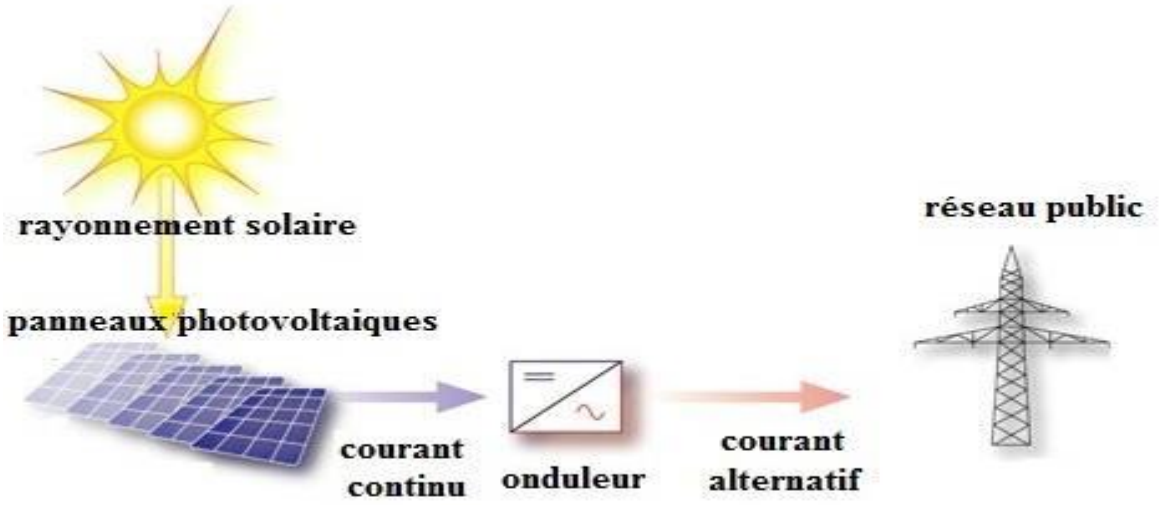


Figure I.1 : Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque **[4].**

I.2 Etat de l'art sur l'énergie PV

Depuis la convention cadre des nations unies sur les changements climatiques adoptés le 9 Mai 1992 et le protocole de Kyoto conclu en 1997, les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont clairement identifiées comme directement responsables du réchauffement climatique.

L'énergie solaire est, rappelons-le, inépuisable. Les panneaux solaires photovoltaïques, pendant leur phase d'utilisation, ne dégagent aucun GES (Gaz à Effet de Serre). Cependant, de l'énergie est nécessaire pour produire, installer et recycler les panneaux photovoltaïques. Cette énergie est appelée énergie grise.

I.3 Conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable. L'élément de base dans cette conversion est la cellule solaire.

I.3.1 La cellule solaire

La cellule solaire est un dispositif optoélectronique capable de capter et convertir directement l'énergie des rayons lumineux en électricité. Cette conversion est appelée la conversion photovoltaïque. Sa structure est illustrée dans la figure **(I.2)** ci-dessous. Elle montre un schéma simplifie d'une cellule solaire typique car l'architecture des dispositifs photovoltaïques modernes se révèle particulièrement complexe.

La cellule photovoltaïque sera donc une plaquette du matériau semi-conducteur; où la jonction P-N représente le cœur de la cellule photovoltaïque; elle représente le vrai générateur dans le dispositif.

Les contacts métalliques en face avant et en face arrière, constituent la structure de cheminement permettant de récupérer les porteurs photogénèses, pour ça; deux électrodes sont élaborées sur la plaquette du semi-conducteur, l'une qui recouvre la totalité de la face arrière pour assurer le contact avec la zone **P**, et l'autre en forme de grille sur la face avant, la géométrie de cette grille étant un compromi0s entre une faible occultation du rayonnement et un bon contact électrique avec la zone **N[6].**

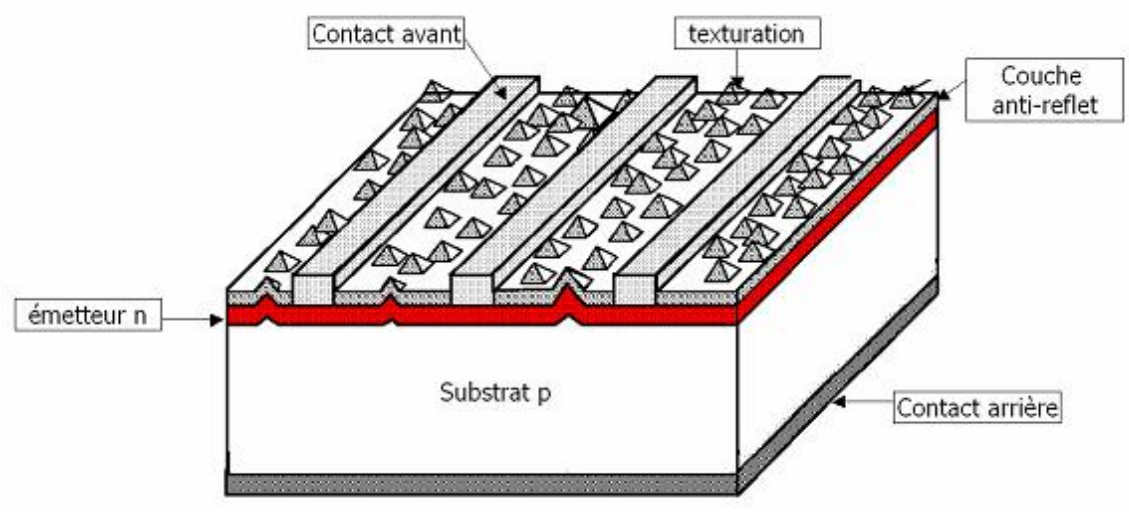


Figure I.2 : Schéma simplifié illustratif d'une cellule solaire **[6].**

I.4 Rayonnement solaire

La répartition spectrale du rayonnement solaire est déterminée par la température de sa surface, à savoir 5900 K. La figure (**I.3**) donne l'allure de la répartition spectrale du rayonnement solaire réel hors atmosphère (l'éclairement spectral est définie comme une Puissance reçue par une surface pour une longueur d'onde donnée; il s'exprime en W/m^2

Comparé à celle du corps noir 1à 5900 K, on constate que le soleil se comporte approximativement comme un corps noir.

Ces spectres montrent que le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur variant de 0.2 µm (ultraviolet) à 10 µm (infrarouge). Ce rayonnement solaire se décompose en bandes comme suit :

- 6.4 % dans la bande ultraviolette (UV) : 0,2<λ<0,3µm.
- 48,0 % dans la bande visible : 0,38 <λ< 0.78µm.
- 45,6 % dans la bande infrarouge (IR) : 0,78 < λ< 10µm.

La figure **(I.3),** montre aussi, l'atténuation observée âpres le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1,5 (on la définit ci-dessous), soit l'équivalent d'une hauteur du soleil de 41.8° «h=41.8°» au niveau de la mer (altitude nulle).

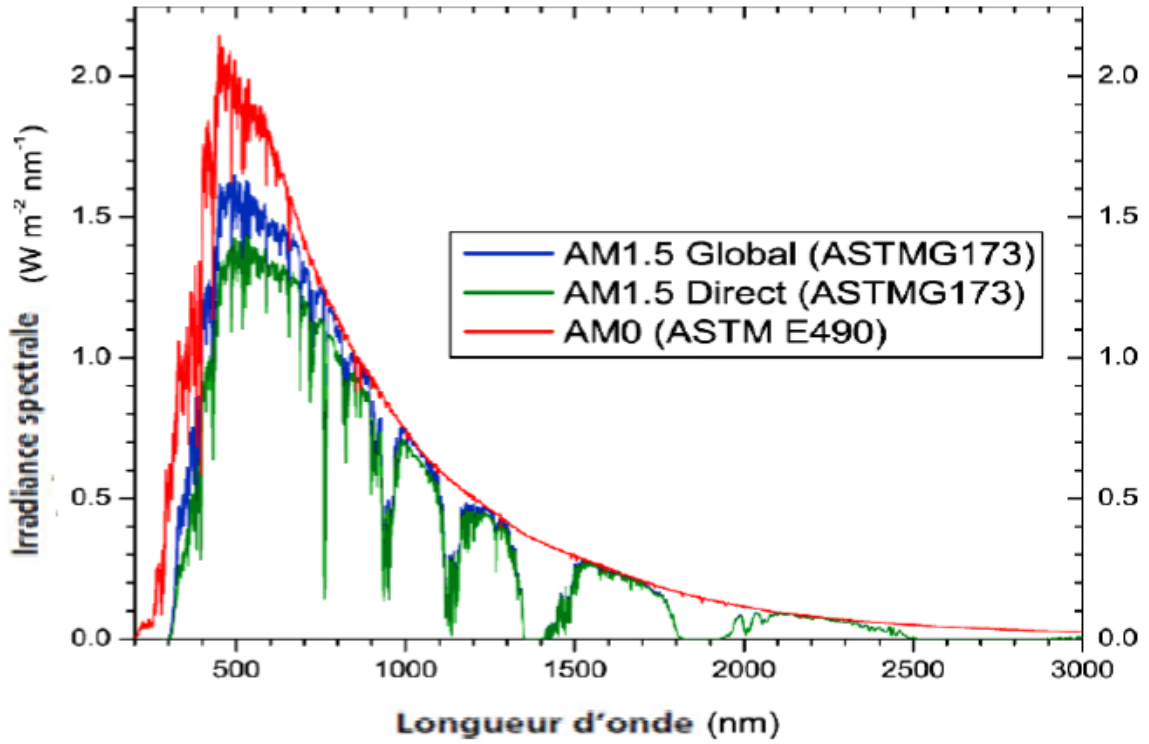


Figure I.3 : Répartition spectrale du rayonnement solaire **[7].**

I.5 Gisement solaire en Algérie

La connaissance du gisement solaire d'un site donné est primordiale pour la confection et dimensionnement d'un système énergétique solaire, en effet le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire dans un lieu au cours d'une période donnée grâce aux stations météorologiques, son évolution peu se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire.

L'Algérie est un pays potentiellement intéressant pour l'exploitation de l'énergie solaire, de par sa situation géographique il dispose d'un gisement solaire très important compte tenu des valeurs de la durée d'insolation enregistrée sur la quasi-totalité du territoire national dépassant les 2000 heures annuellement et pouvant atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux du Sahara. Par conséquent, la quantité d'énergie reçue au sol quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KW/h sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m^2 au nord et 2263 KWh/m^2 au sud du pays. [**7]**

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : Potentiel d'Energie solaire en Algérie **[7].**

Région	**Région côtière**	**Hauts plateaux**	**Sahara**
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heure/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2650

I.6 Carte géographique

Les diverses centrale photovoltaïque en Algérie sont mentionnés sur la carte présente ci-dessous.

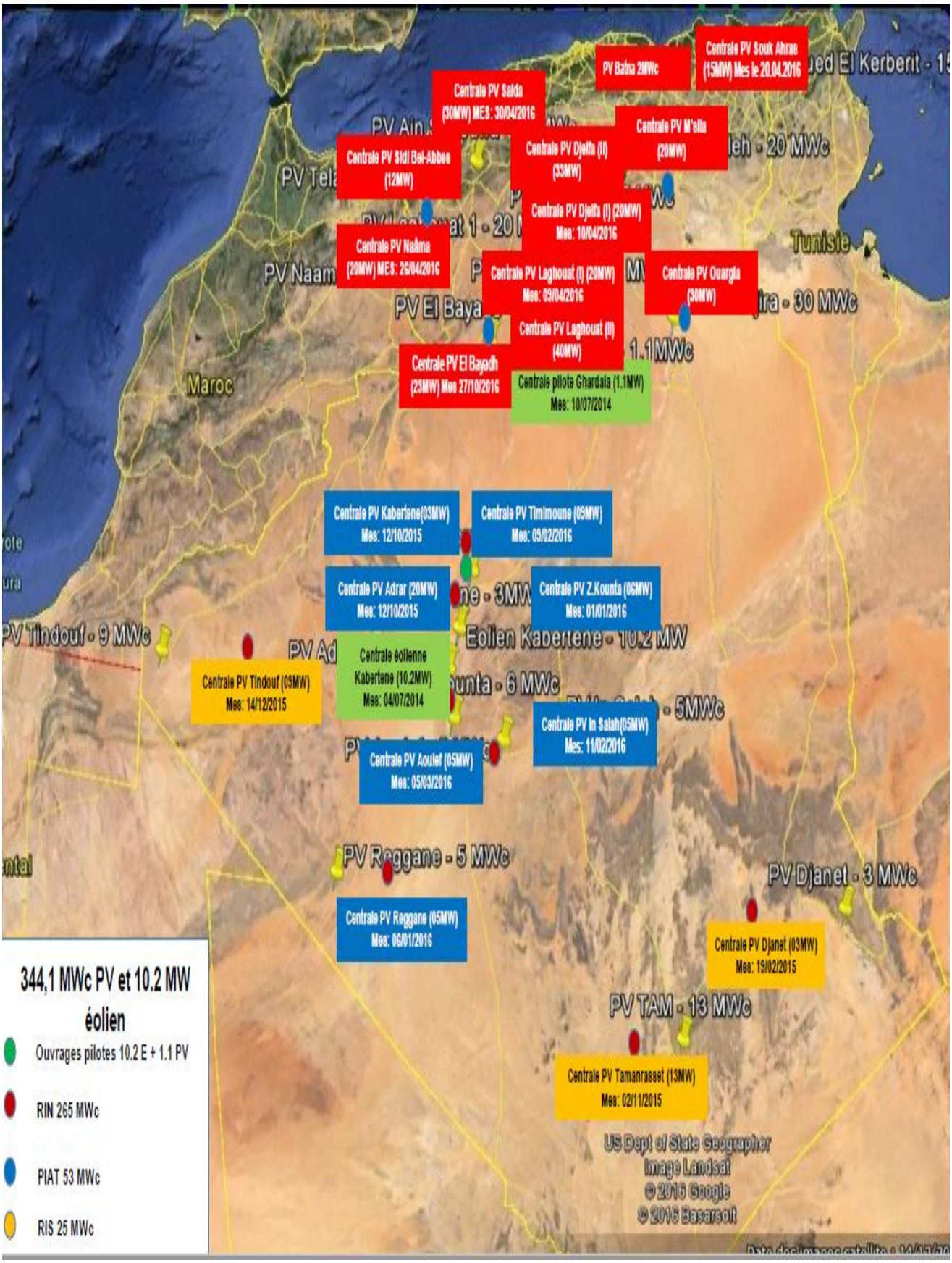


Figure I.4 : Carte géographique des centrales photovoltaïque en Algérie **[8].**

I.7 Principe d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ou les plaques solaires sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en **1839**

Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu' à 100 cm^2 ou plus sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.

Les cellules se branchent en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être repris par la suivante. Le but est d'avoir une différence de potentiel normalement entre 6 et 24V **[6].**

I.8 Circuit Electrique de schéma équivalant de la cellule photovoltaïque

I.8.1 Cas d'une cellule idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{PH} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode figure **(I.5)** qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV.

D'après la loi de nœuds:

$$I = I_{ph} - I_d \quad \textbf{(I.1)}$$

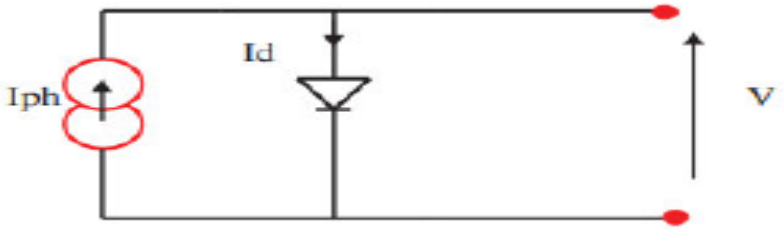


Figure I.5 : Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale**.**

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \quad \textbf{(I.2)}$$

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

$$I_{d=}I_0 \left(Exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1\right) \quad \textbf{(I.3)}$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode [A].

V_d : Tension aux bornes de la diode [V].

Vt : Potentielle thermique.

I.8.2 Cas d'une cellule réelle

Le modèle photovoltaïque précédent ne prenait pas en compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_p **[9]**.

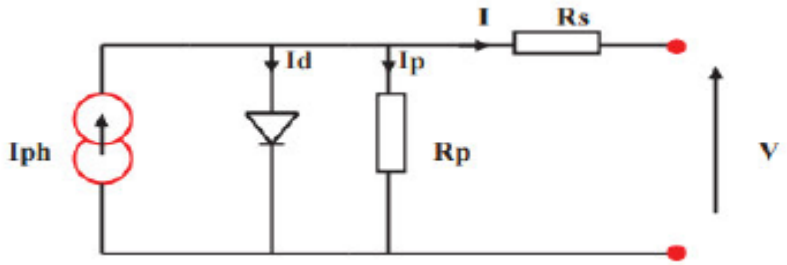


Figure I.6 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle**.**

$$I = Iph - Id - Ip \quad \textbf{(I.4)}$$

$$I_{P=\left(\frac{V+R_{s.I}}{R_P}\right)} \quad \textbf{(I.5)}$$

$$I_d = I_0\left(Exp\left(\frac{V+I.R_s}{V_t}\right)-1\right) \quad \textbf{(I.6)}$$

I : Courant fourni par la cellule.

I_{ph} : Photo-courant dépendant de l'éclairement (G).

I_0 : Courant de saturation de la diode.

R_s : Résistance en série.

R_P: Résistance en parallèle.

$$I_d = I_0\left(Exp\left(\frac{V+I.R_s}{V_t}\right)-1\right)-\left(\frac{V+R_{s.I}}{R_P}\right) \quad \textbf{(I.7)}$$

I.9 Effet photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule **[10].** La figure **(1.7)** illustre une cellule photovoltaïque typique où

sa constitution est détaillée. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium poly cristallin et enfin 7 à 8 % pour le silicium amorphe en films minces **[11].**La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque **[12**].

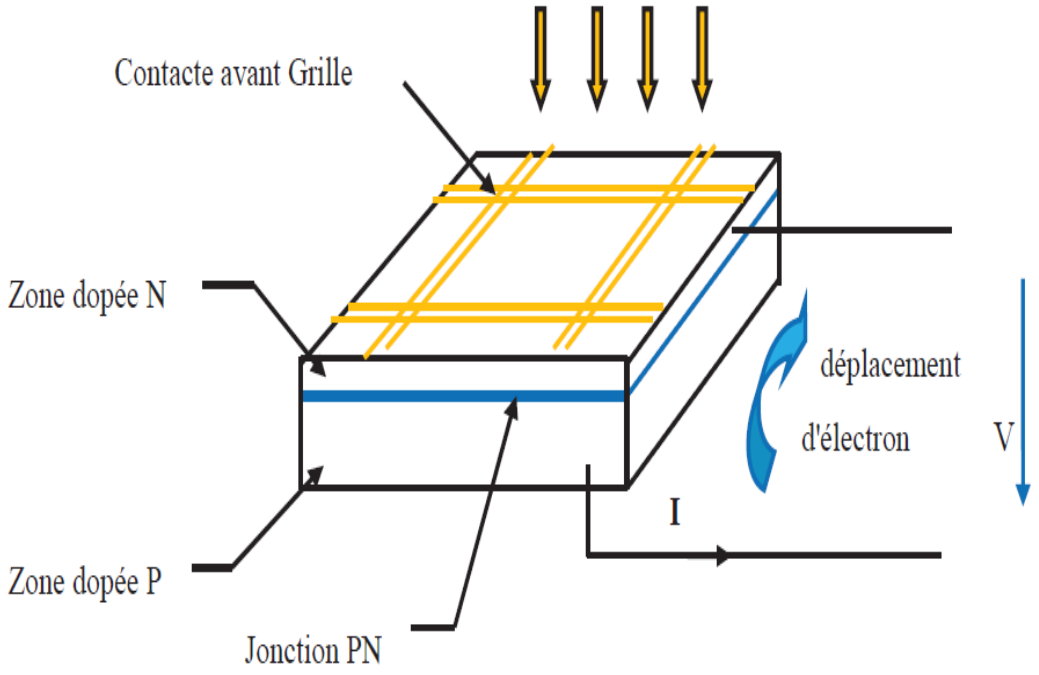


Figure 1.7 : Schéma d'une cellule photovoltaïque **[12].**

I.10 Associations des cellules photovoltaïques

Le module photovoltaïque est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, il consiste en un lot de cellules photovoltaïques connectées entre elles, puis enrobées dans une résine transparente, souvent l'EVA.

La face arrière des cellules est recouverte d'un film multicouche recouvert de Tedlar et d'aluminium. La face avant est quant à elle recouverte d'un verre. Les connexions de sortie de la face arrière des cellules sont isolées électriquement par un film de polymère transparent, nommé Myla. Cet assemblage est effectué à vide **[10].**

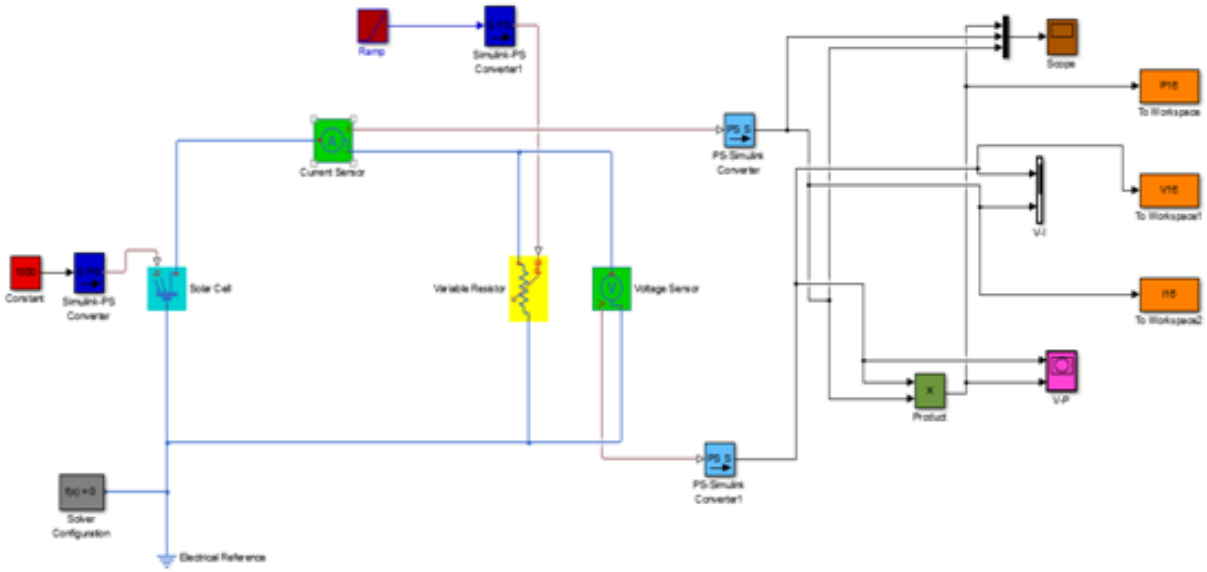


Figure 1.8 : Schéma présent montage de cellule.

I.10.1 Association en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les figures **(I.9), (I.10)** montrent la caractéristique résultante (I_{SCC}, V_{SCO}) obtenue en associant en série (indice s) Ns cellules identiques (I_{CC} , V_{OC}) :

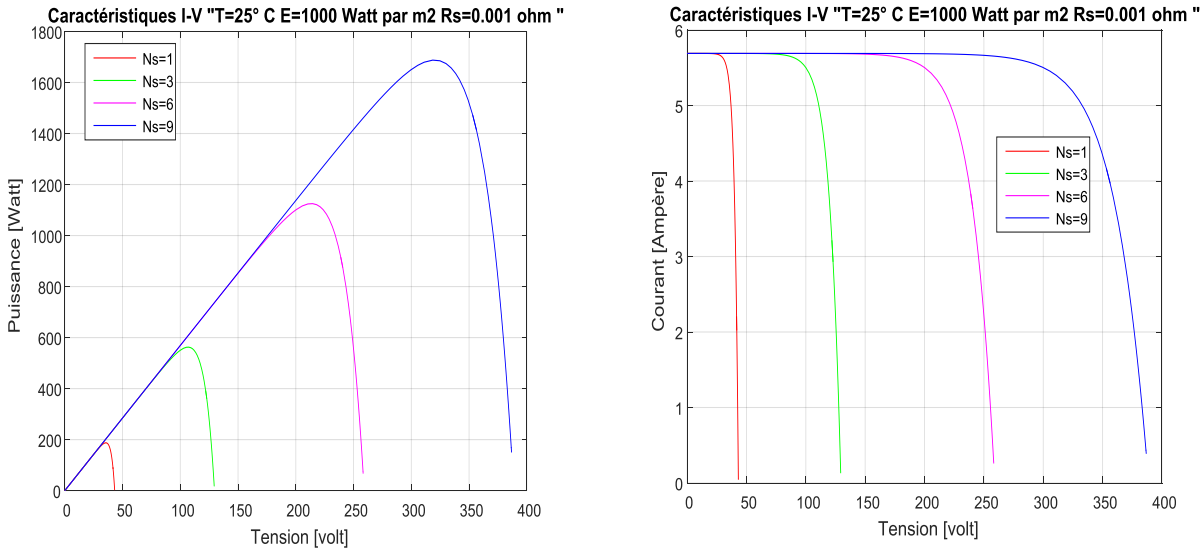


Figure I.9 : Association en série des cellules photovoltaïques.

I.10.2 Association en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Les figures **(I.11) (I.12)** montrent les caractéristiques résultantes (I_{PCC}, V_{PCO}) obtenues en associant en parallèle (indice p) Np cellules identiques:

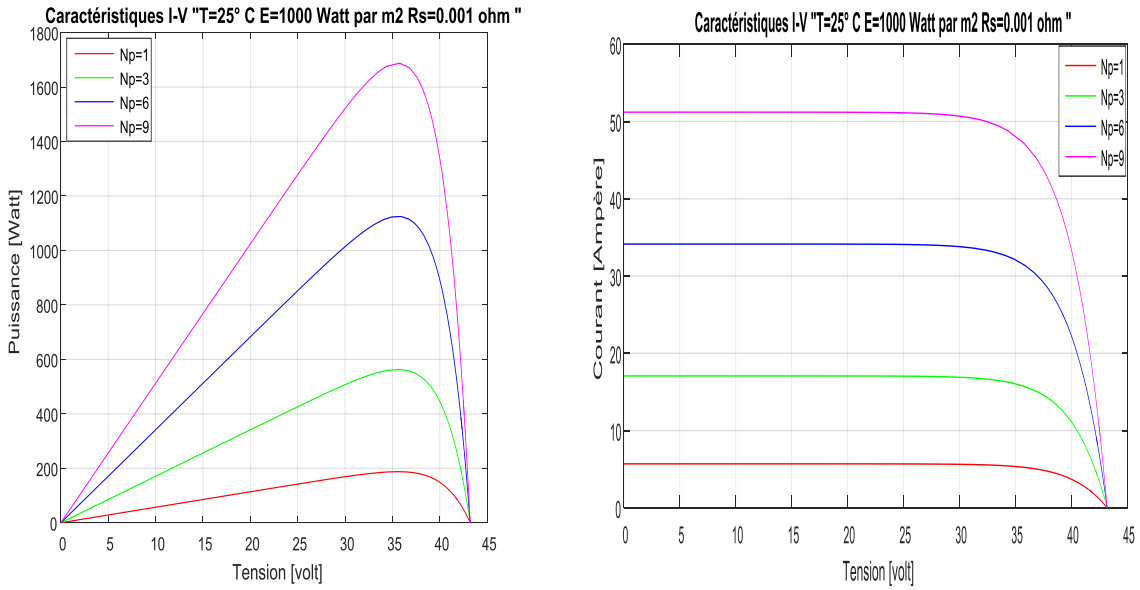


Figure I.10 : Association en parallèle des cellules photovoltaïques.

I.11 Caractéristiques d'une module PV

I.11.1 Caractéristiques électriques

I.11.1.1 La puissance de crête Pc

La puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

I.11.1.2 Tension MPP

La tension MPP délivrée par la chaîne photovoltaïque, à une température des modules de -10 °C doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension MPPT [**24].**

I.11.1.3. Courant MPP

Le courant de court-circuit du panneau solaire permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau. Le courant optimal est

proportionnel au courant de court circuit, cette proportionnalité est presque constante en fonction des conditions d'ensoleillement et de température **[24].**

La fonction $i_{MPP} = I_{CC}$ est pratiquement linéaire et elle est de forme $I_{MPP} = K \times I_{CC}$; mais généralement cette méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant optimal pour différents ensoleillements et températures**.**

I.11.1.4 Tension à vide V_{oc}

Tension aux bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil **".**

I.11.1.5 Courant de court-circuit I_{cc}

Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil **".**

I.11.1.6 Point de fonctionnement optimum, (V_{mp}, I_{mp})

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil$P_m = V_{mp} * I_{mp}$.

I.11.1.7 Rendement

Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance d'incident.

I.11.1.8 Facteur de forme

Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule**.**

Tableau I.2 : Caractéristiques électriques.

Puissance à STC (W)	415
Puissance au PTC (W)	385.2
Densité de puissance à STC (w/m2)	192.13
Densité de puissance à PTC (w/m2)	178.333
V_{mp}: Tension à la puissance maximale (V)	72.9
I_{mp} : Courant qt Puissance maximale (A)	5.69
V_{oc}: Tension en circuit ouvert (V)	85.3
I_{CC}: Courant de court-circuit (A)	6.09
Température de fonctionnement nominale de la cellule (° C)	45.8
Coefficient de température de tension en circuit ouvert (% / ° C)	-0.229
Coefficient de température du courant de court-circuit (% / ° C)	0.031
Coefficient de température de puissance maximale (% / ° C)	-0.353

I.11.2 Caractéristiques mécanique

I.11.2.1 Dimensions

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer d'abord la puissance crête qui fournit l'énergie électrique nécessaire pendant le mois le moins ensoleillé (généralement décembre). Elle consiste à déterminer le moment où vous avez besoin d'électricité, et à mesurer votre consommation. Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïque que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité **[29].**

I.11.2.2 Nombre de cellule

Soit une installation fonctionnant sous une tension$\mathbf{V_{ch}}$, la puissance crête nécessaire est égale à$\mathbf{P_{ch}}$, les modules disponibles sont de puissances crête $\mathbf{P_c}$ et de tension nominale V_n**[29].**

- Le nombre totale de modules à installer se calcule par :

$$N_m = P_{ch}/P_c \quad \textbf{(I.8)}$$

- Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_S = V_{ch}/V_c \quad \textbf{(I.9)}$$

- Le nombre connectés en parallèles sera égale à :

$$N_p = N_{ch}/N_c \quad \textbf{(I.10)}$$

I.11.2.3 Supervision

La **supervision d'une installation photovoltaïque**, ou monitoring, permet d'évaluer la qualité de fonctionnement du système et a contrariée de détecter les éventuelles anomalies. Elle est en général composée d'un système d'acquisition et de stockage des données, d'un logiciel de traitement du signal ou d'analyse, et d'un afficheur. Dans certains cas, le système est couplé à des sondes d'ensoleillement et de température **[29].**

Tableau I.3 : Caractéristiques mécaniques

Type de cellule	Mono
Longueur (mm)	2067.0
Largeur (mm)	1046.0
Surface du module (m2)	2.16

I.11.3. Caractéristiques courant-tension

I.11.3.1 Effet de température

La figure **(I.13)** représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement constant.

On remarque que L'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

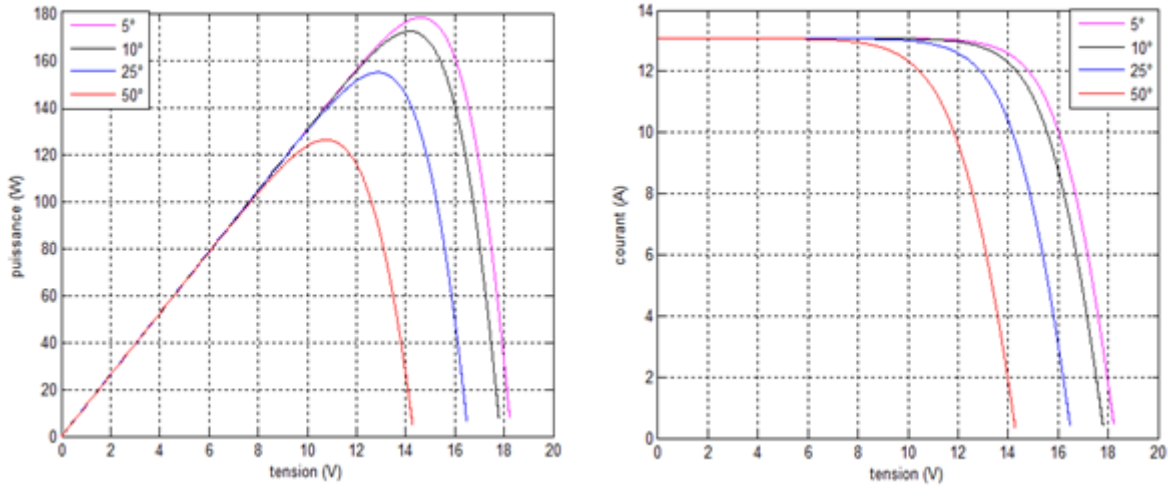


Figure I.11 : Influence de la température.

I.11.3.2 Influence de l'éclairement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation quel reçoit.

La figure **(I.14)** représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

On remarque que la tension $\mathbf{V_{OC}}$ correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant $\mathbf{I_{CC}}$ qui augmente fortement avec l'éclairement.

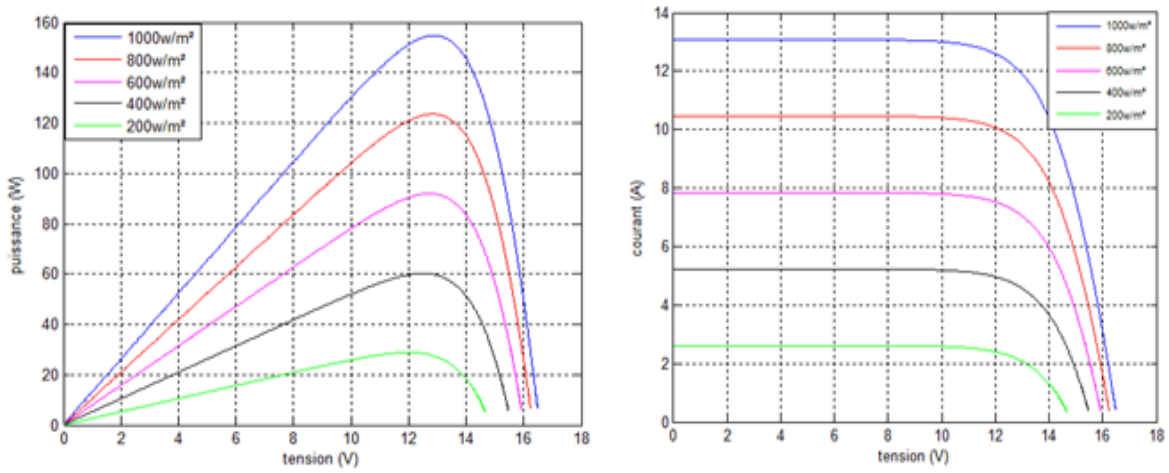


Figure I.12 : Influence de l'éclairement.

I.12 Configurations de systèmes photovoltaïques

Il existe plusieurs configurations de systèmes photovoltaïques (PV) actuellement en service:

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (On-grid) ont le vent en poupe car ils bénéficient à l'heure actuelle de tarifs préférentiels de rachat de l'énergie dans de nombreux pays.

Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau (Off-grid) sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs **[18].**

I.12.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés.

