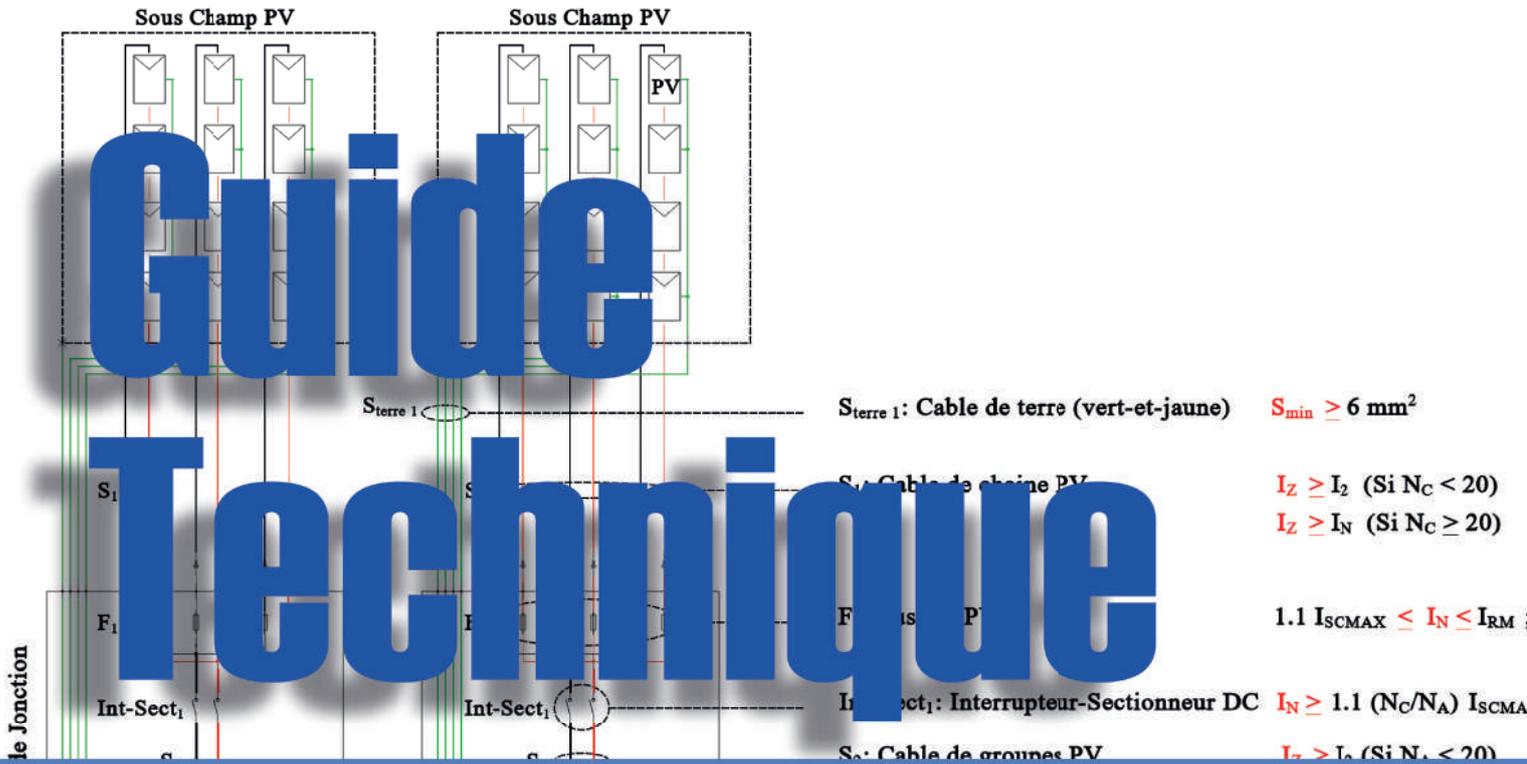
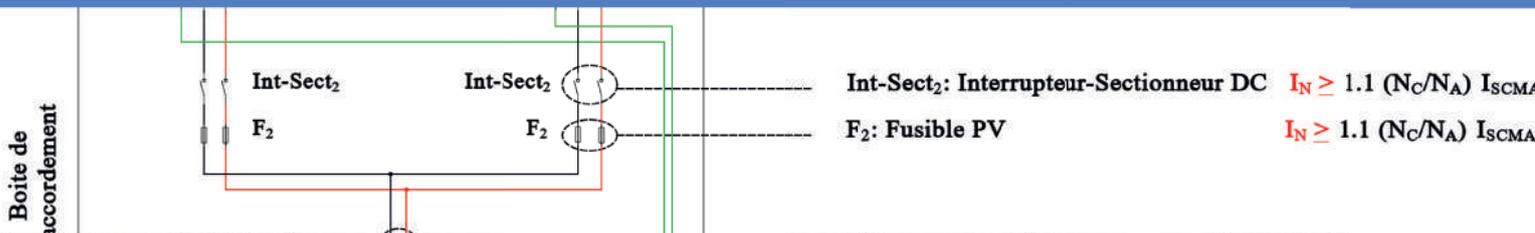


République Algérienne Démocratique et Populaire
Premier Ministre
Commissariat aux Energies Renouvelables
et à l'Efficacité Energétique



des Installations Solaires Photovoltaïques Autonomes et Raccordées au Réseau Basse Tension



Edition 2022

© CEREFÉ 2022

Tous droits réservés. La reproduction de tout ou partie de ce document sans autorisation préalable est interdite.

CEREFÉ (2022) : Guide Technique des Installations Solaires Photovoltaïques Autonomes et Raccordées au Réseau Basse Tension (Edition 2022) : Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique, Premier Ministre, Alger.

EISSN/ISSN 2716-8654

Pour information ou commentaire : contact@cerefe.gov.dz

www.cerefe.gov.dz

Auteurs

Dr. Abdelfettah MESRANE - Chef d'Etudes

Dr. Madjid CHIKH - Directeur 'Programmes des Energies Renouvelables'

Dr. Rabah SELLAMI - Directeur 'Hydrogène et Energies Alternatives'

Directeur de Publication

Prof. Noureddine YASSAA - Commissaire

Conception Infographique

M. BOUZIDI - Chargé de l'Informatique

A propos du CEREFÉ

Le Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique (CEREFÉ) est un établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Il est créé auprès du Premier Ministre par décret exécutif n°19-280 du 21 Safar 1441 correspondant au 20 Octobre 2019, modifié et complété.

Le CEREFÉ contribue au développement national et sectoriel des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Il est chargé d'évaluer la politique nationale de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, les outils mobilisés pour sa mise en œuvre ainsi que leurs retombées et d'élaborer les rapports d'évaluation annuels y afférents.

REMERCIEMENTS

Le CEREFÉ tient à adresser ses vifs remerciements aux membres du Conseil Consultatif du CEREFÉ pour leur précieuse contribution dans l'élaboration de ce guide.

Il remercie tout particulièrement les deux membres du Conseil Consultatif du CEREFÉ, Prof. Seddik BACHA, Professeur à l'Université Grenoble Alpes et Mr. Boukhalfa YAICI, Directeur Général du Green Energy Cluster Algeria, pour leurs précises et pratiques recommandations.

Nos sincères remerciements sont adressés au Dr. Achour MAHRANE, Directeur de Recherche à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) pour sa participation très efficace dans la préparation de ce document technique.

Le CEREFÉ présente ses vifs remerciements à l'Institut National de Normalisation (IANOR) pour sa précieuse collaboration dans le volet normatif. Il tient à remercier tous les professionnels du domaine ayant adressé des avis, commentaires et critiques, qui ont contribué à l'enrichissement du guide.

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES	7
LISTE DES TABLEAUX	8
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS	9
REFERENCES NORMATIVES	11
SECTION 1: INTRODUCTION	14
SECTION 2: DESCRIPTION DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	16
2.1. Le Générateur Photovoltaïque	18
2.2. Le Régulateur de Charge	19
2.3. La Batterie	19
2.4. L'Onduleur Solaire (Convertisseur DC/AC)	20
2.5. Les Armoires de Protection et de Distribution DC & AC	20
SECTION 3: DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	22
3.1. Installations Photovoltaïques Autonomes	23
3.1.1. Consommation Énergétique Journalière	23
3.1.2. Irradiation Solaire Globale sur Plan des Modules PV	24
3.1.3. Détermination de la Puissance Crête du Champ PV	24
3.1.4. Détermination de la Capacité du Parc de Batteries	25
3.1.5. Choix du Régulateur de Charge	27
3.1.6. Choix de l'Onduleur OFF-Grid	28
3.1.7. Dimensionnement des Câbles et des Dispositifs de Protection	29
3.2. Installations Photovoltaïques Raccordées au Réseau	30
3.2.1. Détermination de la Puissance Crête du Champ PV	30
3.2.2. Choix de L'Onduleur ON-Grid	30
3.2.3. Dimensionnement des Câbles et des Dispositifs de Protection	32
SECTION 4: CHOIX ET MISE EN ŒUVRE DU MATERIEL	34
4.1. Le Champ Photovoltaïque	35
4.1.1. La Structure Porteuse	35
4.1.2. Les Modules PV	35
4.1.3. Fixation et Pose des Modules PV	36
4.2. Le Régulateur de Charge	36
4.3. Onduleur Solaire (Convertisseur DC/AC)	36
4.3.1. L'Onduleur OFF-Grid	36
4.3.2. L'Onduleur ON-Grid	37
4.4. La Batterie	37
4.4.1. Exigences d'Emplacement	38
4.4.2. Exigences de Rangement	39
4.4.3. Exigences de Ventilation	39
4.5. Canalisation	40
4.6. Connecteurs Électriques	41
4.7. Dispositifs de Protection	41
SECTION 5: MISE À LA TERRE DES INSTALATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	42
5.1. Mise à la Terre de la Partie DC	43

5.2. Mise à la Terre de la Partie AC	43
SECTION 6: PROTECTION CONTRE LES CHOCS ELECTRIQUES ET LES SURINTENSITES	46
6.1. Protection Contre les Contacts Directs	47
6.2. Protection Contre les Contacts Indirects	47
6.2.1. Partie DC	47
6.2.2. Partie AC	47
6.3. Installation Photovoltaïque Autonome	48
6.3.1. Partie Generateur PV	48
6.3.1.1. Protection des Câbles de Chaînes PV	48
6.3.1.2. Protection des Câbles de Groupes PV	49
6.3.1.3. Protection du Câble Principal PV (Champ PV / Régulateur)	49
6.3.1.4. Spécifications Techniques des Dispositifs de Protection Contre les Surintensités	52
6.3.2. Parties Distribution DC	52
6.3.3. Partie AC	56
6.4. Installation Photovoltaïque Raccordée au Réseau	56
6.4.1. Partie DC	56
6.4.1.1. Spécifications Techniques des Dispositifs de Protection Contre les Surintensités	58
6.4.2. Partie AC	58
6.5. Sectionnement et Coupure	59
SECTION 7: PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE	60
7.1. Installation PV avec Paratonnerre	61
7.2. Installation PV sans Paratonnerre	61
7.3. Choix et Mise en Œuvre des Parafoudres	62
7.3.1. Coté Utilisation AC et DC	62
7.3.2. Coté Générateur PV	62
SECTION 8: DOCUMENTATION TECHNIQUE DESCRIPTIVE	66
SECTION 9: RECOMMANDATIONS	68
ANNEXE 1: ARCHITECTURE DESCRIPTIVE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	74
1.1. Installation Solaire Autonome avec Système de Stockage	75
1.2. Installation Solaire Raccordée au Réseau	80
ANNEXE 2: GUIDE DES INCLINAISONS	84
ANNEXE 3: EXPLOITATION DES FICHES TECHNIQUES DES ÉQUIPEMENTS PV	86
3.1. Fiche Technique d'un Module PV	87
3.2. Fiche Technique d'un Régulateur de Charge	90
3.3. Fiche Technique d'un Onduleur OFF-Grid	92
3.4. Fiche Technique d'un Onduleur ON-Grid	94
3.5. Fiche Technique d'une Batterie	96
ANNEXE 4: CALCUL DE L'ESPACEMENT ENTRE LES MODULES PV	98
ANNEXE 5: COURANTS ADMISSIBLES DES CÂBLES SOLAIRES	102

ANNEXE 6: SIGNALISATION ET ÉTIQUETAGE	104
ANNEXE 7: DEGRÉ DE PROTECTION DES ENVELOPPES ÉLECTRIQUES (Code IP)	108
ANNEXE 8: MAINTENANCE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	112
8.1. Maintenance Préventive	113
8.2. Maintenance Curative	113
ANNEXE 9: EXPLOITATION DES CERTIFICATS DE CONFORMITÉ DES ÉQUIPEMENTS PV	116
9.1. Certificat de Conformité d'un Module Solaire	118
9.2. Certificat de Conformité d'un Régulateur de Charge	122
9.3. Certificat de Conformité d'un Onduleur	124
ANNEXE 10: ANOMALIES ET DÉFAUTS FRÉQUEMMENT RENCONTRÉS & SOLUTIONS PRÉCONISÉES	126
RÉFÉRENCES	144

LISTE DES FIGURES

Figure 1.	Schéma synoptique des installations PV autonomes (Off-grid) et raccordées au réseau électrique (On-grid)	17
Figure 2.	Branchements des modules PV	18
Figure 3.	Différents modes de branchements des batteries	19
Figure 4.	Exemples de mise en oeuvre de la liaison équipotentielle	43
Figure 5.	Exemples de raccordement des modules PV et boucles d'induction	44
Figure 6.	Protection de la partie générateur PV d'une installation PV autonome	51
Figure 7.	Protection de la partie Distribution DC d'une installation PV autonome	54
Figure 8.	Protection de la partie Distribution DC d'une installation PV autonome	55
Figure 9.	Principe de calcul de la longueur L	61
Figure 10.	Mise en oeuvre des parafoudres côté générateur PV : (a) $d < 10m$, et (b) $d \geq 10m$	63
Figure 11.	Architecture descriptive d'une installation PV autonome (cas : régulateur & onduleur)	76
Figure 12.	Architecture descriptive d'une installation PV autonome (cas : onduleur avec régulateur intégré)	78
Figure 13.	Architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique	81
Figure 14.	Exemple de plaque signalétique pour module PV	87
Figure 15.	Exemple de fiche technique pour module PV	88
Figure 16.	Exemple de fiche technique pour régulateur de charge PV	90
Figure 17.	Exemple de fiche technique pour onduleur Off-Grid	92
Figure 18.	Exemple de fiche technique pour onduleur On-Grid	94
Figure 19.	Exemple de fiche technique pour batterie solaire	96
Figure 20.	Détermination de la distance minimale entre les rangées PV	100
Figure 21.	Trajectoire et hauteur du soleil au niveau du site d'installation PV	101
Figure 22.	Exemple de certificat de conformité pour module PV	118
Figure 23.	Exemple de déclaration de conformité pour module PV	121
Figure 24.	Exemple de certificat de conformité pour régulateur de charge	122
Figure 25.	Exemple de certificat de conformité pour onduleur solaire	124
Figure 26.	Exemples de décoloration de la face avant des modules PV	127
Figure 27.	Exemples de corrosion des interconnexions	128
Figure 28.	Exemples de délamination de modules PV	129
Figure 29.	Exemples de sectionnement des interconnexions des cellules PV	129
Figure 30.	Exemples de fissure sur des cellules PV	130
Figure 31.	Exemples de traces d'escargot (Snail Trails) dans les modules PV	131
Figure 32.	Exemples de points chauds (Hot spot)	131
Figure 33.	Exemples de bris de verre de modules PV	132
Figure 34.	Exemples de défauts relevés au niveau de la boîte de jonction PV	134
Figure 35.	Exemples d'ombrage partiel de modules PV	135
Figure 36.	Exemples d'encrassement de modules PV	136

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.	Puissance nominale et courant de démarrage de quelques équipements électriques	24
Tableau 2.	Calibre des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles PV dans les installations PV autonomes	50
Tableau 3.	Calibre des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles PV dans les installations PV raccordées au réseau	57
Tableau 4.	Choix du type de parafoudre(s)	61
Tableau 5.	Conditions d'installation des parafoudres dans la partie générateur PV	62
Tableau 6.	Caractéristiques des parafoudres et exigences	62
Tableau 7.	Tension de tenue aux chocs (U_w) pour modules et convertisseurs solaires	63
Tableau 8.	Inclinaison annuelle optimale du champ PV pour chaque Wilaya	85
Tableau 9.	Courants admissibles des câbles PV sous une température ambiante de 70°C	103
Tableau 10.	Facteurs de corrections pour des températures ambiantes différentes de 70°C	103
Tableau 11.	Étiquetage des composants d'une installation photovoltaïque	105
Tableau 12.	Étiquettes pour intervention des services de secours	106
Tableau 13.	Signification des chiffres caractéristiques du degré IP	109
Tableau 14.	Signification des lettres additionnelles et supplémentaires du degré IP	110

DEFINITIONS ET ABREVIATIONS

AGCP	Appareil Général de Coupure et de Protection.
BATTERIE	Élément de stockage d'énergie.
BOÎTE DE JONCTION	Coffret de raccordement électrique d'un ensemble de chaînes photovoltaïques (PV) contenant des dispositifs de protection et de sectionnement.
CHAÎNE PV	Ensemble de modules solaires PV connectés en série.
CÂBLE DE CHAÎNE PV	Câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction.
CÂBLE DE GROUPE PV	Câble reliant les boîtes de jonction à la boîte de raccordement de groupes PV.
CÂBLE PRINCIPAL PV	Câble reliant la boîte de raccordement de groupes PV au régulateur.
CEI ou IEC	Commission Électrotechnique Internationale (CEI) ou International Electrotechnical Commission (IEC en anglais).
CONTACT DIRECT	Contact avec l'âme de deux parties actives ou l'âme d'une partie active et la terre.
CONTACT INDIRECT	Contact avec l'âme de deux parties actives ou l'âme d'une partie active et la terre.
ENVELOPPE	Armoire ou coffret.
GROUPE PV	Ensemble de chaînes PV.
GÉNÉRATEUR ou CHAMP PV	Ensemble de groupes PV, chaînes et modules PV.
I_{mpp} ou $I_{mpp, STC}$	Courant au point de puissance maximale (P_{MAX}) du module solaire, et ce sous les conditions STC.
I_N	Courant assigné des dispositifs de protection.
IP2X ou IPXXB	Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses (bornes) d'un appareil électrique à mains nues.
I_{RM}	Courant retour maximal admissible par le module solaire.
I_{SC} ou $I_{SC, STC}$	Courant de court-circuit du module solaire. C'est le courant maximal que le module PV peut produire en l'absence d'une tension à ses bornes, et ce sous conditions STC.
$I_{SC, MAX}$	Courant maximal à la sortie du générateur PV en tenant compte de la température et du branchement de modules en parallèle.
ISO	Organisation Internationale de Normalisation.
I_2	Courant de fonctionnement des dispositifs de protection.