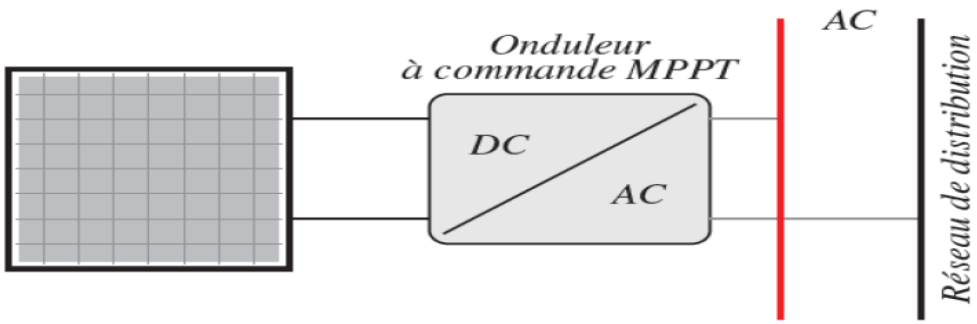


Figure I.13: Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution.

Les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (MPPT : Maximum Power Point Tracking). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, ce convertisseur améliore la rentabilité du système global. Actuellement, non seulement les tarifs de rachat de l'électricité sont incitatifs mais en plus, sauf coupure exceptionnelle et dans la mesure d'un taux de pénétration relativement faible, le réseau de distribution peut accepter en permanence l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques permettant un retour sur investissement relativement rapide. Il n'y a donc pas de délestage de production dans ce type de système **[18].**

I.12.2 Systèmes photovoltaïques autonomes

La seule production électrique de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté figure **(I.16)** .Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation. En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide **[18**]. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium.

Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un surdimensionnement peut conduire à un surcoût.

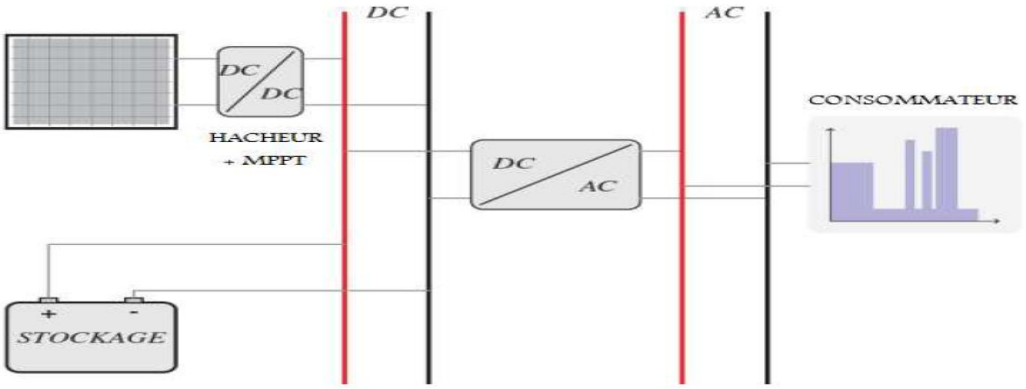


Figure I.14 : Système photovoltaïque autonome.

I.12.3 Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée **[18].**

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, la source supplémentaire assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante. Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés.

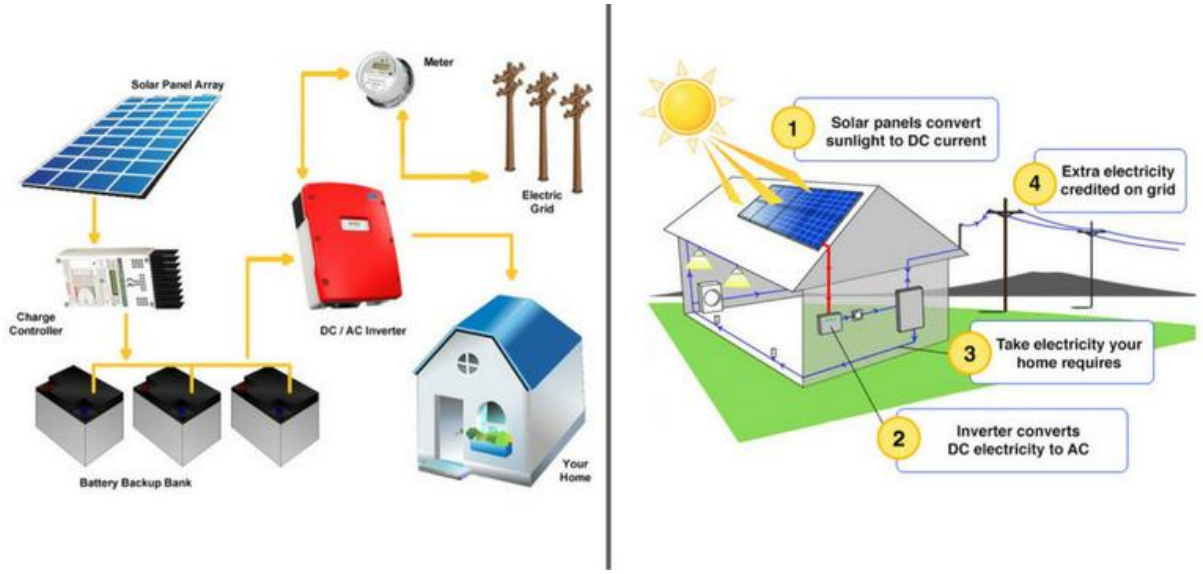


Figure I.15 : Architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride.

I.13 Description du système PV

I.13.1 Systèmes centralisés

L'organisation classique des réseaux électriques développé au XX^{e}siècle s'articule autour d'un réseau de transport recevant la puissance électrique produite dans des unîtes centralisées (centrales nucléaires ; thermiques ou hydrauliques) ; et qui et transmise aux consommateurs tertiaires ou domestiques via un réseau de distribution, .de gros consommateurs industriels peuvent être directement alimentes à partir du réseau de transport ; tel que le réseau ferroviaire.

I.13.2 Système décentralisés

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique ; par unît de grosses puissance raccorder au réseau HT dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification ; et qui commandées de manier centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension ; et assurer un fonctionnement fiables économiques de l'ensemble des réseaux .Ces unîtes centralisée sont dit « dispatchables » **[25].**

I.14 Installation photovoltaïque en Algérie

Introduire l'électricité d'origine solaire dans une maison ou une entreprise est désormais une démarche accessible en Algérie sur le plan aussi bien technique que financier. En Algérie, le taux de rayonnement solaire dépasse dans certaines régions, tels Adrar et Aïn Salah, les 3.500 heures/an, alors que dans le nord du pays, il frôle la barre des 2.600 heures/an, ce qui représente un potentiel naturel énorme **[31].**

I.14.1 La station solaire a Boughezoul (Médéa)

Cette centrale photovoltaïque de 1 MW est réalisée dans le cadre du partenariat public privé (PPP) avec Condor, qui a intégré le domaine des énergies renouvelables à travers l'unité des panneaux photovoltaïques inaugurée en **2014** à Bordj Bou Arreridj.

Il s'agit de la première expérience du genre en l'Algérie, qui a déjà fait appel à des entreprises étrangères pour la réalisation de 23 centrales photovoltaïques, entre 2014 et 2016 Ce projet permettra à des entreprises algériennes, de se lancer plus tard, en solo, dans de telles réalisations, après ce projet pilote, selon l'estimation du directeur du CDER **[32].**

Figure I.16 : La station solaire à Boughezoul **[32].**

I.14.2 Une station photovoltaïque à Ghardaïa

La centrale photovoltaïque à Oued Nechou, à 10 km au nord de la commune de Ghardaïa avec son Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER), constitue la première étape dans l'effort de développement de l'énergie solaire en Algérie. Ce projet démonstrateur de 6032 panneaux d'une capacité de **1100**KWc fonctionne depuis juillet 2014**[33].**

Figure I.17 : La centrale solaire à Ghardaïa **[33].**

I.14.3 Spécifications de la zone de Naâma :

Les données météorologiques du site d'installation du système PV **[34]** :

- Latitude : 33.28°33'04''17 Nord.
- Longitude : -0.32° 0''19 Est.
- Altitude : 1174 mètres.

Tableau I.4 : Gisement solaire a Naama **[34].**

Mois	Rayonnement solaire journalier
Janvier	2.64 kw
Février	3.25 kw
Mars	4.2 kw
Avril	5.11 kw
Mai	5.93 kw
Juin	6.43 kw
Juillet	6.34 kw
Aout	5.8 kw
Septembre	4.53 kw
Octobre	3.67 kw
Novembre	2.8 kw
Décembre	2.34 kw
Année	4.42 kw

I.15 Constitution d'un système photovoltaïque

D'un module photovoltaïque composé par des cellules**.** Les cellules sont encapsulée sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle).

- Le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation.
- Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière.
- La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR.

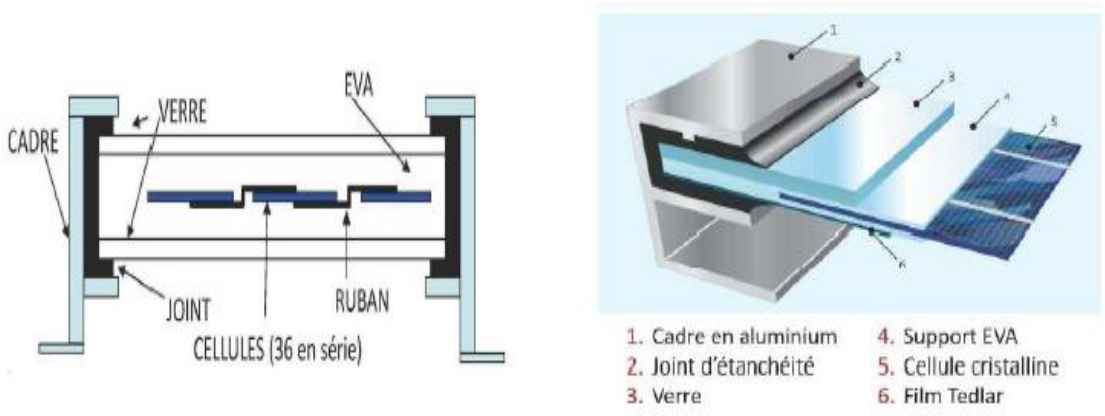


Figure I.18 : Encapsulation des cellules **[26].**

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités **[23].** Ainsi, pour Ns cellules en série, constituant des branches elles-mêmes Np en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s . V_{pv} . N_p . I_{pv} \quad \textbf{(I.11)}$$

Avec :

$\mathbf{P_{pv}}$: La puissance disponible en sortie du GPV.

$\mathbf{V_{pv}}$: La tension à la sortie du GPV.

$\mathbf{I_{pv}}$: Le courant de sortie du GPV.

I.16 Dispositif auxiliaires

Les composants auxiliaires nécessaires pour le bon fonctionnement de ses installations et pour la maintenance et le transport des matériaux. Le projet, en effet, comprend aussi des bancs de réparation pour les propulseurs qui ne passent pas le test, des systèmes de transport choisis et conçus sur la base des exigences spécifiques de l'installation (palettes, rouleaux à frottement, fly-roller) ou des chariots spéciaux. Comme tous les composants réalisés par les dispositifs auxiliaires répondent aux standards de sécurité les plus avancés et aux normes en vigueur dans leur pays d'installation **[27].**

I.16.1.Boite à jonction

Dans un système photovoltaïque (PV), les modules sont divisés en chaine et en champs. Cela dépend du type d'onduleur, de la puissance totale et des caractéristiques techniques des modules. Le raccordement en série des modules s'effectue depuis les modules eux-mêmes, tandis que des boîtes de jonction sont utilisées pour le branchement en parallèle des chaines .En plus du système de raccordement, de l'espace est prévu dans les boîtes pour les dispositifs de protection contre les surintensités, les sectionneurs et les modules de protection contre les surtensions. Les boîtes de jonction constituent donc des sous-systèmes standardisées en fonction du nombre de systèmes PV, de la tension et du courant nominal **[18].**

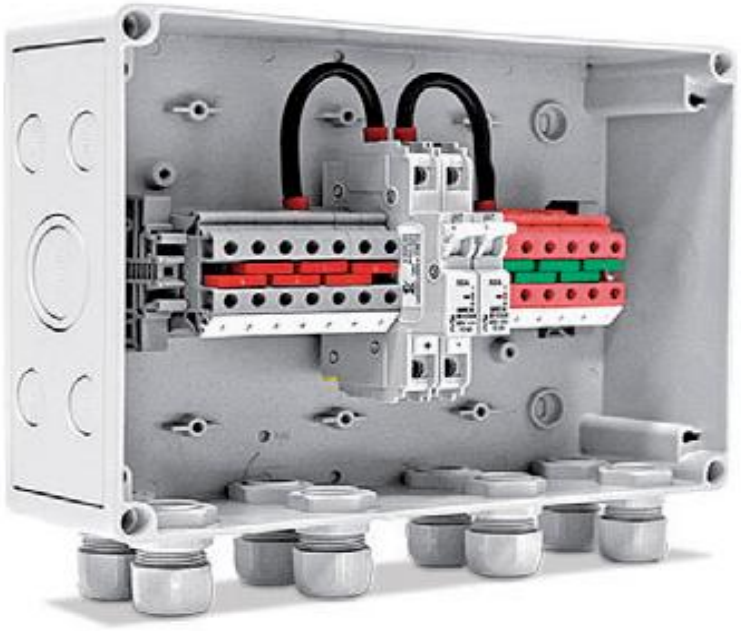


Figure I.19 : Boite à jonction.

Tableau I.5 : Fiche technique d'une boite à jonction.

Type	**E90/32 PV**	**E90/32 PV 1500**
Normes de référence	IEC 60947-3, UL4248-1 UL4248-18	IEC 60269-1,-2,-6 UL 4248-19
Courant nominal [A]	30	(conforme IEC)/ 30(conforme UL)
Tentions nominal de fonctionnement [V]	1000 V DC	1500 V DC
Taille du fusible [mm]	10*30	10*85 en 10/14*85
Puissance max [W]	3	6

I.16.2 Batteries

La batterie est constituée essentiellement des deux électrodes l'une positive et l'autre négative et une solution électrolytique : solution d'acide sulfurique de viscosité variable **[19].** Les batteries sont connectées au régulateur électronique car elles sont chargées à travers le régulateur et elles alimentent les charges par le biais du même régulateur. Nous pouvons associer plusieurs batteries en série pour obtenir une tension adaptée à l'utilisation et on les

associe en parallèle pour avoir la capacité et la puissance nécessaire à l'autonomie désirée. Les tensions des batteries seront déterminées par rapport à celle aux récepteurs à courant continu et la tension des modules .Le nombre de batterie sera déterminé à partir d'autonomie désirée **[23].**

Figure I.20 : Batterie YUASA

I.16.2.1. Types des batteries

A. Batterie ouvert

Plaque tubulaire la plus résistante pour une utilisation en cyclage.

- Connexions isolées et vissées.
- Montage en coffre neuf plastifié.
- Couvercle des éléments thermo-soudé étanche.
- Traverse polaire étanche.
- Alliage plomb/antimoine.

Suivant les technologies choisies, possibilité d'espacer les remises en eau tous les 3 mois, 6 mois ou 12 mois **[19].**

B. Batterie fermé

Plaque positive en plomb type « tubulaire » la plus résistante pour une utilisation en cyclage : entre 800 et 1000 cycles **[19].**

- Déchargeable à 70% de sa capacité nominale.

- Adaptée pour des petits engagements (ne supporte pas les fortes intensités).
- Pas de remise en eau.
- Dégagement d'hydrogène insignifiant.
- Connexions isolées et vissées.
- Montage en coffre neuf plastifié.
- Couvercle des éléments thermo-soudé étanche.
- Traversée polaire étanche.

Tableau I.6 : Fiche technique d'une batterie.

Spécifications	**SWL2500***
1) Nominale voltage	12
2) Nominale wattage/Cell 10 min to 1.6V/Cell 5 min to 1.6V/Cell 3 min to 1.6V/Cell	 490 650 750
3) Weight(Approx)/kg	36
4) Energy Density (Wh/L)	95
5) Specific Energy (Wh.kg) 10HR	31
6) Internal Resistance (Approx)/mohm	6
7) Maximum(1min) discharge current/A	500
8) Maximum Short Duration(1sec) Discharge current in Amperes	800
9) Operating Temperatures/°C charge Discharge	 -15to 50 -20 to 60
10) Percentage Charge Retention at 20°C 1 month 3 months 10 months	 97 91 85
11) Standard Terminal Type	Lead post with brass insert C
12) Torque Nm	6
13) Case Material	ABS

I.16.3 Régulateur de charge

Le régulateur électronique dans un système photovoltaïque gère la charge et la décharge de la batterie. Il limite la tension de la batterie afin d'éviter une surcharge, en déconnectant la

batterie trop chargée des modules PV. Quand la batterie est trop déchargée, il la déconnecte de l'utilisation, par un disjoncteur automatique pour la protéger contre la décharge profonde.
Dans un système PV, en l'absence d'un régulateur, les accumulateurs seront exposés à une perte d'eau donc un vieillissement prématuré et à la sulfatation des plaques.
Le régulateur dans un système photovoltaïque peut assurer aussi le rôle de la compensation thermique. Il est situé entre le champ des modules et les batteries accumulateurs **[19].**

Figure I.21 : Régulateur de charge

Tableau I.7: Fiche technique de régulateur de charge.

Contrôleur de charge Blue Solar	**MPPT 75/10**	**MPPT 75/15**	**MPPT 100/15**
Tension de la batterie	Sélection automatique 12/24V		
Courant de charge nominal	10A	15A	15A
Puissance maximale PV, 12V 1a,b)	135W	200W	200W
Puissance maximale PV, 24V 1a,b)	270W	400W	400W
Max. PV courant de court-circuit 2)	10W	15A	15A
Déconnexion de charge automatique	Oui, charge maximal 15 A		
Tension PV maximale de circuit ouvert	75V		100V

I.16.4.Onduleur

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue (DC) à la forme alternative (AC). En fait, cette conversion d'énergie est satisfaite au moyen d'un dispositif de commande (semi-conducteurs). Il permet d'obtenir aux

bornes du récepteur une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace, en utilisant ainsi une séquence adéquate de commande **[20].**

Figure I.22 : Onduleur solaire.

Tableau I.8 : Fiche technique d'un onduleur.

Paramètres de sorties		
Puissance maximum AC(jusque50°C kW)	10	12.5
Puissance maximum AC(kW)	11	13.8
Connections secteur AC	3phases 400Vac 50Hz avec ou Sant neutre (travaillant sur 3 ou 4 fils)+PE	
Tentions nominal AC(V)	3*400Vac	
Gamme maximum de tension AC(V)	311-456Vac(pouvant varier afin de respecter les régulation de chaque pays)	
Fréquence nominal AC(Hz)	50	
Courant maximum linge AC(A)	16.6A par phase(19A court circuit)	20A par phase (22Acourt circuit)
Connections AC	Borner de sortie à Vis	
	Section des câbles conducteur :Solid :0.5-16mmq/stranded :0.5-10mmq/AMG20-6	

	Câble gland :M40-cable0 :19-28mm
Correction du facteur de forme PFC	1
Courant de distorsion AC (THS%)	2%de la puissance avec un signal sinusoïdal en sortie

I.17 Equipement de protection

I.17.1 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en :

I.17.1.1 Condition d'installation de parafoudre côté A.C

Basé sur le guide UTE C 61-740-52**[35],** la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5.

I.17.1.2 Condition d'installation de parafoudre côté D.C

Parafoudres de type 2 pour installations photovoltaïques (PV) avec des tensions pouvant aller jusqu'à une tension max (U_{max}) de **1200**V_{dc} (quelques soient les conditions locales d'environnement, de température, d'ensoleillement …).

Dédiés à la protection de la partie courant continue (DC) des installations PV (panneaux et onduleurs photovoltaïques) :

- Basées sur l'utilisation de panneaux non polarisés (panneaux ne nécessitant pas de mise à la terre de leurs conducteurs actifs).
- Sans système de stockage d'énergie (exemple batteries …) Equipés de cassettes de rechange défrichables avec voyants de signalisation (voyant rouge : cassettes à remplacer) **[19].**

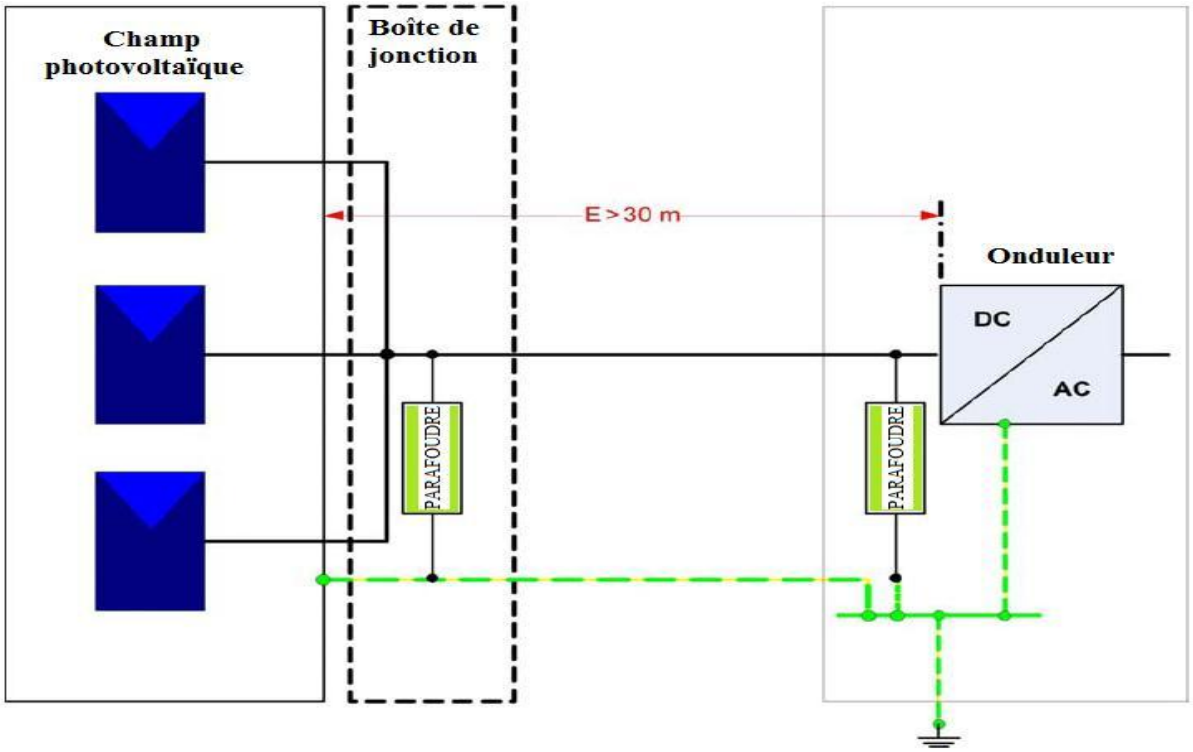


Figure I.23 : Condition d'installation de parafoudre côté continue.

I.17.2 Protection par fusibles ou disjoncteurs

Lorsque la protection contre les surintensités s'impose (des fusibles ou disjoncteurs doivent être installés pour protéger à la fois la polarité positive et négative de chaque chaîne ou de chaque câble de groupe :

- Les protections doivent être dimensionnées pour fonctionner à une tension au moins égale à Uoc max.
- Les fusibles doivent être conformes à la norme **NF EN 60 269-6[35]** (spécifiés pour applications photovoltaïques avec marquage GPV, avec courant conventionnel de fonctionnement I = 1,45 In).
- Les disjoncteurs doivent être conformes à la norme **NF EN 60947-2[35]** (avec courant conventionnel de fonctionnement I = 1,3 In) **[19].**

Figure I.24 : Fusibles et disjoncteurs solaires.

I.17.3 Protection par diode de by-pass

Pour protéger les panneaux de ce phénomène de hot spot connu depuis de nombreuses années **[23],** on installe en dérivation et en polarité inverse des diodes de by-pass (ou antiparallèle).

Si une cellule ou un groupe de cellule est ombragé, le courant passera par la diode de by-pass et on évite ainsi un échauffement trop intense de ces cellules. Généralement, une diode de by-pass est installée en parallèle à une branche de 18 cellules au silicium cristallin associées en série. Une cellule ombragée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum. En fonctionnement normal, la diode de by-pass doit pouvoir être polarisée avec une tension inverse égale à la tension de travail du module Figure(**I.27**).

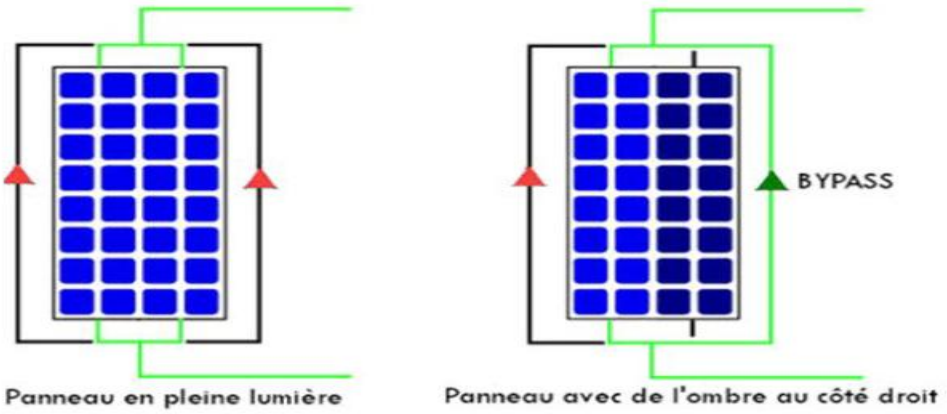


Figure I.25 : Protection d'un module de 32 cellules associées en série par deux diodes de by-pass.

I.17.4 Protection par diode anti-retour

La diode anti-retour empêche que le GPV soient parcourus par un courant négatif , ce phénomène peut apparaitre lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle ou bien quand la charge connectée peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie dans la nuit **[23].**

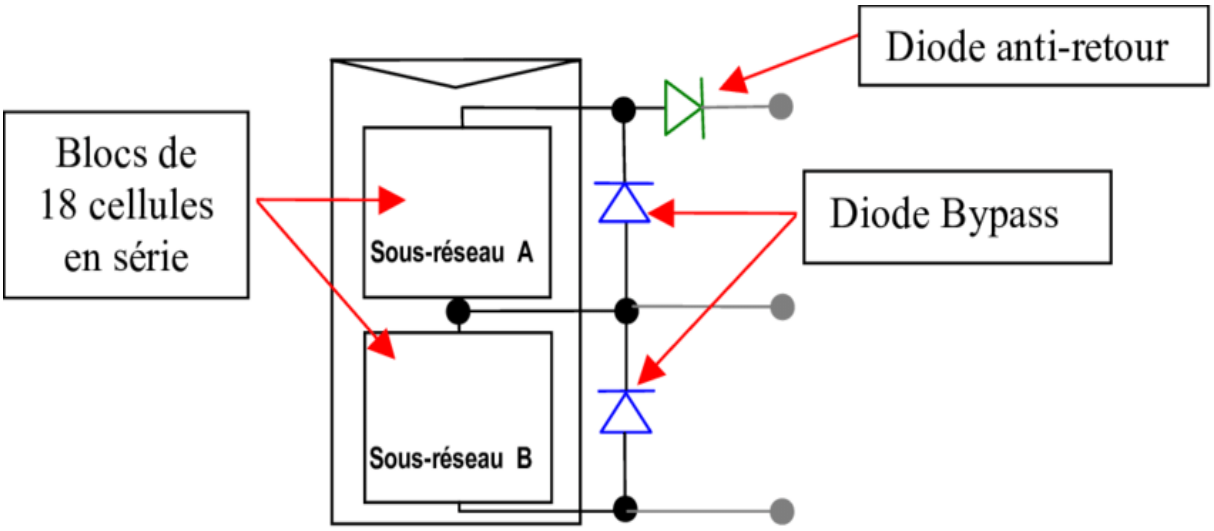


Figure I.26 : Schéma d'un GPV diode anti-retour et diode by-pass.

I.18 Equipements de surveillance

La conduite journalière du site sera assurée depuis le centre d'exploitation **[25].** Ainsi, il n'est pas prévu de présence permanente sur le site. Les seules personnes présentes ne s'y trouveront que pour des opérations ponctuelles de maintenance et d'entretien du site et des installations.

Le système de vidéosurveillance qui sera mis en place permettra également de se passer de gardiennage sur la zone.

Sur le parc solaire, différents paramètres sont mesurés afin de disposer d'information en temps réel sur la production du parc et de faciliter la maintenance :

- Mesures de performance des équipements (panneaux, onduleurs, etc).
- Mesures de l'environnement immédiat (ensoleillement, température, etc).

Les valeurs instantanées et cumulées sont visualisables sur place ou à distance.

Il s'agit d'une véritable plate-forme SCADA (Supervision, Control & Data Acquisition) qui permet à l'opérateur de virtuellement contrôler le fonctionnement de la centrale à distance. Afin de limiter les interventions sur le site et de pouvoir assurer la meilleure intégration du

projet dans son environnement, une attention particulière doit être apportée sur les éléments suivants :

Le choix des onduleurs : le recours à des onduleurs centralisés permettra par exemple de limiter la maintenance des équipements.

La partie d'aménagement et le traitement végétal du site permettent de contrôler la croissance de la végétation et de limiter les travaux d'entretien du site.

En phase d'exploitation, l'entretien de l'installation est minimal, les panneaux ne nécessitant pas d'entretien au quotidien. Il consiste essentiellement à :

- Faucher la végétation sous les panneaux de façon à contrôler le développement : cet entretien peut être effectué par une activité de pacage d'ovins.
- Remplacer les éléments éventuellement défectueux de structure.
- Remplacer ponctuellement les éléments électriques à mesure de leur vieillissement.

Les installations photovoltaïques au sol font l'objet d'un plan de maintenance préventif pour toute la durée de vie du parc :

Pour les équipements électriques, dans le cadre d'un fonctionnement normal, il faut en général compter une opération de maintenance par an et une ronde d'inspection par mois.

Les inspections annuelles sont d'envergure différente en fonction de l'âge des équipements, avec des opérations plus approfondies tous les trois ans (maintenance des organes de coupure) et une maintenance complète tous les 7 ans (maintenance des onduleurs).

Pour les espaces verts, l'entretien est plus fréquent en début de vie du parc puis devient après deux ou trois saisons beaucoup plus restreint compte-tenu de l'aménagement végétal réalisé.

Les installations photovoltaïques au sol en exploitation étudiées n'ont pas eu besoin d'un nettoyage manuel de grande envergure **[28].**

I.19 Technologies de cellule photovoltaïque

I.19.1 Technologies de la première génération à base de silicium cristallin

Considérée comme la technologie photovoltaïque la plus efficace et la plus dominante la première génération comprend le monocristallin et le poly cristallin. Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium poly cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 19.8% contre 24.7% de rendement en laboratoire.

➢ **Cellule monocristalline**

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules.

Cependant pour arriver à ce résultat la fabrication est complexe et coûteuse en énergie, les rendements de conversion obtenue varient entre 14 et 16%.

➢ **Cellule poly cristalline**

Contrairement à la cellule monocristalline, la cellule poly cristalline n'a pas besoin d'un silicium aussi pur et ordonné. Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage des monocristaux, on obtient des lingots qu'il faut ensuite scier en plaquettes. Les rendements de conversion industrielle qui étaient de l'ordre de 8 à 10% avant 1980. Il s'agit de la technologie la plus représentée sur le marché du photovoltaïque car elle allie à la fois des rendements de conversion élevés avec un coût de production faible par rapport à la filière silicium monocristallin **[14].**

FigureI.27 : Cellules monocristalline et poly cristalline **[14].**

I.19.2 Technologie de la deuxième génération à base de couche-mince

Les premiers essais de couches minces remontent au milieu du XXème siècle avec de fins dépôts sur cristaux massifs puis finalement des structures complètement à base de couches minces. Ces technologies reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, et promettent un avenir prometteur vu leurs croissance importante ces dernières années.

➢ C**ellules amorphes**

Les cellules amorphes sont à base d'un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre, elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, et sont souvent utilisées dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ces derniers est le fonctionnement avec un éclairement faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment). Leurs

rendement est assez faible de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire, mais ne nécessite que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevés.

➢ **Cellule au tellurure de Cadmium (CdTe)**

Il s'agit d'une technologie extrêmement prometteuse, permettant d'obtenir des rendements tout à fait convenables (16,5% en laboratoire). De part une bande interdite de 1,45eV parfaitement adaptée au spectre solaire **[23]** et un très fort coefficient d'absorption, seule une couche de 2 µm est nécessaire pour obtenir un matériau très opaque et absorbant une grande partie du spectre solaire. Cependant la limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium.

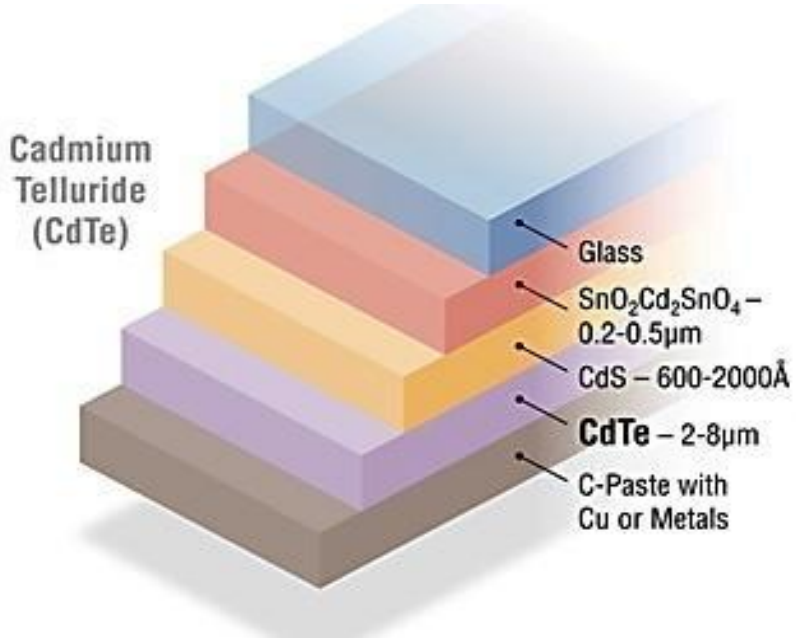


Figure I.28 : Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe. La couche d'absorbant dopé P.

➢ **Cellule au cuivre indium sélénium (CIS) / Cuivre indium Gallium sélénium (CIGS)**

Cette filière présente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% de rendement en laboratoire). Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grandes quantités **[14].**

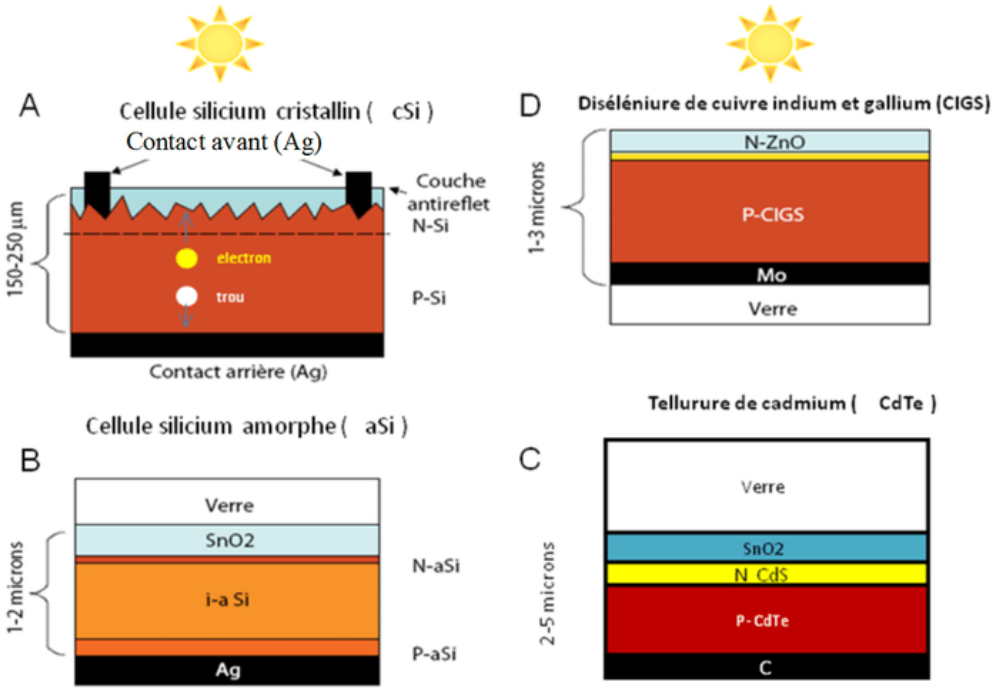


Figure I.29 : Schéma de base a couche mince[**14].**

I.19.3 Technologie de la troisième génération « Les cellules organiques »

Apparues dans les années 1990, les cellules organiques font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire, ce 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 et les cellules photovoltaïques organiques en polymères.

Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures d'exposition).

Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradables et pouvant être intégrés à toutes formes de surface.

Pratiquement, ces technologies ne sont utilisées commercialement aujourd'hui que dans le secteur de l'électronique de consommation (chargeur de GSM/ baladeur MP3) où la durée de vie de la cellule et du produit associé sont approximativement égales (2 ans). En améliorant la

durée de vie ou en réduisant les coûts de production, d'autres applications devront voir le jour dans les années à venir **[14]**.

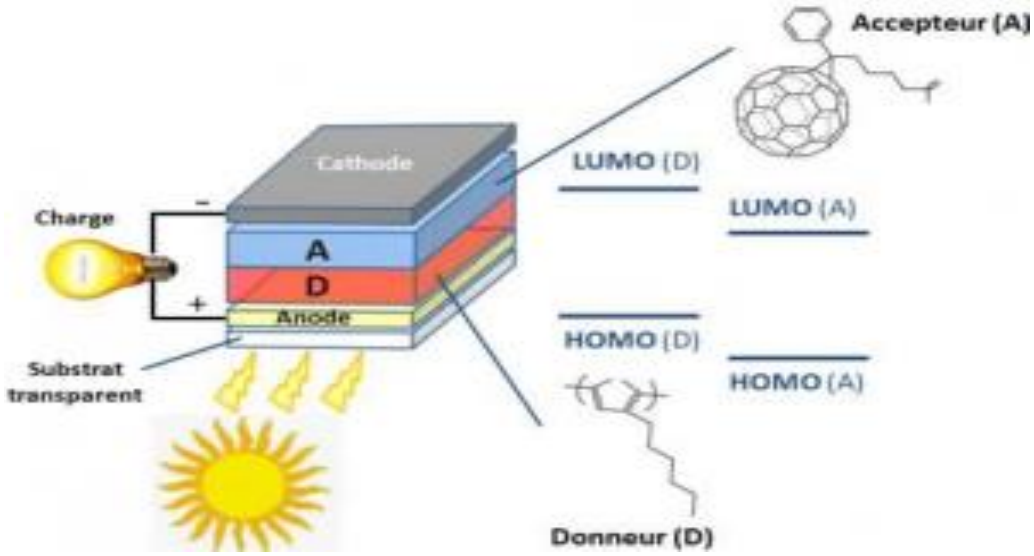


Figure I.30 : Schéma des cellules organiques **[14].**

I.19.4 Technologie de la quatrième génération «La cellule photovoltaïque multi-jonction »

Ces cellules sont constituées de plusieurs couches minces associant des matériaux semi-conducteurs. Par exemple, une cellule triple jonction est constituée des semi-conducteurs GaAs (arséniure de gallium), Ge (germanium) et GaInP2 (phosphure d'indium gallium). Le rendement des cellules multi-jonction est très élevé, il dépasse parfois les 40%. Ces cellules ont été développées en priorité pour les applications spatiales à cause de son coût de fabrication très élevé **[14].**

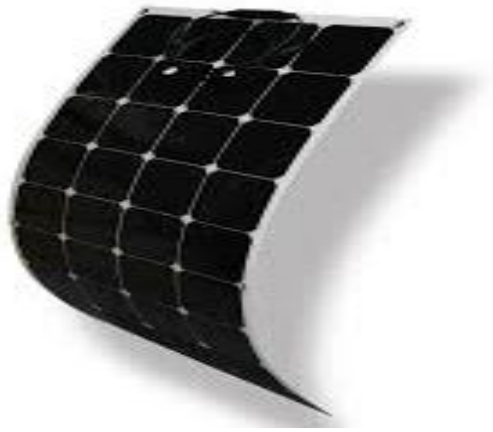


Figure I.31 : Schéma des cellules multi-jonction.

Tableau I.9 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques **[14].**

	Technologie	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
1ère Génération	Silicium mono-cristallin	14-17%	Bon rendement pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
	Silicium poly cristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	/
2ème Génération	Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais Rendement	<10 ans
	Cdte	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très Polluant	Non évaluée
	CIS/CIGS	10-12%	ajustable 99% des photons absorbés	Manque de matière première	5 ans
3ème Génération	Cellules Organiques	10%	Faible coût de fabrication, Flexible	Rendement encore trop bas	Faible Actuelle-ment
4ème Génération	Multi-jonctios	40%	Rendement optimal	Ce type de cellule solaire n'est pas commercialisé.	/

I.20 Avantages et inconvénients de la photovoltaïques

I.20.1 Avantages [30]

- 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.

- Ensuite 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 transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraine aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions **[30].**

I.20.2 Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un cout élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur **[30].**

I.21 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque, et les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température. Le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, ainsi que les différentes configurations des systèmes photovoltaïques; à savoir les panneaux photovoltaïques.

CHAPITRE II

Le code électrique national (NEC)

II.1 Introduction

Les normes sont des publications qui définissent les pratiques, les exigences techniques et la terminologie adoptée pour des produits, des services et des systèmes. Elles permettent d'améliorer la qualité, la sécurité et l'efficacité des méthodes et des produits. Les normes prennent une importance dans le domaine du photovoltaïque (PV) dû à la croissance rapide de la production. Mais les normes sont tout aussi importantes pour garantir la qualité et la durabilité des systèmes installés, des aspects qui influent considérablement sur l'acceptation de la technologie dans ce marché en expansion. Le projet présenté ici avait pour objet de fournir un soutien scientifique et technologique au groupe de travail du comité technique de la Commission électrotechnique internationale, pour l'élaboration de normes sur les modules photovoltaïques terrestres. Il a comporté l'étude, l'évaluation et l'élaboration de nouvelles procédures pour la mise à l'essai des normes, la compilation d'information scientifique utile à ces activités, l'adoption de normes internationales pertinentes à l'échelle nationale, et le soutien de la représentation canadienne au sein du comité international de normalisation. L'évaluation des performances de nouvelles technologies photovoltaïques faisant appel à des matériaux nouveaux a fait partie des travaux de ce comité international de normalisation **[39].**

II.2 Le code électrique national (NEC)

Le code électrique national (NEC) ou l'Association nationale de protection contre l'incendie (NFPA 70), est une norme régionale adoptable pour l'installation sûre des câbles électriques et de l'équipement aux États-Unis. Il fait partie des codes nationaux d'incendie série publiée par l'Association nationale de protection contre l'incendie (NFPA), une société privée association commerciale. Malgré l'utilisation du terme « national », il est une loi fédérale . Il est généralement adopté par les États et les municipalités dans le but de normaliser leur application des normes de sécurité électrique. Dans certains cas, le NEC est modifié, modifié et peut même être rejeté en lieu et place des réglementations régionales votées par les organes directeurs locaux.

Le Code national de l'électricité a été établi à l'origine en 1897 à la suite des efforts unis de diverses assurances, électriques, architecturales et des intérêts alliés. Le Code original a été préparé par la Conférence nationale sur les normes électriques, composée de délégués de diverses associations nationales intéressées. Auparavant, en vertu d'une résolution de

1881 de la réunion de la National Association de Ingénieurs pompiers à Richmond, en Virginie, il a été proposé de fonder le premier code sur des éléments tels que l'identification du fil blanc, l'utilisation de dispositifs à simple coupure et l'utilisation de conduits isolés.

Règles électriques a été dissoute et, depuis cette année-là, l'Association nationale de protection contre l'incendie (NFPA) parraine le Code national de l'électricité. À partir de l'édition de 1920, Le code électrique national a été placé sous les auspices de l'American National Standards Institute (et de ses prédécesseurs, Institut de normalisation des États-Unis d'Amérique et l'Association américaine de normalisation).

En raison de la prolifération des systèmes de moyenne tension appartenant à l'établissement, le Code de 1999 a notamment retiré ces exigences de l'ancien art. 710 et dans les chapitres 1 à 4. Le CEN de 2005 a procédé à une réorganisation notable de presque tous les chapitres 3, ce qui a donné lieu à de nouveaux numéros d'article pour presque toutes les méthodes de câblage.
L'édition 2017 du NEC continue de se moderniser en réponse à l'évolution de l'utilisation de l'électricité, avec cinq nouveaux articles dévoilés.

L'article 690 s'applique aux systèmes d'énergie électrique photovoltaïque (PV), au (x) circuit (s) de réseau, aux onduleurs et au (x) contrôleur (s) de charge pour les systèmes PV, qui peuvent être interactifs avec d'autres sources d'énergie électrique (service public d'électricité) ou autonomes avec ou sans stockage d'énergie (batteries)**[39].**

Tableau II.1 : Le tableau ci-dessous récapitule tous les articles 690 du code électrique national.

Général	Article 690.1	Contexte général
	Article 690.2	Définitions
	Article 690.4	exigence générale
	Article 690.5	Protection contre les défauts de la mise à la terre
	Article 690.6	Module AC
Exigences de circuit	Article 690.7	Tension maximal
	Article 690.8	Dimensionnement et courant de circuit
	Article 690.9	Protection contre sur charge

	Article 690.11	Protection du circuit de défaut d'arc (courant continu
Moyens de déconnexion	Article 690.13	Bâtiment ou autre structure fournie par un système photovoltaïque.
	Article 690.15	Déconnexion de l'équipement photovoltaïque
	Article 690.16	Fusibles.
	Article 690.17	Type de déconnexion
Méthodes de câblage	Article 690.31	Méthodes autorisées
	Article 690.33	Connecteurs.
	Article 690.34	Accès aux boîtes.
Mise à la terre	Article 690.41	Mise à la terre du système.
	Article 690.42	Point de connexion de mise à la terre du système
	Article 690.43	Mise à la terre de l'équipement
	Article 690.45	Taille des conducteurs de mise à la terre de l'équipement
	Article 690.46	Conducteurs de mise à la terre de l'équipement du champ
	Article 690.47	Système d'électrodes de mise à la terre.
Marquage	Article 690.51	Modules
	Article 690.52	Modules photovoltaïques à courant alternatif
	Article 690.53	Source d'alimentation photovoltaïque à courant continu
	Article 690.54	Point d'interconnexion du système interactif
	Article 690.55 .	Systèmes d'alimentation photovoltaïque utilisant de l'énergieEspace de rangement
	Article 690.56	Identification des sources d'alimentation
Batteries de stockage	Article 690.71	Installation
	Article 690.72	Contrôle de charge
	Article 690.74	Interconnexions de batteries

II.2.1 Norme générale

II.2.1.1 contexte (Article 690.1)

Cet article s'applique aux systèmes solaires photovoltaïques, autres que celles visées à l'article 691, y compris le ou les circuits de réseau, onduleur(s) et contrôleur(s) pour ces systèmes. Les systèmes visés par le présent article peuvent être interactif avec d'autres sources de production d'électricité ou autonome ou les deux, et peut ou non être connecté à l'énergie systèmes de stockage tels que les batteries. Ces systèmes photovoltaïques ou la sortie de courant continu pour utilisation **[39].**

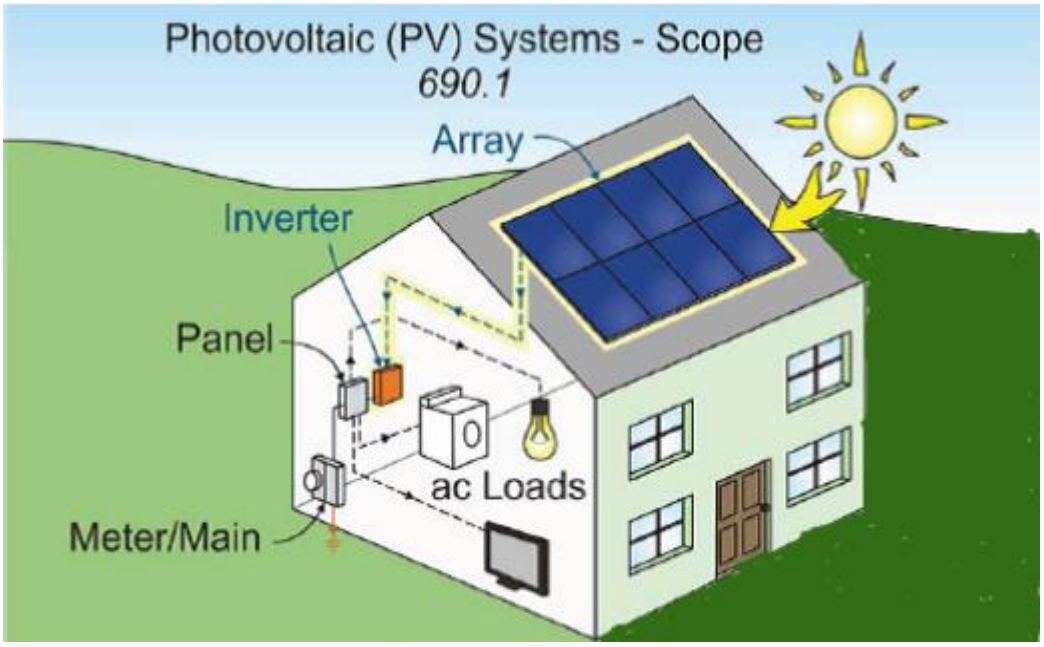


Figure II.1 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque **[40].**

II.2.1.2 Définitions (Article 690.2)

Cette norme est destiné à être lu avec un véritable ce NEC à portée de main ou pour être lu par une personne déjà familière avec le NEC, nous ne l'article 690. Nous répéterons chaque définition facile à comprendre répéter la langue de certains des plus récents et plus difficiles à comprendre définitions qu'un professionnel du solaire aura tendance à utiliser dans leur carrière **[39].**

II.2.1.2.1 Module courant alternatif (AC)

Une unité complète, protégée par l'environnement, composée de cellules solaires, d'optiques, d'onduleurs et d'autres composants, à l'exclusion du suiveur, conçue pour produire de l'énergie AC lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil.

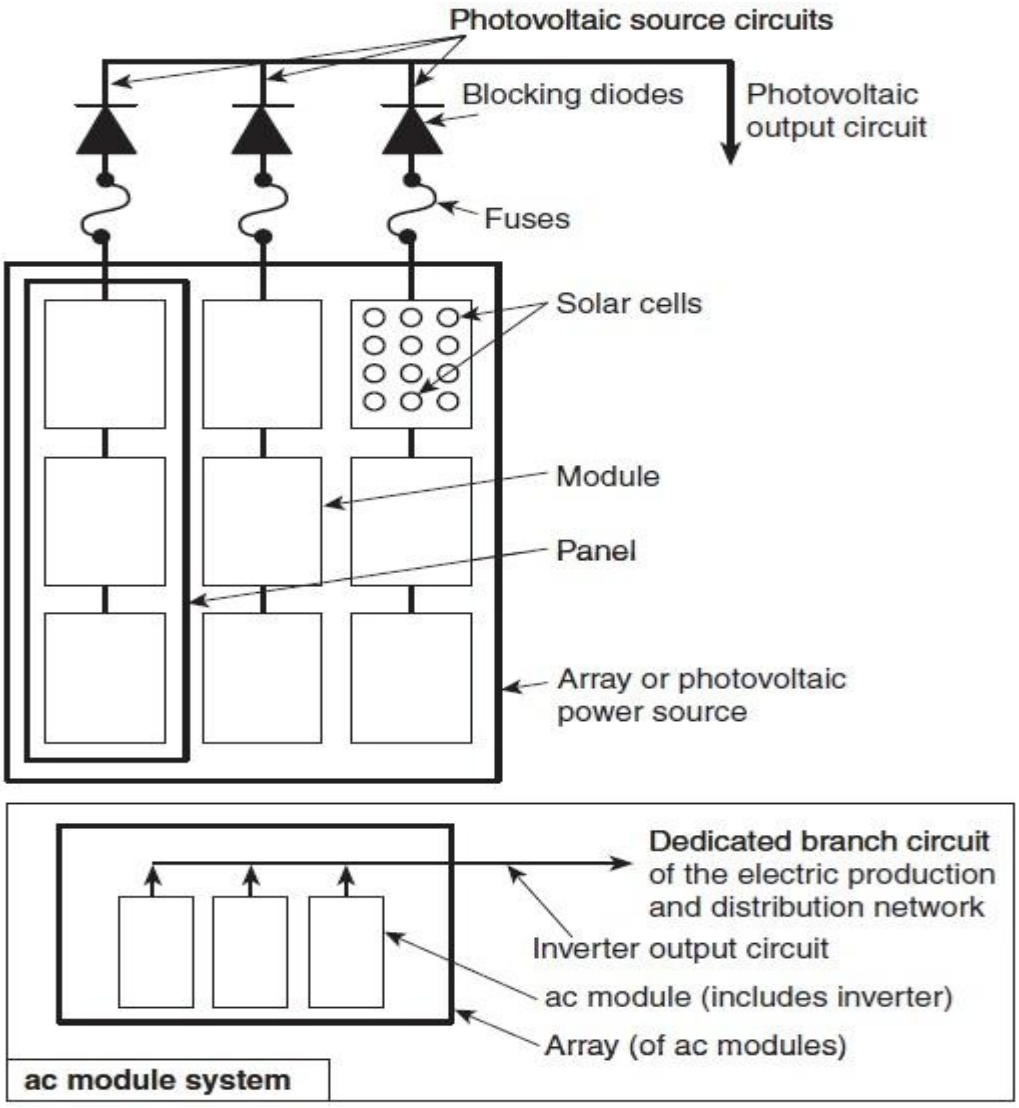


Figure II.2: Module AC (NEC 2017).

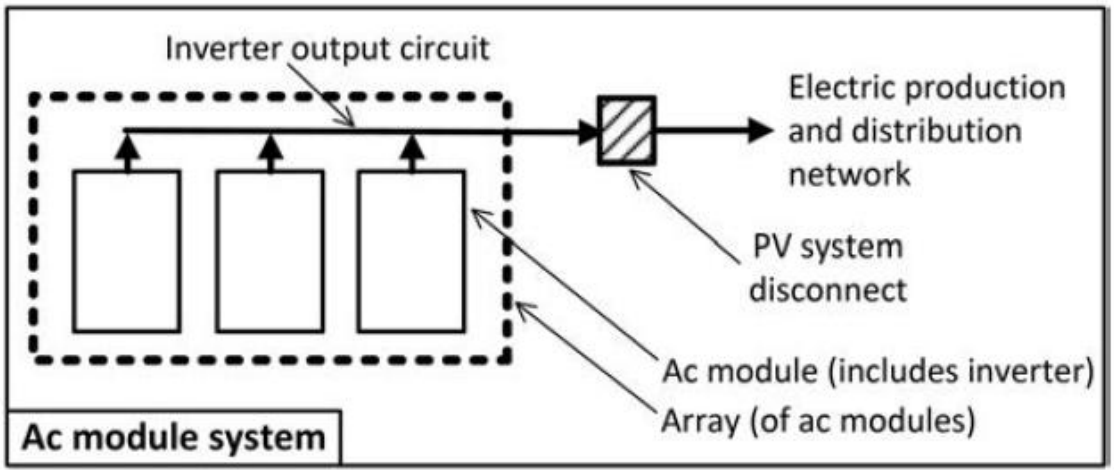


Figure II.3 : Système de modules AC (2017 NEC).

II.2.1.2.2 Système photovoltaïque

Le total des composants et sous-systèmes qui, en combinaison, convertissent l'énergie solaire en énergie électrique adaptée au raccordement à une charge d'utilisation.

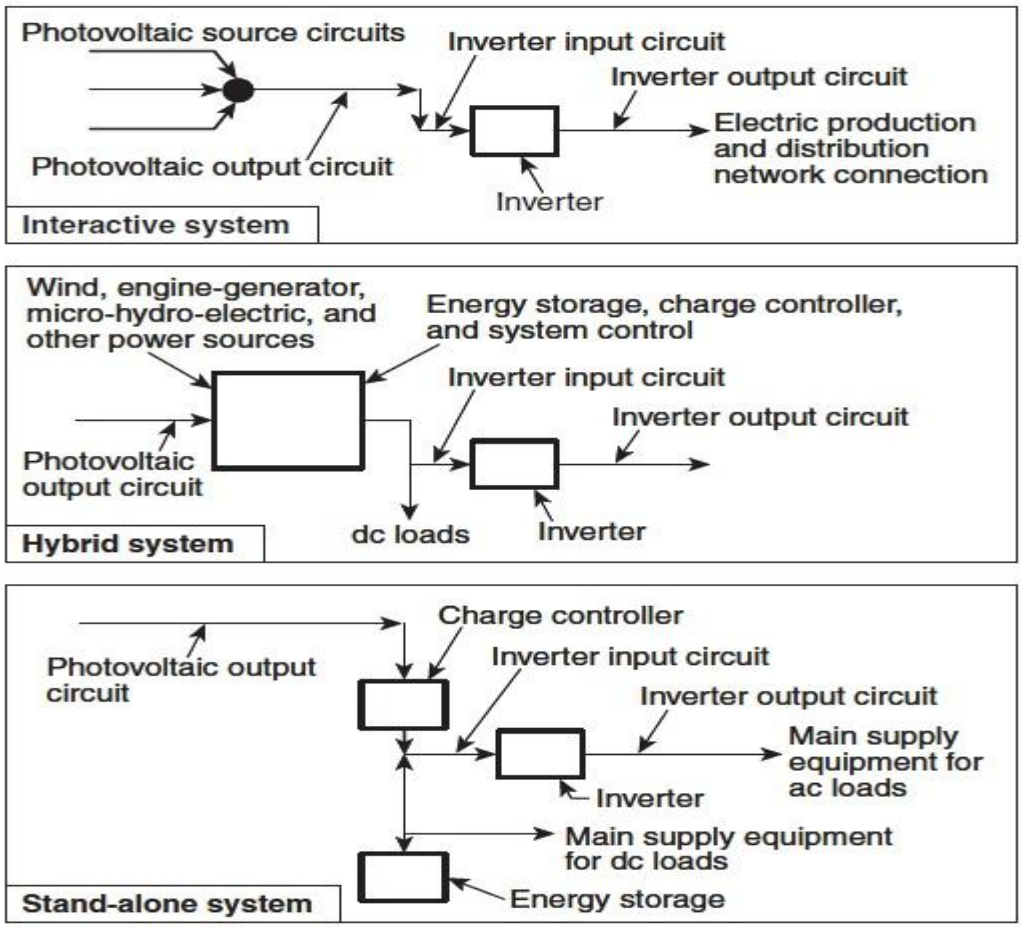


Figure II.4 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.

II.2.1.2.3 Convertisseur DC-DC

La définition du convertisseur DC-DC a été insérée dans le Code en 2014 et d'abord mis dans un diagramme dans le NEC 2017. La définition est laissé assez grand ouvert, de sorte que le nouvel équipement n'est pas encore utilisé ou inventé peut être mis en service et de sauver des vies. Par exemple, le diagramme indique les convertisseurs DC-DC connectés aux circuits de source PV, puis les convertisseurs DC-DC sont connectés entre eux en parallèle pour faire un circuit de sortie de convertisseur DC-DC. La façon dont nous le voyons habituellement dans la pratique, à la publication de ce guide, est avec les convertisseurs DC-DC connecté à un module PV par optimiseur, puis les optimisateurs sont connecté ensemble en série puis connecté à l'onduleur. Ils sont quelques optimisateurs qui fonctionnent presque le même, mais avec deux modules en série. Ces optimisateurs avec deux modules en série.

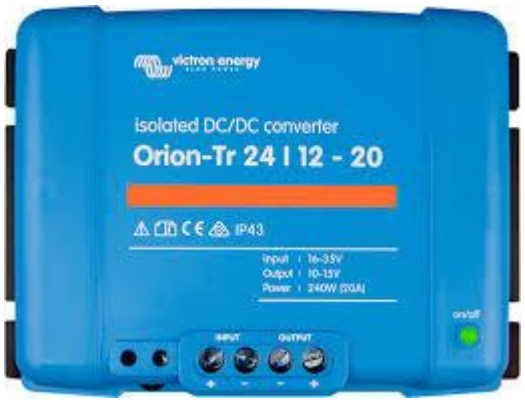


Figure II.5 : Convertisseur DC- DC.

II.2.1.2.4 Boit de jonction

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

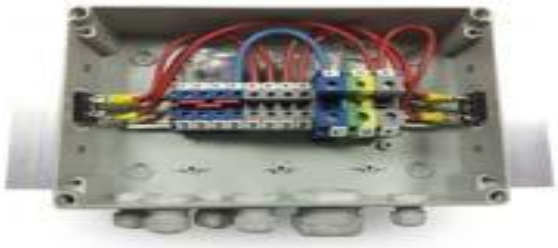


Figure II.6 : Boite de jonction.

II.2.1.2.5 Système interactif

Dans la rue, on appelle cela un réseau public. Peut-être en raison du fait qu'un système photovoltaïque couplé à courant alternatif peut utiliser des onduleurs interactifs, nous devons utiliser ce terme fantaisiste pour décrire un onduleur maillé. D'une certaine façon, un onduleur de batterie à couplage à courant alternatif incitera un onduleur interactif à penser qu'il y a une grille pour allumer l'onduleur interactif. C'est un onduleur de batterie délicate qui n'est pas interactif, mais qui interagit avec un onduleur interactif pour l'activer.

II.2.1.2.6 Réseau de production et de distribution d'électricité

Un système de distribution et d'utilisation de la production d'électricité, tel qu'un réseau de services publics et des charges raccordées, qui est externe et non contrôlé par le système d'alimentation photovoltaïque.

II.2.1.3 Spécification général (Article 690.4)

A- Système photovoltaïque solaire. Un système photovoltaïque est autorisé à alimenter un bâtiment/une structure en électricité en plus de tout autre système d'alimentation en électricité.

B- Identification et regroupement des conducteurs du système PV, en courant continu et AC, peut être installé dans les mêmes canalisations, prises et boîtes de jonction, ou des accessoires similaires, mais doivent être entièrement indépendants les uns des autres des conducteurs de câblage non HP.

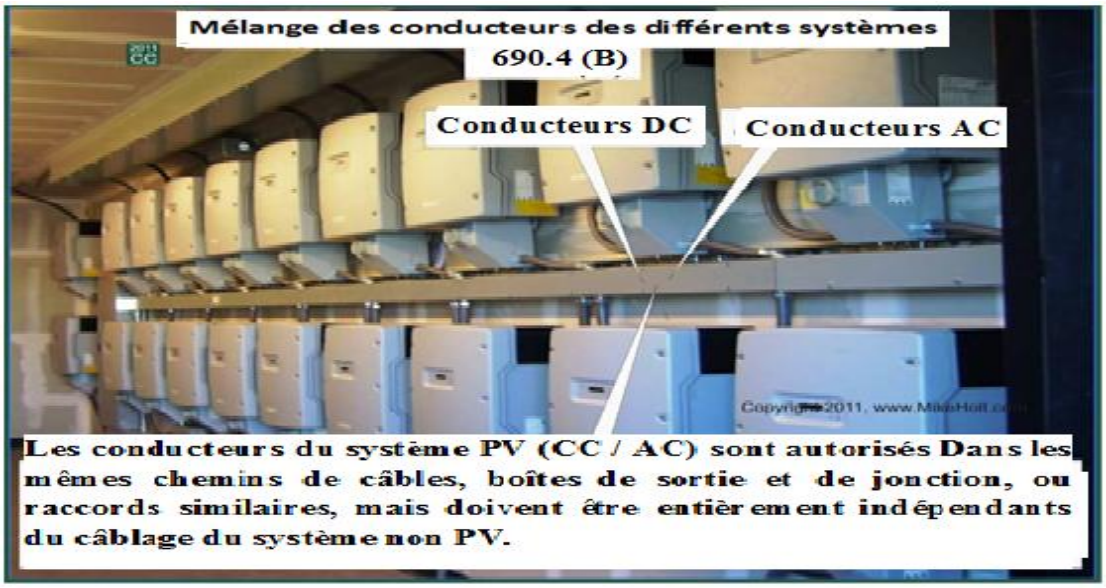


Figure II.7 : Mixage des conducteurs de différents systèmes **[40].**

Les conducteurs du système PV doivent être identifiés par un code couleur distinct, un ruban de marquage, une étiquette ou un autre moyen approuvé et groupés comme suit :

1- Circuits sources PV. Identifiés aux points de terminaison, de connexion et de raccordement.

2- Circuits de sortie et d'onduleur PV. Identifiés aux points de terminaison, de connexion et de raccordement.

3- Systèmes multiples. Les conducteurs de chaque système doivent être identifiés aux points de terminaison, de connexion et d'épissure.

Figure II.8 : Installation des plusieurs systèmes **[40].**

4- Regroupement. Lorsque les conducteurs de plus d'un système PV occupent la même boîte de jonction ou chemin de roulement avec couvercle amovible, Les conducteurs AC et DC de chaque système doivent être regroupés par les attaches de câble et à des intervalles ne dépassant pas 6 pi.

Figure II.9 : Groupement des installations **[40].**

II.2.1.4 Protection conte des défauts mise à la terre (Article 690.5)

Les réseaux PV DC mis à la terre doivent être munis d'une protection contre les défauts de mise à la terre DC. Conforme aux exigences des paragraphes 690.5(A) à (C) afin de réduire les risques d'incendie **[39].**

A- Interruption et détection du défaut

1. Le dispositif ou système de protection contre les défauts de mise à la terre doit: Etre capable de détecter un défaut de mise à la terre dans les conducteurs et composants de courant continu du réseau photovoltaïque, y compris tout conducteur mis à la terre intentionnellement.

2. Interrupteur le courant de défaut de débit.

3. Fournir une indication de la faute.

4. Etre répertorié pour fournir une protection contre les pannes de terre photovoltaïques.

B-Circuit du défaut d'isolation

1. Les conducteurs non vissés du circuit défectueux doivent être débranchés automatiquement.

2. L'onduleur ou le régulateur de charge alimenté par le circuit défectueux cesse automatiquement d'alimenter les circuits de sortie.

C-Etiquète et marquage

Une étiquette d'avertissement doit être apposée sur l'onduleur interactif de l'utilitaire ou être apposée par l'installateur près de l'indicateur de défaut de mise à la terre à un endroit visible indiquant ce qui suit :

« Avertissement

De risque d'électrocution en cas

De défaut de mise à la terre.

Les conducteurs normalement mis à la terre

Peuvent être déchargés et mis sous tension »

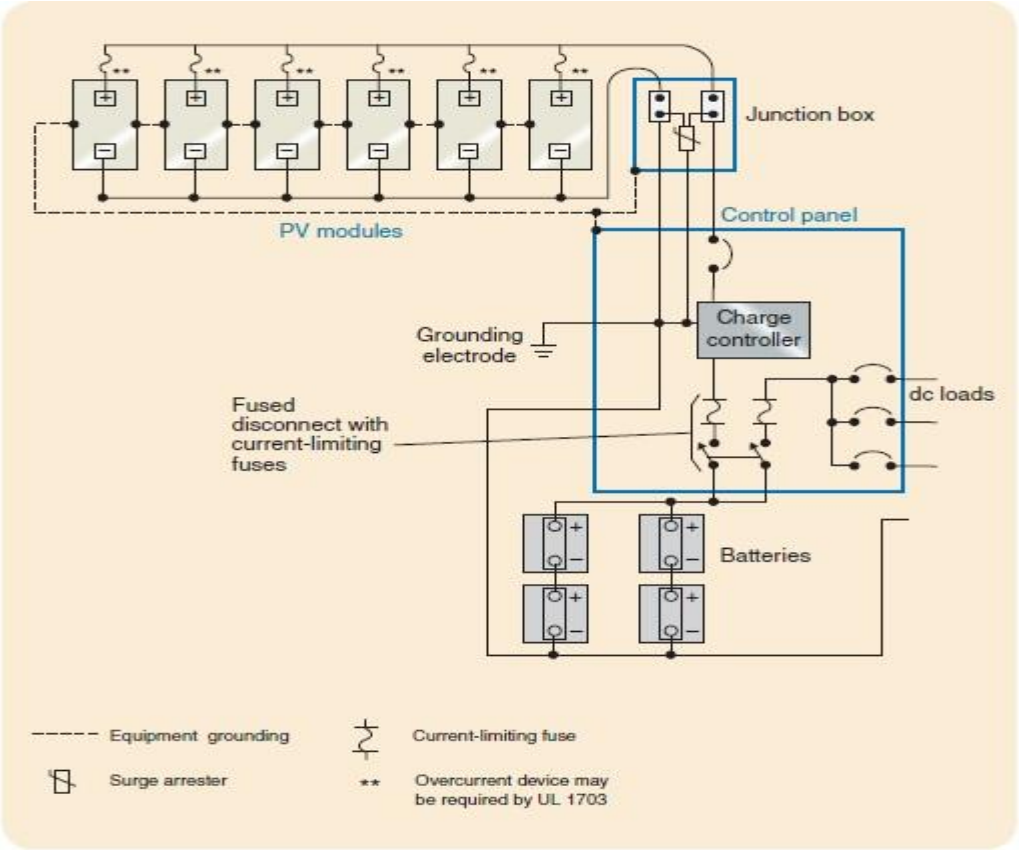


Figure II.10 : Schéma détaillé d'une installation photovoltaïque **[40].**

II.2.1.5 Modules courants alternatifs courant alternatif (Article 690.6)

A- Circuits de source PV

Ce que cela signifie : modules AC sont testés et répertoriés comme une unité, de sorte que nous ne Il faut tenir compte de tous les circuits en courant continu, comme les circuits de source PV. Il est intéressant de noter que, avec un micro onduleur, nous considérons le DC conducteurs entre le module et l'onduleur un circuit de source PV, mais pas avec un module **[39].**

B- Circuits de sortie de l'onduleur

La sortie d'un module AC est considérée comme une sortie d'onduleur circuit.

Cela est évident, mais doit être expliqué dans le cas d'un AHJ vous donne un problème.