MODULE SOLAIRE PV	Ensemble de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle permettant de convertir l'énergie solaire en énergie électrique utilisable.
MPPT	Recherche du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking).
MC4 M/F	Connecteurs (mâle et femelle) débrochables spécifiques au photovoltaïque.
NA CEI	Norme Algérienne adoptée de la norme CEI (Commission Électrotechnique Internationale).
N_A	Nombre de groupes PV en parallèle.
N_C	Nombre de chaînes PV en parallèle.
ONDULEUR SOLAIRE	Appareil qui assure la conversion du courant continu (DC) en courant alternatif (AC).
PARTIE DC	Circuit électrique utilisant un courant continu (DC).
PARTIE AC	Circuit électrique utilisant un courant alternatif (AC).
P_{MAX}	Puissance maximale produite par le module solaire photovoltaïque.
PV	Photovoltaïque.
RÉGULATEUR DE CHARGE	Appareil qui contrôle la charge et la décharge des batteries solaires.
STC	Conditions d'essais standards (Standard Test Conditions): 1000W/m ² , 25°C et AM1.5.
U_{mpp} ou $U_{mpp, STC}$	Tension au point de puissance maximale (P_{MAX}) du module solaire, et ce sous les conditions STC.
U_N	Tension assignée d'emploi des dispositifs de protection.
U_{OC} ou $U_{OC, STC}$	Tension en circuit ouvert du module solaire photo voltaïque. C'est la tension maximale mesurée aux bornes du module solaire en l'absence du courant électrique, et ce sous les conditions STC.
$U_{OC, MAX}$	Tension maximale à la sortie du générateur PV tenant compte de la température et du branchement de modules en série.

RÉFÉRENCES NORMATIVES

Les installations photovoltaïques, objet du présent guide, doivent satisfaire l'ensemble des exigences et recommandations des références normatives suivantes :

NA CEI 60364 (CEI 60364)	Installations électriques à basse tension.
NA CEI 60364-1 (CEI 60364-1)	Installations électriques à basse tension – Principes fondamentaux– Détermination des caractéristiques générales – Définitions.
NA CEI 60364-7- 712 (CEI 60364-7-712)	Installations électriques à basse tension – Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux – Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV).
NA CEI 60529 (CEI 60529)	Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP).
NA CEI 60947 (CEI 60947)	Appareillage à basse tension.
NA CEI 60947-2 (CEI 60947-2)	Appareillage à basse tension – Disjoncteurs.
NA CEI 61215 (CEI 61215)	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation.
NA CEI 61730 (CEI 61730)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV).
NA CEI 62109-1 (CEI 62109-1)	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : Exigences générales.
NA CEI 62109-2 (CEI 62109-2)	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisées dans les Systèmes Photovoltaïques - Partie 2 : Exigences particulières pour les onduleurs
NA CEI 62509 (CEI 62509)	Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques – Performance et fonctionnement .
CEI 60269-6	Fusibles basse tension - Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque.

CEI 61427	Accumulateurs pour le stockage de l'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais.
CEI 61643-11	Parafoudres basse-tension - Partie 11 : Parafoudres connectés aux systèmes basse tension – Exigences et méthodes d'essai.
CEI 61643-31	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifique y compris en courant continu - Partie 31 : Exigences et méthodes d'essai des parafoudres pour installations photovoltaïques.
CEI 62262	Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK).
CEI 62852	Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais.
DIN VDE 0126-1-1 et amendement 1	Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public basse tension.
ISO 7010	Symboles graphiques – Couleurs de sécurité et signaux de sécurité – Signaux de sécurité enregistrés.



1. INTRODUCTION

Ces dernières années, le développement de la production de l'électricité par voie solaire photovoltaïque (PV) a permis d'amorcer une certaine dynamique économique plus ou moins croissante en Algérie. En effet, selon le rapport de 2020 du Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ) [1], tous les secteurs ont intégré, à des degrés différents, les énergies renouvelables dans leur plan de développement. Ainsi, le bilan cumulé des réalisations en matière d'installations PV basse tension a été évalué à plusieurs dizaines de Mégawatts. Cette dynamique a engendré, entre autres, l'émergence d'un nombre appréciable de bureaux d'études et d'entreprises d'installations de systèmes solaires PV.

Compte tenu de la consistance et de la multiplication des programmes d'énergies solaires PV dans tous les secteurs d'activités et sur l'ensemble du territoire national, la mise en place de structures de qualification, de normalisation et de certification est devenue indispensable. C'est dans cette optique que le CEREFÉ a élaboré ce guide technique et pratique consacré aux installations solaires PV.

L'objet de ce travail est de mettre à la disposition des professionnels de la filière de l'énergie solaire PV, un outil technique et pratique précisant les règles de l'art et les standards normatifs devant être respectés pour la mise en œuvre d'installations solaires PV de qualité.

Le présent guide technique concerne aussi bien les systèmes PV hors réseau (OFF-GRID) que les systèmes PV raccordés au réseau basse tension (ON-GRID). Le volet injection au réseau n'a pas été traité dans ce document en raison de l'absence à ce jour d'une réglementation régissant l'injection de toute source d'énergie dans le réseau électrique basse tension. Il a été élaboré selon une structure qui s'articule essentiellement autour des sections suivantes:

- L'architecture des installations PV ;
- Le dimensionnement des installations PV autonomes et raccordées au réseau électrique;
- Le choix et l'installation des équipements PV ;
- Les spécifications techniques des dispositifs de protection des installations PV ;
- La maintenance des installations PV ;
- Les anomalies et les défauts fréquemment rencontrés dans les installations PV.

2. DESCRIPTION DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Les installations photovoltaïques (PV) agissant comme dispositifs de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique, peuvent être soit raccordées au réseau électrique (On-grid) soit autonomes (Off-grid), comme l'illustre la Figure 1.

L'énergie électrique produite par les installations PV autonomes est utilisée soit directement par les consommateurs soit stockée dans des batteries ou autres systèmes de stockage pour une utilisation ultérieure (exemple : pompage d'eau au fil du soleil).

L'énergie électrique produite par les installations PV raccordées au réseau électrique peut être complètement injectée dans le réseau ou bien, à la fois, être utilisée pour répondre aux besoins électriques du consommateur tout en injectant l'excédent dans le réseau. De même, il est fait appel au réseau électrique pour soutirer l'énergie manquante pour satisfaire la demande de l'utilisateur.

Les différentes configurations du système PV citées ci-dessus sont illustrées dans la Figure 1.

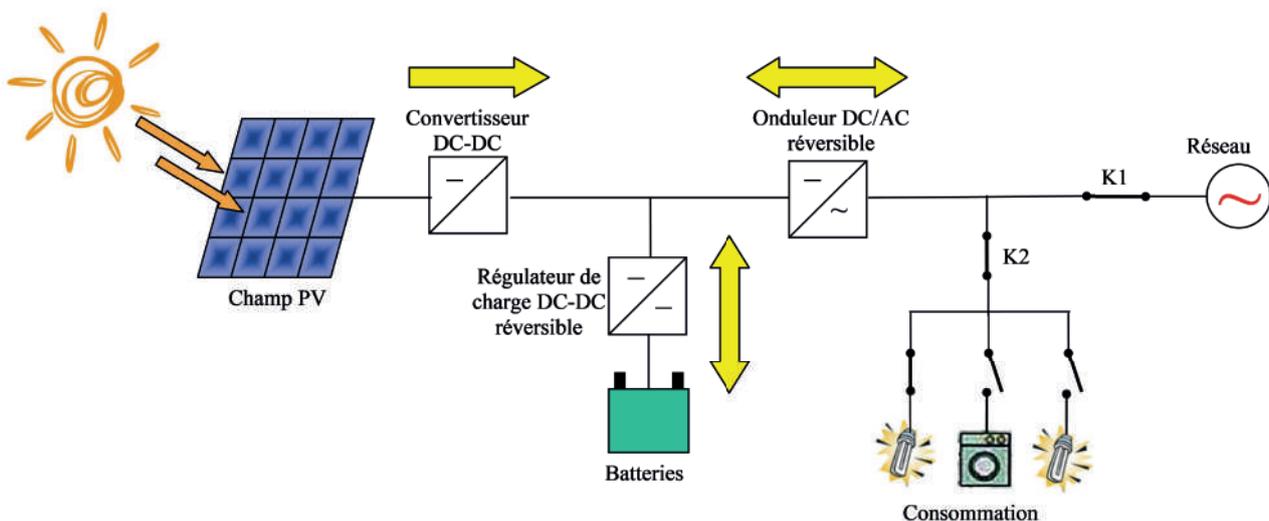


Figure 1. Schéma synoptique des installations PV autonomes (Off-grid) et raccordées au réseau électrique (On-grid).

Dans le cas où K1 fermé, K2 ouvert et sans système de stockage, la configuration est dite installation photovoltaïque raccordée au réseau (On-grid). L'énergie produite par le champ PV est totalement injectée dans le réseau électrique.

Le cas où K1 ouvert, K2 fermé et en présence d'un système de stockage, la configuration est dénommée installation photovoltaïque autonome (Off-grid).

Une autre configuration qui fait appel à la notion d'autoconsommation correspond à une situation où l'on gère de manière optimale les flux : K1 et K2 fermés. Le système de stockage pourrait être envisagé dans ce cas de figure.

NOTE 1 :

Le convertisseur DC/DC, équipement venant s'intercaler entre le champ PV et le régulateur dans le cas d'un système Off-grid, ou entre le champ PV et l'onduleur DC/AC (cas du raccordé au réseau), peut se trouver intégré dans le régulateur ou dans le convertisseur DC/AC (onduleur PV/réseau).

Une installation PV est généralement constituée des éléments suivants :

- Générateur PV également appelé champ PV ;
- Régulateur de charge ;
- Système de stockage (batteries) ;
- Convertisseur DC/AC ;
- Coffrets de protection DC/AC.

2.1. LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le générateur PV est composé d'un ensemble de modules PV constitués de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle. La cellule solaire est l'élément de base permettant de convertir l'énergie solaire en énergie électrique.

Tout module PV est caractérisé par les paramètres électriques suivants :

- Puissance maximale (P_{MAX}) ;
- Tension de circuit ouvert (U_{OC}) ;
- Courant de court-circuit (I_{SC}) ;
- Facteur de forme (FF) appelé aussi facteur d'idéalité ;
- Rendement de conversion.

Ces paramètres sont indiqués dans les fiches techniques fournies par les fabricants des modules PV. Ils sont mesurés en laboratoire sous des conditions de tests standards (STC : 1000 W/m², 25°C et AM1.5).

Les caractéristiques du champ PV (puissance, tension et courant) dépendent de celles des modules PV ainsi que de leurs branchements, comme le montre la Figure 2.

En effet, le branchement des modules en série permet d'augmenter la tension du champ PV tandis que le branchement en parallèle sert à augmenter son courant. Ainsi, pour augmenter davantage la puissance, la tension et le courant du champ PV, le branchement série-parallèle des modules est nécessaire.

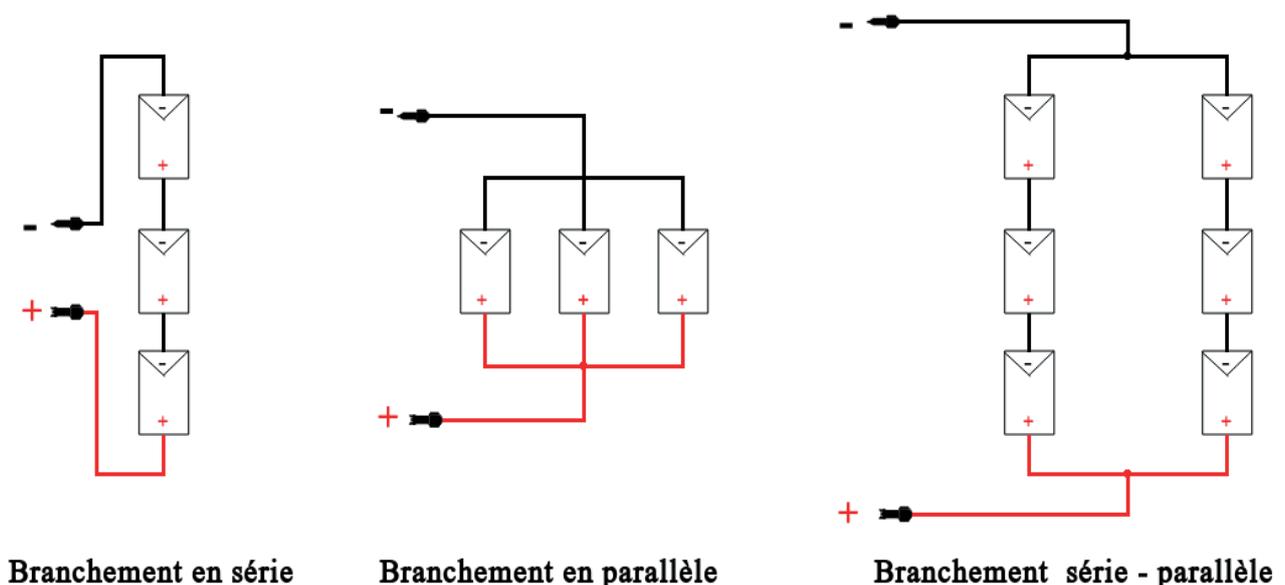


Figure 2. Branchements des modules PV.

NOTE 2 :

Lorsque les modules PV sont connectés en série, leurs tensions s'additionnent pour donner la tension de sortie tandis que le courant le plus faible des modules s'impose à la sortie de la chaîne PV.

Lorsque les modules PV sont branchés en parallèle, leurs courants s'additionnent pour donner le courant de sortie tandis que la tension résultante reste similaire à la tension mesurée aux bornes de chaque module PV.

2.2. LE RÉGULATEUR DE CHARGE

Le régulateur de charge, interface entre le générateur PV et les batteries, assure le contrôle de la charge des batteries et leur protection contre les décharges profondes.

Tout régulateur de charge est caractérisé par :

- Une puissance, une tension et un courant du champ PV admissibles en entrée ;
- Une tension et un courant de charge des batteries ;
- Un rendement.

Afin d'améliorer le rendement de l'installation PV, il est conseillé de choisir des régulateurs dotés de la fonction MPPT.

2.3. LA BATTERIE

Toute installation PV autonome est caractérisée par sa durée d'autonomie durant laquelle le système PV continu de satisfaire les besoins énergétiques du consommateur sans interruption, et ce pendant la période où le champ PV ne produit plus d'énergie notamment en raison de l'absence de l'ensoleillement. L'autonomie d'une installation solaire dépend des caractéristiques du parc de batteries.

Toute batterie solaire, élément de base pour le stockage de l'énergie émanant du champ PV, est caractérisée par sa tension et sa capacité nominales. La capacité est le paramètre indiquant la quantité d'énergie pouvant être stockée dans une batterie.

Les caractéristiques du parc de batteries dépendent de la configuration et des spécifications des batteries qui le composent, comme l'illustre la Figure 3.

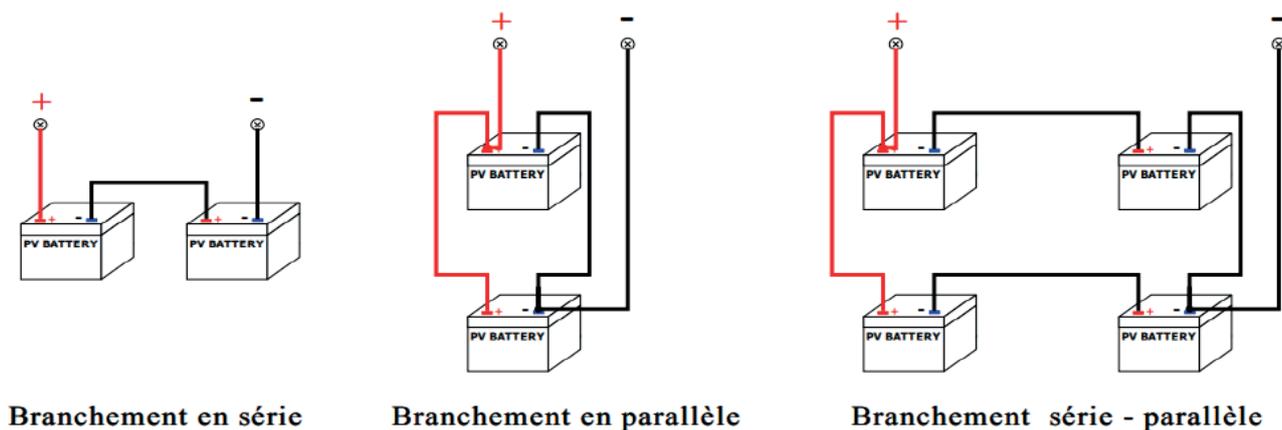


Figure 3. Différents modes de branchements des batteries.