C- Moyens de déconnexion

Des moyens de déconnexion en forme de galet conformes aux points 690.15 et 690.17 doivent être autorisés pour la sortie AC combinée d'un ou de plusieurs modules AC, chaque module AC d'un système de modules AC multiples étant fourni avec un moyen de déconnexion de type borniez boulonné

II.2.2 Exigences de circuit

II.2.2.1 Tension maximale (Article 690.7)

II.2.2.1.1 Circuits photovoltaïques de source et de sortie

Les circuits de source et de sortie PV obtiennent leur tension directement de la série connectée cellules solaires. Le NEC tiendra compte de deux facteurs qui augmentent PV tension de circuit de source et de sortie. Tout d'abord, mettre les modules en série augmente la tension. Deuxièmement, la température froide augmente la tension. Les circuits de sortie PV sont des circuits de source PV connectés ensemble en parallèle à un combiné à courant continu. Puisque la tension est déterminée par les connexions en série et non des connexions parallèles, les circuits de sortie PV ont la même tension comme les circuits de source PV qui sont combinés pour faire le PV circuit de sortie. À partir de maintenant, nous allons juste parler de la source PV tension du circuit et de comprendre que le circuit de sortie PV a la même tension comme les circuits de source PV qui l'alimentent **[39].**

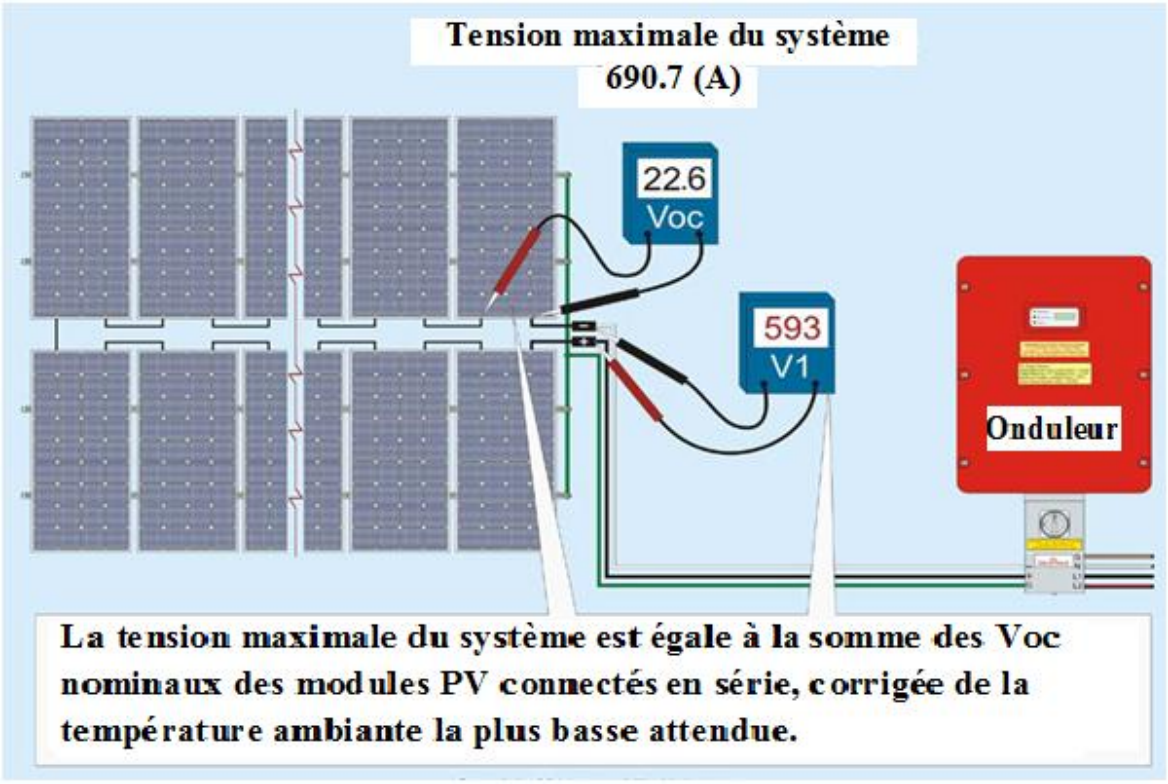


Figure II.11 : Tension maximale du système **[40].**

Le NEC 2017 nous donne trois façons de déterminer la tension et nous pouvons faire un choix de la méthode que nous allons utiliser. Ces méthodes résulteront dans différentes valeurs de tension, selon la méthode que nous avons choisi d'utiliser. Les trois méthodes pour déterminer la tension du circuit de source PV sont :

- **Calculs** : est la méthode la plus couramment utilisée par les professionnels de l'énergie solaire pour déterminer la tension du circuit de source PV.

Tableau II.2 : Facteurs de correction de la tension pour le cristallin et modules Silicium Multi cristallin (Article 690.7).

Température ambiante (°C)	**Facteur**	**Température ambiante (°F)**
24 à 20	1.02	76 à 86
19 à 15	1.04	67 à 59
15 à 10	1.06	58 à 50
9 à 5	1.08	49 à 41
4 à 0	1.10	40 à 32

-1 à -5	1.12	31 à 23
-6 à -10	1.14	22 à 14
-11 à -15	1.16	13 à 5
-16 à -20	1.18	4 à -4
-21 à -25	1.20	-5 à 13
-26 à -30	1.21	-14 à -22
-31 à -35	1.23	-23 à -31
-36 à -40	1.25	-32 à -40

- **Exemple :** $Pv_{oc} = 22.60V_{oc} \times 1.14 \times$ 23 modules

$P_{Voc} = 593V$

*Limites de tension du circuit de dérivation :

La tension nominale des circuits de dérivation ne doit pas dépasser les valeurs permises aux alinéas 210.6(A) a (E).

A. Limitation d'occupation :

Dans les unités d'habitation et les chambres d'hôtes ou les suites d'hôtels, de motels et de logements semblables, le la tension ne doit pas dépasser 120 volts, nominal, entre les conducteurs qui alimentent les bornes suivantes :
1. Luminaires.

2. Charges raccordées à un cordon et à une fiche 1440 volts-ampères, nominal, ou inférieur ou inférieur à 1 4 HP.

B. 120 volts entre les conducteurs :

Circuits ne dépassant pas 120 volts, nominaux, entre les conducteurs doivent être autorisés à fournir:

1. Les bornes des douilles sont appliquées à l'intérieur de leur tension nominale.
2. Équipement auxiliaire des lampes à décharge électrique.

C. 277 volts à la terre :

Circuits supérieurs à 120 volts, nominaux, entre les conducteurs et non dépassant 277 volts, nominal, à la terre doit être autorisé à fournir ce qui suit :

1. Luminaires à décharge électrique ou à diodes électroluminescentes répertoriés.
2. Luminaires à incandescence répertoriés, s'ils sont alimentés à 120 volts ou moins de la sortie d'un autotransformateur de descente qui fait partie intégrante du luminaire et du la borne extérieure de la coque est raccordée électriquement à un conducteur mis à la terre de la branche circuit.
3. Luminaires équipés de douilles à douille à base de bosse.
4. Douilles, autres que celles du type à vis, appliquées dans les limites de leur tension nominale.
5. Équipement auxiliaire des lampes à décharge électrique.

D. 600 volts entre les conducteurs :

Circuits excédant 277 volts, nominaux, à la terre et non supérieur à 600 volts, nominal, entre les conducteurs doit être autorisé à alimenter suivant:
1. L'équipement auxiliaire des lampes à décharge électrique montées en permanence luminaires installés lorsque les luminaires sont montés conformément à l'un des suivant :

a. Au moins 6,7 m (22 pi) de hauteur sur des poteaux ou des structures similaires pour le l'éclairage des espaces extérieurs comme les autoroutes, les routes, les ponts, les terrains de sport; terrains de stationnement.
b. Au moins 5,5 m (18 pi) de hauteur sur d'autres structures comme les tunnels.

2. Équipement d'utilisation raccordé à un cordon et à une fiche ou raccordé en permanence, autre que les luminaires.

3. Luminaires alimentés par les systèmes à courant continu dans les cas suivants:
a. Le luminaire contient un ballast DC, répertorié qui assure l'isolation entre la source d'alimentation DC et le circuit de la lampe et la protection contre les chocs électriques lors du changement de lampes.

b. Le luminaire contient un ballast coté DC, et ne peut être remplacé.

E. Plus de 600 volts entre les conducteurs :

Circuits supérieurs à 600 volts, nominaux, entre les conducteurs doivent être autorisés à fournir des équipements d'utilisation dans des installations où les conditions de maintenance et de supervision s'assurer que seules des personnes qualifiées assurent la maintenance de l'installation.

II.2.2.1.2 Circuits source et sortie photovoltaïques

Dans les habitations unifamiliales et biparentales, les circuits de source photovoltaïque et les circuits de dérivation photovoltaïque qui ne comprennent pas les dispositifs de retenue des lampes ou les prises de courant doivent être autorisés à avoir une tension maximale du système photovoltaïque jusqu'à 600 volts, les autres installations dont la tension maximale du système photovoltaïque est supérieure à 1000 volts doivent.

II.2.2.1.3 Circuit de plus de 150 volts à la terre

Dans une et deux familles, les pièces sous tension des circuits sources photovoltaïques et des circuits de sortie photovoltaïques de plus de 150 volts à la terre ne doivent pas être accessibles à des personnes autres que les personnes qualifiées sous tension.

II.2.2.1.4 Circuits de source et de sortie bipolaires

Pour les 2 circuits de fils raccordés à des systèmes bipolaires, la tension maximale du système doit être la tension la plus élevée entre les conducteurs des 2 circuits de fils si toutes les conditions suivantes sont réunies:

1. Un conducteur de chaque circuit d'un subbarray bipolaire.

2. Chacun est relié à un sous-ensemble séparé.

3. Les équipements sont clairement marqués d'une étiquette comme suit :

Avertissement

Bipolaire déconnexion du réseau photovoltaïque

De conducteurs neutres ou mis à la terre

Peut entraîner une surtension sur le réseau ou onduleur

II.2.2.2 Dimensionnement des circuits et courant (Article 690.8)

C'est ainsi que nous définissons le courant pour le calibrage des fils et la sélection de l'équipement. Le calibrage des fils n'est pas simple, alors faites bien attention et revenez souvent **[39].**

II.2.2.2.1 Calcul du courant de circuit maximal

Nous allons définir les courants utilisés pour le calibrage des fils pour différents circuits dans un système PV. Les courants du système PV sont plus compliqués que les courants dans la plupart des électriciens sont habitués à traiter avec. C'est parce que nous avoir des courants de circuit qui augmentent avec la luminosité de la lumière et d'autres courants de circuit limités par l'électronique intelligente. Liste des courants de circuit maximum :

A. Circuits de source PV

Il existe deux nouvelles méthodes pour définir le circuit source PV (chaîne) courants.

***125 % de la méthode du courant de court-circuit**

C'est la façon habituelle de définir le courant de circuit maximal pour la protection de circuits PV et est la façon dont nous l'avons toujours fait dans le passé:
* 125% du courant de court-circuit (1.25***I_{SC}** = courant de circuit maximum).

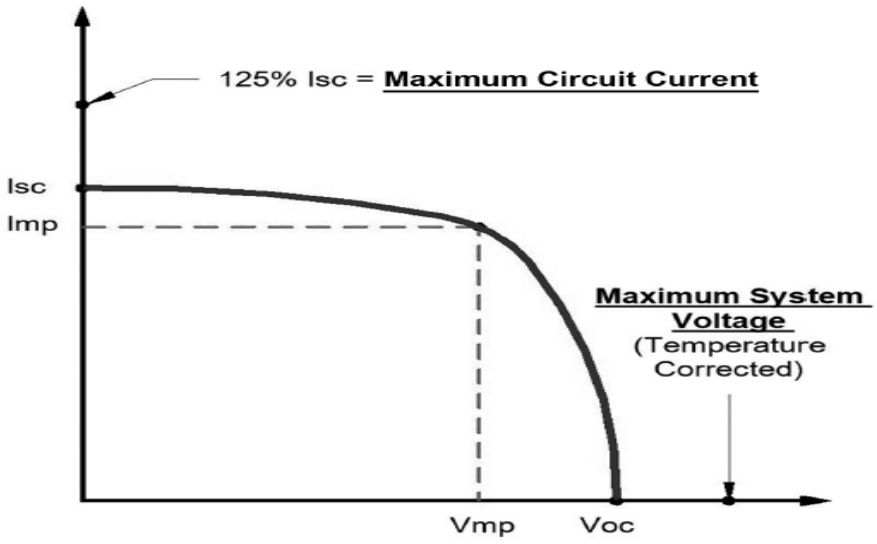


Figure II.12 Caractéristique **IV** avec différents courants tracés montrant le circuit maximal courant, qui est utilisé pour le calibrage des fils.

***Méthode de supervision technique pour le calcul du courant maximal :**

Le circuit pour les systèmes photovoltaïques de plus de 100 kW de puissance (la taille du système). Cette méthode est basée sur la moyenne courante la plus élevée de trois heures à partir de l'irradiation locale simulée tenant compte de l'élévation et de l'orientation.

B. circuits de sortie photovoltaïques

Les courants du circuit de sortie PV sont la somme des courants du circuit de source PV connecté en parallèle. Si vous avez 10 circuits de source PV à l'entrée d'un combinateur de courant continu, alors vous aurez 10 fois le courant sortant du combinateur de courant continu par le circuit de sortie.

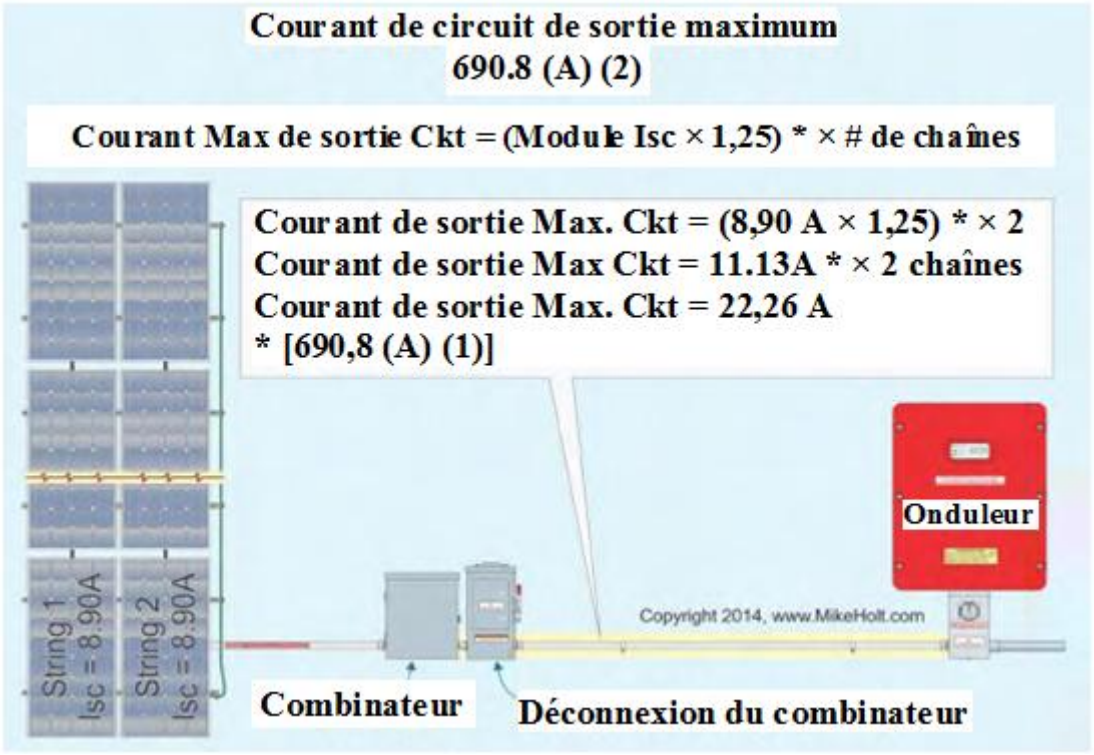


Figure II.13 : Courant de circuit de sortie maximal.

C. courant de sortie de l'onduleur

Le courant maximal doit être la puissance de sortie continue de l'onduleur.

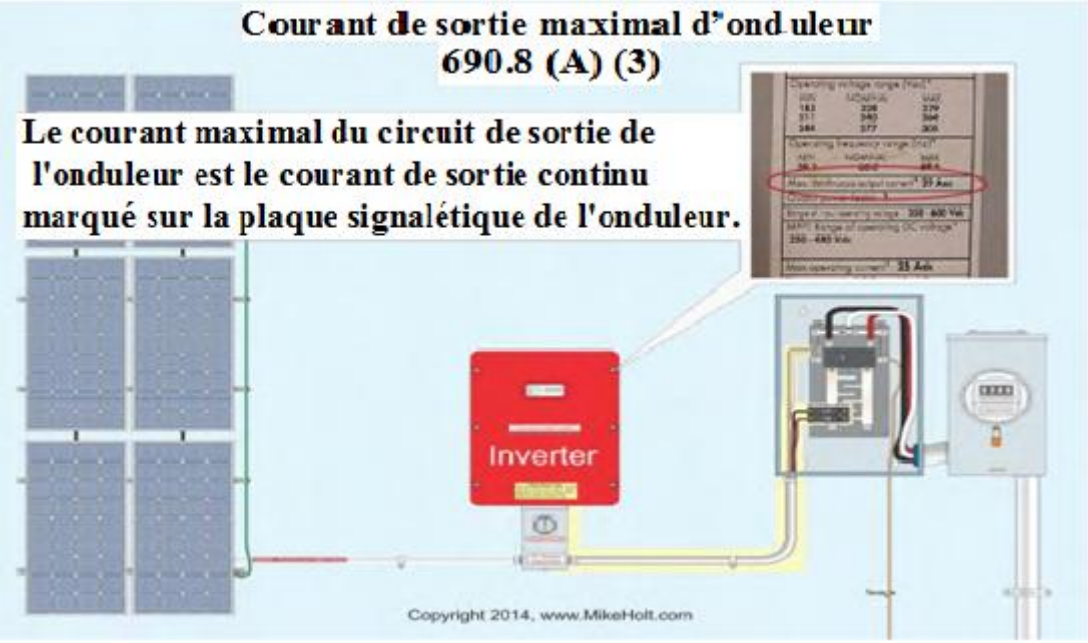


Figure II.14 : Courant de sortie maximal de l'onduleur.

D. Courant de sortie du convertisseur DC-DC

Comme les circuits source du convertisseur DC-DC sont connectés ensemble en parallèle pour faire un circuit de sortie du convertisseur DC-DC, la somme de tous les courants combinés doivent être le circuit de sortie du convertisseur de courant continu à courant.

II.2.2.3 Protection contre les surintensités (Article 690.9)

Protection contre les surintensités photovoltaïques240 Protection contre les surintensités, mais avec des dispositions spéciales pour sont différents de la plupart de l'électricité, comme les cellules solaires qui produisent le courant basé sur la luminosité de la lumière, les aspects actuels limités de PV et le courant qui peut circuler dans différentes directions **[39].**

II.2.2.3.1 Circuits et équipement

Circuits et équipements Le circuit DC du système PV et les conducteurs et l'équipement de sortie de l'onduleur AC doivent être protégés contre les surintensités. Les dispositifs de protection contre les surintensités ne sont pas nécessaires pour les circuits avec une intensité suffisante pour les courants disponibles les plus élevés.

***Exceptions Protection contre les surintensités de série**

Dans les circuits sources PV mis à la terre, un seul dispositif de protection contre les surintensités, le cas échéant, doit être autorisé pour protéger les modules PV et les conducteurs d'interconnexion. Dans les circuits source PV non arrondis conformes à la norme 690.35, un dispositif de protection contre les surintensités, le cas échéant, doit être installé dans chaque conducteur de circuit non arrondi et être autorisé à protéger les modules PV et les câbles d'interconnexion.

II.2.2.3.2 Valeurs nominales du dispositif de surintensité

Les dispositifs de protection contre les surintensités utilisés dans les circuits PV à courant continu doivent utilisation dans les systèmes PV.

***Au moins 125 % des courants maximaux**

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être au moins à 125 % des courants défini dans 690.8 Courant de circuit maximal.

***100% de sa notation**

Si un ensemble et son dispositif de protection contre les surintensités utilisé à 100% de sa note, alors il n'a pas besoin d'être au moins125% de sa note. Invoquer cette section « 100 % de sa notation » du Code est rare, utilisé pour des courants plus grands et pas quelque chose la plupart des concepteurs de PV plus petits systèmes devraient se préoccuper de.

***Dispositifs électroniques réglables de protection contre les surintensités**

Nous pouvons utiliser des appareils électroniques réglables de surintensité. Il y a les mêmes exigences pour l'accès restreint et sans restriction que celles dont nous avons discuté à la page 46 de ce livre lorsque nous discutions de l'alinéa 690.8(B) (3) Dispositif électronique de protection contre les surintensités réglable. Accès restreint signifie que nous pouvons compter sur le réglage et non restreint l'accès implique que nous devons considérer le cadre le plus élevé possible.

II.2.2.3.3 Transformateurs de puissance

Protection contre les surintensités pour un transformateur avec sources des deux côtés doit considérer un côté du transformateur, puis l'autre côté comme primaire. La protection contre les surintensités du transformateur doit être assurée conformément à 450.3. L'article 450.3 a des valeurs différentes, qui sont souvent plus de 125% de courant.

Article 450 : Transformateurs et chambres fortes et sections de transformateurs450.3 est pour la protection contre les surintensités pour les transformateurs (pas les conducteurs).

II.2.2.4 Protection de circuit de défaut d'arc (courant continu) (Article 690.11)

Le système photovoltaïque avec des circuits de source, des circuits de sortie DC, ou les deux, fonctionnant à une tension maximale du système photovoltaïque de 80 voit ou plus, doit être protégé par un interrupteur de circuit de défaut d'arc DC répertorié, Les moyens par défaut d'arc photovoltaïque doivent être conformes aux exigences suivantes :

1. Le système doit détecter les défauts d'amorçage d'arc interne résultant d'une défaillance dans la continuité prévue d'un conducteur, d'un module de connexion ou d'un autre composant du système dans les circuits de sortie source et DC PV.

2. Le système doit exiger que l'équipement désactivé ou raccordé à la discorde soit redémarré manuellement.

3. Le système dot être muni d'un annonciateur qui indique visuellement que l'interrupteur de circuit a actionné cette indication ne doit pas se réinitialiser automatiquement.

II.2.3 Moyens de déconnexion

II.2.3.1 Bâtiment ou autre structure alimenté par un système Photovoltaïque (Article 690.13)

Des moyens doivent être prévus pour débrancher tous les conducteurs DC.non raccordés d'un système photovoltaïque de tous les autres conducteurs d'un bâtiment ou d'une autre structure**[39].**

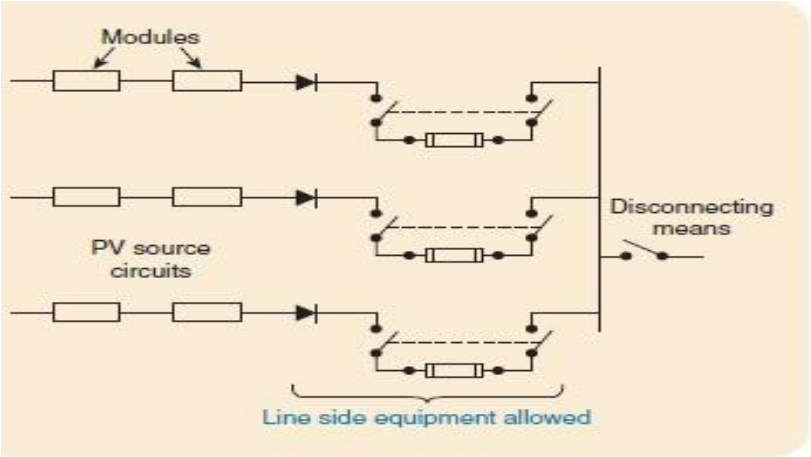


Figure II.15 : Moyen de déconnexion model PV.

II.2.3.1.1 Emplacement

Les moyens de déconnexion doivent être installés dans un endroit facilement accessible. **Article 100** Définition facilement accessible:

Accessible, Facilement (Facilement accessible). Accessible rapidement pour l'exploitation, le renouvellement ou les inspections sans exiger ces à qui un accès facile est nécessaire pour prendre des mesures telles que des outils (autres que les clés) pour grimper ou sous pour supprimer les obstacles, ou de recourir à échelles portatives et ainsi de suite.

II.2.3.1.2 Marquage

Le marquage nécessite un panneau indiquant « DÉBRANCHEMENT DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE »ou équivalent. Il est intéressant de noter que la plupart des entreprises d'étiquetage aller avec la « clause équivalente » et ajouter des mots et faire le signe dire plus de mots que nécessaire, comme « principal système photovoltaïque DC déconnecter ».

II.2.3.1.3 Utilisable

Les moyens de déconnexion côté alimentation doivent être indiqués comme pouvant être utilisés comme suit :

Un moyen de déconnexion. Si un système PV est connecté du côté alimentation du sectionneur de maintenance moyens (voir raccordement côté alimentation 705.12 qui est entre le compteur et le disjoncteur principal dans la plupart des cas, la déconnexion les

moyens doivent être indiqués comme pouvant être utilisés comme déconnexion de service signifie.

II.2.3.1.4 Nombre maximal de sectionneurs

Le dispositif de déconnexion du système PV ne doit pas comprendre plus de six interrupteurs ou six disjoncteurs montés dans un seul enclos ou dans un groupe d'enceintes séparées.

II.2.3.1.5 Regroupement

Les moyens de déconnexion du système photovoltaïque doivent être groupés avec d'autres moyens de déconnexion du système conformément à l'alinéa 690.13 Un moyen de déconnexion PV n'est pas nécessaire à l'emplacement du module PV ou du réseau.

II.2.3.2 Déconnexion de l'équipement photovoltaïque (Article 690.15)

Des moyens doivent être prévus pour débrancher l'équipement, comme les onduleurs, les batteries et les contrôleurs de charge, de tous les conducteurs non montés de toutes les sources. Si l'équipement est alimenté par plus d'une source, le moyen de déconnexion doit être groupé et identifié.

Figure II.16 : Boit de jonction.

Un seul moyen de déconnexion conforme à l'article 690.17est autorisé pour la sortie AC combinée d'un ou de plusieurs onduleurs ou modules AC dans un système interactif.

II.2.3.2.1 Onduleurs interactifs utilitaires montés à des endroits difficiles d'accès.

Les onduleurs interactifs des services publics doivent être autorisés à être montés sur des toits ou d'autres zones extérieures qui ne sont pas facilement accessibles et doivent être conformes aux :

1. Un moyen de déconnexion PV DC. Doit être installé à portée de vue de chaque onduleur.
2. Un moyen de déconnexion AC. Doit être installé à portée de vue de chaque onduleur.
3. Les conducteurs de sortie AC. De l'onduleur et les moyens de déconnexion AC. Additionnels de l'onduleur doivent être conformes a article 690.13.

4. Une plaque doit être installée conformément à l'article 705.10.

Article 705.10

Une plaque ou un répertoire permanent indiquant Toutes les sources d'énergie électrique sur ou dans les locaux doivent être installé à chaque emplacement d'équipement de service et à chaque emplacement de toutes les sources de production d'énergie électrique interconnecté.

Installations avec un grand nombre de production d'énergie les sources peuvent être désignées par groupe **[41].**

II.2.3.2.2 Équipement

Équipement tel que le circuit source PV les interrupteurs d'isolement, les dispositifs de surintensité, les convertisseurs DC à AC et les diodes de blocage doivent être autorisés du côté PV du moyen de déconnexion PV.

II.2.3.2.3 Disjoncteurs à courant continu

La sortie en courant continu des combinateurs à courant continu montés sur les toits des logements ou d'autres bâtiments doit être munie d'un dispositif de coupure de la charge situé dans le combineur ou à moins de 1,8 m (6 pi) de celui-ci. le dispositif de déconnexion doit pouvoir être commandé à distance, mais doit pouvoir être actionné manuellement localement lorsque l'alimentation de commande n'est pas disponible.

II.2.3.3 Fusibles (Article 690.16)

II.2.3.3.1 Débranchement des moyens

Un moyen de déconnexion doit être prévu pour débrancher un fusible de toutes les sources d'alimentation si le fusible est sous tension dans les deux directions. Un tel fusible dans un circuit de source PV doit pouvoir être débranché indépendamment des fusibles dans d'autres circuits de source PV.

II.2.3.3.2 service de fusible

Des moyens de déconnexion doivent être installés sur les circuits de sortie photovoltaïques où les dispositifs de surintensité (fusibles) doivent être mis hors service et qui ne peuvent pas être isolés des circuits sous tension. Accessible à l'emplacement du fusible ou de l'élément avec le porte-fusible et doit être conforme à la section 690.17où les moyens de déconnexion sont situés à plus de 1,8 m (6 pi) du dispositif de surintensité. Un répertoire indiquant l'emplacement de chaque sectionneur doit être installé à l'emplacement du dispositif de surintensité.

II.2.3.4 Type de déconnexion (Article 690.17)

***Opérable manuellement**

Les moyens de déconnexion des conducteurs PV non reliés à la terre doivent consister en un ou plusieurs interrupteurs ou disjoncteurs actionnables manuellement. Le moyen de déconnexion doit pouvoir être actionné à l'aide de dispositifs permettant un fonctionnement manuel en cas de panne d'alimentation. Le dispositif de déconnexion doit être l'un des dispositifs suivants :

1. Un commutateur de commande industriel PV marqué pour une utilisation dans les systèmes PV.

2. Un disjoncteur à boîtier moulé PV marqué pour une utilisation dans les systèmes PV.

3. Un interrupteur à boîtier moulé PV marqué pour une utilisation dans les systèmes PV.

4. Un interrupteur fermé PV marqué pour une utilisation dans des systèmes PV.

5. Un interrupteur ouvert PV marqué pour une utilisation dans des systèmes PV.

6. Un disjoncteur à boîtier moulé coté DC adapté pour opération de refoulement.

7. Un commutateur à boîtier moulé à courant continu adapté au fonctionnement par refoulement.

8. Un interrupteur fermé à courant continu.

9. Un interrupteur ouvert à courant continu.

10. Disjoncteur à basse tension nominal DC.

II.2.3.4.1 Ouverture simultanée des pôles

Le moyen de déconnexion PV doit déconnecter simultanément tous les conducteurs d'alimentation non raccordés.

II.2.3.4.2 Fonctionnement externe et indication

Le dispositif de déconnexion PV doit pouvoir fonctionner à l'extérieur sans exposer l'opérateur à entrer en contact avec des pièces sous tension et doit indiquer s'il est en position ouverte ou fermée.

II.2.3.4.3 Débranchement du conducteur mis à la terre

Un interrupteur, un disjoncteur ou un autre dispositif ne doit pas être installé dans un conducteur mis à la terre si le fonctionnement de cet interrupteur, disjoncteur ou autre dispositif laisse le disjoncteur marqué mis à la terre dans un état non arrondi et sous tension.

II.2.3.4.4 Cote d'interruption

Les moyens de raccordement du bâtiment ou de la structure doivent avoir un indice de coupure suffisant pour la tension et le courant de circuit maximal disponibles aux bornes de ligne de l'équipement. Lorsque toutes les bornes du dispositif de déconnexion peuvent être mises sous tension en position ouverte, un panneau d'avertissement doit être installé sur le dispositif de déconnexion ou à côté de celui-ci. Le signe doit être clairement lisible et comporter les mots suivants ou l'équivalent :

AVERTISSEMENT

RISQUE DE CHOC ÉLECTRIQUE NE PAS TOUCHER LES BORNES.

TERMINAUX SUR LES DEUX LIGNES

ET LES CÔTÉS DE CHARGE PEUVENT ÊTRE MIS SOUS TENSION EN POSITION OUVERTE

II.2.4 Méthodes de câblage

II.2.4.1 Méthodes autorisées (Article 690.31)

II.2.4.1.1 Systèmes de câblage

Systèmes de câblage et les raccords spécifiquement énumérés pour être utilisés sur les réseaux photovoltaïques, ainsi que le câblage dans le cadre d'un système répertorié, doivent être autorisés. En cas d'utilisation de dispositifs de câblage munis de boîtiers intégrés, une longueur suffisante de câble doit être fournie pour faciliter le remplacement.

II.2.4.1.2 Identification et regroupement

Les circuits sources PV et les circuits de sortie PV ne doivent pas être contenus dans le même chemin de roulement, chemin de câbles, câble, boîte de sortie, boîte de jonction ou raccord similaire que les conducteurs, les lignes d'alimentation, les circuits de dérivation d'autres systèmes non PV ou les circuits de sortie de l'onduleur, à moins que les producteurs des différents systèmes ne soient séparés par une cloison. Les conducteurs du système PV doivent être identifiés et groupés conformément aux Article 690.31.

Les moyens d'identification doivent être autorisés par un code couleur distinct, un ruban de marquage, un marquage ou tout autre moyen approuvé.

A. Circuits sources PV

Les circuits sources PV doivent être identifiés à tous les points de terminaison, de connexion et de raccordement.

B. Circuits de sortie PV et onduleur

Les conducteurs des circuits de sortie PV et des circuits d'entrée et de sortie de l'onduleur doivent être identifiés à tous les points de terminaison, de connexion et de raccordement.

C. Conducteurs de systèmes multiples

Lorsque les conducteurs de plus d'un système photovoltaïque occupent la même boîte de jonction, le même chemin de roulement ou le même équipement, les conducteurs de chaque système doivent être identifiés à tous les points de terminaison, de connexion et de raccordement.

D. Regroupement

Lorsque les conducteurs de plus d'un système PV occupent la même boîte de jonction ou le même chemin de roulement avec un ou plusieurs couvercles amovibles, les conducteurs AC et DC De chaque système doivent être groupés séparément par des attaches de câble ou

des moyens similaires au moins une fois et doit ensuite être groupé à des intervalles ne dépassant pas 1,8 m.

II.2.4.1.3 Câble à conducteur unique

***Généralités**

Les câbles mono-conducteurs de type USE-2 et les câbles mono -conducteurs répertoriés et étiquetés comme fils photovoltaïques (PV) doivent être autorisés dans les emplacements extérieurs exposés des circuits de source PV pour les interconnexions des modules PV dans le générateur photovoltaïque.

*** Chemin de câbles**

Les circuits sources PV et les circuits de sortie PV utilisant un câble à conducteur unique répertoriés et étiquetés comme des fils photovoltaïques (PV) de toutes tailles, avec ou sans marquage/coté du chemin de câbles, doivent être autorisés dans les chemins de câbles installés à l'extérieur, à condition que les câbles soient soutenus à des intervalles ne dépassant pas 300 mm et fixés à des intervalles ne dépassant pas 1,4 m.

II.2.4.1.4 Câble multiconducteur

Les câbles multiconducteurs de type TC-ER ou USE-2 doivent être autorisés dans les emplacements extérieurs des circuits de sortie des onduleurs PV lorsqu'ils sont utilisés avec des onduleurs interactifs utilitaires montés à des endroits difficilement accessibles. Le câble doit être fixé à des intervalles ne dépassant pas 1,8 m. La mise à la terre de l'équipement pour l'utilisation doit être assurée par un conducteur de mise à la terre de l'équipement à l'intérieur du câble.

II.2.4.1.5 Cordons et câbles flexibles

Les cordons et câbles flexibles, lorsqu'ils sont utilisés pour connecter les parties mobiles des modules PV de suivi, doivent être conformes à l'article 400 et doivent être d'un type identifié comme un cordon de service dur ou un câble d'alimentation portable; ils doivent être adaptés à une utilisation extra-dure, répertoriés pour une utilisation à l'extérieur, résistant à l'eau et au soleil. Les intensités admissibles doivent être conformes à Article 400.5. Pour les températures ambiantes supérieures à 30 °C (86 °F), les ampères doivent être diminués en fonction des facteurs appropriés indiqués au tableau 690.31.

Tableau II.3 : Facteurs de correction (article 690.31).

Température ambiante (°C)	Température nominale du conducteur				Température ambiante (F°)
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	105°C (221°F)	
30	1.00	1.00	1.00	1.00	86
31 - 35	0.91	0.94	0.96	0.97	87 - 95
36 - 40	0.82	0.88	0.91	0.93	96 - 104
41 - 45	0.71	0.82	0.87	0.89	105 - 113
46 - 50	0.58	0.75	0.82	0.86	114 - 122
51 - 55	0.41	0.67	0.76	0.82	123 - 131
56 - 60	/	0.58	0.71	0.77	132 - 140
61 - 70	/	0.33	0.58	0.68	141 - 158
71 - 80	/	/	0.41	0.58	159 - 176

II.2.4.1.6 Câbles à petit conducteur

Les câbles à conducteur unique à usage extérieur qui sont résistants au soleil et à l'humidité dans les tailles 16 AWG et 18 AWG doivent être autorisés pour les interconnexions de modules lorsque ces câbles répondent aux exigences en intensité de 400.5. L'article 310.15 doit être utilisé pour déterminer les facteurs de correction et de réglage de l'intensité du câble.

II.2.4.1.7 Circuits de source photovoltaïque à courant continu et de sortie de courant continu sur ou à l'intérieur d'un bâtiment

Lorsque des circuits de source PV DC ou de sortie PV DC. Provenant de systèmes intégrés de bâtiment ou d'autres systèmes PV sont exploités à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une structure, ils doivent être contenus dans des chemins de câbles métalliques revêtus de métal de type MC qui sont conformes au Article 250.118**,** ou des supports métalliques allant du point de pénétration de la surface du bâtiment ou de la structure jusqu'aux premiers moyens de déconnexion facilement accessibles. Le moyen de déconnexion doit être conforme aux Article 690.13 et 690.15. Les méthodes de câblage doivent être conformes aux exigences d'installation supplémentaires énoncées aux paragraphes 690.31.

***Méthodes de câblage flexibles**

Lorsqu'un un conduit métallique flexible (FMC) plus petit que l'indicateur métrique 21 (taille commerciale 3 /4) ou le câble de type MC inférieur à 25 mm de diamètre contenant des conducteurs de circuit d'alimentation PV est installé au-dessus des plafonds .le chemin de roulement ou le câble doit être protégé par des bandes de protection substantielles qui sont au moins aussi hautes que le chemin de roulement ou le câble. Lorsqu'ils sont exposés, à moins de 1,8 m de leur raccordement à l'équipement, ces méthodes de câblage doivent suivre de près la surface du bâtiment ou être protégés contre les dommages physiques par un moyen approuvé.

***Marquage et étiquetage requis**

Les méthodes de câblage et les supports suivants contenant des conducteurs de source d'énergie photovoltaïque doivent porter la mention :

« ATTENTION : SOURCE D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE » au moyen d'étiquettes fixées de façon permanente ou d'un autre marquage permanent approuvé :

A. Canalisations apparentes, chemins de câbles et autres méthodes de câblage exposés.

B. Couvercles ou boîtiers des boîtes de tirage et des boîtes de jonction.

C. Corps de conduit dans lesquels les ouvertures de conduit disponibles sont inutilisées.

***Méthodes et emplacements de marquage et d'étiquetage**

Les étiquettes ou les marquages doivent être visibles après l'installation. Les étiquettes doivent être réfléchissantes, et toutes les lettres doivent être majuscules et doivent avoir une hauteur minimale de 9,5 mm en blanc sur fond rouge. Des étiquettes de circuit d'alimentation PV doivent figurer sur chaque section du système de câblage qui est séparée par des enceintes, des murs, des cloisons, des plafonds ou des planchers. L'espacement entre les étiquettes ou les marques, ou entre une étiquette et une marque, ne doit pas être supérieur à 3 m.

II.2.4.1.8 Câbles flexibles et fins

Les câbles flexibles à torons fins ne doivent être raccordés qu'à des bornes, à des cosses, à des dispositifs ou à des connecteurs conformément à Article 110.14 **[39].**

***Systèmes photovoltaïques bipolaires**

Lorsque la somme, sans tenir compte de la polarité, des tensions du système PV des deux sous-réseaux mono polaires dépasse la valeur nominale des condensateurs et des équipements connectés, les sous-réseaux mono polaires d'un système PV bipolaire doivent être physiquement séparés, et les circuits de sortie électrique de chaque sous-étage de

monopole doivent être installés dans des canalisations séparées jusqu'à ce qu'ils soient raccordés à l'onduleur. Les moyens de déconnexion et les dispositifs de protection contre les surintensités pour chaque sortie de sous-réseau mono polaire doivent être placés dans des supports séparés. Tous les conducteurs de chaque sous-réseau mono polaire distinct doivent être acheminés dans le même chemin de roulement. Les systèmes bipolaires PV doivent être clairement marqués d'un avertissement permanent et lisible indiquant que la déconnexion du ou des conducteurs mis à la terre peut entraîner une surtension.

II.2.4.1.9 Disposition de la connexion du module

La connexion à un module ou à un panneau doit être organisée de telle sorte que le retrait d'un module ou d'un panneau d'un circuit de source PV n'interrompe pas une connexion de conducteur mise à la terre à d'autres circuits de source PV.

II.2.4.2 Connecteurs (Article 690.33)

Les connecteurs autorisés par l'article 690 doivent être conformes aux articles 690.33(A) a (E).

A. Configuration

Les connecteurs doivent être polarisés et avoir une configuration non interchangeable avec les prises dans d'autres systèmes électriques sur les lieux.

B. Protection

Les connecteurs doivent être construits et installés de façon à empêcher les personnes d'entrer en contact par inadvertance avec des pièces sous tension.

C. Type

Les connecteurs doivent être du type à verrouiller. Les connecteurs qui sont facilement accessibles et qui sont utilisés dans des circuits fonctionnant à plus de 30 volts, à une tension nominale maximale pour les circuits en courant continu, ou à une tension de 30 volts pour les circuits en courant alternatif, doivent nécessiter un outil d'ouverture.

D. Élément de mise à la terre

Le membre de mise à la terre doit être le premier à établir et le dernier à rompre le contact avec le connecteur d'accouplement.

E. Interruption du circuit

Les connecteurs doivent être soit :

1.Être homologué pour interrompre le courant sans danger pour l'opérateur.
2.Être un type qui nécessite l'utilisation d'un outil pour ouvrir et marquer « Ne pas déconnecter sous charge » ou « Ne pas interrompre le courant ».

II.2.4.3 Accès aux boîtes (Article 690.34)

Les boîtiers de jonction, de traction et de sortie situés derrière les modules ou les panneaux doivent être installés de manière à ce que le câblage contenu dans ces boîtiers puisse être rendu accessible directement ou par déplacement d'un ou de plusieurs modules ou panneaux fixés par des attaches amovibles et raccordés par un système de câblage flexible.

Figure II.17 : Boite de jonction installée sur le panneau.

II.2.5 Mise à la terre

II.2.5.1 Mise à la terre du système (Article 690.41)

Les systèmes photovoltaïques doivent être conformes à l'un des éléments suivants :
1.Les systèmes non arrondis doivent être conformes à l'article 690.35.
2. Les systèmes à deux fils mis à la terre doivent avoir un conducteur mis à la terre ou être mis à la terre par impédance, et le système doit être conforme à l'Article 690.5.
3. Les systèmes bipolaires mis à la terre doivent avoir le conducteur de référence (prise centrale) mis à la terre ou être mis à la terre par impédance, et le système doit être conforme à l'Article 690.5**.**

4. Il est permis d'utiliser d'autres méthodes qui assurent une protection équivalente du système conformément à l'Article250.4(A) avec l'équipement énuméré et identifié pour l'utilisation.

II.2.5.2 Point de connexion de mise à la terre du système (Article 690.42)

La connexion de mise à la terre du circuit DC doit être effectuée à n'importe quel point du circuit de sortie PV.

Note d'information : Localiser le point de connexion de mise à la terre le plus près possible de la source photovoltaïque protège mieux le système contre les surtensions dues à la foudre.

II.2.5.3 Mise à la terre de l'équipement (Article 690.43)

Les conduits et les dispositifs de mise à la terre de l'équipement doivent être conformes aux Article 690.43(1) à (6).

1. Mise à la terre de l'équipement requise

Les pièces métalliques non porteuses de courant exposées des cadres de modules photovoltaïques, de l'équipement électronique et des enceintes à conducteurs doivent être mises à la terre conformément aux Article 250.134 ou 250.136(A**),** sans tenir compte de la tension.

2. Conducteur de mise à la terre de l'équipement requis

Un conducteur de mise à la terre entre un réseau photovoltaïque et un autre équipement doit être exigé conformément à l'Article 250.110.

3. Structure en tant que conducteur de mise à la terre de l'équipement

Les dispositifs énumérés et identifiés pour la mise à la terre des cadres métalliques des modules photovoltaïques ou d'autres équipements doivent pouvoir lier les surfaces métalliques exposées ou d'autres équipements aux structures de montage. Les structures de montage métalliques, autres que l'acier de construction, utilisées pour la mise à la terre doivent être identifiées comme des conducteurs de mise à la terre de l'équipement ou comme des cavaliers ou des dispositifs de mise à la masse identifiés reliés entre les sections métalliques séparées et doivent être liés au système de mise à la terre.

4. Systèmes et dispositifs de montage photovoltaïques

Les dispositifs et les systèmes utilisés pour le montage des modules PV qui sont également utilisés pour la mise à la terre des cadres de modules doivent être identifiés aux fins de la mise à la terre des modules PV.

5. Modules adjacents

Les dispositifs identifiés et répertoriés pour le collage des cadres métalliques des modules photovoltaïques doivent être utilisés pour lier les cadres métalliques exposés des modules photovoltaïques aux cadres métalliques des modules photovoltaïques adjacents.

6. Tous les conducteurs ensemble

Les conducteurs de mise à la terre de l'équipement pour Tableau et la structure PV (le cas échéant) doivent être contenus dans le même chemin de câbles ou le même câble, ou fonctionner avec les conducteurs de circuit de la tableau PV lorsque ces conducteurs quittent le voisinage de le tableau PV.

II.2.5.4 Dimensions des conducteurs de mise à la terre de l'équipement (Article 690.45)

Les conducteurs de mise à la terre de l'équipement pour les circuits de source et de sortie PV doivent être dimensionnés conformément à l'article 250.122. Lorsqu'aucun dispositif de protection contre les surintensités n'est utilisé dans le circuit, un dispositif de surintensité présumé évaluer au courant de circuit maximal PV doit être utilisé lors de l'application du tableau 250.122. Il n'est pas nécessaire d'augmenter la taille des conducteurs de mise à la terre de l'équipement pour tenir compte des pertes de tension. Le conducteur de mise à la terre d'un équipement ne doit pas être inférieur à 14 AWG.

II.2.5.5 Conducteurs de mise à la terre de l'équipement de réseau (Article 690.46)

Pour les modules PV, les conducteurs de mise à la terre de l'équipement de moins de 6 AWG doivent être conformes à l'alinéa 250.120(C**).**

Lorsqu'ils sont installés dans des canalisations, les conducteurs de mise à la terre et les conducteurs d'électrodes de mise à la terre ne dépassant pas 6 AWG doivent être solides.

II.2.5.6 Système d'électrodes de mise à la terre (Article 690.47)

II.2.5.6.1 Systèmes à courant alternatif

En cas d'installation d'un système alternatif, un système d'électrodes de mise à la terre doit être prévu conformément aux Article 250.50 à 250.60 **[39].** Le conducteur de l'électrode de mise à la terre doit être installé conformément à l'Article 250.64.

II.2.5.6.2 Systèmes à courant continu

En cas d'installation d'un système à courant continu, un système à électrodes de mise à la terre doit être fourni conformément à l'Article 250.166 pour les systèmes mis à la terre ou à l'Article **250.169** pour les systèmes non mis à la terre. Le conducteur de l'électrode de mise à la terre doit être installé conformément à l'Article 250.64.

Un conducteur commun d'électrode de mise à la terre en courant continu doit pouvoir être utilisé par plusieurs onduleurs. La taille de l'électrode de mise à la terre combinée et des

conducteurs de prise est conforme à l'article 250.166. Les conducteurs de prise de courant doivent être raccordés au conducteur d'électrode de mise à la terre commun par soudage exothermique ou avec des connecteurs répertoriés comme équipement de mise à la terre et de mise à la terre de sorte que le conducteur d'électrode de mise à la terre commun puisse être mis à la terre sans raccords ni joints.

Un système de mise à la terre de l'équipement en courant alternatif doit être autorisé pour la mise à la terre des onduleurs et d'autres équipements et pour la référence de détection de défaut de mise à la terre des systèmes photovoltaïques non montés.

II.2.5.6.3 Systèmes avec exigences de mise à la terre à courant alternatif et à courant continu

Les systèmes photovoltaïques équipés de circuits DC. Et de circuits AC. Sans connexion directe entre le conducteur DC et le conducteur AC doivent être équipés d'un système de mise à la terre DC. Le système de mise à la terre en courant continu doit être relié au système de mise à la terre en courant alternatif par l'une des méthodes décrites comme suit :

1. Système d'électrodes de mise à la terre à courant continu séparé relié au système d'électrodes de mise à la terre à courant alternatif.

2. Électrode de mise à la terre à courant continu commun et à courant alternatif.

3. Conducteur de mise à la terre combiné à courant continu et conducteur de mise à la terre de l'équipement à courant alternatif.

II.2.6 Marquage

II.2.6.1 Modules (Article 690.51)

Les modules doivent être marqués avec l'identification des bornes ou des conducteurs en ce qui concerne la polarité, la cote de surcoût maximale du dispositif de protection du module, et avec les cotes suivantes:

1. Tension en circuit ouvert.

2. Tension de fonctionnement.

3. Tension maximale admissible du système.

4. Courant de fonctionnement.

5. Courant de court-circuit.

6. Puissance maximale.

II.2.6.2 Modules photovoltaïques à courant alternatif (Article 690.52)

Les modules à courant alternatif doivent être marqués avec l'identification des bornes ou des dérivations et avec l'identification des notations suivantes:

1. Tension AC nominale de fonctionnement.

2. Fréquence nominale de fonctionnement AC.

3. Alimentation AC maximale.

4. Courant alternatif maximal.

5. Puissance maximale du dispositif de surintensité pour la protection du module AC.

II.2.6.3 Source d'énergie photovoltaïque à courant continu (Article 690.53)

Une étiquette permanente pour la source d'alimentation PV à courant continu indiquant les informations spécifiées aux points (1) à (5) doit être fournie par l'installateur au moyen de déconnexion PV:

1. Courant de point de puissance maximal nominal.

2. Tension nominale maximale du point de puissance.

3. Tension maximale du système.

4. Courant de circuit maximal. Lorsque la source d'alimentation PV a plusieurs sorties, les paragraphes 690.53(1) et (4) doivent être spécifiés pour chaque sortie.

5. Courant de sortie nominal maximal du contrôleur de charge (s'il est installé).

II.2.6.4 Point d'interconnexion du système interactif (Article 690.54)

Tous les points d'interconnexion des systèmes interactifs avec d'autres sources doivent être marqués à un endroit accessible au moyen de déconnexion en tant que source d'alimentation et avec le courant de sortie AC nominal et la tension AC nominale de fonctionnement.

II.2.6.5 Systèmes photovoltaïques de stockage d'énergie (Article 690.55)

Les systèmes photovoltaïques utilisant le stockage d'énergie doivent également être marqués de la tension maximale de fonctionnement, y compris toute tension d'égalisation et la polarité du conducteur de circuit mis à la terre.

II.2.6.6 Identification des sources d'énergie (Article 690.56)

A. Installations dotées de systèmes autonomes

Toute structure ou tout bâtiment doté d'un système électrique photovoltaïque qui n'est pas raccordé à une source de services publics et qui est un système autonome doit être muni d'une plaque ou d'un répertoire permanent installé sur l'extérieur d'immeuble ou la structure à un endroit facilement visible acceptable pour l'autorité compétente. La plaque ou le répertoire doit indiquer l'emplacement des moyens de repérage du système et

indiquer que la structure contient un système d'alimentation électrique autonome. Le marquage doit être conforme à Article 690.31.

B. Installations avec services publics et systèmes photovoltaïques

Les bâtiments ou les structures ayant à la fois un service public et un système photovoltaïque doivent être munis d'une plaque permanente ou d'un répertoire indiquant l'emplacement des moyens de déconnexion du service et des moyens de déconnexion du système photovoltaïque s'ils ne sont pas situés au même emplacement. Les panneaux ou étiquettes d'avertissement doivent être conformes à Article 110.21(B).

C. Installations avec arrêt rapide

Les bâtiments ou les structures équipés à la fois d'un service public et d'un système photovoltaïque, conformes à la norme 690.12, doivent être munis d'une plaque permanente ou d'un répertoire comportant les mentions suivantes: « PHOTOVOLTAÏQUE SYSTÈME ÉQUIPÉ D'UN ARRÊT RAPIDE »

La plaque ou le répertoire doit être réfléchissant, avec toutes les lettres majuscules et ayant une hauteur minimale de 9,5 mm, en blanc sur fond rouge.

II.2.7 Batteries de stockage

II.2.7.1 Installation (Article 690.71)

II.2.7.1.1 Généralités

Les batteries de stockage dans un système photovoltaïque solaire doivent être installées conformément aux dispositions de l'article 480. Les piles interconnectées doivent être mises à la terre lorsque la source d'énergie photovoltaïque est installée conformément à l'article 690.41.

L'article 480

Les dispositions du présent article s'appliquent à toutes Il existe de nombreux types de batteries. Les deux plus courantes types de cellules de stockage sont le type acide de plomb et l'alcali (nickel-cadmium) type. Une cellule d'acide-plomb se compose d'une plaque positive, généralement du peroxyde de plomb (un composé semi-solide) monté sur un cadre ou une grille pour le soutien, et un négatif plaque, faite de plomb éponge monté sur une grille.

II.2.7.1.2 Logements

A. Tension de fonctionnement

Les piles de stockage des logements doivent être raccordées de façon à fonctionner à une tension nominale de 50 volts ou moins.

B. Protection des pièces sous tension

Les parties sous tension des systèmes de batteries pour les logements doivent être protégées afin d'empêcher tout contact accidentel par des personnes ou des objets, indépendamment de la tension ou du type de batterie.

II.2.7.1.3 Limites actuelles

Un dispositif de surintensité énuméré, limitant le courant, doit être installé dans chaque circuit adjacent aux batteries lorsque le courant de court-circuit disponible provenant d'une batterie ou d'un banc de batteries dépasse les valeurs nominales d'interruption ou de maintien d'autres équipements de ce circuit. L'installation des fusibles limiteurs de courant doit être conforme à la section 690.16.

II.2.7.1.4 Boîtiers non conducteurs de batterie et supports conducteurs

Les batteries au plomb-acide inondées, ventilées avec plus de vingt-quatre cellules de 2 volts connectées en série (48 volts, nominal) ne doivent pas utiliser de boîtiers conducteurs ou ne doivent pas être installées dans des boîtiers conducteurs. Les râteliers conducteurs utilisés pour soutenir les boîtiers non conducteurs doivent être autorisés lorsqu'aucun support n'est situé à moins de 150 mm du dessus des boîtiers non conducteurs. Cette exigence ne s'applique pas à tout type de batterie au plomb-acide régulée par soupape (VRLA) ou à tout autre type de batterie scellée pouvant nécessiter des boîtiers en acier pour une opération appropriée.

II.2.7.1.5 Débranchement des circuits de batterie de série

Les batteries qui font l'objet d'un entretien sur le terrain, lorsque plus de vingt-quatre cellules de 2 volts sont connectées en série (48 volts, nominal), doivent être munies de dispositifs permettant de déconnecter les cordes connectées en série en segments de 24 cellules ou moins pour la maintenance par des personnes qualifiées. Les sectionneurs non vissés ou enfichables doivent être autorisés.

II.2.7.1.6 Moyens de déconnexion pour l'entretien des batteries

Les installations de batteries, lorsqu'il y a plus de vingt-quatre cellules de 2 volts connectées en série (48 volts, nominal), doivent avoir un moyen de déconnexion, accessible uniquement aux personnes qualifiées, qui débranche le ou les conducteurs de circuit mis à la terre. Dans le système électrique de la batterie pour l'entretien. Ce moyen de déconnexion ne doit pas débrancher le ou les disjoncteurs mis à la terre pour le reste du système électrique photovoltaïque. Il est permis d'utiliser comme moyen de déconnexion un interrupteur non résistant à la rupture.

II.2.7.1.7 Systèmes de batteries de plus de 48 volts

Sur les systèmes photovoltaïques où le système de batterie est constitué de plus de vingt-quatre cellules de 2 volts connectées en série (plus de 48 volts, nominal), le système de batterie doit pouvoir fonctionner avec des conducteurs non montés, à condition que les conditions suivantes soient remplies :

1. Les circuits source et sortie du réseau photovoltaïque doivent être conformes à l'article690.41.

2. Les circuits de charge DC et AC doivent être solidement mis à la terre.

3. Tous les disjoncteurs principaux de circuit d'entrée/sortie de batterie non raccordés doivent être munis de sectionneurs commutés et d'une protection contre les surintensités.

4. Un détecteur de défaut de mise à la terre et un indicateur doivent être installé pour surveiller les défauts de mise à la terre dans la batterie.

II.2.7.1.8 Déconnexion et protection contre les surintensités

Lorsque les bornes d'entrée et de sortie du dispositif de stockage d'énergie se trouvent à plus de 1,5 m de l'équipement raccordé, ou lorsque les circuits de ces bornes traversent un mur ou une cloison, l'installation doit être conforme aux exigences suivantes :

1. Un moyen de déconnexion et une protection contre les surintensités doivent être prévus au dispositif de stockage d'énergie à l'extrémité du circuit. Moyens de déconnexion par fusible ou disjoncteurs sont autorisés à être utilisés.

2. En cas d'utilisation de moyens de déconnexion par fusible, les bornes de ligne des moyens de déconnexion doivent être raccordées aux bornes du dispositif de stockage d'énergie.

3. Les dispositifs de surintensité ou les moyens de déconnexion ne doivent pas être

installés dans des enceintes de dispositifs de stockage d'énergie où des atmosphères explosives peuvent exister.

4. Un deuxième moyen de déconnexion situé sur l'équipement raccordé doit être installé à l'endroit où le déconnexion les moyens requis par Article 690.71(H)(1) ne sont pas en vue de l'équipement raccordé.

5. Lorsque les moyens de déconnexion du dispositif de stockage d'énergie ne sont pas en vue des moyens de déconnexion AC et DC, des plaques ou des répertoires doivent être installés aux emplacements de tous les moyens de déconnexion indiquant l'emplacement de tous les moyens de déconnexion.

II.2.7.2 Contrôle de charge (Article 690.72)

II.2.7.2.1 Généralités

L'équipement doit être fourni pour contrôler le processus de chargement de la batterie. le contrôle de la charge n'est pas nécessaire lorsque la conception du circuit source photovoltaïque correspond à la conception de la tension nominale et du courant de charge requis pour les piles interconnectées et que la charge maximale multipliée par 1 heure est inférieure à 3 % du capacité nominale de la batterie exprimée en imper- heures ou selon les recommandations du fabricant.

Tous les moyens de réglage pour le contrôle du processus de chargement ne doivent être accessibles qu'aux personnes qualifiées.

II.2.7.2.2 Systèmes PV utilisant des onduleurs interactifs utilitaires

Les systèmes d'alimentation en courant continu utilisant des onduleurs interactifs des services publics pour contrôler l'état de charge de la batterie en détournant l'énergie excédentaire dans le réseau d'électricité doivent être conformes aux points (A) et (B) :

A. Ces systèmes ne doivent pas être conformes à Article 690.72. Les circuits de régulation de charge utilisés doivent être conformes aux exigences d'Article 690.8.

B. Ces systèmes doivent être dotés d'un deuxième moyen indépendant de contrôler le processus de chargement de la batterie en cas d'absence de l'utilitaire ou lorsque le contrôleur de charge primaire est défaillant ou désactivé.

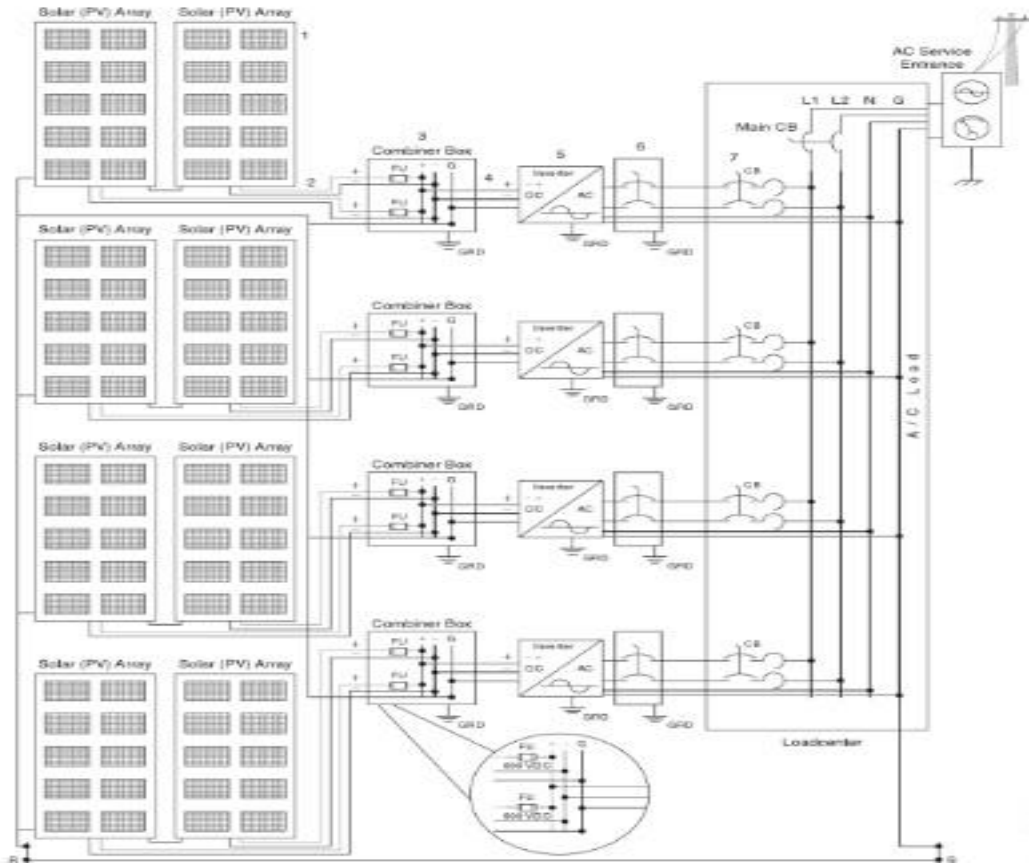


Figure II.18 : Systèmes PV utilisant des onduleurs interactifs utilitaires.

II.2.7.2.3 Convertisseurs de courant continu Buck/Boots

Lorsque des régulateurs de charge Buck/Boots et d'autres convertisseurs de puissance DC qui augmentent ou diminuent le courant de sortie ou la tension de sortie par rapport au courant d'entrée ou à la tension d'entrée sont installés, les exigences doivent être conformes aux alinéas 690.72.

1. L'intensité des conducteurs dans les circuits de sortie doit être basée sur le courant de sortie continu nominal maximal du régulateur de charge ou du convertisseur pour la plage de tension de sortie choisie.

2. La tension nominale des circuits de sortie doit être basée sur la tension de sortie maximale du régulateur de charge ou du convertisseur pour la plage de tension de sortie sélectionnée.

II.2.7.2.4 Interconnexions de batteries (Article 690.74)

***Câbles flexibles**

Les câbles flexibles, identifiés dans l'article 400, de tailles 2AWG et plus, doivent être autorisés dans le boîtier de la batterie, depuis les bornes de la batterie jusqu'à une boîte de

jonction voisine, où ils doivent être raccordés à une méthode de câblage approuvée. Les câbles de batterie flexibles doivent également être autorisés entre les batteries et les cellules à l'intérieur du boîtier de la batterie. Ces câbles doivent être répertoriés pour une utilisation en service dur et identifiés comme résistant à l'humidité.
Les câbles flexibles à torons fins ne doivent être raccordés qu'à des bornes, à des cosses, à des dispositifs ou à des connecteurs conformément à l'article 110.14.

II.3 Conclusion

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des normes, du texte administratif en vigueur, ainsi que des règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Le présent chapitre liste les textes normatifs cités dans le présent guide. Ils sont classés par numéro croissant, avec en premier les normes NFC. Le code national de l'électricité est le code national du bâtiment pour les installations électriques, mais de nombreux autres codes et normes de l'industrie ont des exigences qui complètent celles du NEC pour les applications spécialisées avec une large portée augmentée par une famille de normes verticales avec des portées plus étroites, elle résume l'exigence d'enclenchement dans d'autres codes et normes qui répondent aux règles de câblage NEC.

CHAPITRE III

La norme UTE

III.1 Introduction

Une installation photovoltaïque est, avant tout, une installation électrique. Elle doit, en ce sens, se conformer à l'ensemble des documents à caractère normatif dans le domaine de l'électricité (UTE) est l'organisme responsable de la normalisation des matériels est des installations électriques. L'UTE élabore, publie et diffuse les normes et les guides dans le domaine de l'électricité.

Concernant les installations photovoltaïques raccordées au réseau, deux documents techniques centraux sont à considérer :

- Le guide de LUTE C15-712-1pour la partie continue (partie DC).
- La norme NF C15-100 pour la partie alternative (partie AC).

Ces deux documents techniques ne sont cependant pas suffisants pour concevoir et dimensionner une installation photovoltaïque dans les règles de l'art **[35].**

III.2 Le guide de l'UTE C15-712-1

Ce guide traite tous les composants des installations photovoltaïques : modules photovoltaïques, circuit à courant continu, onduleurs, circuits à courant alternatif et raccordement au réseau **[35].**

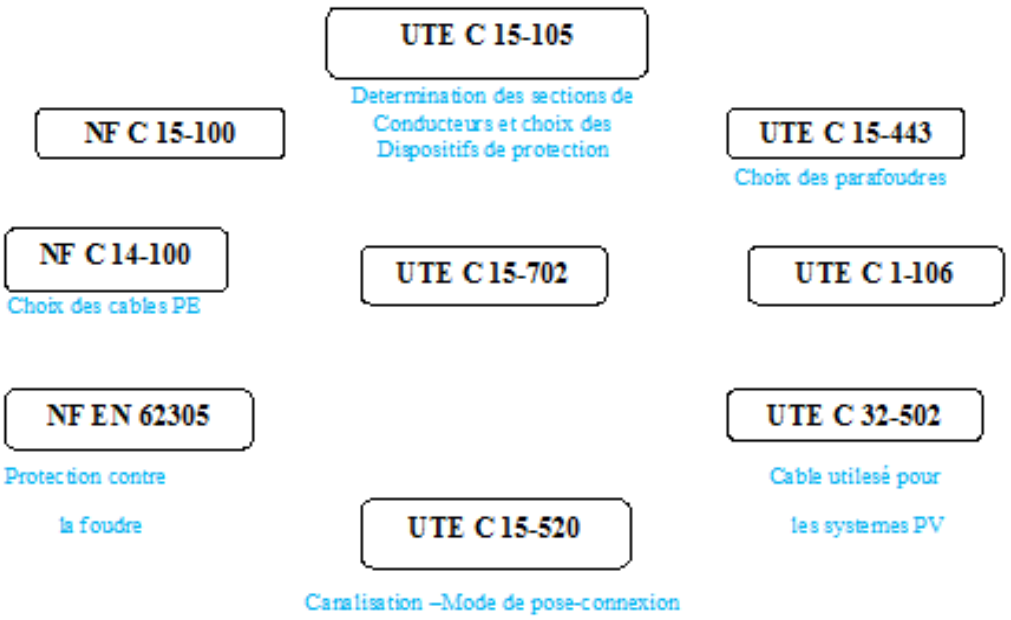


Figure III.1 : Le guide de l'UTE C15-712-1.

III.3 La normes NFC15-100

Cette norme concerne toutes les installations électriques, qu'elles soient neuves ou rénovées. La norme NF C 15-100 est régulièrement mise à jour afin de prendre en compte toutes les évolutions techniques. Elle est aujourd'hui la garante de la protection de l'installation électrique et de la sécurité des personnes qui l'utilisent **[35].**

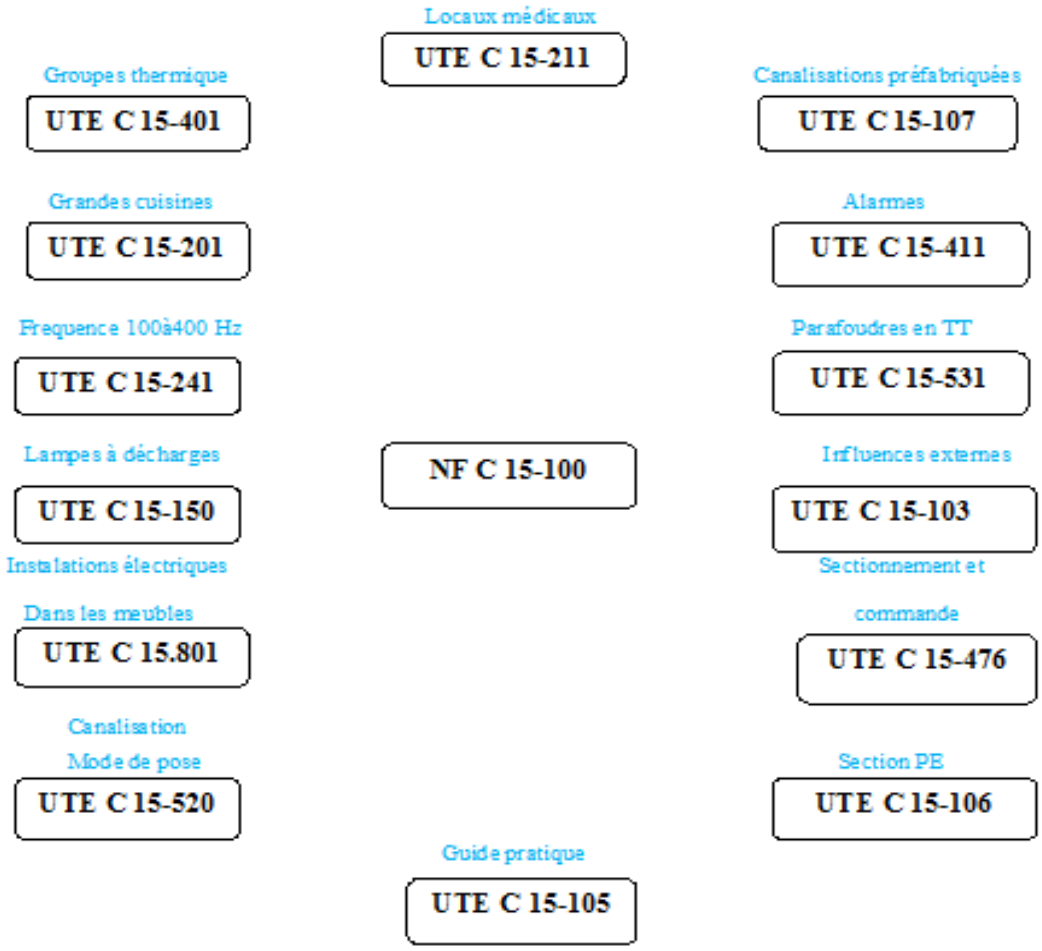


Figure III.2: La norme NF C15-100

III.4 Domaine d'application

Les installations photovoltaïques à basse tension raccordées au réseau public de distribution à basse tension ou à haute tension **[36].**

En complément des définitions de la norme NF C 15-100, les définitions suivantes :

III.4.1 cellule PV

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

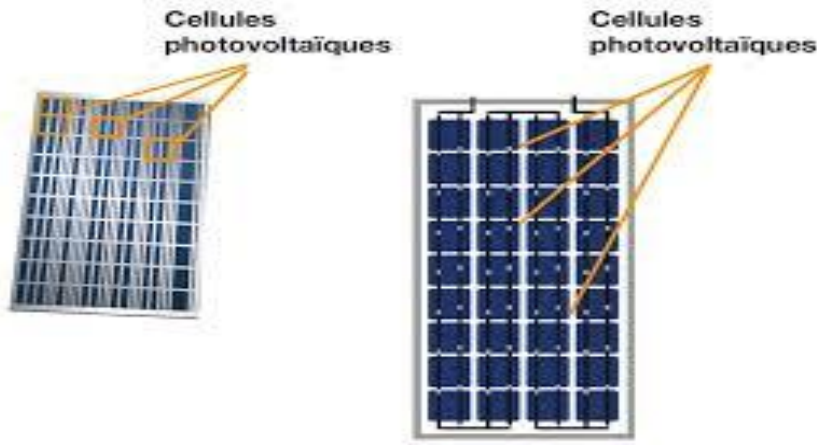


Figure III.3 : Description des cellules photovoltaïques.

III.4.2 Module PV

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

Figure III.4 : Module photovoltaïque.

III.4.3 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.

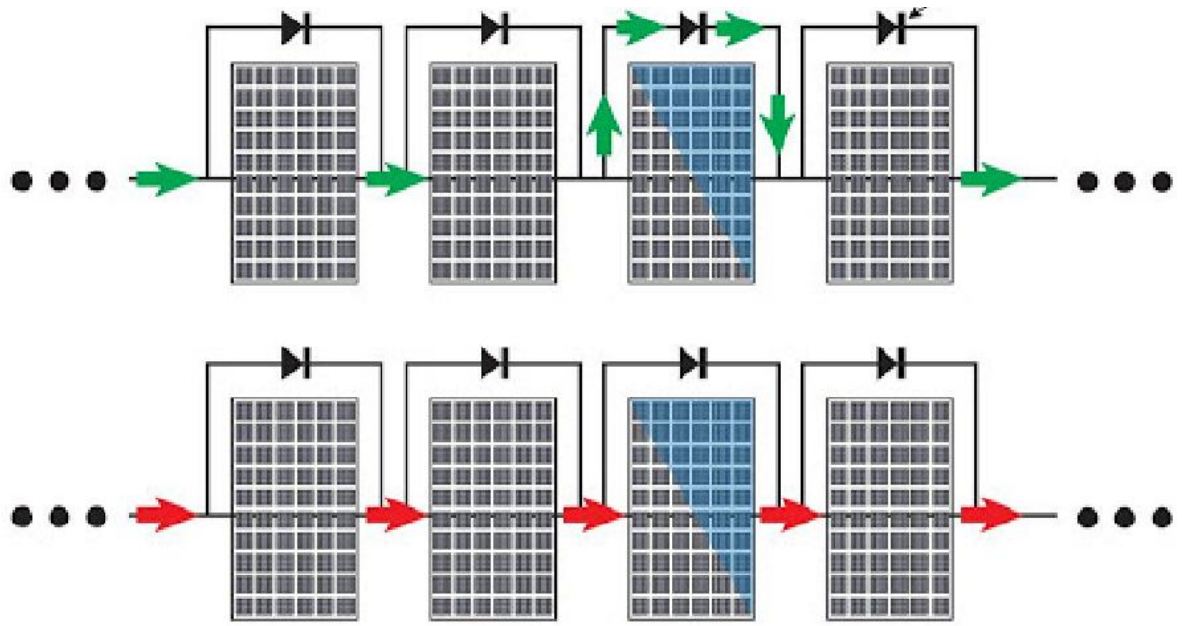


Figure III.5 : Schéma de chaine photovoltaïque.