En effet, lorsque les batteries sont connectées en série, la tension du parc de batteries est la somme des tensions des batteries alors que sa capacité demeure identique à celle d'une seule batterie.

De la même manière, lorsque les batteries sont branchées en parallèle, la capacité du parc de batteries est la somme des capacités de toutes les batteries tandis que sa tension est similaire à la tension mesurée aux bornes d'une seule batterie.

Enfin, le branchement série – parallèle des batteries, permet quant à lui d'augmenter à la fois la tension du parc de batteries et sa capacité. Il est à noter que la durée de l'autonomie du système de stockage évolue d'une manière proportionnelle avec la capacité installée.

Il est également important de signaler que la batterie est aussi caractérisée par son type, sa durée de vie, son rendement et sa profondeur de décharge.

2.4. L'ONDULEUR SOLAIRE (CONVERTISSEUR DC/AC)

L'onduleur solaire, également appelé convertisseur DC/AC, est un dispositif électronique permettant de convertir le courant continu (DC), généré par le système PV, en un courant alternatif (AC).

Tout onduleur solaire est caractérisé par :

- Une puissance, une tension et un courant admissibles en entrée DC ;
- Une puissance, une tension, une fréquence et un courant en sortie AC ;
- Un rendement de conversion.

Il existe deux (02) types d'onduleurs solaires :

- Onduleur Off-grid : dédié aux installations solaires autonomes ;
- Onduleur On-grid : dédié aux installations solaires raccordées au réseau avec possibilité d'injection.

2.5. LES ARMOIRES DE PROTECTION ET DE DISTRIBUTION DC & AC

Toute installation photovoltaïque doit être munie d'un système de protection contre d'éventuels risques électriques afin de protéger les personnes et le matériel.

A cet effet, des armoires (coffrets) de protection contre les surintensités et les surtensions doivent être prévues dans la partie à courant continu (DC) et la partie à courant alternatif (AC).

Le coffret DC et le coffret AC sont installés respectivement en amont et en aval de l'onduleur. Le coffret de protection DC est généralement constitué de :

- Fusibles solaires DC spécifiques aux installations PV (portant le marquage PV) ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) DC ;
- Parafoudre(s) DC.

Le coffret de protection AC est généralement constitué de :

- Disjoncteur(s) différentiel(s) ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) AC ;
- Parafoudre(s) AC.

Outre les coffrets DC/AC principal, installés au plus près de l'onduleur DC/AC, les installations PV peuvent également contenir de :

- Boite(s) de jonction et de raccordement des chaînes PV et/ou des groupes PV avec :
 - Fusibles solaires DC spécifiques aux installations PV ;
 - Interrupteur(s)-sectionneur(s) DC ;
 - Parafoudre DC.
- Coffret de protection des batteries avec :
 - Fusibles DC ;
 - Sectionneur(s) ou interrupteur(s)-sectionneur(s).

L'architecture descriptive des installations PV, autonomes avec système de stockage et raccordées au réseau, est présentée dans l'annexe 1.

3. DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

L'ensemble des éléments constituant les installations PV doivent être dimensionnés de manière optimale, ni trop surdimensionnés ni trop sous-dimensionnés, et ce pour permettre à la fois de satisfaire les besoins énergétiques et de réduire les coûts d'investissements.

A cet effet, lors du dimensionnement et la conception des installations PV, il est primordial de tenir compte des paramètres suivants :

- Le site d'implantation de l'installation PV (localisation géographique, rayonnement global moyen, par jour et par mois, pour un plan d'inclinaison donné, températures, nombre de jour sans ensoleillement, ombrage,...) ;
- Les besoins énergétiques ;
- Les caractéristiques des équipements existants : modules PV, batteries, régulateur de charge, onduleur,...

3.1. INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES

3.1.1. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE JOURNALIÈRE

L'estimation de la consommation énergétique est une étape cruciale dans le processus de dimensionnement d'une installation PV. Une mauvaise estimation de la consommation énergétique peut mener à :

- Une augmentation inutile des coûts de l'installation solaire en cas d'une surestimation des besoins énergétiques ;
- Une production d'énergie solaire électrique ne pouvant pas satisfaire les besoins énergétiques en cas d'une sous-estimation de ces derniers.

Ainsi, il faut procéder préalablement à l'inventorisation des équipements électriques à alimenter par le système PV avec :

- Identification des équipements électriques :
 - Type/nature de l'équipement : éclairage, réfrigérateur, climatiseur,...
 - Puissance nominale de l'équipement (P_N) ;
 - Tension de fonctionnement de l'équipement : monophasée ou triphasée ;
 - Courant de démarrage pour les équipements dont le courant de démarrage est élevé (exemple : moteurs).
- Estimation de la durée de fonctionnement (h) de chaque équipement électrique ;
- Estimation de la consommation énergétique journalière qui est le résultat de la somme des consommations électriques des différents équipements.

La consommation journalière énergétique (E_c), exprimée en Watt-heure par jour (Wh/j), est donnée par l'expression suivante:

$$E_c = P_N \cdot h$$

Avec :

P_N : puissance nominale de l'équipement ; h : durée de fonctionnement de l'équipement.

Le Tableau 1, présente la puissance nominale et le courant de démarrage de quelques équipements électriques. Ces valeurs sont données à titre indicatif seulement.

Tableau 1. Puissance nominale et courant de démarrage de quelques équipements électriques.

Équipement électrique	Puissance nominale P_N (W)	Courant de démarrage par rapport au courant nominal (I_N)
Lampe LED	3-30	$1 \times I_N$
Lampe fluorescente compacte	1-50	
Lampe à incandescence	30-100	
Télévision	100-110	
Ordinateur	80-100	
Climatiseur	1000-2000	$4 \times I_N$
Réfrigérateur	250-300	$5 \text{ à } 7 \times I_N$
Congélateur	300-400	
Chauffe-eau électrique	500-2000	
Machine à laver	2000-3000	$3 \times I_N$
Four électrique	1000-5000	$2 \times I_N$

3.1.2. IRRADIATION SOLAIRE GLOBALE SUR PLAN DES MODULES PV

La valeur de l'irradiation solaire globale quotidienne moyenne (I_r) sur le plan des modules PV doit être déterminée pour le site d'installation. L'irradiation solaire globale est fonction de la localisation du site d'implantation du système PV, de la période de l'année, de l'inclinaison et de l'orientation du champ PV.

I_r (kWh/m²/j) : irradiation solaire globale quotidienne moyenne reçue par une surface d'un mètre carré (1 m²) du champ PV.

3.1.3. DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE CRÊTE DU CHAMP PV

La puissance crête du champ photovoltaïque (P_c) permettant de satisfaire les besoins énergétiques est donnée par l'expression suivante :

$$P_c(W_c) = \frac{E_c}{PR \cdot I_r} \cdot 1000 W / m^2$$

Avec :

E_c (Wh/j) : consommation énergétique journalière ; PR : ratio de performance qui tient compte de plusieurs facteurs (rendement des équipements (modules, batteries, régulateur, onduleur), pertes des câbles, inclinaisons, incertitudes liées aux conditions météorologiques,...). La valeur du ratio de performances est située entre 0.55 et 0.75 pour les installations solaires autonomes et entre 0.70 et 0.85 pour les installations solaires raccordées au réseau.

Lors du dimensionnement du système PV, il est recommandé d'utiliser des outils numériques (logiciels) de dimensionnement PV afin de :

- Tenir compte des différents facteurs notamment les conditions climatiques et les caractéristiques des équipements (modules, batteries, régulateurs, onduleurs) ;

- Faciliter le choix des équipements (modules, batteries, régulateurs, onduleurs) ;
- Déterminer de manière optimale la taille du générateur PV et des différents équipements.

3.1.4. DÉTERMINATION DE LA CAPACITÉ DU PARC DE BATTERIES

Tout parc de batteries est caractérisé par sa capacité $C(Ah)$ et sa tension $U_b(V)$. En général, le choix de la tension du parc de batteries est effectué selon la puissance (P_N) des charges, comme suit :

- $P_N \leq 500 W$: 12V
- $P_N \leq 2000 W$: 24V
- $P_N > 2000 W$: 48V

Ce choix de tension est valable pour des faibles longueurs de câbles reliant le régulateur et le parc de batteries.

La capacité du parc de batteries est dimensionnée de telle sorte à pouvoir assurer suffisamment d'énergie aux différents équipements pendant toute la durée de l'autonomie prévue (N_j) et ce sans franchir la profondeur de décharge maximale des batteries (D).

La capacité du parc de batteries, exprimée en Ampère-heure (Ah), est donnée par :

$$C_{N_j*24}(Ah) = \frac{E_c \cdot N_j}{\eta_b \cdot D \cdot U_b}$$

Avec :

N_j : nombre de jours d'autonomie du parc de batteries ; D : profondeur de décharge maximale de la batterie; et η_b : rendement de la batterie.

Le nombre des batteries solaires constituant le parc de batteries est fonction de leur tension et de leur capacité.

- Le nombre de batteries en série (N_{bs}), qui est fonction de la tension du parc de batteries (U_b) et de la tension de chaque batterie ($U_{batterie}$), est donné par :

$$N_{bs} = \frac{U_b}{U_{batterie}}$$

- Le nombre de chaînes de batteries en parallèle (N_{bp}), qui est fonction de la capacité du parc de batteries et de la capacité de chaque batterie ($C_{batterie}$), est donné par :

$$N_{bp} = \frac{C_{N_j*24}}{C_{batterie}}$$

- Le nombre total des batteries solaires (N_b) est : $N_b = N_{bp} \cdot N_{bs}$

NOTE 3 : Signification de la capacité nominale d'une batterie.

La capacité nominale d'une batterie exprimée par $CX=Y.X$ (Ah), signifie que :

- La décharge de la batterie sera atteinte au bout d'une durée égale à (X) en heures.
- La batterie peut délivrer un courant (appelé aussi courant de décharge) égale à Y ($Y=C_x/X$) durant une période X.

Il est important de rappeler que cette explication est très simplifiée vu qu'en réalité la relation entre la capacité et le courant n'est pas linéaire. Cette non-linéarité est décrite par la loi de Peukert.

En pratique, la capacité des batteries est indiquée par la notation C_{10} , C_{20} , C_{100} et C_{120} et qui signifie que ces batteries se déchargent respectivement au bout d'une durée (X) de : 10h, 20h, 100h et 120h.

Exemple 1 : $C_{10}=250$ Ah

→ Cela signifie que :

- La décharge de la batterie sera atteinte au bout de 10h (C_{10}) ;
- La capacité de la batterie est 250 Ah ($Y.X=250Ah$) ;
- La batterie peut délivrer un courant (Y) de 25A ($250Ah/10h$) durant 10h.

Exemple 2 : $C_{100}=250$ Ah

→ Cela signifie que :

- La décharge de la batterie sera atteinte au bout de 100h ($X=100$) ;
- La capacité de la batterie est 250 Ah ($Y.X=250$) ;
- La batterie peut délivrer un courant (Y) de 2.5 A ($250Ah/100h$) durant 100h.

NOTE 4 :

Le choix de la taille du parc de batteries, dans les installations solaires autonomes avec système de stockage, doit tenir compte également de la taille du générateur PV.

Ainsi, dans le cas où la taille du parc de batteries est trop importante par rapport à la taille du générateur PV, les batteries risquent de ne pas pouvoir se charger, après la première décharge du parc de batteries, compte tenu de l'insuffisance de l'énergie produite par les modules PV.

Exemple : huit (08) batteries de 250Ah/12V vs deux (02) modules PV de 350W !!!
Dans le cas où la taille du parc de batteries est très faible par rapport à la taille du générateur PV, les batteries seront tout le temps chargées et le surplus d'énergie produite par les modules risque de ne pas être utilisée notamment si les besoins énergétiques ne sont pas importants.

Exemple : deux (02) batteries de 150Ah/12V vs vingt (20) modules PV de 350W !!!

NOTE 5 :

Le choix de la taille des batteries doit résulter d'un compromis entre le coût d'investissement (capacité totale) et les coûts opérationnels (changement des batteries) : Des batteries surdimensionnées coûteront plus cher mais vieilliront moins du fait qu'il y aura des profondeurs de décharge moins importantes. A l'inverse, des batteries plus faibles seront soumises à des profondeurs de décharge plus importantes et auront une durée de vie moindre, donc seront remplacées plus rapidement, ce qui aura un coût.

3.1.5. CHOIX DU RÉGULATEUR DE CHARGE

Les critères de choix et du dimensionnement du régulateur à considérer sont résumés comme suit:

- La puissance nominale du régulateur (P_{reg}) doit être compatible avec la puissance maximale du champ PV (P_c).

$$0.8P_c \leq P_{reg} \leq 1.2P_c$$

- La tension du régulateur doit être compatible avec la tension du parc de batteries;
- Le courant maximal admissible par le régulateur (I_{max}) doit être supérieur

au

courant de sortie maximal du champ PV ($I_{SC, MAX}$).

$$I_{max} > I_{SC, MAX}$$

$$I_{SC, MAX} = I_{SC, STC} \cdot K_I \cdot N_C$$

Avec :

N_C : nombre de chaînes PV en parallèle ; K_I : coefficient correctif de température du courant de court-circuit.

- La tension maximale admissible par le régulateur (U_{max}) doit être supérieure à la tension à vide du champ PV ($U_{OC, MAX}$).

$$U_{max} > U_{OC, MAX}$$

$$U_{OC, MAX} = U_{OC, STC} \cdot K_U \cdot N_S$$

Avec :

N_S : nombre de modules en série ; K_U : coefficient correctif de température de la tension de circuit ouvert.

NOTE 6 : Détermination du coefficient correctif de température.

Il existe deux méthodes :

→ **Pourcentage :** Lorsque la variation de la tension en fonction de la température (αU_{OC}) est donnée en pourcentage (%/°C), le facteur correctif (K_U) est donné par la formule suivante :

$$K_U = 1 + \alpha U_{OC} (\%) \cdot (T_{Min} - 25)$$

Avec :

T_{Min} : température minimale du site (°C) ; αU_{OC} : coefficient de température de la tension de circuit ouvert.

Exemple :

$$T_{Min} = -15 \text{ } ^\circ\text{C}; \alpha U_{OC} = -0.37\% / \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$K_U = 1 + \alpha U_{OC} (\%) \cdot (T_{Min} - 25) = 1 + (-0.0037) \cdot (-15 - 25) = 1.148$$

→ **Tension :** Lorsque la variation de la tension en fonction de la température (αU_{OC}) est donnée en tension (V/°C), le facteur correctif (K_U) est donné par la formule suivante :

$$K_U = 1 + \frac{\alpha U_{OC} (V / \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot (T_{Min} - 25)}{U_{OC,STC}}$$

Avec :

$U_{OC,STC}$: tension de circuit ouvert du module PV dans les conditions d'essai standard (STC).

Exemple :

$$U_{OC} = 37.5 \text{ V}; T_{Min} = -15^\circ, \alpha U_{OC} = -137 \text{ mV} / \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$K_U = 1 + \frac{\alpha U_{OC} (V / \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot (T_{Min} - 25)}{U_{OC,STC}} = 1 + \frac{(-0.137) \cdot (-15 - 25)}{37.5} = 1.14$$

Le coefficient correctif de température du courant (K_I) est déterminé de la même manière.

En l'absence de données concernant les températures minimale et maximale du site, les coefficients de température de la tension et du courant des modules PV qui pourraient être utilisés sont respectivement, ($K_U = 1.14$) et ($K_I = 1.25$).

3.1.6. CHOIX DE L'ONDULEUR OFF-GRID

Les critères de choix et dimensionnement de l'onduleur sont résumés comme suit :

- L'onduleur doit avoir une puissance nominale lui permettant d'alimenter tous les équipements que l'on souhaite utiliser simultanément. En pratique, une marge de dimensionnement par excès de 20-30% est recommandée.

$$P_{\text{onduleur}} > 1.3 P_N(\sum \text{Charges})$$

- L'onduleur doit être en mesure de fournir un courant de démarrage élevé durant une brève période notamment pour assurer le lancement des équipements à fort courant de démarrage. Ces derniers risquent de ne pas pouvoir démarrer si l'onduleur n'est pas en mesure d'assurer l'intensité demandée.
- L'onduleur doit avoir une tension d'entrée côté courant continu (DC) compatible avec la tension du système (tension du parc de batteries).
- L'onduleur doit assurer en sortie le signal (tension, courant et fréquence) imposé par les équipements électriques à alimenter.

3.1.7. DIMENSIONNEMENT DES CÂBLES ET DES DISPOSITIFS DE PROTECTION

Le choix et le dimensionnement des câbles et des dispositifs de protection et de sectionnement pour les installations PV autonomes sont décrits dans la partie protection contre les surintensités et surtensions du présent document.

Lors de la détermination des sections des câbles (S), deux paramètres doivent être considérés:

- Les courants admissibles (I_2) ;
- Les chutes de tension admissibles (ε).

De manière générale, le câble doit avoir un courant admissible (I_2) supérieur aux éventuels courants susceptibles de le traverser.

Les courants admissibles des câbles (I_2) qui sont recommandés pour les installations PV autonomes et raccordées au réseau sont décrits dans la partie protection contre les surintensités (voir section 6).