III.4.4 Groupe PV

La plupart des systèmes photovoltaïques en service sont équipés d'un onduleur central qui convertit le courant produit par plusieurs panneaux. Les gros onduleurs de ce type provoquent une perte de puissance et peuvent être bruyants.

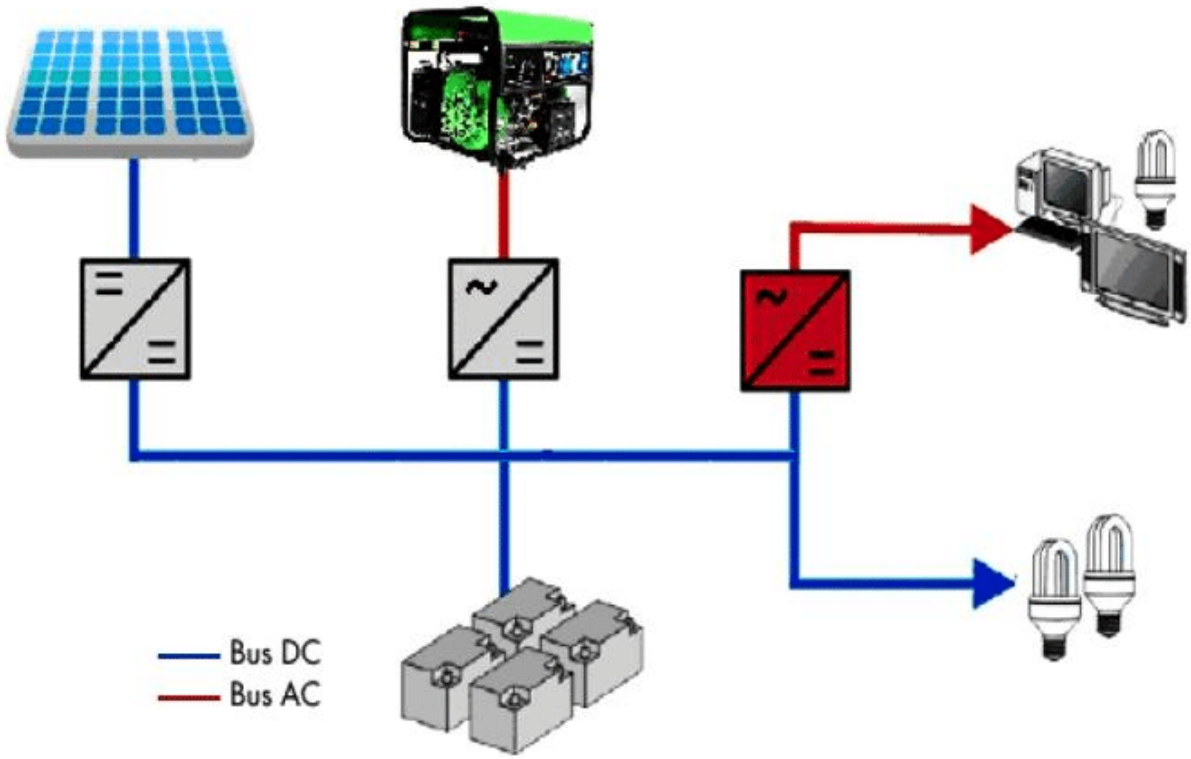


Figure III.6 : Schéma d'un groupe photovoltaïque.

III.4.5 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.

Figure III.7 : Boit de jonction.

III.4.6 Générateur PV /champ PV

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

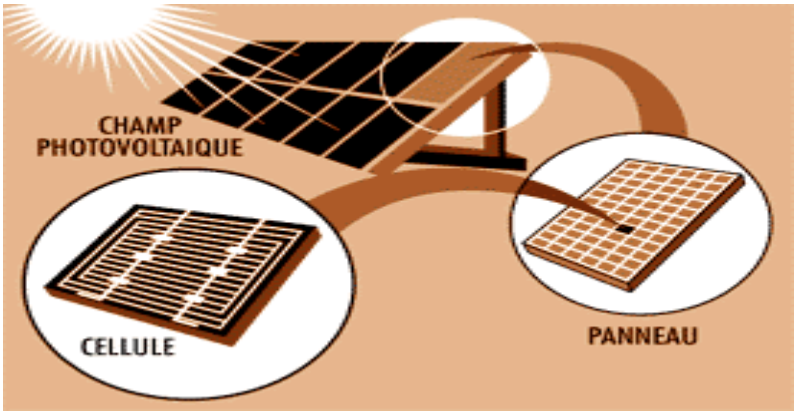


Figure III.8 : Schéma de champ photovoltaïque.

III.4.7 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.

III.4.8 Câble de chaîne PV

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

Figure III.9 : Câble de chaine photovoltaïque.

Tableau III.1 : Tableau des types et sections des câbles PV.

Type de câbles	**Section** (mm^2)	**Courant max admissible (A)**	
		2 câbles sur parois (Ta = 30°C) : I'z	**2 câbles sur parois (Ta = 70°C) : I'z**
Câble PV unipolaire (T_{max}= 90°C)	2,5 4 6 10	33 45 57 79	19 26 33 46
Câble PV Unipolaire (T_{max}=120°C)	2,5 4 6 10	52 69 89 124	30 40 52 72

III.4.9 Câble de groupe PV

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

III.4.10 Câble principal continu PV

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

III.4.11 Equipement de conversion PV

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

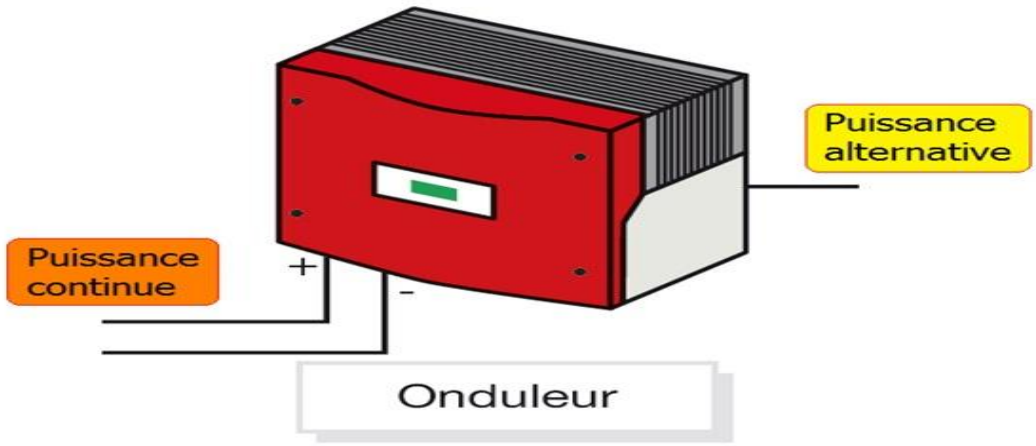


Figure III.10 : Schéma d'un onduleur.

III.4.11.1 Type des onduleurs

A. Onduleur Monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours. **[37].**

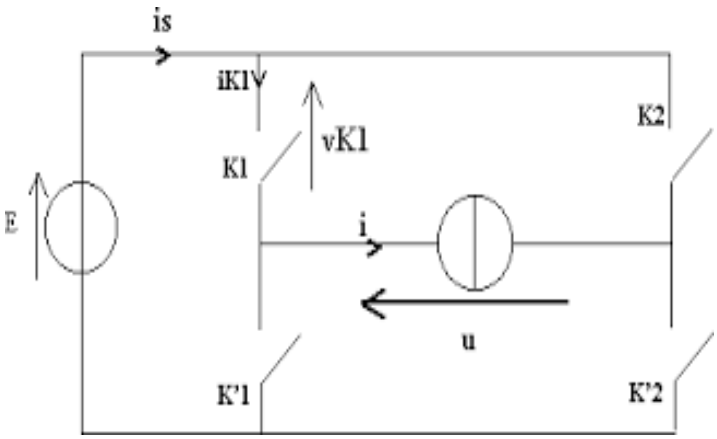


Figure III.11 : Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé.

B. Onduleur triphasé

Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La structure de tel convertisseur se fait par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de 120° degrés, l'une par rapport à l'autre **[37].**

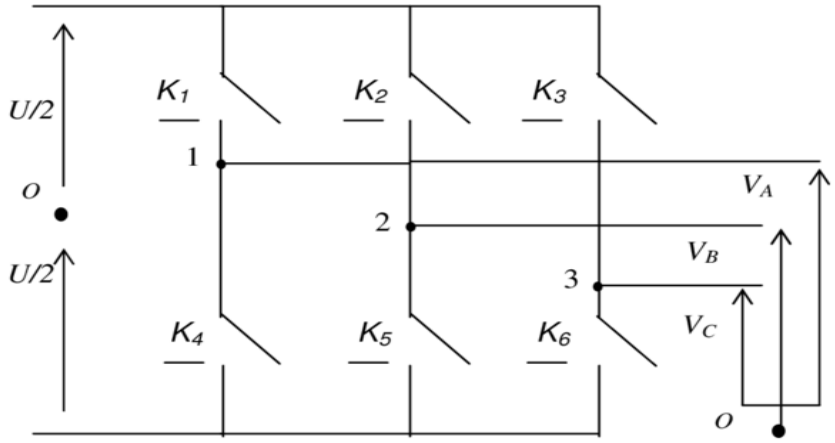


Figure III.12: Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé.

III.4.12 Câble d'alimentation PV

Câble connectant la partie AC de l'installation électrique à l'équipement de conversion PV

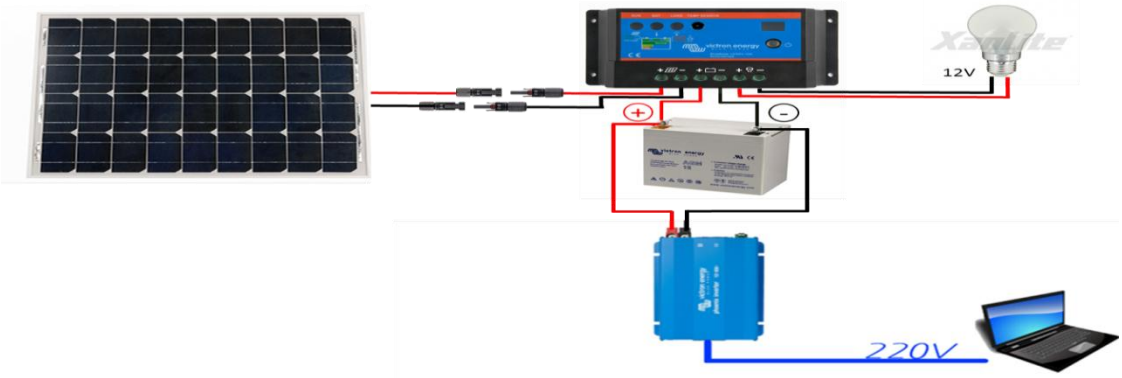


Figure III.13 : Schéma descriptif des câbles PV.

III.4.13 Installation PV

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

Les panneaux solaires sont composés de cellules photovoltaïques, qui transforment les rayons du soleil en électricité. Les particules de lumière, ou photons, heurtent la surface du matériau photovoltaïque disposé en cellules ou en couches minces, puis transfèrent leur énergie aux électrons présents dans le matériau, qui se mettent alors en mouvement dans un sens précis. Un flux électrique est alors généré. Plus la lumière est intense, plus le flux électrique est important.

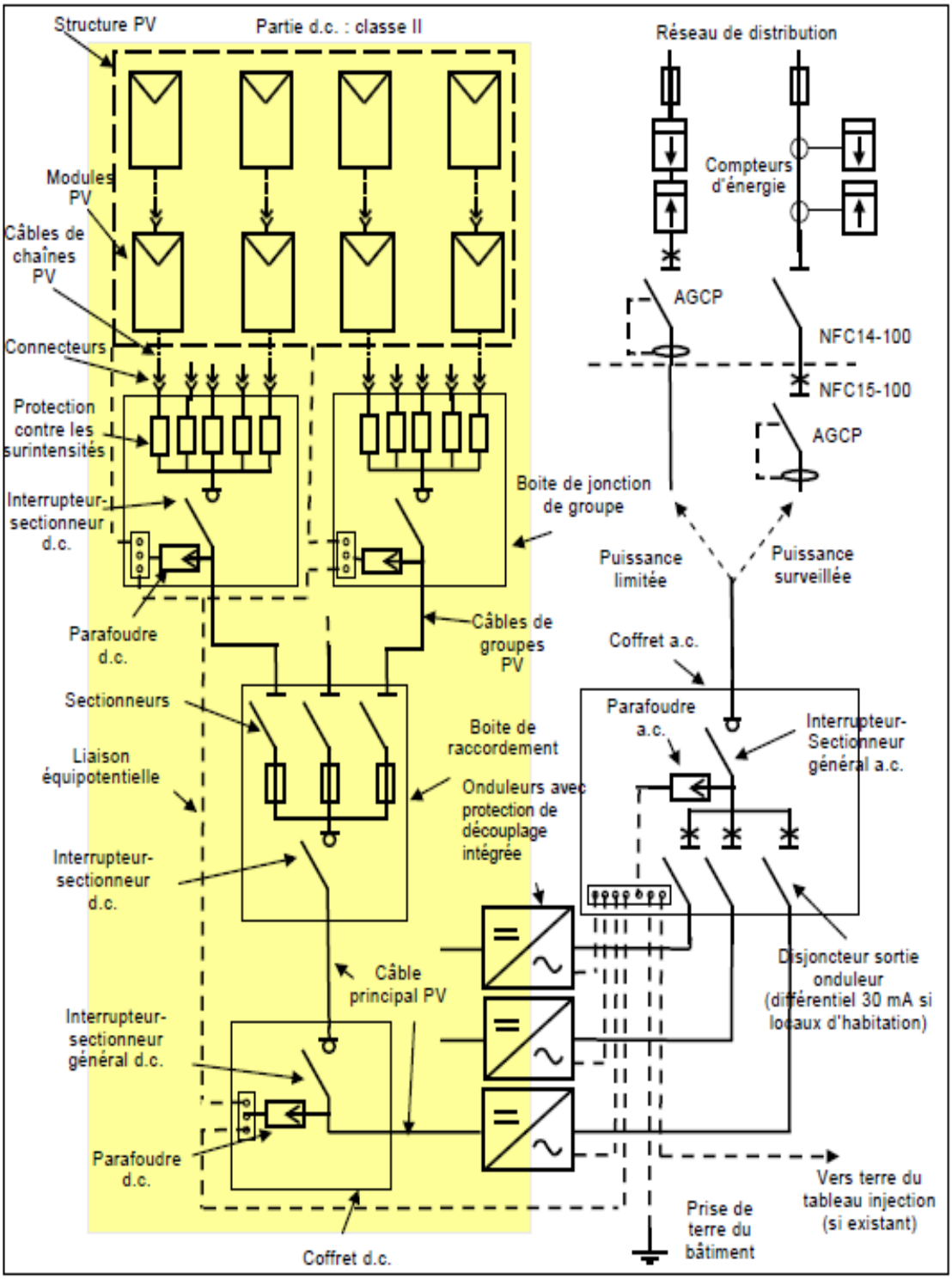


Figure III.14 : Schéma général d'une installation PV.

- Le Schéma montré en Figure III.15 illustre un type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production.

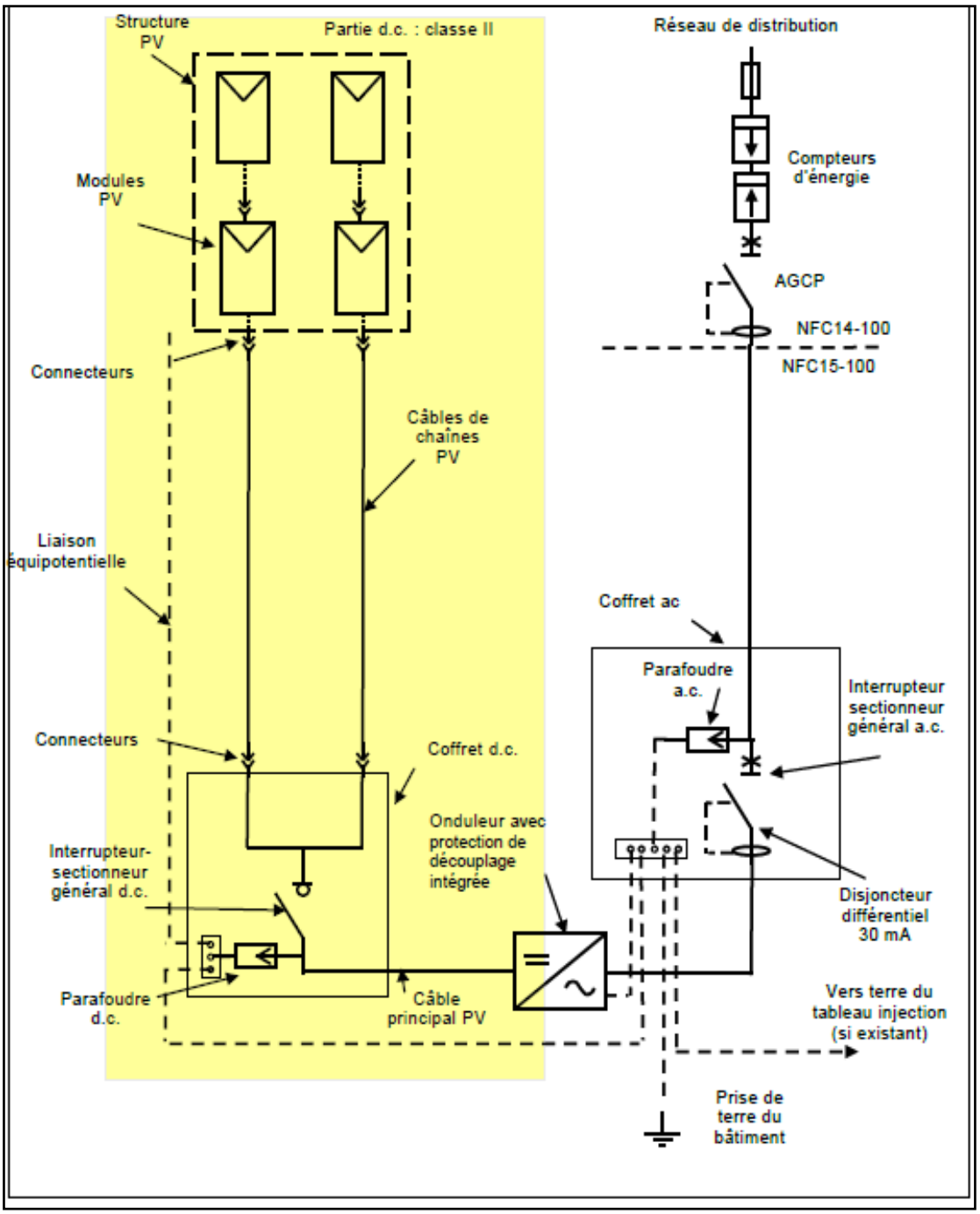


Figure III.15 : Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production.

- Aussi un schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production :

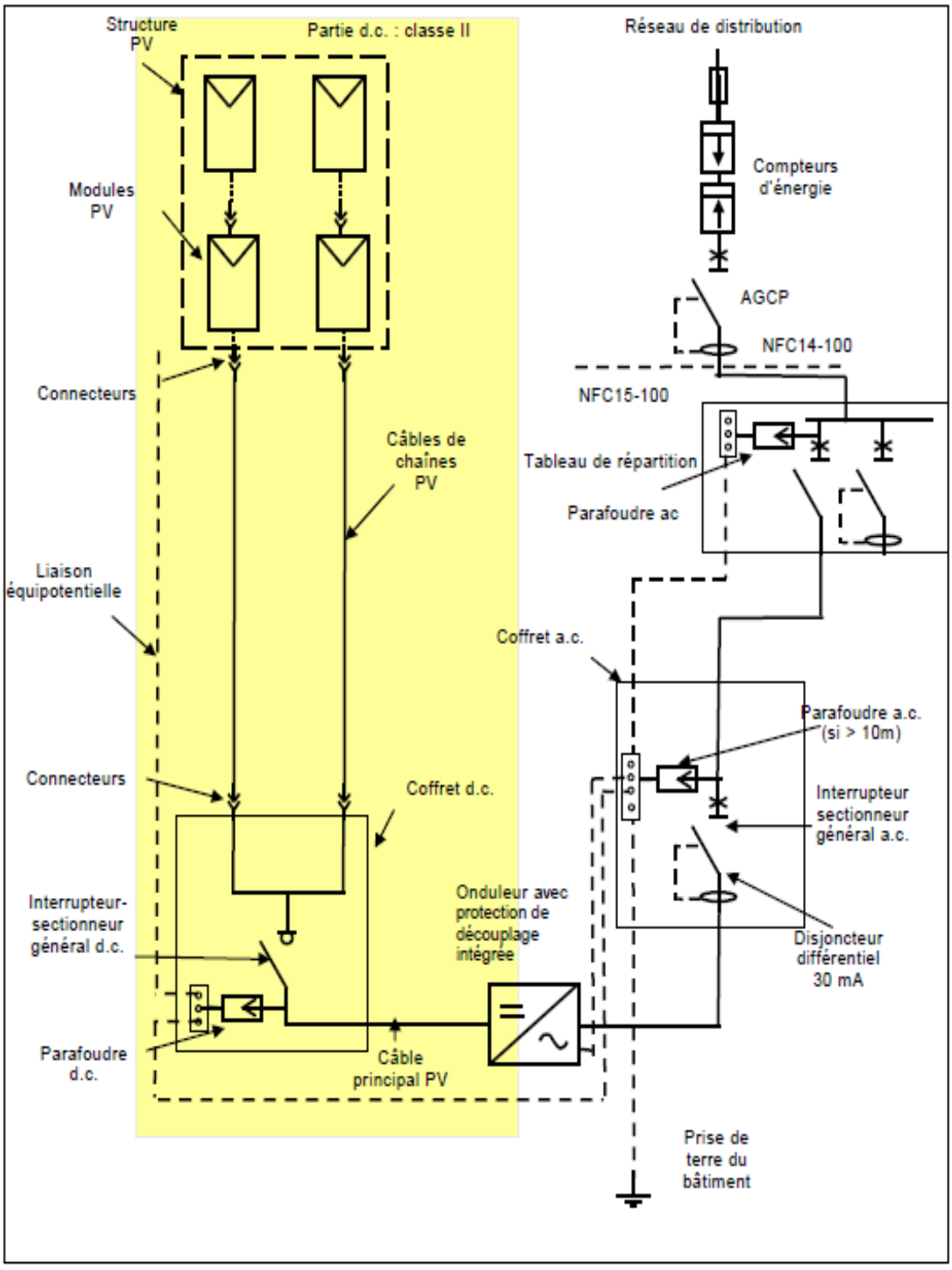


Figure III.16: Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production.

- L'autre cas du schéma type d'une installation PV dans des bâtiments. Noté que les onduleurs peuvent être de type triphasé ou monophasé. Dans ce dernier cas, il convient de répartir la puissance sur les 3 phases.

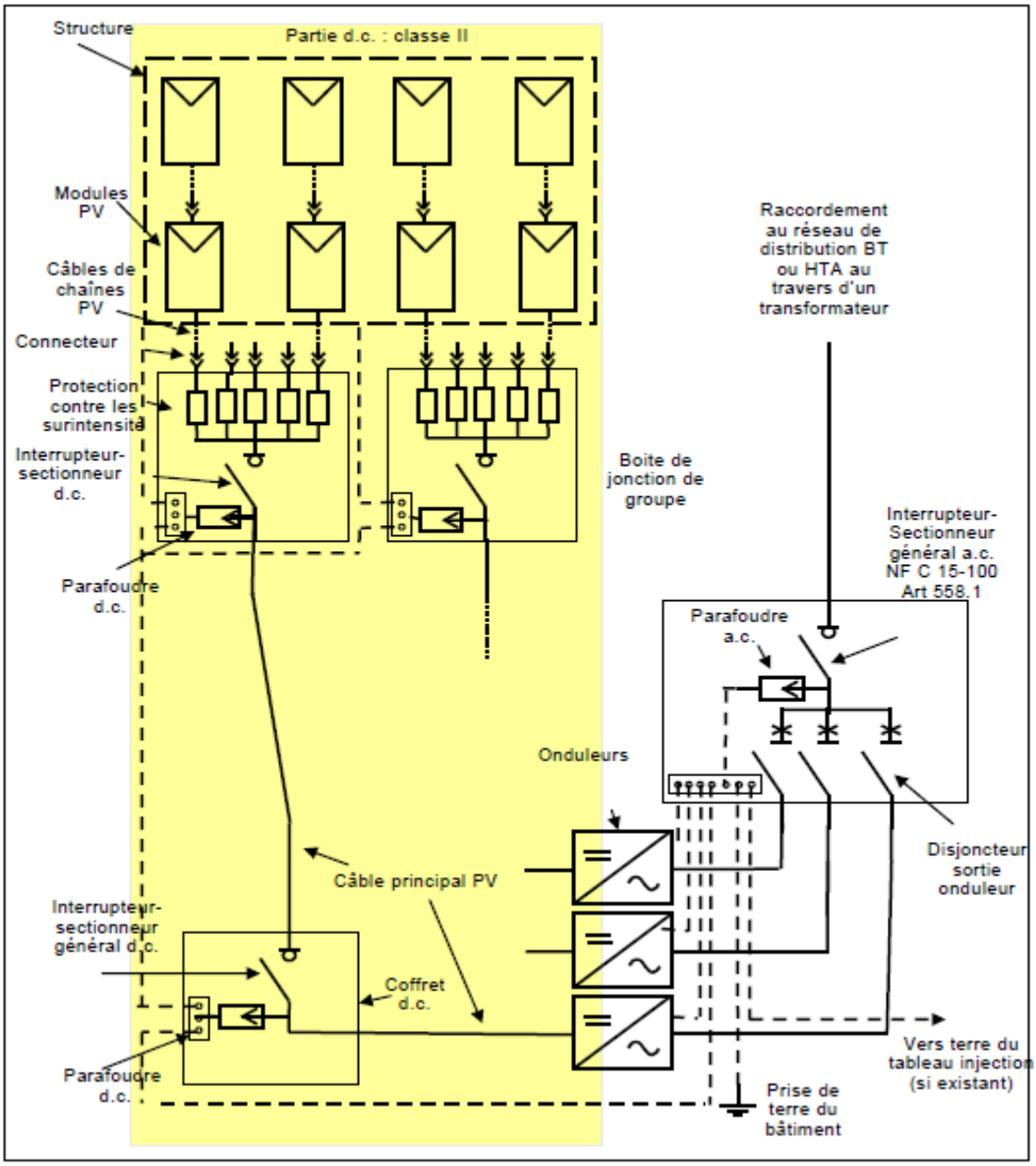


Figure III.17 : Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments.

III.4.14 Conditions d'essai normalisées

Conditions d'essais prescrites dans la NF EN 60904-3 (C 57-323) pour les cellules et les modules PV.

III.4.14.1 La norme STC

Les conditions standards de test définissent la façon dont les modules photovoltaïques sont examinés en laboratoire afin d'en dégager les propriétés électriques. Il s'agit de conditions normalisées qui permettent de comparer des modules entre eux **[38].**

Les conditions STC donnent un certain nombre de conditions de tests dont notamment :

- Niveau d'éclairement du module : Pi=1000 W/m²
- Température des cellules : 25°C
- Coefficient Air Masse = 1.5

III.4.14.2 La norme NOCT

NOCT est l'abréviation de l'anglicisme « Normal Operating Celle Température », qui signifie en français : « Température nominale d'utilisation des cellules ». En effet, les conditions STC imposent un niveau d'éclairement de 1000 W/m² et une température de cellule de 25°C. Or, dans la réalité, les cellules des modules ne fonctionnent pas dans ces conditions **[38].**

Ainsi, la profession a introduit des conditions de test des cellules plus proches de la réalité. Il s'agit des conditions NOCT :

- Niveau d'éclairement : 800 W/m².
- Température extérieure : 20 °C.
- Vitesse du vent : 1 m/s.
- Air Masse : AM =1.5.

III.4.15 Tension en circuit ouvert : u_{oc}STC

Tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes partie courant continu de l'équipement de conversion PV.

III.4.16 Partie courant continu

Partie d'une installation PV située entre les modules PV et les bornes en courant continu de l'équipement de conversion PV.

III.4.17 Partie courant alternatif

Partie à basse tension de l'installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'équipement de conversion.

III.4.18 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Méthode de pilotage interne à un onduleur assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale.

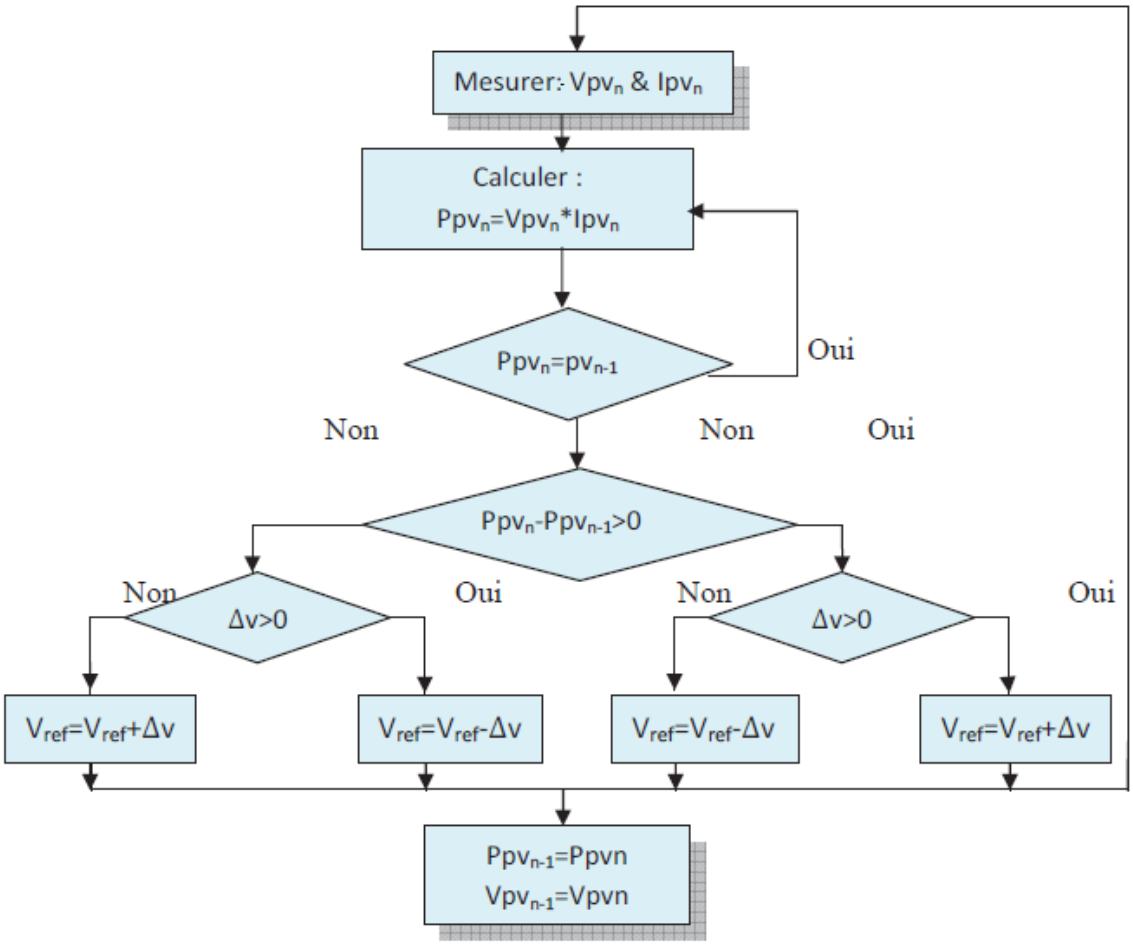


Figure III.18 : Algorithme de MPPT a base de la méthode P&O **[42].**

III.5 Mise à la terre de l'installation

II.5.1 Partie courant continu

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle elle-même reliée à la terre. Ces structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. La mise en œuvre de la mise à la terre des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant **[36].**

III.5.2 Partie courant alternatif

L'ensemble des masses coté AC doit être relié à la terre par un conducteur de protection.

Lorsqu'un transformateur est installé à l'extérieur de l'onduleur (transformateur BT/BT ou HT/BT) une liaison équipotentielle est requise entre ces équipements.

III.5.3 Onduleur

La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de la partie AC.

III.6 Protection contre les chocs électriques

Les matériels PV de la partie courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif **[36].**

III.6.1 Protection contre les contacts directs

Le contact direct est le contact physique entre une personne et un(ou plusieurs) conducteur actif ou des pièces conductrices habituellement sous tension. Généralement, il est un accident dû à la maladresse et ou à l'imprudence des personnes. Dès lors, la totalité du courant traverse le corps humain **[43].**

Le contact direct s'établit lorsque le corps est soumis à une différence de potentiel :

- Entre deux phases.

- Entre une phase et la terre ou une masse métallique, le courant circule de la phase vers la terre.

- Entre le neutre et la terre ou une masse métallique, le courant va s'écouler de la phase vers le neutre.

Afin de se protéger contre les contacts directs, des mesures préventives existent :

- Isolation des parties actives (isolation électrique des câbles).
- Protection par barrières ou enveloppes (coffrets électrique fermes).
- Protection par obstacles ou mise hors de portée (locaux de services accessibles uniquement par des personnes qualifiées).
- Utilisation de la très basse tension de sécurité TBTS. tension inférieure à 50V) **[35].**

Tableau III.2 : Synthèse de la protection contre les contacts directs.

Tension continue **Tension alternative**	U ≤ 30 V U ≤ 12 V	30 < U ≤ 60 12 < U ≤ 25	60 < U ≤ 120 25 < U ≤ 50
TBTS Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Non nécessaire	Nécessaire
TBTP Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Nécessaire	Nécessaire

III.6.2 Protection contre les contacts indirects

La prévention contre les contacts indirects se fait :

- Par l'emploi de matériel électrique classe II (Double isolation).
- Par une séparation électrique.
- Par la mise à la terre des masses métallique.
- Et par le contrôle permanent des courants de fuites via la présence d'un disjoncteur différentiel, qui permet de détecter et ce type de contact et de couper l'installation **[43].**

Coté AC d'une installation photovoltaïque, le schéma de liaison à la terre est généralement de type TT. Dans ce cas, la protection contre les contacts indirects est, entre autres, assurée par des dispositifs différentiels.