CHUTE DE TENSION

La chute de tension doit être réduite au maximum afin d'assurer un fonctionnement optimum du système.

La chute de tension (ε) dans un câble est donnée par :

$$\varepsilon(\%) = \frac{\rho_1 \cdot L \cdot I}{S \cdot V_A}$$

Avec :

ρ_1 : résistivité du câble ($\rho_1 = 1,25 \times \rho_0$) ; ρ_0 (Cuivre) = 0.01851 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ et

ρ_0 (Aluminium) = 0.02941 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

L : longueur totale (aller-retour) du câble(m) ; I : courant circulant dans le câble (A) ;

V_A : tension de référence à l'origine du câble (V) ; S : section du câble (mm^2).

La chute de tension maximale autorisée entre le champ PV et le parc de batteries est de 5%.

Dans une installation PV, la tension de référence et le courant à prendre en compte sont différents selon la partie considérée.

Dans la partie champ PV / régulateur :

- La tension de référence à considérer est la tension $U_{mpp, STC}$;
- Le courant circulant dans le câble correspond au courant $I_{mpp, STC}$;
- La chute de tension doit être calculée pour les câbles des chaînes PV, les câbles des groupes PV et le câble principal PV. Le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne PV et le régulateur doit être calculé, et le cumul le plus important sera retenu.

Dans la partie régulateur / batteries :

- La tension de référence à considérer est la tension du système ;
- Le courant circulant dans le câble correspond au courant de charge du régulateur.

Dans la partie batteries / convertisseur ou charges DC :

- La tension de référence à considérer est la tension du système ;
- Le courant circulant dans le câble correspond au courant d'entrée du convertisseur ou au courant maximal consommé par les charges (appareils).

La chute de tension maximale dans la partie utilisation AC ne doit pas excéder 3%, et idéalement 1%.

La chute de tension maximale dans la partie utilisation DC dont la tension ne dépassant pas les 48V, sera fixée selon la sensibilité de l'équipement à utiliser.

3.2. INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDÉES AU RÉSEAU

3.2.1. DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE CRÊTE DU CHAMP PV

Dans le cas des installations photovoltaïques raccordées au réseau, la puissance du champ PV est fixée par le concepteur de l'installation, et ce en fonction de la puissance de production désirée, de la surface disponible pour l'installation du champ PV et autres. L'irradiation solaire globale du site d'implantation du système PV doit être également prise en considération par le concepteur PV.

La configuration du champ PV dépend des caractéristiques de l'onduleur On-grid à installer.

3.2.2. CHOIX DE L'ONDULEUR ON-GRID

Dans le cas d'un onduleur raccordé au réseau (On-grid) ou d'un onduleur avec fonction MPPT intégrée, il faut tenir compte des paramètres suivants :

-En termes de puissance

La puissance d'entrée maximale de ce type d'onduleur doit être compatible avec la puissance maximale du champ PV.

$$0.8P_C \leq P_{\text{onduleur}} \leq 1.2P_C$$

Les onduleurs existants actuellement sur le marché peuvent supporter en entrée une puissance du champ PV pouvant aller jusqu'à 150% de leur puissance nominale mais sans aucun gain énergétique additionnel en sortie. En effet, la puissance produite par le champ PV ne sera pas totalement exploitée étant donné que l'onduleur se trouve limité dans la puissance maximale admissible en entrée.

- En termes de tension

La tension d'entrée maximale admissible par l'onduleur (U_{max}) doit être supérieure à la tension à vide du champ PV ($U_{OC,MAX}$). L'onduleur risque d'être endommagé lorsque la tension de sortie du champ PV est supérieure à sa tension maximale admissible.

Ainsi, la tension d'entrée maximale admissible (U_{max}) détermine le nombre maximal des modules solaires en série (N_s) pouvant être supportés par l'onduleur, comme suit :

$$N_s \leq \frac{U_{max}}{U_{OC,STC} \cdot K_U}$$

- En termes de courant

Le courant d'entrée maximal admissible par l'onduleur (I_{max}) doit être supérieur au courant de court-circuit du champ PV ($I_{SC,MAX}$).

Ainsi, le courant d'entrée maximal admissible (I_{max}) décide du nombre maximal de chaînes PV en parallèle (N_c) pouvant être supportées par l'onduleur, comme suit :

$$N_c \leq \frac{I_{max}}{I_{SC,STC} \cdot K_I}$$

Dans le cas où le champ PV produit un courant supérieur au courant maximal admissible par l'onduleur, ce dernier se limite à n'exploiter que la puissance du champ PV correspondante à son courant d'entrée maximal admissible.

- En termes de la plage de tension MPPT ($U_{MPPT,MIN}$ et $U_{MPPT,MAX}$)

Il est à noter que le système MPPT de l'onduleur, permettant d'exploiter le champ PV en son point de puissance maximale, ne fonctionne que si et seulement si la tension du champ PV est située dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Dans le cas contraire, l'installation PV continue de fonctionner mais avec des pertes en puissance.

Ainsi, il faut s'assurer que la tension du champ PV soit située dans la plage de tension MPPT de l'onduleur ($U_{MPPT,MIN}$ et $U_{MPPT,MAX}$) et ce en déterminant le nombre optimal des modules solaires à connecter en série.

A cet effet, le nombre des modules PV connectés en série doit être :

$$\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{mpp} \cdot K_{U(T_{Max})}} \leq N_s \leq \frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{mpp} \cdot K_{U(T_{Min})}}$$

Avec :

$U_{MPPT,MIN}$ et $U_{MPPT,MAX}$: plage de tension du fonctionnement du Tracker MPPT de l'onduleur ; U_{mpp} : tension de la puissance maximale du module PV ; $K_{U(T_{Min})}$ et $K_{U(T_{Max})}$: coefficients correctifs de la tension déterminés respectivement à des températures minimale (T_{Min}) et maximale (T_{Max}) du site.

Exemple :

Données : $T_{Min} = -15^\circ C$; $T_{Max} = 70^\circ C$

$$U_{mpp} = 32.4 V; \alpha U_{OC} = -0.29\% / ^\circ C;$$

$$U_{MPPT,MIN} = 140 V; U_{MPPT,MAX} = 500 V;$$

Calcul des coefficients correctifs de température :

- À température minimale du site :

$$K_{U(T_{Min})} = 1 + \alpha U_{OC} \cdot (T_{Min} - 25) = 1 + (-0.0029)(-15 - 25) = 1.116$$

- À température maximale du site :

$$K_{U(T_{Max})} = 1 + \alpha U_{OC} \cdot (T_{Max} - 25) = 1 + (-0.0029)(70 - 25) = 0.87$$

Détermination du nombre minimal et maximal des modules en série :

$$\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{mpp} \cdot K_{U(T_{Max})}} \leq N_s \leq \frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{mpp} \cdot K_{U(T_{Min})}}$$

Ainsi :

- Le nombre minimal des modules en série doit être supérieur ou égal à : 05 modules ($N_s \geq 4.96$).
- Le nombre maximal des modules en série doit être inférieur ou égal à : 13 modules ($N_s \leq 13.78$).
- Le nombre optimal des modules PV en série doit être : $05 \leq N_s \leq 13$.

$$\rightarrow \frac{140}{32,4 \cdot 0,87} \leq N_s \leq \frac{500}{32,4 \cdot 1,116} \rightarrow 4.96 \leq N_s \leq 13.78$$

3.2.3. DIMENSIONNEMENT DES CÂBLES ET DES DISPOSITIFS DE PROTECTION

Le choix et le dimensionnement des câbles et des dispositifs de protection et de sectionnement pour les installations PV raccordées au réseau sont décrits dans la partie protection contre les surintensités et les surtensions du présent guide.

Le calcul de la chute de tension a été détaillé dans la section 3.1.7.

- La tension de référence à considérer est la tension $U_{mpp, STC}$;
- Le courant circulant dans le câble correspond au courant $I_{mpp, STC}$;

- La chute de tension doit être calculée pour les câbles des chaînes PV, les câbles des groupes PV et le câble principal PV. Le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne PV et l'onduleur doit être calculé, et le cumul le plus important sera retenu.

La chute de tension maximale dans la partie DC ou AC ne doit pas dépasser 3%, et idéalement 1%.

4. CHOIX ET MISE EN ŒUVRE DU MATERIEL

Les équipements installés à l'extérieur doivent avoir au minimum un degré de protection IP44 et IK07, conformément à la norme CEI 62262.

L'ensemble des équipements doit être installé de façon à faciliter l'accès à leur exploitation et leur maintenance.

4.1. LE CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

4.1.1. LA STRUCTURE PORTEUSE

Le choix et la mise en place de la structure métallique porteuse des modules PV doivent :

- Tenir compte des dimensions et du poids des modules PV, de la vitesse du vent, de la neige et du sable ;
- Prendre en compte les normes de construction (génie civil, répartition du poids de l'installation et des dimensions des socles) ;
- Prévoir des espaces pour circulation permettant au personnel habilité d'accéder en toute sécurité aux installations (cas d'installations sur terrasses).

Dans le cas des installations photovoltaïques sur toitures, il faut s'assurer que ces dernières peuvent supporter le poids des équipements PV et que l'étanchéité ne soit pas affectée.

Le matériau des structures porteuses et des éléments de fixation des modules PV doit être protégé contre la corrosion (exemple : acier galvanisé).

De même, l'orientation et l'inclinaison de la structure porteuse des modules PV, qui dépendent du site d'installation (altitude, longitude et latitude), doivent être choisies de telle sorte à garantir une meilleure captation du rayonnement solaire et donc une exploitation optimale des modules PV pour une production d'énergie la plus élevée possible. Compte tenu de la position géographique de l'Algérie, les modules solaires doivent être toujours orientés plein sud. Les inclinaisons optimales recommandées pour les différentes régions du pays sont indiquées dans l'annexe 2.

4.1.2. LES MODULES PV

Tout module PV doit satisfaire les exigences suivantes :

- Être conforme à la norme NA CEI61730. Cette exigence concerne tous les modules PV indépendamment de leurs technologies ;
- Être conforme à la norme NA CEI 61215. Cette exigence concerne seulement les modules PV au silicium cristallin. Pour les autres technologies, les modules PV doivent se conformer aux normes CEI correspondantes ;
- Avoir une tension maximale du système supérieure à la tension $U_{OC, MAX}$ de l'installation solaire ;
- Répondre aux exigences de la classe de sécurité II selon la norme NA CEI 61730.

Par ailleurs, l'ensemble des modules PV constituant une installation solaire doivent être de la même technologie et ayant les mêmes caractéristiques techniques. Dans le cas d'un onduleur à plusieurs entrées MPPT, les chaînes PV peuvent être de différentes technologies mais à condition que chacune de ces chaînes PV soit constituée de modules PV de même technologie

et ayant les mêmes caractéristiques.

Les caractéristiques techniques des modules PV sont données par la fiche technique fournie par le fabricant (voir annexe 3.1).

4.1.3. FIXATION ET POSE DES MODULES PV

La fixation des modules solaires sur la structure porteuse est assurée soit via les trous prédéfinis par le fabricant dans le cadre des modules PV, soit via des éléments de fixation spécifiques (clames/pinces) ayant des dimensions conformes aux restrictions du fabricant des modules solaires.

Les modules solaires peuvent être posés soit en mode horizontal (paysage), soit en mode vertical (portrait).

Dans le cas d'une installation solaire à plusieurs rangées PV, un espacement entre ces rangées doit être prévu et déterminé de telle sorte à éviter les ombrages entre les rangées et exploiter de manière optimale la surface occupée par l'installation PV (voir annexe 4).

4.2. LE RÉGULATEUR DE CHARGE

Tout régulateur de charge solaire doit être conforme à :

- La norme NA CEI62509 ;
- La norme NA CEI62109-1.

Le régulateur de charge doit avoir :

- Une puissance nominale (P_{reg}) compatible avec la puissance maximale du champ PV (P_c) avec une tolérance de $\pm 20\%$. ($0.8 P_c \leq P_{reg} \leq 1.2 P_c$) ;
- Une tension compatible avec la tension du parc de batteries (12V, 24V, 36V, 48V) ;
- Une tension maximale admissible supérieure à la tension à vide du champ PV ;
- Un courant maximal admissible supérieur au courant de sortie maximal du champ PV.

Ces consignes sont indiquées dans les fiches techniques des régulateurs (voir annexe 3.2). Le régulateur de charge doit être installé conformément aux instructions du fabricant comme suit :

- Être installé à proximité du parc de batteries. Ne pas être installé juste au-dessus des batteries ;
- Être installé dans un local bien aéré ;
- Être installé sur un mur (support) incombustible ;
- Ne pas être installé directement en face de la lumière du soleil ;
- Être à l'abri des facteurs d'environnement hostiles (poussière, température, humidité).

Si le régulateur est installé à l'extérieur, il doit posséder un indice de protection d'au moins IP56.

4.3. ONDULEUR SOLAIRE (CONVERTISSEUR DC/AC)

4.3.1. L'ONDULEUR OFF-GRID

Tout onduleur autonome (Off-grid) doit être conformes à :

- La norme NA CEI 62109-1 ;
- La norme NA CEI 62109-2.

Dans une installation PV autonome, l'onduleur Off-grid doit :

- Être muni obligatoirement de la fonction de protection contre la décharge profonde des batteries ;
- Avoir une tension d'entrée adaptée à la tension du système et donc du parc de batteries;
- Prendre en compte la nature des charges (courant d'appel, tension, fréquence, simultanéité de fonctionnement des charges, qualité du signal...);
- Avoir une puissance nominale pouvant couvrir l'ensemble des puissances des différents équipements que l'on souhaite utiliser simultanément. A cet effet, une marge de dimensionnement de 20-30% est recommandée.

Dans le cas où l'onduleur fonctionne en parallèle avec un autre générateur d'énergie électrique, il faut éviter :

- Les variations de tension et de fréquence ;
- Les distorsions harmoniques ;
- Les déséquilibres et les impacts de charges.

4.3.2. L'ONDULEUR ON-GRID

Tout onduleur raccordé au réseau (On-grid) doit être conforme à :

- La norme NA CEI 62109-1 ;
- La norme NA CEI 62109-2 ;
- La norme DIN VDE 0126-1-1 et A1 (Amendement 1).

Un onduleur conforme à la norme DIN VDE 0126-1-1/A1 permet d'assurer :

- Une protection de découplage : déconnexion automatique entre l'installation PV et le réseau électrique en cas d'éventuelles anomalies, notamment :
 - Apparition d'un défaut sur le réseau électrique ;
 - Disparition de l'alimentation électrique assurée par le réseau électrique ;
 - Changement dans les paramètres (tension et fréquence) spécifiés par le gestionnaire du réseau.
- Un contrôle permanent de l'isolement de la partie DC.

Dans une installation PV raccordée au réseau, l'onduleur doit être compatible avec le champ PV en termes de puissance, de tension et de courant, comme illustré dans la section 3.2.2. Les onduleurs PV (off-grid et on-grid) doivent être installés selon les instructions du fabricant.

4.4. LA BATTERIE

Toute batterie doit être conforme à la norme CEI 61427.

La mise en œuvre des batteries est fonction de leurs caractéristiques :

- **Cas 1** : $C_{120}(Ah) \times U(V) \leq 1000 Wh$

- Aucune exigence concernant l'emplacement du parc de batteries.
- L'unique exigence est de s'assurer que les bornes des batteries soient

protégées contre les courts-circuits.

- **Cas 2** : $C_{120}(Ah) \times U(V) > 1000 Wh$

Dans de telles conditions, il faut satisfaire les exigences d'emplacement, de rangement et de ventilation des batteries.

4.4.1. EXIGENCES D'EMPLACEMENT

Le parc de batteries doit être placé soit dans un local soit dans une armoire (enveloppe) limitant l'accès qu'au personnel habilité et assurant la protection contre :

- Les conditions d'environnement hostiles (poussière, température, humidité) ;
- Les facteurs extérieurs à risques (vibrations, eau, feu) ;
- Les risques générés par batteries elles-mêmes (explosion, dégagements gazeux).

Local de batterie

Dans le cas où les batteries sont installées dans un local, ce dernier doit :

- Assurer un espace libre autour du parc de batteries facilitant l'accès pour leur exploitation et leur entretien ;
- Avoir un sol pouvant supporter le poids des batteries ;
- Avoir une porte de type anti-panique dotée d'un verrouillage de l'extérieur seulement ;
- Assurer l'extraction de l'air ventilé vers l'extérieur ;
- Être conçu avec des matériaux ininflammables et étanches aux dégagements gazeux
- Ne pas contenir des équipements électriques sauf s'ils sont destinés pour assurer la sécurité ;
- Avoir sur la face extérieure de la porte d'accès, les signalisations suivantes :
 - Accès interdit sauf au personnel habilité.
 - Risque de chocs électriques.
 - Interdiction de fumer.
 - Danger d'explosion.
 - Risque de brûlure.

Dans le cas de batteries ouvertes, il faut prévoir les mesures suivantes :

- Soit utiliser un sol avec seuil, étanche et résistant à l'électrolyte ;
- Soit utiliser un support de batteries avec système de rétention adaptée ;
- Éviter les emplacements munis de climatisation à circuit fermé.

Si le local de batteries est situé dans une habitation, aucune communication entre eux ne doit exister et l'accès au local de batteries doit se faire par l'extérieur.

Armoire de batterie

Dans le cas où les batteries sont installées dans une armoire, cette dernière doit :

- Assurer un accès facile pour la manœuvre et l'entretien des batteries ;
- Supporter le poids des batteries ;
- Être étanche aux dégagements gazeux ;

- Être dotée d'une ventilation vers l'extérieur du bâtiment ;
- Résister à l'électrolyte et avoir un dispositif de rétention dans le cas de batteries ouvertes;
- Autoriser l'accès uniquement aux personnels habilités ;
- Porter les signalisations suivantes :
 - Accès interdit sauf au personnel habilité.
 - Risque de chocs électriques.
 - Interdiction de fumer.
 - Danger d'explosion.
 - Risque de brûlure.

4.4.2. EXIGENCES DE RANGEMENT

Lors de l'installation du parc de batteries, il faut respecter les exigences suivantes :

- Assurer des espaces libres de largeur minimale de 60 cm entre les blocs de batteries
- L'agencement des batteries doit faciliter leur raccordement ;
- L'installation des batteries ouvertes doit se faire sur chantier isolant du sol et résistant à l'acide (exemple : bois traité) ;
- Dans le cas de support à plusieurs rangées, la surélévation des rangées doit assurer la stabilité des niveaux de toutes les batteries ;
- Dans le cas des batteries ouvertes, chaque élément d'accumulateurs doit être équipé d'un bouchon antidéflagrant ;
- Chaque batterie doit être dotée d'un marquage indiquant sa tension, sa capacité, son type ainsi que la date de sa mise en service ;
- Les conducteurs reliant des batteries en parallèle, doivent avoir des sections et des longueurs identiques ;
- Les conducteurs reliant les batteries à leur coffret de protection doivent être de types unipolaires à double isolation, identifiables et séparés par polarité.

Dans le cas où la tension nominale du parc de batteries dépasse 120VDC, il faut prévoir les mesures supplémentaires suivantes :

- Assurer une séparation minimale de 1,50 m entre les parties actives conductrices ;
- Installer un plancher de service isolé du sol, non glissant et avec une largeur minimale d'un mètre (1m) autour des batteries pour ne pas pouvoir toucher à la fois le sol et l'un des éléments de la batterie.

Outre toutes ces exigences, les batteries constituant le même parc de batteries doivent être du même fabricant, du même type, de même technologie et ayant les mêmes caractéristiques.

4.4.3. EXIGENCES DE VENTILATION

Afin d'éviter les risques d'explosion, la ventilation du local abritant le parc de batteries est obligatoire. L'aération des locaux est assurée de préférence par ventilation naturelle (passive), sinon par ventilation forcée (active) si la ventilation naturelle est insuffisante.

Dans le cas d'une ventilation naturelle, il faut respecter les exigences suivantes :

- Le local de batteries doit avoir une zone d'ouverture de circulation d'air d'une surface minimale (A) :

$$\begin{aligned}
 A(\text{cm}^2) &= 28Q \\
 &= 28(0.05 n.C.I_{\text{gaz}} \cdot 10^{-3}) \\
 &= 0.0014 (n.C.I_{\text{gaz}})
 \end{aligned}$$

Avec:

Q : débit d'air frais (m^3/h) minimal nécessaire pour la ventilation d'un local de batteries ;

n : nombre d'éléments d'accumulateurs ;

C : capacité C10 de batterie en (Ah) ;

$I_{\text{gaz}} = 20$ (mA/Ah) pour accumulateurs au plomb ouverts ;

$I_{\text{gaz}} = 8$ (mA/Ah) pour accumulateurs au plomb étanches ;

$I_{\text{gaz}} = 50$ (mA/Ah) pour accumulateurs au NiCd ouverts.

- Les ouvertures doivent être situées sur des parois opposées. Si les ouvertures sont situées sur la même paroi, elles doivent être séparées par une distance minimale de deux mètres (02 m) ;
- La canalisation d'air doit être la plus directe possible.

4.5. CANALISATION

Le choix des canalisations dans la partie générateur PV doit répondre aux exigences suivantes:

Les câbles PV doivent [2] :

- Être au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) ;
- Posséder une température admissible sur l'âme d'au moins 90°C ;
- Être mono-conducteurs avec une isolation équivalente à la classe II ;
- Résister aux conditions externes AN3 (rayons ultra-violets) notamment pour les câbles exposés directement au rayonnement solaire.

La température prise pour le dimensionnement des câbles PV est de 70°C (voir annexe 5) :

- Un facteur de correction de 0.58 doit être appliqué si les câbles sont soumis à l'échauffement direct des modules et/ou au rayonnement solaire ;
- Un facteur de correction de 0.77 doit être appliqué si les câbles cheminent dans des isolants thermiques de toitures ou de façade ;
- Un facteur de correction de 0.45 doit être appliqué si les câbles sont à la fois soumis à l'échauffement direct des modules et/ou au rayonnement solaire et cheminent dans des isolants thermiques de toitures ou de façade.

La mise en place des canalisations doit répondre aux exigences suivantes :

- Les canalisations issues des champs PV installés dans les locaux à usage tertiaire ou d'habitation, doivent cheminer par l'extérieur jusqu'au local électrique.
- L'ensemble des câbles et connexions doivent être à l'abri de toute détérioration externe.
- Les câbles DC et le conducteur d'équipotentialité doivent être jointifs (côte à côte) afin de minimiser la surface des boucles.
- Les polarités des câbles de la partie DC doivent être repérables par marquage (+/-)

aux extrémités ou par couleurs.

Dans le cas de câbles enterrés, la mise en œuvre des canalisations doit être conforme aux exigences de la norme NA CEI 60364.

4.6. CONNECTEURS ÉLECTRIQUES

Dans une installation PV, les connecteurs doivent répondre aux exigences suivantes :

- Être conformes à la norme CEI 62852 ;
- Être du même type et du même fabricant ;
- Être conçus pour une utilisation en courant continu ;
- Avoir un courant assigné $I_N \geq I_{SC, MAX}$;
- Avoir une tension assignée $U_N \geq U_{OC, MAX}$;
- Avoir une compatibilité avec la section du câble à connecter ;
- Pouvoir supporter la température du site ;
- Pouvoir résister aux rayons UV et avoir un degré de protection adapté (IP) dans le cas d'utilisation extérieure ;
- Être de classe II.

Le raccordement des conducteurs aux entrées/sorties des coffrets électriques doit être assuré par des connecteurs à presse-étoupe, et ce pour éviter leur déconnexion à cause des tensions mécaniques.

4.7. DISPOSITIFS DE PROTECTION

Les dispositifs de sectionnement et de protection installés dans la partie DC doivent satisfaire les exigences suivantes :

- Être conformes à la norme NA CEI 60947;
- Avoir le marquage spécifique PV, et/ou l'indication 'courant continu'.

Les dispositifs de protection des différentes parties de l'installation PV (DC/AC), peuvent être installés dans le même coffret électrique à condition qu'il y'ait une séparation physique entre ces parties.

Dans les boites de jonctions et coffrets DC, il faut appliquer les mesures suivantes :

- Utilisation obligatoire de connecteurs M/F (mâle/femelle) conformes à la norme CEI 62852, de même type et du même fabricant ;
- Porter les signalisations suivantes (voir annexe 6) :
- Câble courant continu sous tension.
- Ne pas manœuvrer en charge.

5. MISE À LA TERRE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

La mise à la terre des différents éléments constituant une installation PV est obligatoire.

5.1. MISE À LA TERRE DE LA PARTIE DC

- Les modules PV, les chemins de câbles et les structures métalliques porteuses (supports) doivent être reliés à la terre (voir Figure 4).
- La liaison des différents éléments à la terre se fait via des connecteurs adaptés.
- L'ensemble des éléments doivent être reliés à la même prise de terre.
- La section minimale des conducteurs de mise à la terre, repérés par une coloration vert-et-jaune, est de 6 mm² en cuivre ou équivalent.
- L'onduleur doit être relié à la liaison équipotentielle via un conducteur de section minimale de 6mm² en cuivre ou équivalent.
- Lors du raccordement des modules PV, la surface des boucles doit être la plus faible possible pour ne pas générer des boucles d'inductions (voir Figure 5). Ainsi, la liaison équipotentielle et les câbles DC (+/-) doivent être jointifs (côte à côte).
- En cas de maintenance, la liaison équipotentielle des masses doit être continue et maintenue.

5.2. MISE À LA TERRE DE LA PARTIE AC

La mise à la terre de la partie AC doit être réalisée suivant à la norme NA CEI 60364.

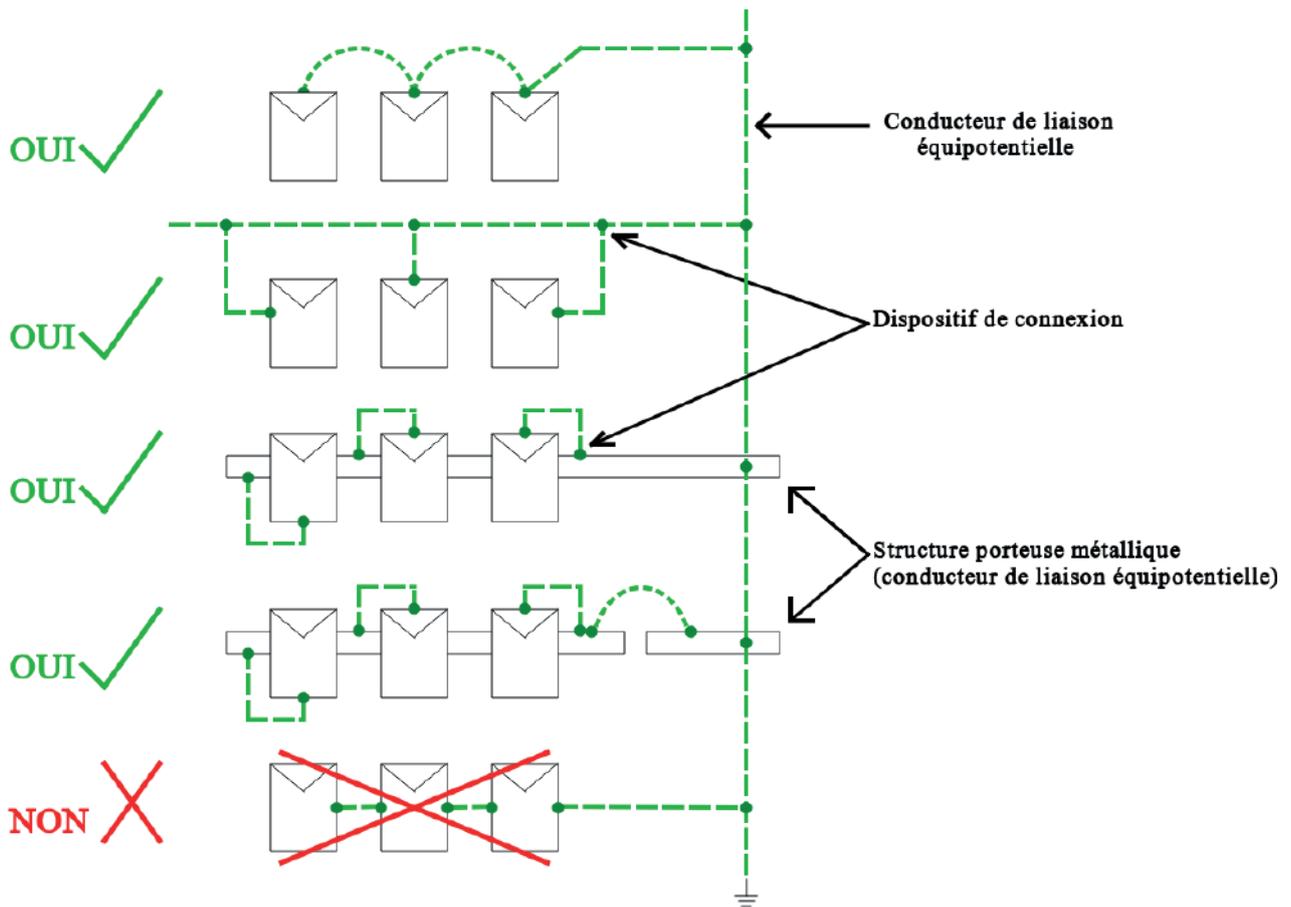


Figure 4. Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle.

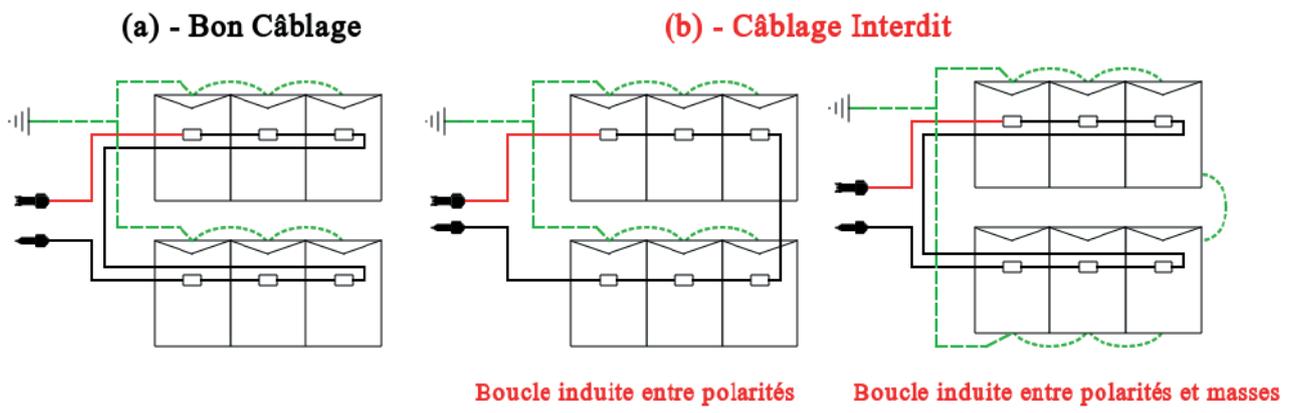


Figure 5. Exemples de raccordement des modules PV et boucles d'induction.



6. PROTECTION CONTRE LES CHOCS ELECTRIQUES ET LES SURINTENSITES

Dans les installations solaires, la protection contre les chocs électriques est obligatoire.

6.1. PROTECTION CONTRE LES CONTACTS DIRECTS

L'utilisation de connecteurs débrochables spécifiques au photovoltaïque et conformes à la norme **CEI 62852**, dans une chaîne PV avec une tension supérieure à 60V ($U_{OC, MAX} > 60V_{DC}$), est obligatoire pour réduire les risques de chocs électriques.

La protection des équipements électriques contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe est obligatoire, et ce selon la situation :

- **Situation 1 :** Armoires et coffrets non accessibles (situés dans un local où seul le personnel qualifié est autorisé à accéder) :
 - La protection est assurée par l'utilisation d'un matériel ayant au moins un degré de protection **IP2X** ou **IPXXB** (voir annexe 7).
- **Situation 2 :** Armoires et coffrets accessibles (situés en dehors d'un local) :
 - La protection est assurée par la fermeture des armoires/coffrets à l'aide d'une clef ou d'un outil spécifique.

6.2. PROTECTION CONTRE LES CONTACTS INDIRECTS

La protection contre les contacts indirects vise à protéger les personnes contre les dangers pouvant résulter d'un contact avec les masses.

6.2.1. PARTIE DC

La protection des personnes contre les contacts indirects est assurée aux points de départ de chaque circuit par des dispositifs de protection placés sur chaque polarité.

Les dispositifs de protection doivent être installés dans une armoire présentant une isolation double ou renforcée.

Cette protection doit être assurée par l'utilisation de :

- Matériels électriques ayant une isolation double ou renforcée (classe II) ;
- Canalisations constituées de câbles de classe II (câbles sans revêtement métalliques) ;
- Isolation supplémentaire recouvrant les équipements électriques possédant seulement une isolation principale (goulottes ou conduits isolants) ;
- Isolation renforcée recouvrant les parties actives nues, et cela seulement lorsque la réalisation de la double isolation n'est pas possible.

6.2.2. PARTIE AC

La protection contre les contacts indirects dans la partie utilisation AC doit être assurée :

- Par isolation double ou renforcée ;
- Par séparation électrique du circuit d'utilisation. En cas de défaut d'isolement, aucune tension de contact dangereuse ne doit être apparaitre ;
- Ou par coupure automatique de l'alimentation (DDR : Dispositifs à courant Différentiel Résiduel).

6.3. INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME

6.3.1. PARTIE GENERATEUR PV

6.3.1.1. PROTECTION DES CÂBLES DE CHAÎNES PV

Dans une installation PV autonome, chaque chaîne PV doit être protégée contre les surintensités pouvant provoquer l'endommagement des modules PV [2].

Les surintensités sont généralement dues aux courants inverses des chaînes PV en parallèle et/ou au courant de court-circuit provenant du parc de batteries en cas de défaillance du dispositif anti-retour du régulateur.

Le courant inverse maximal circulant dans la chaîne PV en défaut, qui est fonction du nombre de chaînes PV en parallèle (N_C), ne doit pas dépasser le courant retour maximal admissible par les modules solaires (I_{RM}). Le courant retour maximal admissible (I_{RM}) des modules solaires, indiqué par les constructeurs, est généralement égal à deux (02) fois la valeur du courant de court-circuit ($2 I_{SC}$).

A cet effet, l'utilisation de dispositifs de protection (fusibles et/ou disjoncteurs DC) pour protéger chacune des chaînes PV est obligatoire.

Les deux polarités (+/-) de chaque chaîne PV doivent être raccordées aux dispositifs de protection.