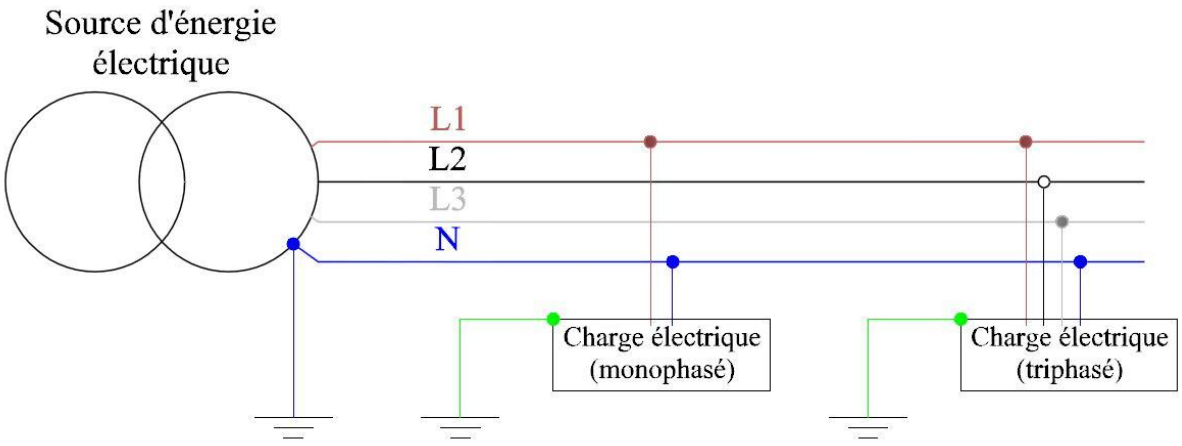


Figure III.19 : Schéma de liaison à la terre de type TT le neutre et la masse sont reliés à la terre.

Dans le cas où une personne viendrait à toucher le boitier (contact indirect), une liaison entre l'enveloppe et la terre s'établit : le courant passe a travers le corps. L'électrisation, voire l'électrocution est probable.

Ainsi, il est préférable de relier la masse des équipements électriques à la terre par un câble de terre. En effet, dans le cas d'un contact indirect, le courant cherchera d'abord à circulera travers le circuit le moins résistif, c'est-à-dire la terre. Mais la terre n'ayant pas une résistance strictement nulle, il y aura toujours un courant qui circulera à travers la personne.

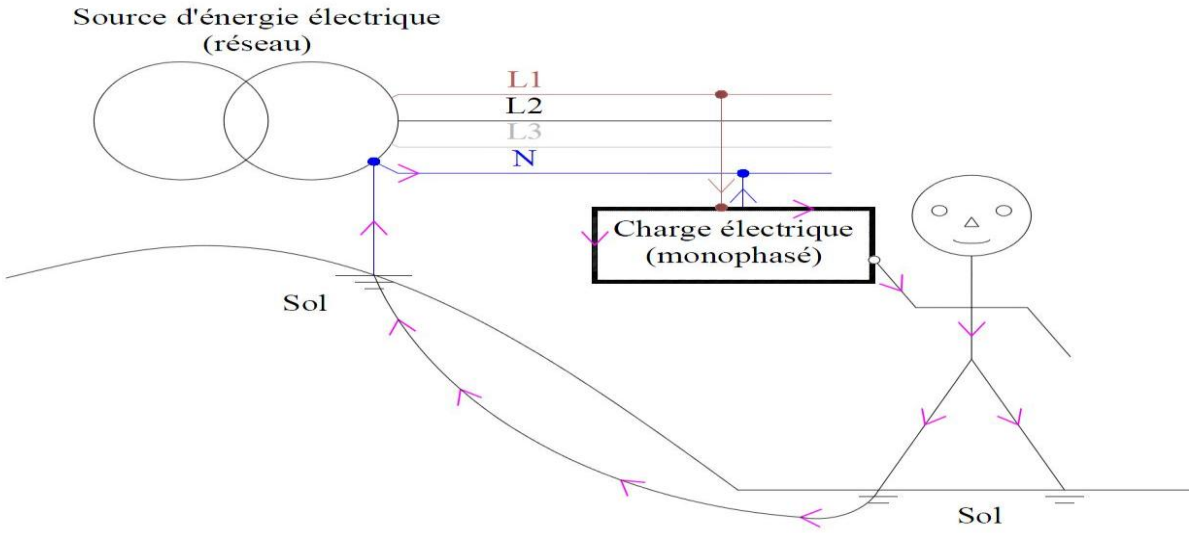


Figure III.20 : Schéma électrique avec neutre relié a la terre et la masse des équipements non reliée à la terre risque d'électrisation.

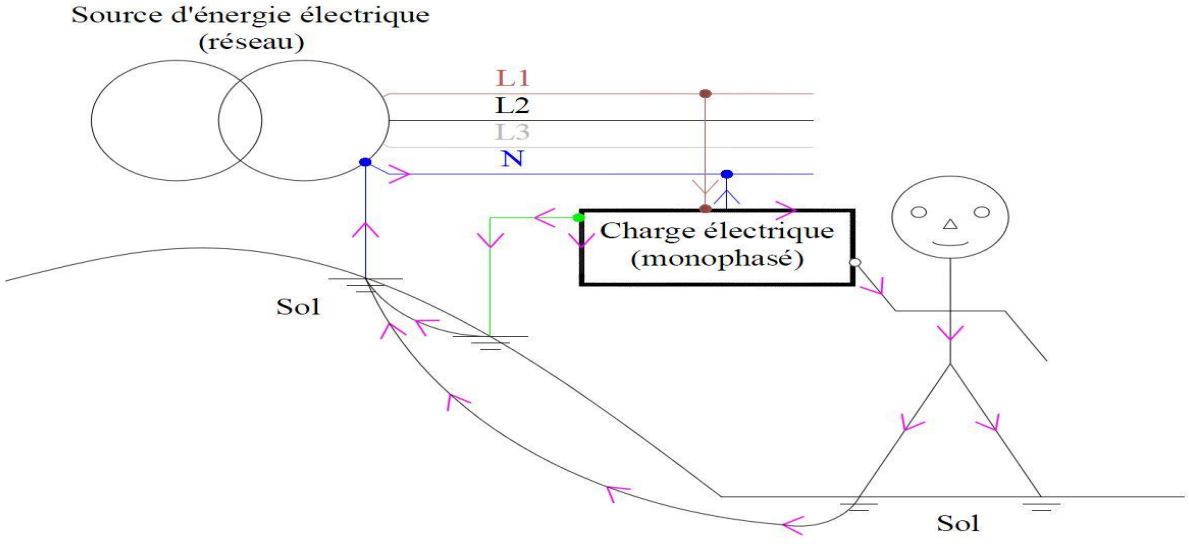


Figure III.21 : Schéma électrique avec neutre relié a la terre et la masse des équipements reliés à la terre.

Par conséquent, la misse à la terre des masses des appareils électrique n'est pas une protection suffisante .On appelle alors « courant de défaut »le courant qui travers la terre , suite à un défaut d'isolation du circuit électrique .

III.6.2.1 Partie courant continu

Pour la partie courant continu (modules PV, boîtes de jonction, câbles de chaînes, câbles de groupes, coffrets ou armoires de regroupement …), la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par au moins une des mesures suivantes :

• Protection par TBTS ou TBTP ;

• Protection par isolation double ou renforcée.

Dans le cas d'installation d'armoires dans un local ou emplacement de service électrique avec accès réservé à du personnel qualifié, cette armoire peut être de classe I.

III.6.2.2 Partie courant alternatif

La protection contre les contacts indirects est assurée par isolation double ou renforcée ou par coupure automatique de l'alimentation, selon l'une des mesures suivantes :

• En schéma TT par coupure au premier défaut.

• En schéma TN par coupure au premier défaut.

• En schéma IT par coupure au second défaut.

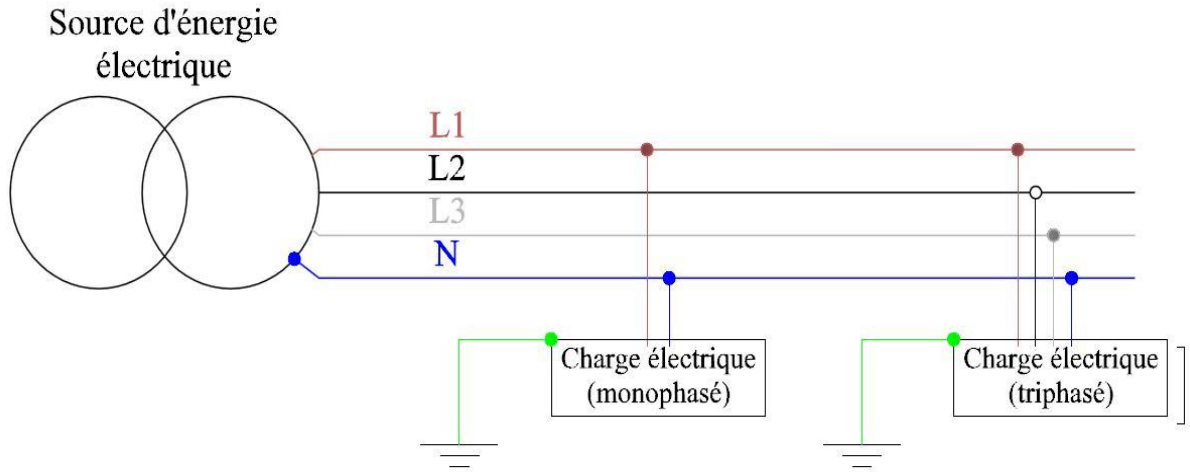


Schéma IT

Figure III.22 : Schéma de liaison à la terre de type IT le neutre et la masse sont reliés à la terre **[35]**

III.7 Protection contre les surintensités

III.7.1 Partie courant continu

III.7.1.1 Protection des modules PV

Dans une installation avec plusieurs chaînes de modules PV en parallèle, les modules doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant prendre naissance dans les chaînes en défaut **[36].**

- Si le générateur PV est constitué d'une chaîne unique, le courant de défaut inverse n'existe pas, et aucun dispositif de protection contre les surintensités n'est exigé.
- Si le générateur PV est constitué de deux chaînes en parallèle, le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à 1,25$I_{sc\ STC}$. Les modules de la chaîne en défaut sont toujours capables de supporter ce courant inverse et aucun dispositif de protection des chaînes contre les surintensités n'est exigé.
- Si le générateur PV est constitué de $N_C$chaînes en parallèle (N_C> 2), le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à (N_C-1) 1,25$I_{sc\ STC}$. Un dispositif de protection des chaînes contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes du générateur $N_C$est supérieur à$N_{C\ max}$ nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

Tableau III.3: Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV.

N_C **Nombre de chaînes du générateur**	**N_P** **Nombre de chaînes par dispositif de protection**	**Courant inverse maximal dans une chaîne**	**Obligation de Protection**	***I*n** **Courant assigné des dispositifs de protection**
1	-	-	NON	-
2	-	1,25 I_{scSTC}		-
$N_C \leq N_{Cmax}$	-	(N_C-1) 1,25 I_{scSTC}		-
$N_C > N_{Cmax}$	1	(N_C-1) 1,25 I_{scSTC}	OUI	1,4 $I_{scSTC} \leq In \leq I_{RM}$
	N_P> 1	(N_C-1) 1,25I_{scSTC}		$In \geq N_P$1,4 $I_{sc\ STC}$ $In \leq I_{RM} - (N_P\text{-}1)$ $I_{sc\ STC}$

III.7.1.2 Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV prend en compte le choix du dispositif de protection des modules PV.

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau III.4.

Tableau III.4: Courants admissibles des câbles de chaînes PV.

N_C **Nombre de chaînes du générateur**	N_P **Nombre de chaînes par dispositif de protection**	**Courant inverse maximal dans un câble de chaîne**	**Avec Protection ?**	***I*n Courant assigné des dispositifs de protection des modules**	I_Z **Courant admissible des câbles de chaînes**
1	-	-	NON	-	$I_Z \geq 1{,}25\ I_{sc\ STC}$
2	-	1,25 $I_{sc\ STC}$		-	$I_Z \geq 1{,}25\ I_{sc\ STC}$
N_C	-	(N_C-1) 1,25 $I_{sc\ STC}$		-	$I_Z \geq$ (N_C-1) 1,25 $I_{sc\ STC}$
N_C	1	(N_C-1) 1,25 $I_{sc\ STC}$	OUI	-	$I_Z \geq I2$ si $N_C < 20$ $I_Z \geq$In si $N_C \geq 20$
	N_C>1	(N_C-1) 1,25 $I_{sc\ STC}$			$I_Z \geq K_P I2$ si N_C/Np < 20 $I_Z \geq K_P$In si N_C/Np ≥20

III.7.1.3 Protection des câbles de groupes PV

Dans une installation avec plusieurs groupes PV en parallèle, les câbles de groupes doivent être protégés contre l'effet de courants inverses dû à un court-circuit dans un groupe.

- Si le générateur PV est constitué de deux groupes en parallèle, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à 1,25 $I_{sc\ STC\_Groupe}$.
- Si le générateur PV est constitué de **Na** groupes en parallèle (**Na** > 2), le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à (Na -1) 1,25 $I_{sc\ STC\_Groupe}$

-Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV sont déterminés à l'aide du tableau ci-dessous :

Tableau III.5 : Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés

Na Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	Avec protection ?	*I*n Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	I_Z Courant admissible des câbles de groupes
1	-	NON	-	$I_Z \geq 1{,}25 I_{sc\ STC\_Groupe}$
2	1,25 $I_{sc\ STC\_Groupe}$		-	$I_Z \geq 1{,}25$ $I_{sc\ STC\_Groupe}$
Na>2	(Na -1) $1{,}25 I_{sc\ STC\_Groupe}$		-	$I_Z \geq$(Na -1) $1{,}25 I_{sc\ STC\_Groupe}$
Na>2	(Na -1) $1{,}25 I_{sc\ STC\_Groupe}$	OUI	$In \geq 1{,}4 I_{scSTC\text{-}Groupe}$	$I_Z \geq I2$

.

III.7.1.4 Protection du câble principal PV

Le câble principal d'un générateur PV doit être dimensionné avec un courant admissible I_z supérieur ou égal à $1{,}25 I_{sc\ STC\_Gen}$.

Note: Calcul de $I_{sc\ STC\_Gen}$.= $N_C I_{sc\ STC}$.

Le choix du courant admissible I_z du câble principal PV doit tenir compte des différents facteurs de correction.

III.7.1.5 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à **la NF EN 60269-1**, soit des disjoncteurs conformes à **la NF EN 60947-2**. Ces dispositifs doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.

Ces dispositifs doivent pouvoir fonctionner pour des applications DC et doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

• la tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension U_{OCMAX} du générateur photovoltaïque ;

• le courant assigné I_n est déterminé en III.7.1.1;

• dans le cas d'utilisation de fusibles, le courant conventionnel de fusion doit être tel que :

$I_{nf} = 1{,}13\ I_n =$ et $I_f = 1{,}45 I_n$;

• Le pouvoir assigné de coupure doit être au moins égal à $1{,}25I_{sc\ STC}$.du générateur photovoltaïque ;

• La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, l'installateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits ;

• Ces dispositifs doivent posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole). Pour les disjoncteurs, l'appareil doit être indépendant du sens de passage du courant.

* **la NF EN 60947-2**

Le présent document est applicable aux disjoncteurs dont les contacts principaux sont destinés à être reliés à des circuits dont la tension assignée ne dépasse pas 1 000 V en courant alternatif ou 1 500 V en courant continu

*** la NF EN 60269-1**

La présente partie de la IEC 60269 est applicable aux fusibles avec éléments de remplacement limiteurs de courant à fusion enfermée et à pouvoir de coupure égal ou supérieur à 6 kA, destinés à assurer la protection des circuits à courant alternatif à fréquence industrielle dont la tension nominale ne dépasse pas 1 000 V, ou des circuits à courant continu dont la tension nominale ne dépasse pas 1 500 V

III.7.2 Partie courant alternatif

III.7.2.1 Protection contre les surcharges

Les circuits AC sont protégés contre les surcharges. Pour chaque onduleur, le courant d'emploi à prendre en compte est le courant maximal donné par le fabricant d'onduleur ou à défaut 1,1 fois son courant nominal.

Le courant assigné du tableau où est raccordée l'installation PV doit prendre en compte le courant d'emploi de l'onduleur.

Le choix du calibre du dispositif de protection doit tenir compte des contraintes particulières telles que, par exemple, montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

III.7.2.2 Protection contre les courts-circuits

En cas de court-circuit au niveau d'un onduleur ou de sa canalisation, l'onduleur est considéré comme la charge et le réseau public comme la source.

Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection des installations raccordées au réseau est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître en provenance du réseau.

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

Dans le cas d'un ensemble onduleur/transformateur, pour la partie d'installation située entre l'onduleur et son transformateur BT/BT ou HT/BT situé à proximité, il n'est pas nécessaire de prévoir de dispositif de protection contre les courts-circuits entre le transformateur et l'onduleur lorsque cette fonction de protection est assurée par la protection du transformateur.

III.8 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- Défaut sur le réseau public de distribution ;
- Disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- Variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur **[36].**

III.9 Chute de tension

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension **[36].**

III.9.1 Installation à courant continu

La chute de tension maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3 % à $I_{mpp\ STC}$(STC : conditions d'essais normalisées).

Le calcul de cette chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

• La résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1{,}25 \times \rho_0$) ;

• La tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension$U_{mpp\ STC}$

• Le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} STC : conditions d'essais normalisées) ;

• La chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur, et on retient le cumul le plus important.

III.9.2 Installation à courant alternatif

Pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur et le point de livraison (NF C 14-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % de façon à limiter d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur, et le réglage de sa protection à maximum de tension.
Pour les installations PV connectées au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/BT, les mêmes recommandations s'appliquent sur la partie basse tension.

***La norme NF C 14-100** est la norme qui est réservée au distributeur d'énergie (Par exemple ENEDIS, anciennement ERDF): de la même façon que la norme NF C 15-100

III.10 Dispositif de sectionnement et de coupure

Lors du choix et de la mise en œuvre des dispositifs de coupure et de sectionnement entre l'installation PV et le réseau public de distribution, ce réseau doit être considéré comme la source et l'installation PV comme la charge.

De même, coté DC. L'onduleur est considéré comme la charge et le champ PV comme la source DC **[36].**

III.10.1 Dispositifs de sectionnement

Pour permettre la maintenance des onduleurs PV, des moyens de sectionnement doivent être prévus par onduleur, à proximité, tant du côté continu que du côté alternatif.

Tous les dispositifs de sectionnement doivent être omnipolaires.

Le dispositif de sectionnement installé côté continu peut ne pas être à ouverture simultanée de chaque polarité.

III.10.2 Dispositifs de coupure d'urgence

Pour permettre les interventions de maintenance au niveau des boites de jonctions équipées de protections, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité en aval de ces protections.

En application des règles du 463 et du 536.3 de la NF C 15-100**[41],** des dispositifs de coupure d'urgence côté DC et côté DC doivent être prévus pour couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques.

Ces dispositifs peuvent être des interrupteurs ou, des disjoncteurs ou, des contacteurs, tel que défini par le tableau 53E de la NF C15-100**[41].** Les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence.

Tout dispositif de coupure d'urgence doit être à coupure omnipolaire et simultanée.

Les commandes des dispositifs de coupure d'urgence côté DC et côté AC doivent être facilement reconnaissables et rapidement accessibles. Les dispositifs de coupure d'urgence ne doivent pas être intégrés à l'onduleur.

III.10.2.1 Partie courant continu

A. Dispositions générales

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Chaque alimentation d'onduleur doit pouvoir être coupée. Dans le cas d'onduleurs à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande séparées.

B. Dispositions particulières aux locaux d'habitation

En cohérence avec les règles du 771.463 de la NF C 15-100**[41],** dans les locaux d'habitations, les dispositifs de coupure d'urgence doivent être à action manuelle directe.

III.10.2.2 Partie courant alternatif

A. Dispositions générales

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

B. Dispositions particulières aux locaux d'habitation

Si le cheminement entre l'onduleur et le réseau traverse la partie habitation, le dispositif de coupure d'urgence de l'installation PV doit être installé, conformément aux articles 771.463 et 771.558 de la NF C 15-100**[41],** dans la partie habitation dans la Gaine Technique Logement si elle existe.

En cohérence avec les règles du 771.463 de la NF C 15-100**[41],** dans les locaux d'habitations, les dispositifs de coupure d'urgence doivent être à action manuelle directe.

III.10.3 Coupure pour intervention des services de secours

Si une coupure est exigée pour permettre l'intervention des services de secours, celle-ci doit répondre aux principes suivants :

• Coupure de l'alimentation de la consommation du bâtiment (Ex. : réseau de distribution publique) ;

• Coupure de la partie AC du ou des onduleurs au plus près du point de livraison ;

• Coupure de la partie DC du ou des onduleurs au plus près des chaînes photovoltaïques ;

III.11 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

Les informations contenues dans ce chapitre traitent de la protection contre les surtensions pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau en complément de la norme NF C 61-740-52et du guide UTE C 15-100**[41].**

***La norme NF C 61-740-52**

La présente norme s'applique aux parafoudres utilisés pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique et contre les surtensions de manœuvre. Ces parafoudres sont destinés à être connectés au réseau de distribution publique ou aux installations électriques fixes basse tension en courant alternatif soit intérieures soit extérieures de tension nominale ne dépassant pas 1 000 V efficace.

III.11.1 Principes de protection

A. Protection par équipotentialité

Un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

B. Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en III.11.2.

III.11.2 Conditions d'installation des parafoudres

A. Condition d'installation de parafoudre côté AC.

Basé sur le guide **UTE C 61-740-52**, la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5.

B. Condition d'installation de parafoudre côté DC

La longueur L est la distance cumulée entre l'onduleur(s) et les points les plus éloignés des modules photovoltaïques constituant la chaîne, en sommant la longueur des parcours conformément aux principes de la Figure III.20.

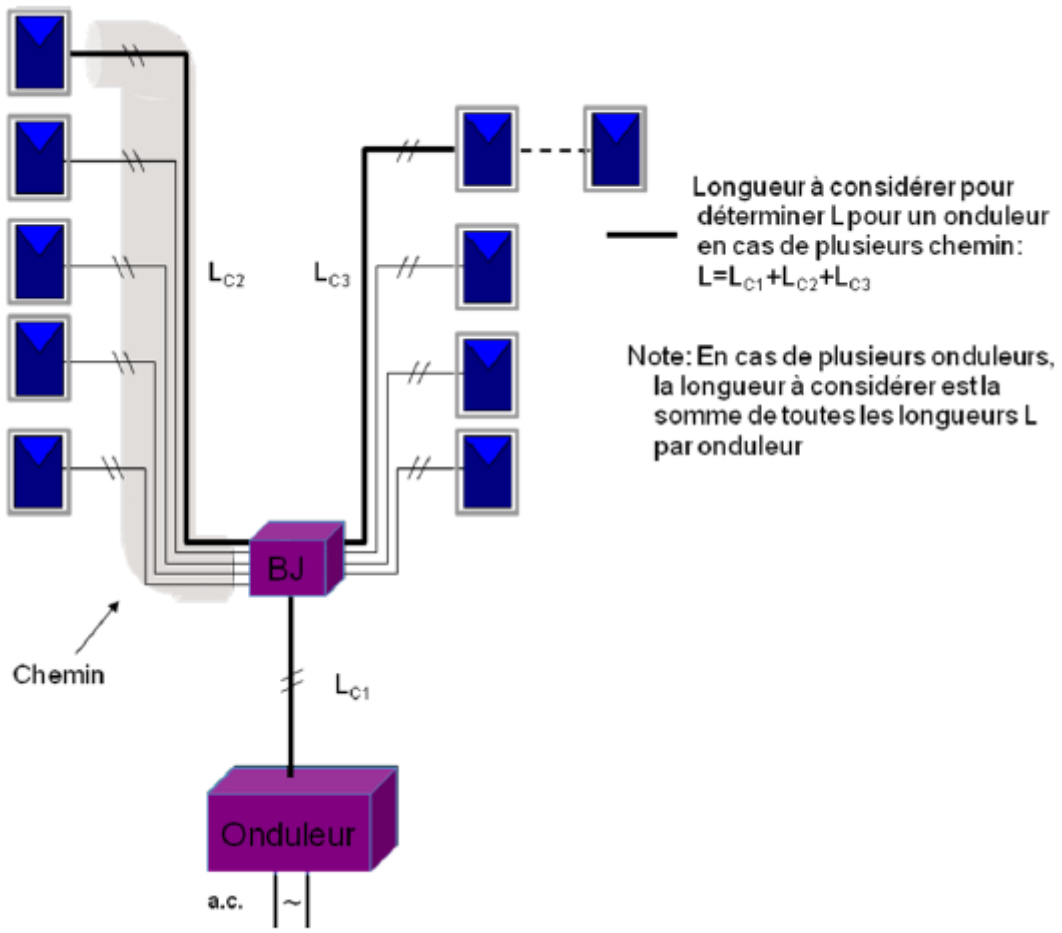


Figure III.23 : Principe de calcul de la longueur « **L** ».

III.11.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

III.11.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté AC.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie AC d'une installation PV raccordée au réseau public de distribution à basse tension, il est toujours installé dans le tableau situé au plus près de l'origine de l'installation dans l'installation. Lorsque ce parafoudre est situé à plus de 10 mètres de l'onduleur un second parafoudre doit être installé à proximité de celui ci.

Le choix et la mise en œuvre sont effectués en suivant les règles énoncées dans les articles 443 et 534 de la NF C 15-100**[41].**

Pour les installations raccordées au réseau HTA, une étude spécifique est à valider avec le distributeur.

III.11.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté DC.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie DC d'une installation PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche de l'onduleur. Lorsque l'une des chaînes est située à plus de 10 m de l'onduleur, un second parafoudre est recommandé à proximité des chaînes.

III.12 Choix et mise en œuvre des matériels

La tension assignée d'emploi de tous les matériels de la partie DC doit être égale ou supérieure à la tension U_{OCMAX}

Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boites de jonction de chaine/de groupe situées dans des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage **[36].**

Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44. Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de (IK07) conformément à la **NF EN 62262** (C 20-015).

***la NF EN 62262**

La présente norme s'applique à la classification des degrés de protection procurés par les enveloppes contre les impacts mécaniques externes pour les matériels électriques de tension assignée inférieure ou égale à 72,5 kV.

III.12.1 Canalisations

A. Choix pour la partie DC

Le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-100 sur la base de câbles à isolation PR.

Les câbles sont au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent.

Les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono conducteurs d'isolement équivalent à la classe II.

B. Mise en œuvre

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément à 529.5 de la NF C15-100**[41].**

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles DC et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

III.12.2 Modules PV

- Les modules PV doivent être conformes aux normes de la série **NF EN 61730**.

Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure ou égale à 120V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes **NF EN 61730**.

***La NF EN 61730**, révisée en 2018, est la norme produit relative à la sûreté de fonctionnement des modules PV. Elle comporte une première partie sur les exigences de construction des modules et une deuxième partie sur la description des essais à mener, dont le séquençage peut être coordonné avec celui de la NF EN 61215

- Les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à **la NF EN 61215**.

***La norme NF EN 61215**, révisée en 2017, est la norme produit relative à la performance des modules PV. Elle est constituée d'une première partie sur les exigences générales à respecter, déclinée en quatre sous-parties sur les exigences particulières relatives aux filières silicium cristallin, CdTe , silicium amorphe et CIS/CIGS, et d'une deuxième partie sur les procédures d'essai. Le principe de l'homologation est de caractériser les modules PV sur le plan électrique, puis de vérifier leurs performances après une série de tests simulant des conditions réelles d'utilisation (UV, chaleur humide, humidité-gel, température, neige, grêle...).

- Les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la NF EN 61646.

*** la NF EN 61646**

La présente Norme internationale donne les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques en couches minces pour application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre

III.12.3 Onduleurs

Le dimensionnement en courant de l'onduleur doit se faire sur la base de $I_{mpp\ STC}$

III.12.4 Appareillages

Tous les appareillages installés dans la partie DC doivent être adaptés au fonctionnement en courant continu, choisis et mis en œuvre selon les instructions du constructeur.

Tous les appareillages installés dans la partie DC doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

• La tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension maximale $U_{oc\ MAX}$ du générateur photovoltaïque ;

• Le courant assigné In doit être au moins égal à $1{,}25 I_{sc\ STC}$ du circuit concerné à l'exception de celui des dispositifs de protections contre les surintensités.

• La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produites, l'utilisateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits.

• Ces dispositifs doivent posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole).

• Les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combiné-fusibles, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B.

• Les caractéristiques des sectionneurs, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20.

• Les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

Dans les locaux d'habitation, l'usage d'appareillage de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

III.12.5 Ensembles d'appareillages

Les parties courant continu et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces deux parties.

Pour la partie DC, il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au 536.2.3 de la NF C15-100**[41].** A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation «ne pas manœuvrer en charge» doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

-Les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation ;

-Les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter : l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la caractéristique de coupure en charge

III.12.6 Connecteurs

Sur la partie DC les connecteurs utilisés doivent être conformes à la **NF EN 50521**. Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et même marque.

La norme NF EN 50521 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs mâle et femelle de type ou marque différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple de connecteurs d'un même fabricant.

Pour la partie DC, les dispositifs de connexion accessibles aux personnes non averties ou non qualifiées ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation.

III.12.7 Parafoudres

A. Choix des parafoudres

Les parafoudres installés sur la partie AC de l'installation PV doivent être conformes à **la NF EN 61643-11.**

Les onduleurs intègrent souvent des dispositifs de protection contre les surtensions. Ces dispositifs sont considérés comme remplissant la fonction parafoudre uniquement s'ils respectent les exigences du guide **UTE C 61-740-51**. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes.

La tension Up des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres.

Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

B. Mise en œuvre des parafoudres

La mise en œuvre des parafoudres AC et DC est effectuée en suivant les règles énoncées dans **la guide UTE C 61-740-52**.

Le raccordement des parafoudres sera effectué au plus court (**Figure III.21**).

Si les parafoudres DC et AC sont dans des coffrets séparés, il est recommandé de minimiser la distance entre ces coffrets.

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6mm² C_u ou équivalent.

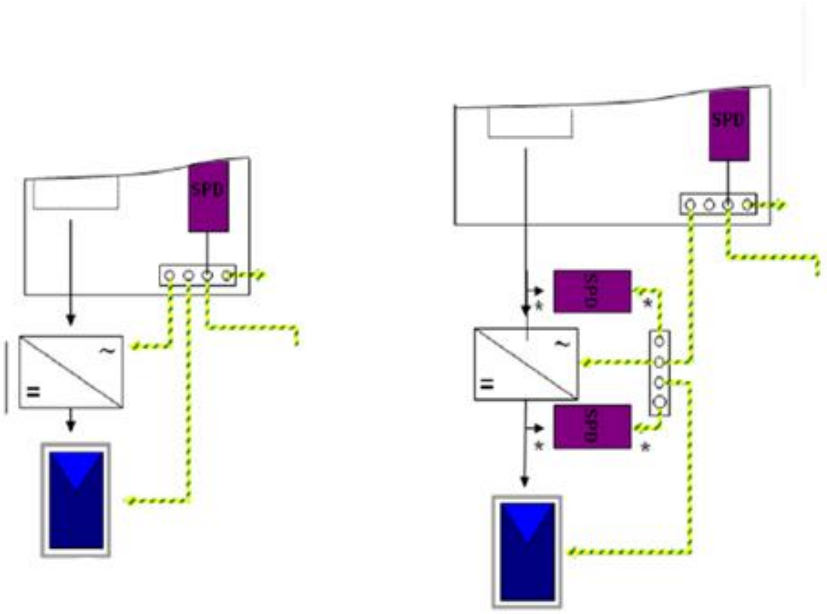


Figure III.24 : Exemple de mise en œuvre de parafoudres coté AC et coté DC de l'onduleur.

III.13 Signalisation

III.13.1 Identification des composants

Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

• Boîtes de jonction ;

• Coffrets DC et AC;

• Câbles DC et AC (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles DC) ;

• Onduleurs ;

• Dispositifs de protection et sectionnement ;

• En amont d'onduleur, sur le coffret DC, une étiquette portant la mention « coupure d'urgence entrée onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;

• En aval d'onduleur, sur le coffret AC, une étiquette portant la mention « coupure d'urgence sortie onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;

• Disjoncteurs de branchement ;

• Dispositifs éventuels de coupure d'urgence.

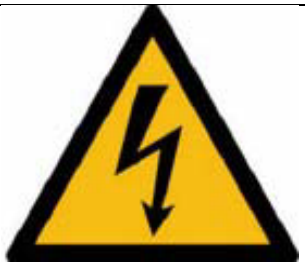
Une étiquette portant la mention « Sectionnement général – Installation photovoltaïque » doit être apposée à proximité de l'Interrupteur-Sectionneur général AC placé en tête de l'installation photovoltaïque.

III.13.2 Etiquetage

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants du réseau public de distribution, services de secours,…), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.

III.13.2.1 Etiquetage sur la partie DC

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations DC devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement de l'onduleur coté continu.

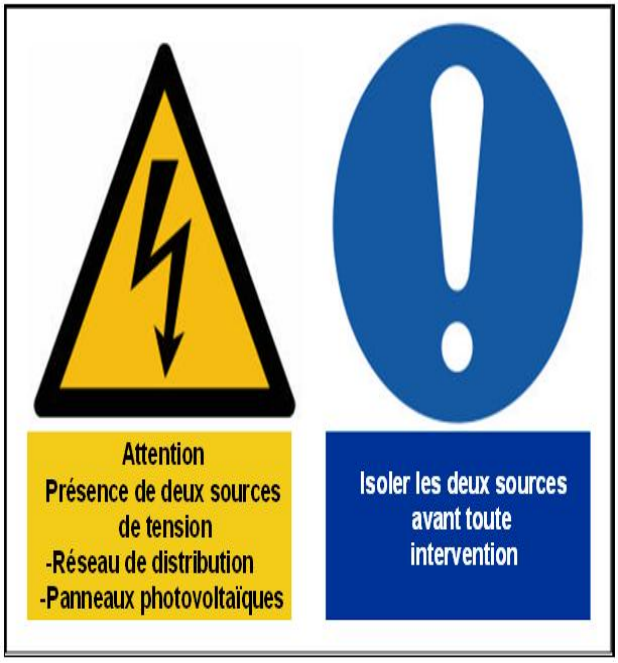
Etiquettes	Désignations
 ATTENTION: Câbles courant continu sous tension	**Etiquette portant la mention** **« Attention, câbles courant continu sous tension »** -Sur la face avant des boites de jonction - Sur la face avant des coffrets d.c. - Sur les extrémités des canalisations d.c. à minima
 Ne pas manœuvrer en charge	**Etiquette portant la mention** **« Ne pas manœuvrer en charge »** - A l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets DC. -A proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables.

III 13.2.2 Etiquetage sur la partie AC

Etiquettes	Désignations
 Production Photovoltaïque Coupure réseau de distribution Coupure photovoltaïque	**Cas de la vente de la totalité** -Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en soutirage : AGCP (puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (puissance surveillée). -Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en injection : AGCP (puissance limitée) ou l'interrupteur-sectionneur (puissance surveillée).
 Coupure réseau de distribution et photovoltaïque	**Cas de la vente du surplus** -Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession : AGCP (si puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (si puissance surveillée).

III.13.2.3 Etiquetage sur l'onduleur

Tous les onduleurs doivent porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention, il y a lieu d'isoler les 2 sources de tension.

	**Etiquette Onduleur**

III.14 Conclusion

Les décisions formelles ou les accords de la CEI sur les questions techniques reflètent autant que possible une présence internationale où un consensus est atteint sur les sujets pertinents par ce que chaque comité technique est représenté par tous les comités nationaux indépendants et pertinents circonscription électorale et tous les efforts raisonnables sont modifiés pour s'assurer que Le contenu technique de la CEI devrait être.

CHAPITRE IV

La norme IEEE

IV.1 Introduction

Les documents sur les normes de l'IEEE sont élaborés au sein des comités techniques des sociétés de l'IEEE et des comités de coordination des normes du Conseil des normes de l'IEEE. Les membres des comités servent volontairement et sans rémunération. Ils ne sont pas nécessairement membres de l'Institut.

Les normes élaborées au sein de l'IEEE représentent un consensus de la vaste expertise sur le sujet au sein de l'Institut ainsi que les activités en dehors de l'IEEE qui ont exprimé un intérêt à participer à l'élaboration de la norme.

Les choix et les procédures énoncés dans la recommandation sont soumis à d'autres tests et procédures entre le producteur et l'acheteur **[46].**

IV.2 Définition de Norme IEEE

Est la plus grande association professionnelle technique au monde dédiée à l'innovation technologique et au profit de l'humanité. Cette association regroupe des milliers de Professionnels et de membres dans les domaines de l'ingénierie électrique, de la télécommunication et de la production d'énergie dans l'objectif de transmettre leur connaissance à travers le monde. Avec plus de **1000** normes actives, l'IEEE est la principale source de normes pour une multitude de technologies émergentes.