Le calibre des dispositifs de protection de chaînes PV est donné par l'expression suivante :

$$1.1 I_{SC,MAX} \leq I_N \leq I_{RM}$$

Le courant admissible (I_Z) des câbles de chaînes PV est fonction du nombre de chaînes PV (N_C) en parallèle, et doit être :

$$I_Z \geq I_2 \text{ si } N_C < 20$$

ou

$$I_Z \geq I_N \text{ si } N_C \geq 20$$

NOTE 7 :

Le courant conventionnel de fonctionnement du dispositif de protection I_2 , qui provoque et assure effectivement le fonctionnement de ce dernier, est fonction de la nature du dispositif de protection :

- Pour un fusible gPV: $I_2 = 1.45 I_N$

- Pour un disjoncteur conforme à la norme NA CEI 60947-2: $I_2 = 1.3 I_N$

Les dispositifs de protection doivent être installés, à moins de trois (03) mètres, de l'entrée du régulateur. Dans le cas contraire, notamment dans le cas d'une installation à plusieurs chaînes, l'installation d'un dispositif de protection de câble de groupe PV est obligatoire.

6.3.1.2. PROTECTION DES CÂBLES DE GROUPES PV

La protection des câbles de groupe PV contre les surintensités est nécessaire pour tenir compte des éventuels courants inverses dus aux autres groupes PV en parallèle.

Le courant assigné des dispositifs de protection de (N_A) groupes PV est déterminé par l'expression suivante [2] :

$$I_N \leq 1.1 \left(\frac{N_C}{N_A} \right) I_{SC,MAX}$$

Le courant admissible des câbles (I_Z) de groupes PV est fonction du nombre de groupes PV (N_A) en parallèle, et doit être :

$$I_Z \geq I_2 \text{ si } N_A < 20$$

ou

$$I_Z \geq I_N \text{ si } N_A \geq 20$$

Dans le cas où les dispositifs de protection des (N_A) groupes PV ne sont pas installés à moins de trois mètres (3 m) du régulateur, l'installation d'un dispositif de protection du câble principal PV est obligatoire

6.3.1.3. PROTECTION DU CÂBLE PRINCIPAL PV (Champ PV / Régulateur)

Le courant assigné (I_N) du dispositif de protection du câble principal PV doit être :

$$I_N \leq 1.1 N_C I_{SC,MAX}$$

Le dispositif de protection du câble principal PV contre les surintensités doit être installé à moins de trois mètres (3m) du régulateur.

Le courant admissible du câble principal PV doit être: $I_Z \geq I_N$

En résumé, la protection de la partie générateur PV contre les sur intensités dans les installations PV autonomes avec système de stockage, est décrite dans le Tableau2 et Figure 6.

Tableau 2. Calibre des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles PV dans les installations PV autonomes.

Protection de la partie générateur PV contre les surintensités				
Protection des chaînes PV				
N_C Nombre de chaînes PV	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible des câbles de chaînes PV	
$N_C = 1$	$1.1 I_{SC,MAX} \leq I_N \leq I_{RM}$	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq I_2$	
$N_C > 1$			$N_C < 20$	$I_Z \geq I_2$
			$N_C \geq 20$	$I_Z \geq I_N$
Protection des groupes PV				
N_A Nombre de groupes PV	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible des câbles de groupes PV	
$N_A = 1$	$I_N \geq 1.1 (N_C/N_A) I_{SC,MAX}$	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq I_2$	
$N_A > 1$			$N_A < 20$	$I_Z \geq I_2$
			$N_A \geq 20$	$I_Z \geq I_N$
Protection du câble principal PV				
N_C Nombre de chaînes PV	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible du câble principal PV	
N_C	$I_N \geq 1.1 N_C I_{SC,MAX}$	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq I_N$	
Remarque :				
- Pour un fusible gPV : $I_2 = 1.45 I_N$				
- Pour un disjoncteur conforme à la norme NA CEI 60947-2 : $I_2 = 1.3 I_N$				

NOTE 8 :

Le choix final du courant admissible (I_Z) des câbles doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la norme NA CEI 60364.

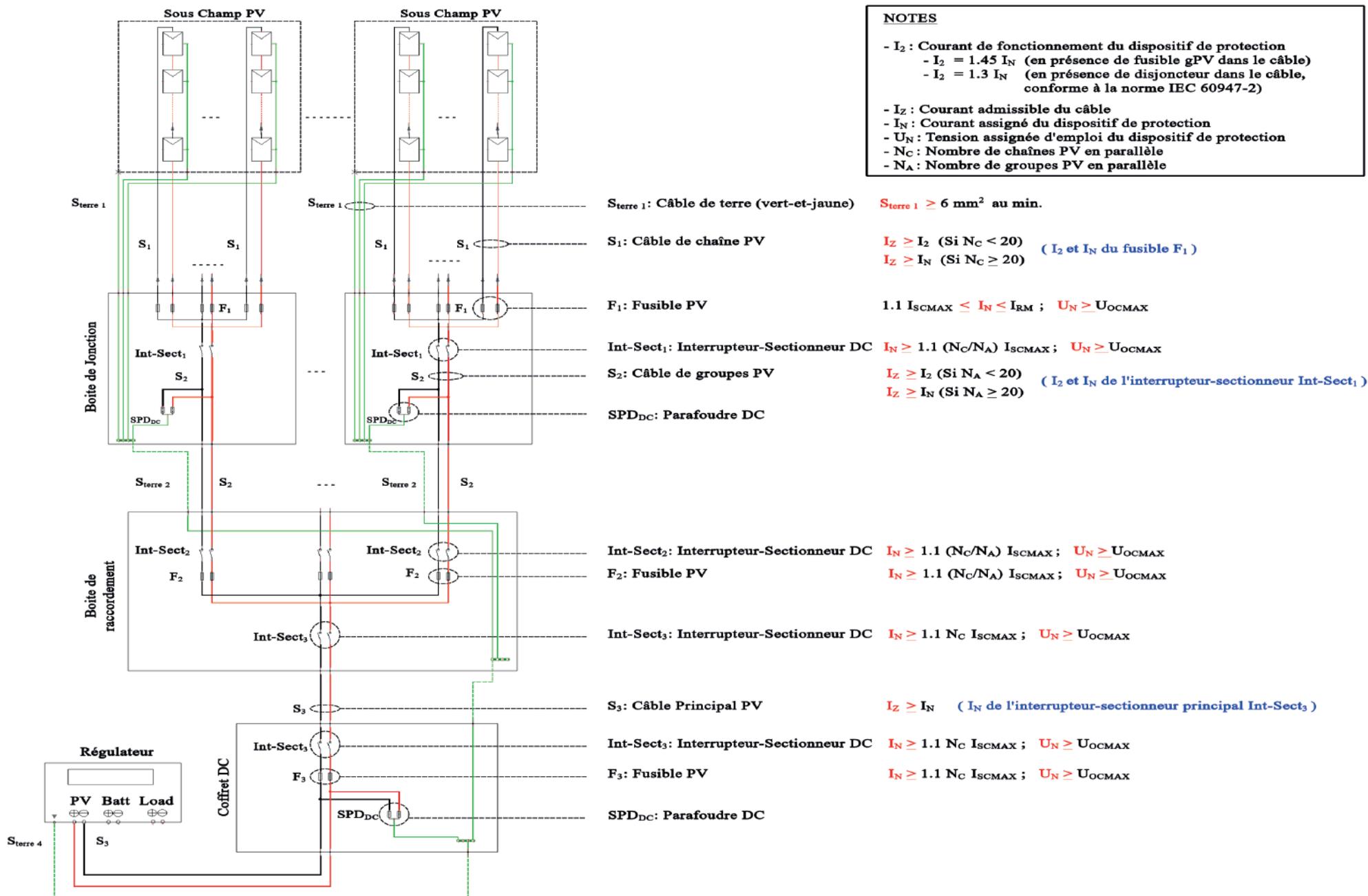


Figure 6. Protection de la partie générateur PV d'une installation PV autonome.

6.3.1.4. SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES DISPOSITIFS DE PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES

Les dispositifs de protection contre les surintensités dans la partie générateur PV doivent être placés sur les deux polarités (+/-) et avoir les caractéristiques suivantes :

- Une tension assignée d'emploi $U_N \geq U_{OC,MAX}$;
- Un courant assigné (I_N) déterminé selon le Tableau 2 ;
- Un pouvoir assigné de coupure supérieur ou égal à la somme du courant de générateur PV ($I_{SC,MAX}$) et du courant de court-circuit de défaut fourni par le parc de batteries ;
- Une température de fonctionnement pouvant supporter la plage des températures du site d'installation.

De même, les dispositifs de protection doivent être soit des :

- Fusibles
 - Conformes à la norme CEI 60269-6.
 - Possédant le marquage gPV.

ou

- Disjoncteurs
 - Conformes à la norme NA CEI 60947-2.
 - Possédant le marquage 'courant continu'.
 - Indépendants du sens de passage du courant.

6.3.2. PARTIES DISTRIBUTION DC

Les câbles des parties de distribution DC et d'utilisation DC doivent être protégés contre les surintensités.

Les dispositifs de protection de la partie DC doivent tenir compte du:

- Courant de charge et décharge du parc de batteries ;
- Courant de fonctionnement du régulateur ;
- Courant de court-circuit éventuel des batteries.

Le dispositif de protection contre les surcharges doit satisfaire les exigences suivantes :

- Pour les fusibles :

$$I_B \leq I_N$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} I_N \leq 0.76 I_Z & \text{si } I_N < 16A \\ \text{ou} \\ I_N \leq 0.90 I_Z & \text{si } I_N \geq 16A \end{array} \right.$$

- Pour les disjoncteurs :

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit avoir simultanément :

- Un pouvoir de coupure supérieur ou égal au courant de court-circuit susceptible d'apparaître côté batteries. Ce courant est généralement indiqué par le fabricant des batteries.
- Un temps de coupure inférieur au temps portant la température des conducteurs à la

limite admissible.

Cas particulier

La protection contre les courts-circuits peut être dispensée si et seulement si la canalisation est à la fois éloignée des matériaux combustibles et réalisée de telle sorte à réduire au minimum le risque d'un court-circuit (exemple : utilisation de câbles mono-conducteurs d'isolement équivalents à la classe II).

Le calibrage des dispositifs de protection de la partie distribution DC, contre les surintensités dans les installations PV autonomes avec système de stockage, est décrit dans les Figures 7 et 8.

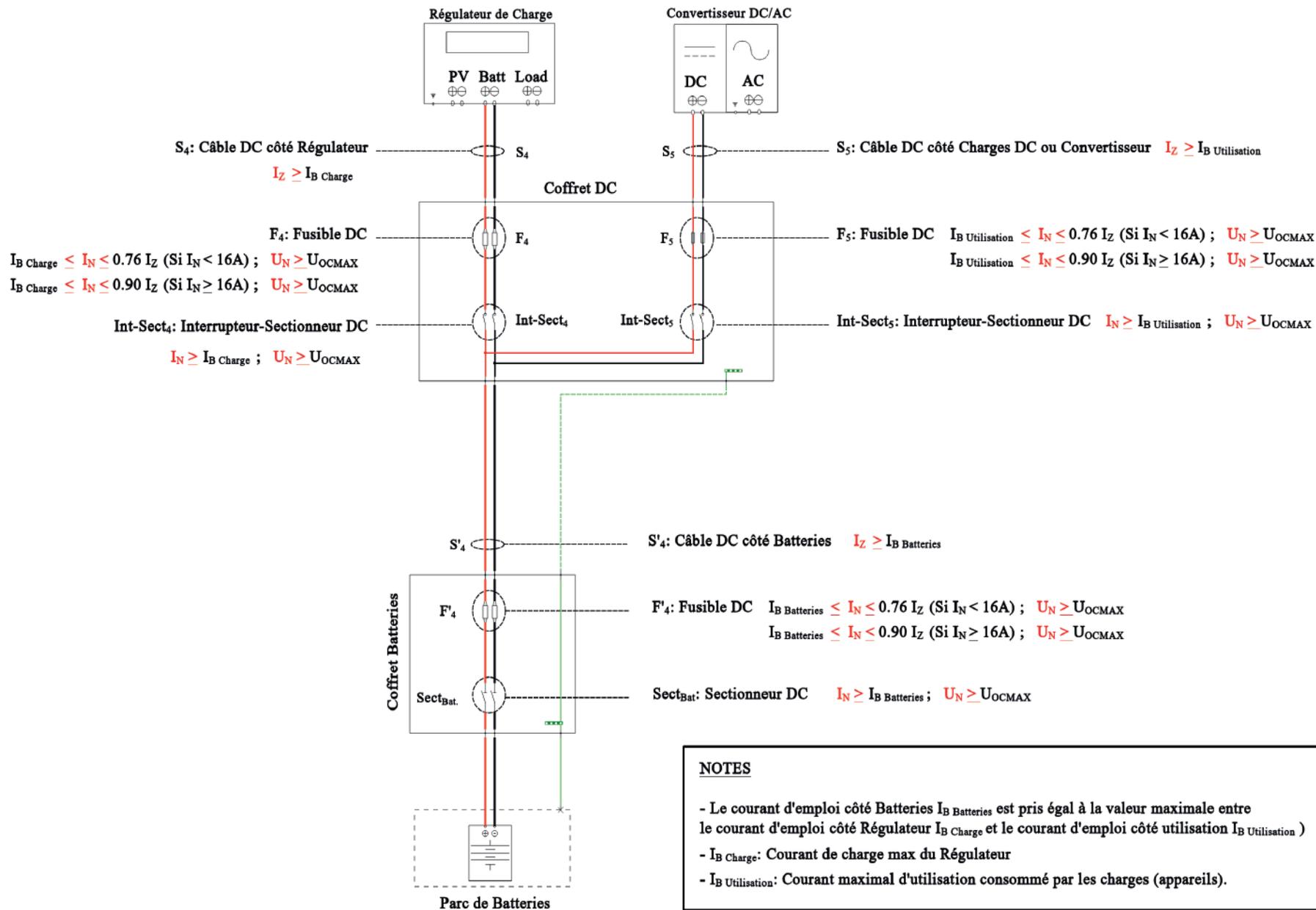


Figure 7. Protection de la partie Distribution DC d'une installation PV autonome (cas : régulateur + onduleur).

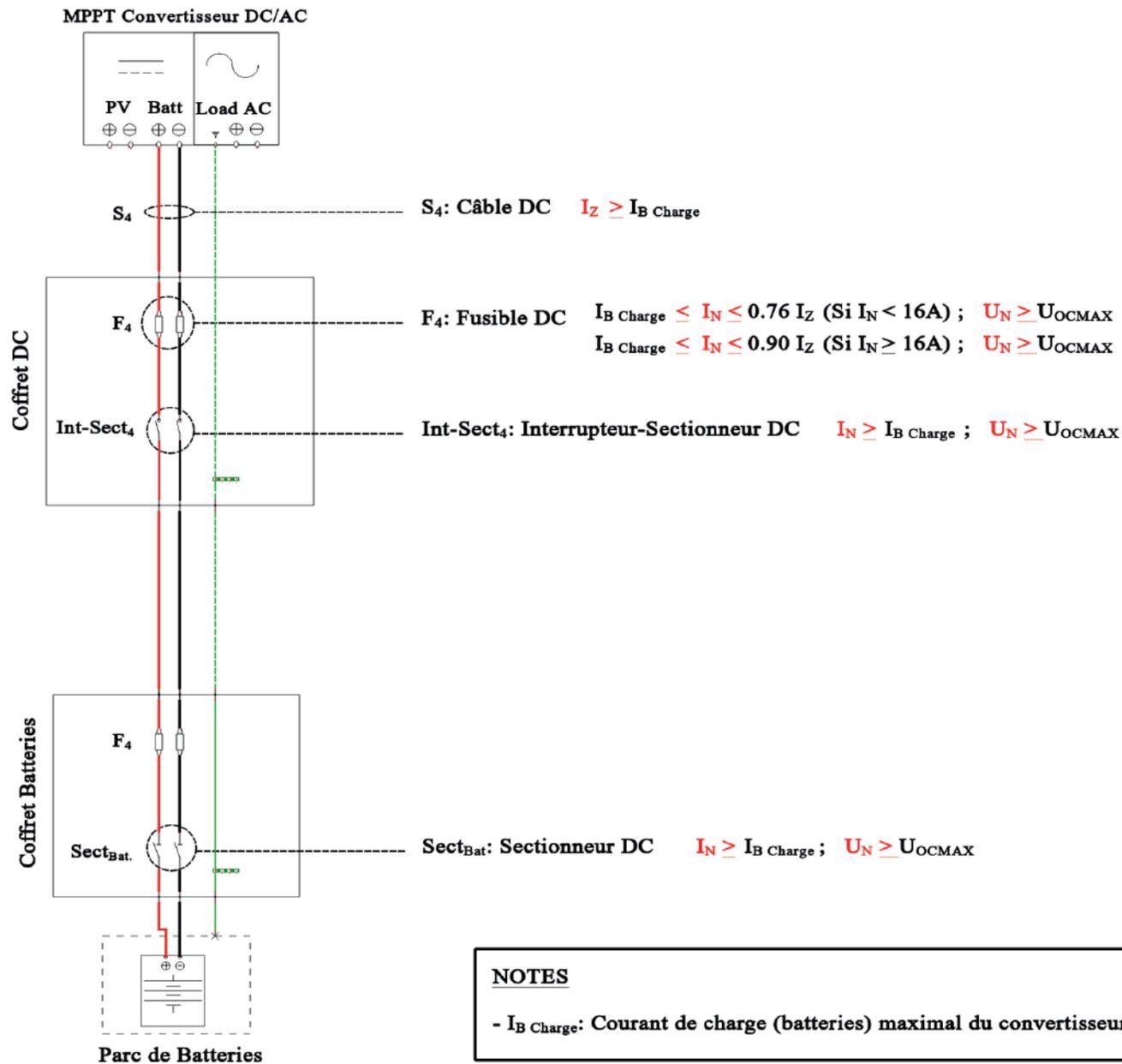


Figure 8. Protection de la partie Distribution DC d'une installation PV autonome (cas : onduleur avec régulateur intégré).

6.3.3. PARTIE AC

La partie AC des installations PV autonomes doit être protégée contre les sur intensités. La protection contre les surintensités doit être installée à l'entrée du circuit AC.

La protection contre les surintensités de la partie utilisation AC est assurée à son point de départ par la protection interne de l'onduleur. Par conséquent, la fiche technique de l'onduleur doit fournir les informations nécessaires permettant d'effectuer le choix des dispositifs de protection à utiliser et d'assurer la sélectivité entre sa protection interne et les différents départs ainsi que la continuité de l'alimentation des charges.

Lors du calibrage des dispositifs de protection de la partie AC contre les surcharges, le courant d'emploi de l'onduleur à considérer est le courant maximal que l'onduleur peut délivrer ou à défaut 1.1 fois son courant nominal ($I_B = 1.1 I_{ond}$).

6.4. INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDÉE AU RÉSEAU

6.4.1. PARTIE DC

Le courant inverse maximal circulant dans la chaîne PV en défaut est fonction du nombre de chaînes PV en parallèle constituant le générateur PV. A cet effet, trois cas sont possibles :

1) Générateur PV à une seule et unique chaîne PV ($N_C = 01$)

Le courant inverse maximal n'existe pas et donc aucune protection n'est exigée.

2) Générateur PV à deux chaînes PV ($N_C = 02$)

Le courant inverse maximal pouvant circuler dans la chaîne PV correspond au courant $I_{SC, MAX}$ de l'autre chaîne. Les modules de la chaîne PV en défaut peuvent supporter ce courant inverse et donc aucune protection n'est exigée.

3) Générateur PV à plusieurs chaînes PV ($N_C > 02$)

Le courant inverse maximal pouvant circuler dans la chaîne PV est $(N_C - 1) I_{SC, MAX}$.

Si le nombre de chaînes PV du générateur N_C est supérieur au nombre maximal de chaînes sans protection N_{Cmax} ($N_C > N_{Cmax}$), la protection des chaînes PV contre les surintensités est obligatoire.

Le nombre maximal de chaînes PV sans protection (N_{Cmax}), qui est fonction du courant de court-circuit ($I_{SC, STC}$) et du courant inverse maximal des modules PV (I_{RM}), est donné par la formule suivante :

$$N_{Cmax} \leq \left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{SC, STC}} \right)$$

Généralement, chaque chaîne PV est protégée par un dispositif de protection mais lorsque les modules ont une tenue en courant inverse très élevée, un nombre de chaînes PV en parallèle (N_P) pourra être protégé par le même dispositif de protection.

Le nombre maximal de chaînes PV en parallèle (N_{Pmax}), qui est fonction du courant de court-circuit maximal ($I_{SC,MAX}$) et du courant inverse maximal des modules PV (I_{RM}), est donné par la formule suivante :

$$N_{Pmax} \leq \left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{SC,MAX}} \right)$$

Le Tableau 3 décrit d'une manière détaillée la protection de la partie DC contre les surintensités dans les installations PV raccordées au réseau. Les courants admissibles des câbles PV recommandés sont aussi indiqués dans ce Tableau.

Tableau 3. Calibre des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles PV dans les installations PV raccordées au réseau.

Protection de la partie DC contre les surintensités					
Protection des chaînes PV					
N_C Nombre de chaînes PV	N_P Nombre de chaînes par dispositif de protection	Obligation de protection	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible des Câbles des chaînes PV
$N_C \leq N_{Cmax}$	-	Non	-	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq (N_C - 1) I_{SC,MAX}$
$N_C > N_{Cmax}$	1	Oui	1.1 $I_{SC,MAX} \leq I_N \leq I_{RM}$		$I_Z \geq I_2$ si $N_C < 20$
					$I_Z \geq I_N$ si $N_C \geq 20$
	$N_P > 1$		$I_N \geq N_P$ 1.1 $I_{SC,MAX}$		$I_Z \geq k_p I_2$ si $N_C < 20$
			$I_N \leq I_{RM} - (N_P - 1) I_{SC,MAX}$		$I_Z \geq k_p I_N$ si $N_C \geq 20$
Protection des groupes PV					
N_A Nombre de groupes PV	Avec protection ?	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible des Câbles de groupes PV	
$N_A = 1$	Non	-	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq (N_C / N_A) (N_A - 1) I_{SC,MAX}$	
$N_A = 2$					
$N_A > 2$	$N_A < 20$	Oui	$I_N \geq 1.1 (N_C / N_A) I_{SC,MAX}$	$I_Z \geq I_2$	
	$N_A \geq 20$			$I_Z \geq I_N$	
Protection du câble principal PV					
N_C Nombre de chaînes PV	I_N Courant assigné des dispositifs de protection	U_N Tension assignée d'emploi	I_Z Courant admissible des Câbles de groupes PV		
N_C	$I_N \geq 1.1 N_C I_{SC,MAX}$	$U_N \geq U_{OC,MAX}$	$I_Z \geq N_C I_{SC,MAX}$		

Remarque :

Le nombre maximal de chaînes PV sans protection : $N_{C_{\max}} \leq \left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{SC,STC}} \right)$

Le nombre maximal de chaînes PV par dispositif de protection : $N_{P_{\max}} \leq 0.5 \left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{SC,MAX}} \right)$

Coefficient utilisé lorsque $N_p > 1$: $K_p = 1 + \frac{(N_p - 1)}{(N_c - N_p)}$

$I_2 = 1.45 I_N$ (pour fusible gPV).

$I_2 = 1.3 I_N$ (pour disjoncteur conforme à la norme NA CEI 60947-2).

6.4.1.1. SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES DISPOSITIFS DE PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES

Les dispositifs de protection dans la partie générateur PV doivent être placés sur les deux polarités (+/-) et avoir les caractéristiques suivantes :

- Une tension assignée d'emploi $U_N \geq U_{OC, MAX}$
- Un courant assigné (I_N) déterminé selon le Tableau 3.
- Un pouvoir assigné de coupure supérieur ou égal au courant maximal du générateur PV ($I_{SC, MAX}$).
- Une température de fonctionnement pouvant supporter la plage des températures du site d'installation.

Les dispositifs de protection doivent être des :

- Fusibles
- Conformes à la norme CEI 60269-6.
- Possédant le marquage gPV.

ou

- Disjoncteurs
- Conformes à la norme NA CEI 60947-2.
- Possédant le marquage 'courant continu'.
- Indépendants du sens de passage du courant.

6.4.2. PARTIE AC

La partie AC des installations PV raccordées au réseau doit être protégée contre les surintensités.

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être installés au point de départ du circuit AC. Ces dispositifs doivent avoir un pouvoir de coupure pouvant supporter d'éventuels courants de courts-circuits pouvant dériver du réseau.

Lors du calibrage des dispositifs de protection de la partie AC, le courant d'emploi de l'onduleur à considérer est son courant maximal (indiqué par le fabricant) ou à défaut 1.1 fois son courant nominal ($I_B = 1.1 I_{ond}$).

Les câbles raccordés en aval de l'AGCP doivent avoir au minimum une section de 10mm² en cuivre.

6.5. SECTIONNEMENT ET COUPURE

Des dispositifs de sectionnement et de coupure doivent être prévus dans les parties DC et AC, et ce dans le but d'isoler électriquement les équipements et assurer leur maintenance en toute sécurité. Ces dispositifs permettent aussi de couper l'alimentation des équipements en cas d'apparition d'un danger ou d'une anomalie nécessitant l'isolement des équipements.

Les dispositifs de sectionnement et de coupure dans les installations PV doivent :

- Être omnipolaires et à proximité des équipements ;
- Couper tous les conducteurs actifs.

7. PROTECTION CONTRE LES SURTENTIONS D'ORIGINE ATMOSPHERIQUE

Des dispositions de protection contre les effets directs de la foudre doivent être prévues pour les installations PV indépendamment de leurs types (autonomes ou raccordées au réseau).

7.1. INSTALLATION PV AVEC PARATONNERRE

En présence des paratonnerres, l'installation de parafoudre(s) dans la partie générateur PV est obligatoire.

Le choix du type des parafoudres dépend des conditions citées dans le Tableau 4.

Tableau 4. Choix du type de parafoudre(s).

Conditions	Type de parafoudre
Structures métalliques des modules PV connectées au paratonnerre	Type 1
Structures métalliques des modules PV non connectées au paratonnerre	Type 2

7.2. INSTALLATION PV SANS PARATONNERRE

L'installation d'un parafoudre côté générateur PV, en l'absence d'un paratonnerre, dépend des paramètres suivants:

- Type d'installation ;
- Densité de foudroiement du site d'installation (N_g) ;
- Longueur L.

La longueur L est la distance cumulée entre les entrées des chaînes PV les plus éloignées et le régulateur (ou onduleur). Le principe de calcul de la longueur L est illustré dans la Figure 9.

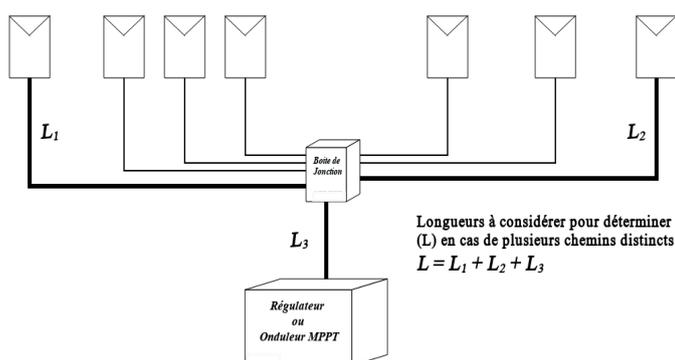


Figure 9. Principe de calcul de la longueur L.

Les conditions d'installation des parafoudres dans la partie générateur PV sont décrites dans le Tableau 5.

Tableau 5. Conditions d'installation des parafoudres dans la partie générateur PV [2-3].

Type d'installation	Longueur L		
	Longueur critique $L_{crit}(m)$	$L < L_{crit}$	$L \geq L_{crit}$
Locaux à usage d'habitation	115/ N_g	Installation de parafoudre non obligatoire côté générateur PV	Installation de parafoudre obligatoire côté générateur PV
Centrales de production au sol	200/ N_g		
Bâtiments tertiaires Industriels Agricoles	450/ N_g		

Outre ces données, l'utilisation de parafoudres est nécessaire dans toutes les installations PV dont le coût d'investissement et la disponibilité sont importants.

7.3. CHOIX ET MISE EN ŒUVRE DES PARAFOUDRES

7.3.1. CÔTÉ UTILISATION AC ET DC

Lorsque l'installation de parafoudre est exigée, celui-ci doit être placé au plus près du dispositif général de commande et de sectionnement.

Le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont effectués selon :

- Les exigences de la norme NA CEI 60364, pour la partie AC.
- Les spécifications du fabricant, pour la partie DC.

Les parafoudres doivent être conformes à la norme CEI 61643-11.

7.3.2. CÔTÉ GÉNÉRATEUR PV

Lorsque l'installation du parafoudre est exigée, il doit être placé au plus près du régulateur (ou de l'onduleur MPPT) et être conforme à la norme CEI 61643-31.

Dans le cas d'un régulateur ou d'un onduleur à plusieurs MPPT (Multi-MPPT), la mise en œuvre de parafoudre pour chaque MPPT est obligatoire.

De même, les parafoudres installés côté DC doivent répondre aux exigences indiquées dans le Tableau 6.

Tableau 6. Caractéristiques des parafoudres et exigences.

Paramètres	Exigences
I_N : Courant nominal de décharge (en onde 8/20 μs)	$I_N \geq 5kA$
I_{max} : Courant maximal de décharge (en onde 8/20 μs)	-
I_{imp} : Courant de choc (pour parafoudre type 1)	$I_{imp} \geq 12.5kA$
U_{cpv} : Tension maximale admissible	$U_{cpv} \geq U_{OC, MAX}$
I_{scpv} : Tenue au courant de court-circuit	$I_{scpv} \geq I_{SC, MAX}$
U_p : Niveau de protection	$U_p < 0.8 U_w$ (voir Tableau 7)

Les différentes valeurs des tensions assignées de tenue aux chocs (U_w) pour les modules et les convertisseurs solaires sont données dans le Tableau 7.

Tableau 7. Tension de tenue aux chocs (U_w) pour modules et convertisseurs solaires [2-3].

Tension maximale du système (V) inférieure ou égale à	U_w (V)		
	Module PV de classe A	Module PV de classe B	Convertisseur PV
300	4000	2500	2500 (exigence minimale)
600	6000	4000	4000
1000	8000	5000	6000

Cas particulier

L'installation d'un parafoudre au plus près des modules PV (dans la boîte de jonction), en plus du parafoudre installé côté onduleur, est nécessaire si les deux conditions suivantes sont réunies :

- 1) La distance entre le parafoudre installé côté régulateur (ou onduleur) et le champ PV dépasse les dix mètres (10m) (voir Figure10b).
- 2) Le niveau de protection du parafoudre est supérieur à 50% de la tension de tenue aux chocs du champ PV ($U_p > 0.5 U_w$).

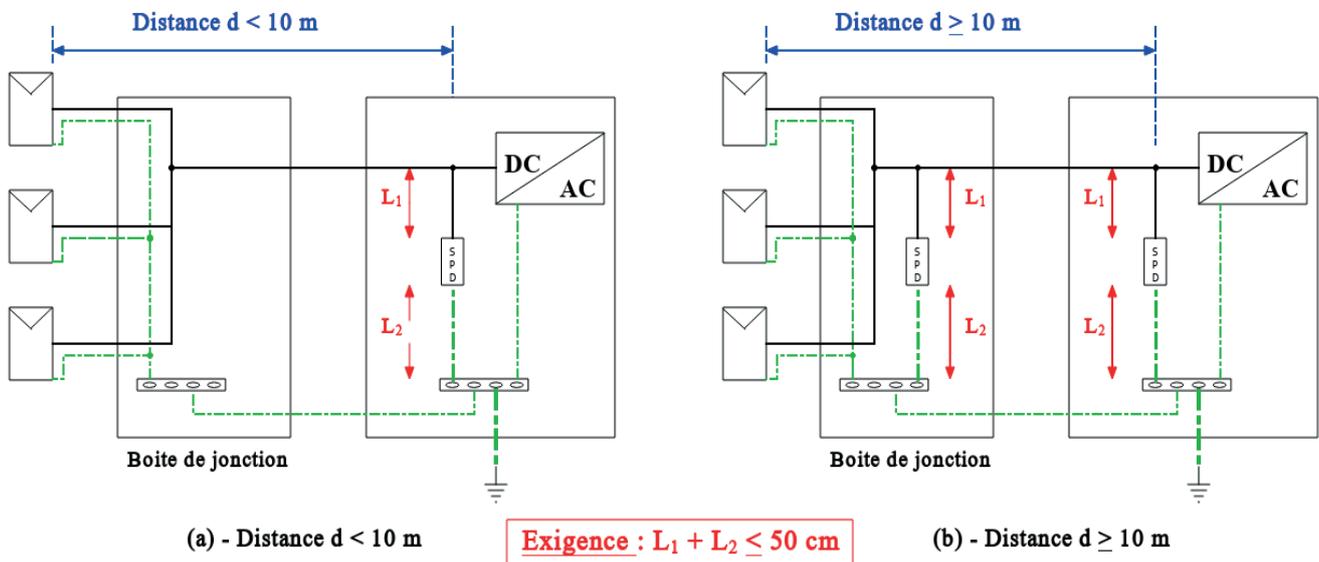


Figure 10. Mise en œuvre des parafoudres côté générateur PV : (a) $d < 10m$, et (b) $d \geq 10m$.

La section (S) minimale du câble de raccordement aux bornes (+/-) du parafoudre et à la borne de terre est :

- $S \geq 6 \text{ mm}^2$ en cuivre ou équivalent pour le parafoudre type 2.
- $S \geq 16 \text{ mm}^2$ en cuivre ou équivalent pour le parafoudre type 1.

Le raccordement des parafoudres doit être le plus court possible (voir Figure10).



8. DOCUMENTATION TECHNIQUE DESCRIPTIVE

Toute installation PV doit être accompagnée d'un dossier descriptif constitué de :

- Plan d'implantation de l'installation PV ;
- Dossier relatif à l'étude et au dimensionnement de l'installation solaire :
 - Dimensionnement et choix des composants : générateur PV, régulateurs, parc de batteries, et onduleur ;
 - Dimensionnement et choix des dispositifs de protection et de sectionnement entre les différentes parties de l'installation ;
 - Note de calcul des sections des câbles et chute de tension entre les différentes parties de l'installation.
- Schéma électrique de l'installation PV ;
- Liste des équipements installés ;
- Fiches techniques et certificats de conformité des équipements installés (modules PV, boîtes de jonction, coffrets DC/AC, batteries, régulateurs, onduleurs, dispositifs de protection) ;
- Procédure d'intervention, maintenance et consignes de sécurité.

9. RECOMMENDATIONS

Lors de la conception et la réalisation des installations PV autonomes (OFF-GRID) et raccordées au réseau électrique (ON-GRID), il est important que l'ensemble des exigences et recommandations présentées dans ce présent guide soient respectées et appliquées et ce pour garantir la mise en place d'installations PV fonctionnelles et conformes aux règles de l'art et aux standards.