Les normes IEEE standards association couvrent des secteurs tels que l'aérospatiale, l'électronique, l'énergie et le gouvernement qui permettent d'assurer une plus grande présence sur le marché, d'assurer l'interopérabilité et de développer des produits de qualité **[47].**

IV.2.1 La normes IEEE-928

Ce critère recommandé s'applique à tous les systèmes électriques photovoltaïques terrestres, peu importe leur taille ou leur application. Il fournit une base pour le développement d'autres normes de performance des systèmes solaires photovoltaïques terrestres auxiliaires **[48].**

IV.2.1.1 Critères pour les exigences de conception du système

Les exigences de conception du système concernent les caractéristiques de la conception nécessaires pour le rendre qualifié ou adapté à l'utilisation souhaitée **[49].**

IV.2.1.2 Conception globale du système

La fonction globale que doit remplir un système solaire photovoltaïque est de convertir l'énergie solaire incidente en électricité ou en électricité et énergie thermique compatible avec les charges prévues. Les charges vues par le système peuvent être uniquement sur site, uniquement hors site, ou une combinaison des deux. Le système doit être conçu pour pouvoir résister à l'environnement local et il doit être sûr et facile à entretenir. Le système, à son tour, est composé d'un certain nombre de sous-systèmes interconnectés. Le système global doit être conçu pour être compatible à la fois avec les caractéristiques disponibles de l'énergie solaire et charges hors site. Toutes les interfaces entre les sous-systèmes du système photovoltaïque doivent être spécifiées pour offrir une compatibilité opération **[48].**

IV.2.1.3 Conception du sous-système

Les exigences de conception des sous-systèmes sont nécessaires pour garantir la compatibilité aux interfaces du système et des sous-systèmes.

Typique les sous-systèmes et interfaces sont les suivants:**[48]**

- Conditionnement de puissance.
- Surveillance et contrôle du système.
- Stockage électrique.
- Thermique.
- Source d'alimentation auxiliaire.
- Champ de champ / conditionnement de puissance.
- Climatisation / stockage électrique.
- Conditionnement de puissance / sources d'alimentation auxiliaires.
- Surveillance et contrôle du système / tous les autres.
- Zone du champ / thermique.
- Insolation.
- Conditionnement de puissance / charges DC.
- Système PV / utilité.
- Mise à la terre.

IV.2.1.4 Critères pour les exigences de performances du système

Les performances du système peuvent être évaluées en fonction d'un certain nombre d'attributs, comme décrit dans les paragraphes suivants **[48].**

IV.2.1.5 Électrique

Les performances électriques du système incluent les paramètres suivants **[48].**

IV.2.1.6 Tension

La tension alternative est caractérisée par la valeur quadratique moyenne, le nombre de phases, la régulation, la fréquence, contenu harmonique et autres distorsions. La tension continue est caractérisée par une amplitude moyenne, une amplitude d'ondulation et fréquence et régulation **[48].**

IV.2.1.7 Courant

Le courant alternatif est caractérisé par la valeur RMS, le nombre de phases, la régulation, la fréquence, harmonique et d'autres distorsions. Le courant continu est caractérisé par l'amplitude moyenne, l'amplitude des ondulations et fréquence et régulation **[47].**

IV.2.1.8. Puissance (réelle)

La puissance alternative réelle par phase à n'importe quelle fréquence est définie comme :

$$P = VI\cos\vartheta \qquad \textbf{(IV.1)}$$

Où

V et **I** : Valeurs efficaces de tension et de courant.

ϑ : Angle de phase électrique entre tension et courant.

Si la puissance est continue, elle est définie comme

V et **I** produit **[46].**

IV.2.1.9 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini comme la puissance réelle divisée par le produit de la tension efficace et du courant **[48].**

IV.2.1.10 Énergie

L'énergie est l'intégrale temporelle du pouvoir (réel) **[48].**

IV.2.1.11 Fiabilité

La fiabilité du système peut être caractérisée par la capacité du système à fonctionner de manière à satisfaire son et les charges thermiques de la manière spécifiée sur une période de temps stipulée dans l'environnement où le système est situé **[48].**

IV.2.1.12 Sécurité

La sécurité du système peut être caractérisée par sa capacité à fonctionner de manière à éviter les blessures accidentelles résultat d'événements normaux ou anormaux **[48].**

IV.2.1.13 Test du système

Les tests du système vérifient la qualification ou l'adéquation pour faire le travail prévu. Plusieurs types différents de programmes de test sont possible; celles qui dépendent du type d'application envisagée **[48].**

IV.2.1.14 Qualification

La qualité d'une conception de système pour exécuter une fonction donnée peut être établie par des tests de qualité de l'ensemble système si possible ou de chaque sous-système suivi d'une analyse approfondie des performances du système comprenant les sous-systèmes de qualité. Un sous-système donné peut être testé pour établir la qualité du type générique qu'il représente. Une fois que les tests de qualité ont été réussis, d'autres tests sur le sous-système sont inutiles à moins que la conception, le matériau ou le procédé de fabrication soit modifié **[48].**

IV.3 Définition de la norme IEEE 929

Cette révision d'IEEE STD 929 est en réponse à la maturation de l'industrie photovoltaïque. Cette maturation a identifié le besoin critique d'avoir l'interconnexion des systèmes photovoltaïques (PV) au réseau de distribution couvert par un document complet qui comprend des recommandations spécifiques plutôt que des directives générales. Le but de ce document est de définir les exigences techniques de l'interconnexion des systèmes photovoltaïques dans un d'interconnexion technique des systèmes photovoltaïques par les services publics **[49].**

IV.3.1 Onduleur

Équipement qui convertit le courant continu (DC) en courant alternatif (AC).Tout convertisseur de puissance statique (SPC) avec des fonctions de contrôle, de protection et de filtrage utilisées pour interfacer une source d'énergie électrique avec un réseau électrique, convertisseur de puissance statique (SPC), sous-systèmes de conditionnement de puissance, puissance systèmes de conversion, convertisseurs à semi-conducteurs ou unités de conditionnement de puissance**[49].**

IV.3.2 Onduleur non insulaire

Un onduleur qui cessera d'alimenter la ligne de service public en dix cycles ou moins lorsque soumis à une charge insulaire typique dans laquelle l'une des conditions suivantes est vraie **:**

A- Il y a au moins un décalage de 50% entre la charge de puissance réelle et la sortie de l'onduleur (c'est-à-dire que la charge de puissance réelle est < 50% ou> 150% de la puissance de sortie de l'onduleur).

B- Le facteur de puissance à charge insérée est < 0,95 (avance ou retard). Si la correspondance entre la génération de puissance réelle et la charge se situe à moins de 50% et que le facteur de puissance de charge en îlot est> 0,95, alors un onduleur non insulaire cessera d'alimenter la ligne de service public dans les 2 s chaque fois que la ligne connectée facteur de qualité de 2,5 ou moins **[49].**

IV.3.3 Point de couplage commun (PCC)

Le point auquel le service public d'électricité et l'interface client se produit en règle générale, ce point est le côté client du compteur de revenus des services publics **[50].**

IV.3.4 Facteur de qualité

Une deux fois le rapport entre l'énergie maximale stockée et l'énergie dissipée par cycle à fréquence donnée **[49].**

$$Q = R\sqrt{\frac{C}{L}} \qquad \textbf{(IV.2)}$$

Où

Q : Facteur de qualité.

R : Résistance à la charge effective.

C : Capacité de charge effective (y compris les condensateurs shunt).

L : Inductance de charge effective.

Ou, sur un système d'alimentation, où la vraie puissance, P, et des pouvoirs réactifs q L, pour la charge inductive, et **P q C** pour la charge capacitive, sont connu comme :

$$Q = \left(\frac{1}{P}\right)\sqrt{P_{ql}} * \sqrt{P_{qc}} \qquad \textbf{(IV.3)}$$

Q : Facteur de qualité.

P : Vrai pouvoir.

$\boldsymbol{P_{ql}}$: Charge inductive.

$\boldsymbol{P_{qc}}$: Charge capacitive.

IV.3.5 Fréquence de résonance

La fréquence, à laquelle une résonance résistive-inductive-capacitive parallèle (RLC) la charge a un facteur de puissance unitaire **[49].**

$$F = \frac{1}{(2\pi\sqrt{C * L})} \quad \textbf{(IV.4)}$$

Où

F : Fréquence de résonance.

C : Capacité de charge effective (y compris les condensateurs shunt).

L : Inductance de charge effective.

De plus, la fréquence à laquelle les puissances réactives **P q L** et **Q c** sont égaux, et donc la charge **RLC** parallèle semble équivalent à la résistance de charge uniquement.

IV.3.6 Interrupteur de déconnexion de l'interface utilitaire

Un commutateur qui peut être requis à l'interface entre le système photovoltaïque (PV) et le système de services publics. Cette terminologie est utilisée pour distinguer ce commutateur des autres qui peuvent être installés pour d'autres raisons, par exemple pour satisfaire aux exigences de la code, notionnel électrique **[49].**

IV.3.7 Qualité de l'alimentation

La qualité de l'énergie fournie par le système PV pour les charges AC sur site et pour la livraison aux interconnectés l'utilité est régie par des pratiques et des normes traitant de la tension de la fréquence et de la distorsion. Tout écart par rapport à ces normes représente des conditions hors limites et peut nécessiter l'arrêt de l'onduleur pour dynamiser la ligne de services publics. Pour les systèmes intermédiaires et de grande taille, l'utilitaire interconnecté peut préférer avoir le PV reste connecté pendant certaines excursions de tension ou de fréquence pour aider à traverser les perturbations.

Tous les paramètres de qualité de l'énergie (c'est-à-dire la tension, la fréquence, la distorsion) sont spécifiés au point commun couplage (PCC) sauf indication contraire dans cette pratique recommandée un der writers laboratoires a préparé UL 1741-1999 spécialement pour les onduleurs PV et les contrôleurs de charge PV **[49].**

IV.3.8 Plage de fonctionnement en tension normale

Les systèmes PV interconnectés aux services publics ne régulent pas la tension, ils injectent du courant dans le service public par conséquent, la plage de fonctionnement de tension pour les onduleurs PV est sélectionnée comme fonction de protection qui répond à une utilité anormale conditions, pas comme une fonction de régulation de tension.

De toute évidence, une grande quantité de cette injection de courant peut avoir un impact sur la tension du secteur, la plage d'injection reste de courant PV sur une ligne de service public reste inférieure à la charge sur cette ligne, la tension du service publiques dispositifs de régulation continueront de fonctionner normalement.

Si l'injection de courant PV sur une ligne de service dépasse la charge sur cette ligne, une action corrective est nécessaire, car les dispositifs de régulation de tension n'ont normalement pas capacité de détection de courant directionnel **[49].**

IV.3.9 Petits systèmes (<10 kW)

Les petits systèmes photovoltaïques devraient pouvoir fonctionner dans les limites normalement rencontrées sur les réseaux publics lignes de distribution. Il est dans l'intérêt à la fois du service public interconnecté et du propriétaire du système photovoltaïque que le la fenêtre de fonctionnement doit être sélectionnée de manière à minimiser les déclenchements intempestifs. La fenêtre d'exploitation de ces les petits systèmes photovoltaïques est de 106–132 V sur une base de 120 V, soit 88–110% de la tension nominale.

Cette gamme se traduit par points de déclenchement à 105 V et à 133 V. Dans la pratique, le point de déclenchement 133 V est lié à la tension PCC, qui n'est pas nécessairement la borne de tension d'un onduleur. Si l'installation de l'onduleur est électriquement suffisamment proche du PCC pour permettre une tension négligeable différence entre l'onduleur et le PCC, le point de déclenchement 133V s'appliquera aux bornes de l'onduleur comme ainsi que le PCC. Cependant, certains systèmes peuvent avoir des restrictions d'installation qui ne permettent pas une tension négligeable différence entre l'onduleur et le PCC.

Dans de tels cas la recommandation dans cette section est que l'onduleur arrête d'alimenter les lignes électriques chaque fois que la tension CCP s'écarte de la plage de fonctionnement de 106 à 132 volts **[49].**

IV.3.10 Systèmes intermédiaires

Les installations peuvent avoir des plages de tension de fonctionnement peuvent avoir des plages de tension de fonctionnement spécifiques pour les systèmes PV intermédiaires et de grande taille et peuvent nécessiter réglages de tension de fonctionnement réglables pour ces grands systèmes. En l'absence de telles exigences, les principes de fonctionnement entre 88% et 110% de la tension d'interconnexion appropriée devrait être suivi **[49].**

IV.3.11 Tension clignotante

La question de savoir si une quantité et une fréquence particulières de scintillement de tension sont des problèmes est très subjective. Le sujet a été documenté dans plusieurs études dans le passé, dont une par le New En gland Electric Power Service. Cette exigence est nécessaire pour minimiser les effets de tension négatifs pour les autres clients sur le réseau **[48].**

IV.3.12 Fréquence

Le service public contrôle la fréquence du système et le système PV doit fonctionner en synchronisme avec le service public petit. Les systèmes photovoltaïques installés en Amérique du Nord devraient avoir une plage de fréquences de fonctionnement fixe de 59,3–60,5 Hz. Les systèmes installé dans un autre pays doit suivre les normes de fréquence d'exploitation de ce pays. Les petits réseaux de distribution isolés, comme on les rencontre souvent sur les îles et dans les régions éloignées, peuvent nécessiter fenêtres de fréquences pour les petits systèmes en raison des écarts de fréquence prévalent en dehors des spécifications ci-dessus fenêtre. Les services publics peuvent nécessiter des paramètres de fréquence de fonctionnement réglables pour les systèmes intermédiaires et de grande taille **[49].**

IV.3.13 Distorsion de forme d'onde

La sortie du système PV doit avoir de faibles niveaux de distorsion de courant pour garantir qu'aucun effet négatif ne soit causé d'autres équipements connectés au système de distribution. La sortie électrique du système PV au PCC doit être conforme conformément à l'article 10 de la norme IEEE Std 519-1992 et doit être utilisé pour définir les niveaux de distorsion acceptables pour systèmes PV connectés à un service public.

Les principales exigences de cette clause sont résumées ci-dessous:

- La distorsion totale du courant harmonique doit être inférieure à 5% du courant de fréquence fondamentale à la puissance nominale sortie onduleur.

- Chaque harmonique individuelle doit être limitée aux pourcentages indiqués dans le tableau IV.1.

Les limites du Tableau (**IV.1)** un pourcentage du courant de fréquence fondamental à la sortie complète du système. Même les harmoniques dans ces les plages doivent être **<25%** des limites harmoniques impaires énumérées **[49].**

Tableau IV.1 : Limites de distorsion recommandées dans **IEEE Std 519-1992** pour convertisseurs à six impulsions.

Harmoniques impaires	**Limite de distorsion**
$3^{rd} - 9^{th}$	<4.0%
$11^{th} - 15^{th}$	<2.0%
$17^{th} - 21^{st}$	<1.5%
$23^{rd} - 33^{rd}$	<0.6%
Au-dessus de 33^{rd}	<0.3%

IV.3.1 Facteur de puissance

Le système PV doit fonctionner avec un facteur de puissance> 0,85 (retardé ou avancé) lorsque la sortie est> 10% de la valeur nominale. La plupart des onduleurs photovoltaïques conçus pour un service interconnecté aux services publics fonctionnent à un facteur de puissance proche de l'unité. Spécialement les systèmes conçus qui fournissent une compensation de puissance réactive peuvent fonctionner en dehors de cette limite avec approbation **[49].**

IV.4. Définition de normes IEEE 1262

Les tests de qualité fournis dans le présent document devraient aider à évaluer le photovoltaïque (PV) les performances de conception du module, la sécurité et la sensibilité aux mécanismes de défaillance connus. L'accent est mis sur les essais de dégradation potentielle des performances des modules résultant de l'environnement intempéries, charges

mécaniques, corrosion et ombrage. Les procédures énoncées dans cette pratique recommandée fournissent une approche commune pour la réalisation du module bien que les résultats acceptables de ces tests devraient fournir une assurance raisonnable que les modules produits par les mêmes processus que ceux qui réussissent ces tests seront performants de manière fiable après installation, cette pratique recommandée ne traite pas de la conception, de la sécurité ou du rendement des systèmes photovoltaïques **[50].**

IV.4.1 Qualification

IV.4.1.1 Test de performance électrique

IV.4.1.1.1 Objectif

Caractériser les performances électriques des modules de test et déterminer chaque module

puissance de sortie maximale **[50].**

IV.4.1.1.2 Procédure

Nettoyez et séchez la surface optique du module avant de mesurer les performances électriques. Déterminez le point de puissance maximale du module conformément à la norme ASTM E 1036-85(Méthodes d'essai de la performance électrique des non-concentrateurs modules et réseaux photovoltaïques terrestres utilisant des cellules de référence).

Corriger le données de performance aux conditions de rapport standard (SRC) suivantes: module 25°C température, 1000 W / m^2 irradiante totale et irradiante spectrale globale ASTM E 892-87(Tableaux standard pour l'irradiante spectrale solaire terrestre à la masse de l'air 1,5 pour un 37° Surface inclinée). La source de lumière peut être la lumière naturelle du soleil ou un simulateur solaire de classe A selon les spécifications de l'ASTME 927-91(Spécification pour la simulation solaire pour les essais photovoltaïques terrestres).

Pour les modules qui utilisent des sous-cellules multifonctions en tandem connectées en série, la lumière la source doit être un simulateur solaire de classe A afin de réduire les variations de mesure dues modification de l'irradiante spectrale parce que ces tests de qualification dépendent de l'électricité mesures des performances pour déterminer l'ampleur de toute dégradation de la sortie du module puissance, il est recommandé d'utiliser le même système de mesure (y compris la source lumineuse étêté utilisés pour le courant-tension (I-V) mesures de la courbe tout au long du test séquences **[50].**

IV.4.1.1.3 Exigence

Les données d'essai initiales doivent être enregistrées pour établir une puissance de sortie électrique de base qui servir de valeur de comparaison pour la détermination des effets des essais de qualification sur l'électricité performance. Pour les tests de performance intermédiaires et pénaux, la puissance maximale mesurée pour chaque module testé ne doit pas être inférieur à 90% de la puissance de base initiale (mesurée) **[48**].

IV.4.1.1.4 Exception

Les modules en silicium amorphe doivent respecter la puissance nominale minimale du fabricant, après le test UV, le test d'exposition en extérieur et le test d'endurance des points chauds intrusifs **[48].**

IV.4.1.2 Test de continuité au sol

IV.4.1.2.1 Objectif

Vérifier qu'il existe une continuité électrique entre les parties conductrices accessibles le cadre, éléments de structure ou enceintes latérales) et le cadre du module ou le point de mise à la terre. S'il y a ne sont pas des parties conductrices accessibles, ce test peut être omis **[50].**

IV.4.1.2.2 Procédure

La résistance entre le point de mise à la terre du module spécifié par le fabricant et les parties conductrices accessibles doivent être déterminée conformément à la norme ASTM E 1462-94(Méthodes d'essai pour l'intégrité de l'isolant et la continuité de la trajectoire au sol du système photovoltaïque Modules).

IV.4.1.2.3 Condition

La résistance entre le point de mise à la terre spécifié par le fabricant et tout point accessible la partie conductrice doit être de 0,1W ou moins **[50].**

IV.4.1.3 Test d'isolement électrique

IV.4.1.3.1 Objectif

Assurer l'isolation électrique du circuit PV de toutes les parties conductrices exposées à l'extérieur et promouvoir la sécurité électrique du personnel **[50].**

IV.4.1.3.2 Procédure

Chaque module de test doit être soumis à un test de courant continu mené à température ambiante avec les terminaisons de sortie sont court-circuitées, comme spécifié dans ASTM E 1462-94 **(**Méthodes d'essai pour l'intégrité de l'isolant et la continuité de la trajectoire au sol du système photovoltaïque Modules).

IV.4.1.3.3. Condition

Le module doit être observé pendant le test et il ne doit y avoir aucun signe d'arc.Le courant de fuite ne doit pas dépasser 10 mA/ m^2 de la zone du module ou 10mA selon le cas plus grand. Courant de fuite AC résultant de l'ondulation de l'alimentation et courant DC résultant de la charge capacitive ne doit pas être envisagée [**50].**

IV.4.1.4 Essais de chargement mécanique

IV.4.1.4.1 Objectif

S'assurer que le module de test peut supporter une charge mécanique statique et dynamique typique du tremblement du vent ou de la neige **[48].**

IV.4.1.5 Essai de charge statique

IV.4.1.5.1 Objectif

Garantir que les modules de test peuvent supporter une charge statique de 2400 Pa **[48].**

IV.4.1.5.2 Procédure

Le module doit être monté sur une structure d'essai rigide conformément à la spécification du fabricant le module doit être instrumenté et surveillé tout au long du test pour détecter tout circuit ouvert ou défaut à la terre pendant le test. Une charge essentiellement uniforme de 2400 Pa doit être appliquée normalement à la surface du module et laissée en place pendant 30 min. La charge doit être retirée et réappliquée sur la surface opposée pendant 30 minutes. Ces deux chargements doivent être répétés pendant trois cycles se référer à UL 1703-1993 l'article 39 [**48].**

IV.4.1.5.3. Condition

Les modules ne doivent pas avoir présenté des conditions d'ouverture ou de court-circuit pendant le test. Le module est nécessaire pour passer l'inspection visuelle et les performances électriques tests **[50].**

IV.4.1.6 Test de charge dynamique

IV.4.1.6.1 Objectif

S'assurer que les modules de test peuvent résister à une charge simulée de rafales de vent 1440 Pa charges **[50].**

IV.4.1.6.2 Procédure

Le module doit être monté sur une structure d'essai rigide conformément à la spécification du fabricant. Le module doit être instrumenté et surveillé tout au long le test pour détecter tout circuit ouvert ou défaut à la terre pendant le test pour procédure suggérée pour surveiller les conditions de circuit ouvert et de défaut à la terre. Les modules doivent être soumis à un essai de charge dynamique utilisant 10 000 cycles de charge de surface avant et arrière avec un charge uniforme de 1440 Pa le taux de cycle ne doit pas dépasser 20 cycles / min.

IV.4.1.6.3 Condition

Le module ne doit pas avoir présenté de conditions d'ouverture ou de court-circuit pendant le test.

IV.4.1.7 Test d'endurance aux points chauds

IV.4.1.7.1 Objectif

Evaluer la capacité d'un module à supporter les effets à long terme des points chauds périodiques chauffage associé à des conditions de défaut courantes telles que des fissures graves ou des disparités cellules, défaillances de circuit ouvert à point unique ou ombrage non uniforme **[50]** .

IV.4.1.7.2 Exemption

Un module est exempté de ce test s'il a une diode de dérivation pour chaque cellule.

IV.4.1.8. Test de point chaud non intrusif Procédure

La procédure de test comprend les neuf étapes suivantes :

A. Installez les diodes de dérivation conformément aux instructions du fabricant. Les diodes de dérivation seront installées uniquement si le fabricant l'exige pour toutes les applications.

B. Exposez le module non masqué à un rayonnement d'au moins 700 W / m^2 avec une non uniformité pas plus de 2% et une stabilité temporelle à moins de 5% et mesurer le I-V les caractéristiques. En fonction des circuits électriques des cellules du module, effectuez une du suivant:

1) Pour la connexion en série de cellules dans une seule chaîne, déterminez le courant au maximum Puissance.

2) Pour une connexion série-parallèle de cellules, le courant de court-circuit correspondant à la condition de dissipation de puissance maximale des points chauds, donnée par l'équation suivante:

$$I_{SH} = \frac{I_{SC}(P-1)}{I_{MP} + P/P} \qquad \textbf{(IV.4)}$$

$\boldsymbol{I_{SC}}$: Courant de court-circuit du module non masqué.

$\boldsymbol{I_{SH}}$: Courant à la puissance maximale du module non masqué.

P : Nombre de chaînes en parallèle dans le module

C. Court-circuite le module avec le même rayonnement que dans l'étape (b) et sélectionnez une cellule par l'un des les méthodes suivantes pour un module connecté en série ou série-parallèle, ci-dessous peuvent être utilisés pour un module connecté série-parallèle-série, ci-dessous doit être utilisé.

1) Déterminer la cellule la plus chaude à l'aide d'un détecteur de température approprié .Une caméra infrarouge (IR) est recommandée.

2) Ombrez complètement chaque cellule à son tour et sélectionnez l'une des cellules qui donne la plus grande diminution du courant de court-circuit à l'ombre.

3) Prenez au hasard au moins 30% des cellules du module, ombragez complètement chaque cellule tourner et mesurer la température de cette cellule à l'aide d'un détecteur de température approprié. Sélectionnez la cellule la plus chaude.

D. Sous le même rayonnement que celui utilisé à l'étape b), ombrer complètement la cellule sélectionnée et vérifier que l'ISC du module est inférieur à IMP pour un module connecté en série ou moins qu'IHS pour un module connecté série-parallèle. Si cette condition ne se produit pas, la condition de dissipation de puissance maximale ne peut pas être définie en observant une seule cellule dans ce cas, passez à la cellule sélectionnée entièrement masquée, en omettant l'étape.

E. Sous le même rayonnement que celui utilisé à l'étape (b), diminuez progressivement la zone d'ombre de la cellule sélectionnée jusqu'à:

1) Pour un module connecté en série, l'ISC du module coïncide aussi étroitement que possible avec IMP.

2) Pour un module connecté en série parallèle, l'ISC du module coïncide aussi étroitement que possible avec IHS.

3) Pour un module connecté série-parallèle-série, la température maximale du cellule ombragée est obtenue. Dans cette condition, la puissance maximale est dissipée dans la cellule sélectionnée.

F. Exposez le module à un rayonnement de 1000 W / m^2 ± 10% et à une température du module de 50C ± 10C **[50].**

IV.4.1.8.1 Exigence

Le module doit réussir l'inspection visuelle et les performances électriques tests.

IV.4.1.9 Test de point chaud intrusif

IV.4.1.9.1 Procédure

Installez les diodes de dérivation conformément aux recommandations du fabricant les diodes de dérivation être installé uniquement si le fabricant l'exige pour toutes les applications. Le hot-spot intrusif test nécessite la fabrication d'un module de test spécial. Si la construction du

module permet cellules à accéder et à mesurer avant l'encapsulation, la résistance de shunt de chaque cellule doit être mesurée **[50].**

Dix cellules ou 35% des cellules du module, la valeur la plus élevée étant retenue (utilisez toutes les cellules si le module a moins de 10 cellules), doit être sélectionné à des positions aléatoires sous le contrainte qu'au moins deux des cellules doivent :

a) avoir la résistance au shunt la plus élevée.

b) Représente la résistance moyenne au shunt.

c) Avoir la résistance au shunt la plus faible.

Si la résistance de shunt cellulaire ne peut pas être mesurée, la sélection des cellules de test doit être complètement aléatoire. Pendant la fabrication du module, chacune des cellules de test doit être pourvue de des fils électriques négatifs pour leur permettre d'être connectés individuellement à une alimentation le les conducteurs doivent transporter un courant de court-circuit SRC à un soleil (1000 W /m^2) et doivent distribuer le courant dans les cellules sans provoquer une surcharge excessive de courant près du fil l'attachement et sans shunter les cellules. Dans le cas de modules avec des chaînes parallèles les cellules, les chemins parallèles autour des cellules de test sélectionnées doivent être éliminés en coupant les liens croisés entre les chaînes parallèles, y compris celles aux bornes de sortie du module.

IV.4.1.9.2 Exigence

Le module doit réussir l'inspection visuelle et les performances électriques.

VI.5 Conclusion

À l'occasion, des questions peuvent se poser au sujet de la significat parties des normes :

Lorsque le besoin d'interprétation est porté à l'attention de IEEE, l'Institut prendra des mesures pour préparer des réponses appropriées. Puisque les normes de l'IEEE représentent d'un consensus de tous les intérêts concernés, il est important de s'assurer que toute interprétation à pour cette raison, Commentaires pour la révision des normes IEEE sont les bienvenus de toute partie intéressée, indépendamment de adhésion à l'IEEE. Les suggestions de modification des documents doivent prendre la forme le changement de texte proposé, ainsi que les commentaires à l'appui appropriés.

Conclusion

Générale

Conclusion Générale

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, induisent la considération de l'énergie photovoltaïque comme solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plusieurs au moins grandes quantités en tout point du globe terrestre. Néanmoins, son développement reste limité par son rendement faible dû à plusieurs facteurs notamment les pertes optiques causées par différentes dégradations des modules PV qui est due aux défauts engendrés par les cellules solaires, les techniques d'encapsulation et l'influence des paramètres environnementaux.

Cependant, grâce aux encouragements des décideurs pour la promotion de la technologie photovoltaïque plusieurs travaux de recherches se sont inscrits dans le domaine du développement et l'amélioration des procèdes de production. A s'avoir le domaine de la normalisation et la certification.

Depuis des années déjà, a été soulignée l'importance des acteurs privés et mixtes dans la production du droit, via notamment les codes de bonne conduite, les chartes et les diverses procédures de normalisation et de certification. Longtemps considérées comme du non droit, la normalisation technique et la certification apparaissent aujourd'hui pour ce qu'elles sont, des sources « effectives » du droit. Spécialement dans les secteurs des nouvelles techniques et technologies où le droit de police est quasiment inexistant.

La production d'électricité photovoltaïque et s'inscrit dans le cadres des énergies renouvelables encouragées dans le monde entier. Pourtant la photovoltaïque présente des risques, risques que les normes privées entendent contrôler. Ces risques sont principalement des risques en fin de vie des produits (déchets à recycler), des risques pendant la vie du produit (incendies essentiellement) et des risques liés aux constructions. La normalisation entend ainsi aider à la prévention et à la gestion des risques.

Les Exigences Essentielles (EE), dans la mesure où elles existent pour le produit visé sont:

- Résistance mécanique et stabilité.

- Sécurité en cas d'incendie, Hygiène, santé et environnement, Sécurité d'utilisation, Protection contre le bruit, et Economie d'énergie et isolation thermique.

On distingue deux types de normalisation : la normalisation de produit et la normalisation d'entreprise dont le fonctionnement est très différent. En outre il existe plusieurs niveaux de normalisation : international, européen et national.

Le système normatif est encore renforcé par le recours à la certification et l'intervention d'un organisme de certification de modules photovoltaïques notamment.

A plusieurs reprises, les autorités de concurrence européenne ont ainsi admis que la norme a pour objet de rationaliser la production et d'améliorer la productivité entraînant un abaissement des coûts accompagné d'une réduction du prix.

Référence Bibliographe

[1] : A. Lyes, "Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque," mémoire de magister université mouloud Mammeri de Tiziouzou, 2011.

[2] :M. LOPEZ, "contribution à l'optimisation d'un système de conversion," thèse de doctorat, école doctorale université paris-sud 11

[3] :Y. PANKOW, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque," Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 2004.

[4]: B.Fléche and D.Delagnes, Energie solaire photovoltaïque. 2007.

[5]: BTS électrotechnique ARTAUD-Canal Christophe.

[6]: S. M. sze, k. n. kwok, physics of semiconductor devices,3rd edition, wileyinterscience, new jersey, 2006.

[7] :B. Fleche, D. Delagnes, Energie solaire photovoltaïque, [En ligne] :http://www.iufmrese.cict.fr/catalogue/2006/Toulouse/PV/A_Introduction_PV/Energie_solaire_photovoltaique.pdf (Page consultée le 03/11/2008).

[8]:'Projet réalises dans le cadre du programme national des énergies renouvelables",Juin 2018.

[9] :A. Bilbao ' Réalisation d'un commande MPPT numérique' université de rovira ivirgili ,2006.

[10] :A. labouret et M. villoz préface de jean louis bal 'Energie solaire photovoltaïque', livre 4 édition,2008.

[11] :B. Flèche - D. Delagnes 'Energie solaire photovoltaique.doc', juin 2007, http://www.scribd.com.

[12] :M.belhad ' Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome', mémoire de magister université de bachar ,2008.

[13] :L. ABBASSEN ' Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale Photo oltaïque' Mémoire de magister, université mouloud Mammeri Tizi ouzzo, 2011.

[14] : S.ABADA ' Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic', Mémoire Maître et Sciences, Universitélaval, 2011.

[15]:J.A. Roger« Theory of the Direct Coupling between DC Motors and Photovoltaic Solar Arrays », Solar Energy, 23, p. 193, 1979.

[16] :Khokha TABET, Etude, Modélisation et Optimisation des Systèmes Photovoltaïques, 13/12/2011.

[17] : S. Quoizola, "épitaxie en phase vapeur de silicium Sur silicium mesoporeux pour reportsur substrats économiques et application photovoltaïque bas coût", thèse de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2007.

[18] : Khokha TABET «étude, modélisation et optimisation des systèmes photovoltaïques », pressante par université A.mira-Bejaia.

[19] :H.Yotto « Etude et conception d'une mini centrale PV » mémoire fin d'études Master 2 IE Bénin 2011.

[20] :L.PLachauvinniére, ficher "Convertisseur statique" communication technique.

[21] : B. Equer, Energie solaire photovoltaïque (volume1 : physique et technologie de la conversion photovoltaïque), 1ère édition, ELLIPES, Paris, 1993.

[22] : GUIDE PRATIQUE « Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution ».

[23]:F.A. Blake, K.L. Hanson, The hot-spot failure mode for solar arrays. Proceedings of the 4th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference; 575-581, 1969.

[24]:FAKHFAKH.M; Coréen .Y; Sallem .A; Loulou .M and Sirrayn .P; « Analogies circuit design optimisation the rough the particle swarm optimisation technique »; Analog integrated circuit and signal processing;Vol .63.PP.71-82; 2010.

[25] : ROBYNS Benoit, DAVIGNY Arnaud « Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables ».

[26] :Pétibon Stéphane « nouvelles architectures distribuées de gestion de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » thèses de doctorat ; université de Toulouse ; 2009.

[27] : S. Quoizola, "épitaxie en phase vapeur de silicium Sur silicium mesoporeux pour reportsur substrats économiques et application photovoltaïque bas coût", thèse de doctorat,l'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2007

[28] : Parc solaire on et les châteaux la vialatelle-PC4 Notice descriptive.

[29] : M .Aissou « Etude technico-économique d'une installation photovoltaïque autonome ».

[30] :M .D.Radhia **«** Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque ».

[31] : D. BELAID. Collection Brochures Agronomiques. Edition 2017.

[32] : www.huffpostmaghreb.com site web consulté le 16 mars 2017.

[33] : www.so-med.org site web consulté le 16 mars 2017.

[34] : Wahiba BELID. Analyse des pertes thermiques de l'utilisation des matériaux sélectifs des convertisseurs de l'énergie solaire thèse de doctorat. Université de Tlemcen.2014

[35] : LOUIS –PAUL. Les installations photovoltaïques.

[36] : Guide UTE C 15-712-1.

[37] :O. BELABBASSI, M. REZMA 'Contribution à l'étude et dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / réseau sone gaz' mémoire d'ingénieur d'état université de Laghouat, 2011.

[38] :http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique2011/cours photovoltaïque. php.

[39] : BOUKHLIF Hamza, « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw », Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougera de Boumerdes, promotion juin 2017.

[40] : Le code électrique national (NEC).

[41] :Solar Photovoltaïque (PV) Systems (Article 690).

[42]:NFPA, Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471 An International Codes and Standards Organization.

[43] : http://securite-electrique.over-blog.com/article-le-contact-direct-62196991.htm.

[44] :NF C 15-100 Décembre 2002.

[45] : Alain Bilbao Learreta « Réalisation d'une commande MPPT numérique » LAAS /CNRS.

[46] : Intérim Qualifications tests and procédures for terrestrial photovoltaique thin-film flat plante Modules TR-213-3624, Solar Energie Research institute (SERI),Golden, CO,1990.

[47] : Secretary, IEEE Standards Board 445 Hoes Lanep.O.Box 1331 Piscataway.NJ08855-1331 USA

[48] : The Institute of electrical and electronics energineers,Inc 345East 47th Street, NewYork, NY 10017 USA

[49] : Jennifer Mcclain longman IEEE Standards project Editor

[50]: Secreatary. IEEE Standards Board445 Hoes Lane P.O.Box1331piscataway.NJ08855-13 USA