Il est donc nécessaire d'appliquer un ensemble de recommandations en tenant compte de la phase du projet et des différentes parties du système PV comme suit :

1- Bien choisir l'endroit d'implantation des équipements PV :

- Les équipements PV ne doivent pas être implantés dans un endroit à risque d'effondrement ou susceptible de déclencher et propager les incendies.
- Les modules PV ne doivent pas être montés dans un endroit ombragé.
- Les batteries doivent être installées à l'abri des conditions extérieures et dans un local suffisamment aéré.
- Le régulateur et/ou l'onduleur doivent être installés dans un lieu suffisamment aéré et à l'abri des conditions extérieures, sauf s'ils sont conçus pour fonctionner à l'extérieur.
- Dans le cas des installations PV montées sur toitures, il est essentiel de s'assurer que ces dernières peuvent supporter le poids des équipements PV et que l'étanchéité ne soit pas affectée. Pour ce type d'installations, le choix de l'inclinaison doit tenir compte des règles de l'art de construction (aspect esthétique). De plus, des espaces d'accès aux installations doivent être réservés pour permettre au personnel habilité de circuler en toute sécurité.
- Pour les nouvelles constructions susceptibles d'intégrer les systèmes PV, il est recommandé de prévoir lors de l'élaboration du plan architectural et la conception du toit, l'orientation, l'emplacement et la technique de mise en place des équipements.
- Les normes de sécurité et de construction (génie civil, répartition du poids de l'installation et dimensions des socles) doivent être respectées.

2- Bien choisir les équipements PV :

- Opter pour des équipements PV de marques et de fabricants reconnus dont les produits ont déjà fait preuve en termes de qualité et d'efficacité.
- Opter pour des fabricants et/ou fournisseurs pouvant assurer la garantie et la disponibilité des produits.
- Opter pour des équipements PV présentant une longue durée de vie. À titre d'exemple, il est recommandé de privilégier les batteries à nombre de cycles charge décharge élevé à une certaine profondeur de décharge bien définie.
- Opter pour des équipements PV pouvant supporter les conditions de fonctionnement réelles du site d'implantation, notamment en termes de résistance à la température et à l'humidité.
- Opter pour des équipements PV présentant une faible sensibilité au changement des conditions de fonctionnement notamment en termes de température. À titre

indicatif, il est préconisé de choisir des modules PV avec un faible coefficient de température.

- Opter pour des équipements présentant un degré de protection (IP) bien adapté aux conditions extérieures du site d'implantation.

3- Lors de la réception des équipements PV, il est recommandé de :

- S'assurer que les équipements PV sont en bon état et ne comportent pas de défauts de fabrication.
- S'assurer que les équipements PV n'ont pas subis de dommages ou de dégradations suite à leur transport ou déploiement.

4- Lors de mise en place des différents équipements PV, il est recommandé de respecter toutes les instructions des fabricants.

5- Lors de l'installation du champ PV, il est recommandé de s'assurer que :

- La structure porteuse est correctement installée, fixée, orientée et inclinée.
- La structure porteuse peut contenir et supporter le poids des modules PV.
- Les modules ne comportent pas de défauts.
- Les caractéristiques techniques de l'ensemble des modules PV sont identiques.
- Les modules sont correctement fixés et connectés.
- Le branchement des modules PV est conforme et correspondant au schéma électrique présenté dans le dossier technique descriptif de l'installation PV, notamment en termes de :
 - Nombre de modules PV connectés en série par chaîne PV.
 - Nombre de chaînes PV parallèles par boîte de jonction.
- Les câbles de raccordement des modules PV sont de type solaire et de sections adaptées.
- Les câbles de chaînes PV sont correctement raccordés et fixés au niveau des boîtes de jonction.
- Les dispositifs de protection au niveau des boîtes de jonction et des coffrets de raccordement sont correctement calibrés et fixés.

6- Lors de l'installation des batteries, il est recommandé de s'assurer que :

- Les batteries ne comportent pas de défauts.
- Les caractéristiques techniques de l'ensemble des batteries sont identiques.
- Les batteries sont correctement installées et raccordées.
- Le branchement des batteries (série/parallèle) est conforme et correspondant au schéma électrique présenté dans le dossier technique descriptif de l'installation PV.
- Les câbles de raccordement des batteries sont de type DC, de longueurs et sections adaptées.
- Les câbles des batteries sont correctement raccordés et fixés.
- Les dispositifs de protection au niveau des coffrets DC sont correctement calibrés et fixés.

7- Lors de l'installation du régulateur et/ou onduleur, il est recommandé de s'assurer que :

- Le régulateur et/ou onduleur ne comportent pas de défauts.
- Le régulateur et/ou onduleur sont compatibles avec le type de batteries utilisées.
- Le régulateur et/ou onduleur sont correctement installés et branchés.
- Les câbles électriques dans la partie DC (en amont de l'onduleur) sont de type DC, de longueurs et sections adéquates.
- Les câbles électriques sont correctement raccordés et fixés.
- Les dispositifs de protection au niveau des coffrets DC et AC sont correctement choisis (type DC ou AC), calibrés et fixés.

8- Avant la mise en service de l'installation PV, il est recommandé de s'assurer que le choix et la mise en œuvre des équipements PV sont conformes aux exigences de ce présent guide et correspondent aux spécifications indiquées dans le dossier technique descriptif de l'installation PV.

9- Lors de la mise en service de l'installation PV, il est recommandé de s'assurer que l'ensemble des équipements du système PV fonctionne correctement.

10- Pour garantir la durabilité et le bon fonctionnement de l'installation PV ainsi que la sécurité des personnes et des biens, un ensemble d'actions doit être effectué :

- Procéder à l'inspection technique de l'installation PV de manière périodique (voir annexe 8).
- Procéder au nettoyage et dépoussiérage des modules PV de manière périodique, et ce selon l'état des modules PV.
- Mesurer, avant la période de l'été, les paramètres électriques de l'installation PV (courants de courant-circuit, tension de circuit-ouvert et la résistance d'isolement), et prendre ensuite les mesures correctives si nécessaire.
- Pour faciliter l'inspection et la maintenance au niveau des différentes parties des installations PV, il est recommandé que chaque câble électrique soit facilement identifiable, et ce en utilisant l'étiquetage.
- Éviter toutes sources de déclenchement d'incendie :
 - Disfonctionnement électrique de l'installation PV ;
 - Échauffement des équipements PV en raison d'une mauvaise aération et/ou d'un sous-dimensionnement ;
 - Surchauffe des câbles électriques au niveau des points de connexion et de fixation en raison des mauvais contacts ;
 - Erreurs de montage et de branchement ;
 - Modules PV défectueux ou présentant des défauts (bris de verre, points chauds);
 - Défaillance au niveau des boîtes de jonction et des coffrets électriques ;
 - Environnement de l'installation susceptible de générer et propager les incendies.



ANNEXES

1. ARCHITECTURE DESCRIPTIVE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

1.1. INSTALLATION SOLAIRE AUTONOME AVEC SYSTÈME DE STOCKAGE

L'architecture descriptive d'une installation PV autonome avec système de stockage est présentée dans les Figures 11 et 12. La Figure 12 montre le cas où le régulateur est respectivement séparé ou intégré dans l'onduleur.

Les installations PV autonomes peuvent être décomposées en quatre parties :

- Partie Générateur PV : du champ PV jusqu'au régulateur de charge ;
- Partie Distribution DC : de la sortie du régulateur jusqu'à l'entrée de l'onduleur DC/AC
- Partie Utilisation d'énergie DC : aval du convertisseur DC/DC (en cas de charges DC);
- Partie Utilisation d'énergie AC : aval de l'onduleur DC/AC.

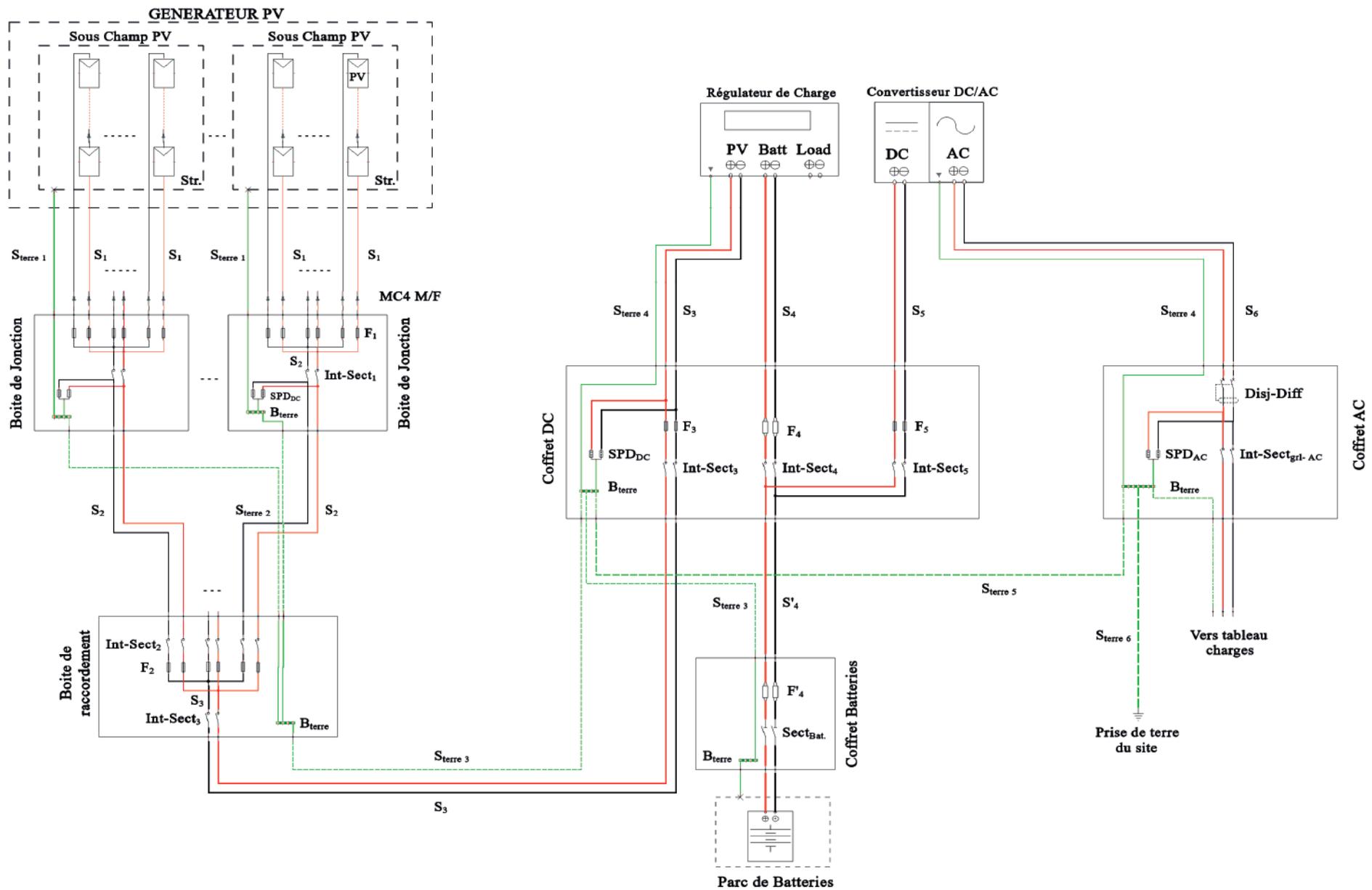


Figure 11. Architecture descriptive d'une installation PV autonome (cas : régulateur & onduleur).

LEGENDES

PV: Module solaire

Str.: Structure PV (structures des modules PV et structure porteuse)

Mise à la terre

$S_{\text{terre } 1} - S_{\text{terre } 6}$: Câbles de mise à la terre ($S_{\text{terre } 1} = 6\text{mm}^2$ au min.)

Câbles solaires DC et AC

S_1 : Câbles de chaînes PV

S_2 : Câbles de groupes PV

S_3 : Câble Principal PV (Champ PV / Régulateur)

S_4 : Câble Régulateur / Batteries

S_5 : Câble Utilisation DC (Régulateur / Onduleur ou Batterie / Onduleur)

S_6 : Câble Utilisation AC (Onduleur / Coffret AC)

Protection contre les surintensités

$F_1 - F_5$: Protection des câbles par fusibles PV DC

F_1 : Protection Modules et Chaînes PV

F_2 : Protection Câbles de groupes PV

F_3 : Protection Câble Principal PV (Champ PV / Régulateur)

F_4 : Protection Câble Régulateur

F'_4 : Protection Câble Batterie

F_5 : Protection Utilisation DC-AC (Câble Onduleur)

Protection et Coupure

Int-Sect₁ - Int-Sect₅ : Interrupteur-sectionneurs DC

Sect_{Bat.} : Sectionneur DC du parc de batteries

Disj-Diff: Disjoncteur Différentiel à la sortie de l'onduleur

Int-Sect_{grl-AC}: Interrupteur-sectionneur général de la partie AC

Protection contre les surtensions

SPD_{DC}: Parafoudre DC

SPD_{AC}: Parafoudre AC

Connecteurs et Accessoires

MC4 M/F : Connecteurs solaires mâle/femelle (MC4)

B_{terre} : Répartiteur (busbar) de terre

NOTES

Les éléments clés de l'installation:

- Générateur ou champ PV
- Parc de batteries
- Régulateur, Convertisseur DC/AC ou DC/DC
- Protection DC:
 - Boite de jonction (fusibles PV, Interrupteur-sectionneur DC, Parafoudre DC)
 - Boite de raccordement PV (fusibles PV, Interrupteur-sectionneurs DC)
 - Coffret de protection de batteries (fusibles DC, Sectionneurs ou Interrupteur-sectionneurs DC)
 - Coffret de protection DC (fusibles DC, Interrupteur-sectionneurs DC, Parafoudre DC)
- Protection AC (Disjoncteurs-Différentiels, Interrupteur-sectionneurs AC, Parafoudre AC)

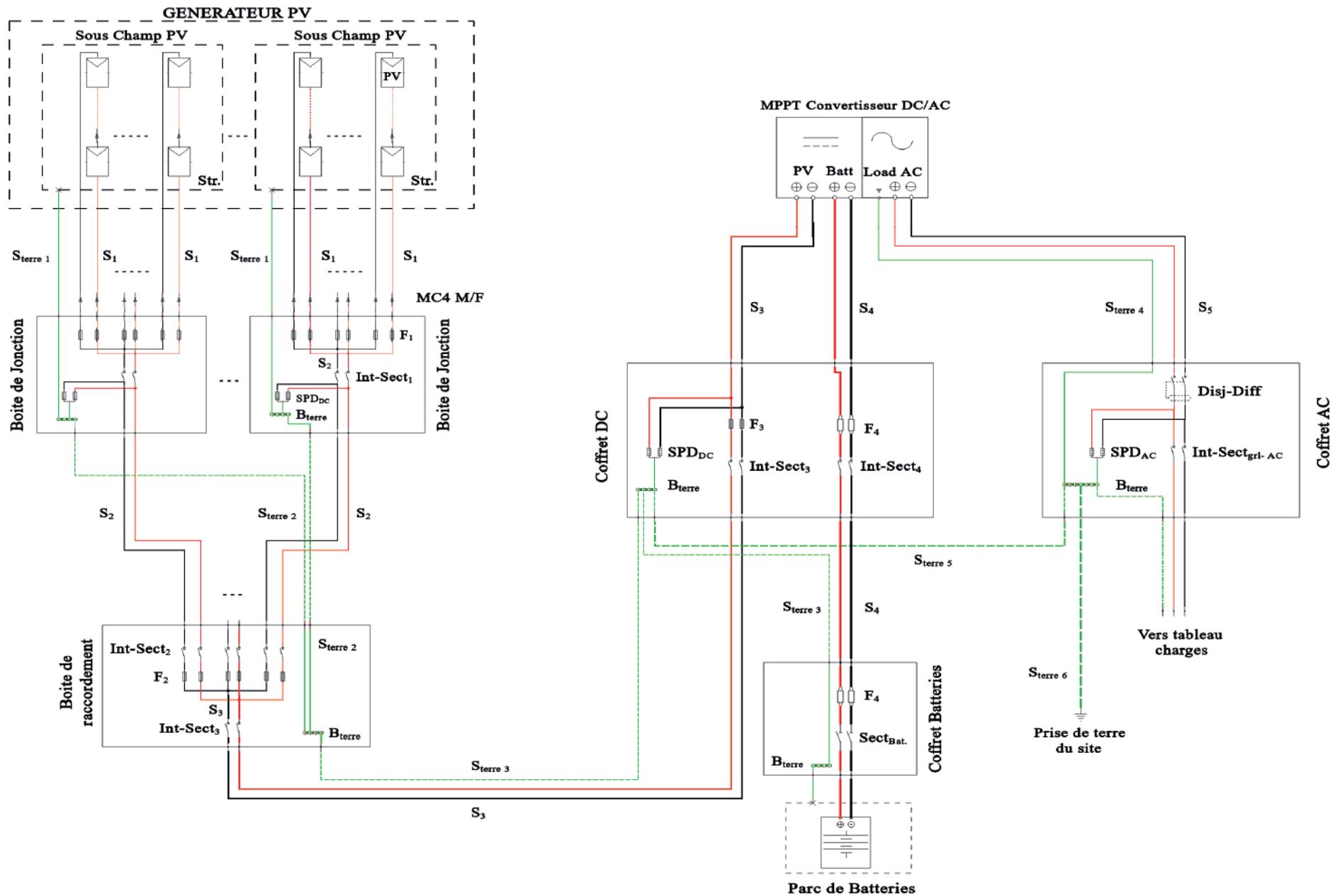


Figure 12. Architecture descriptive d'une installation PV autonome (cas : onduleur avec régulateur intégré).

LEGENDES

PV: Module solaire

Str.: Structure PV (structures des modules PV et structure porteuse)

Mise à la terre

S_{terre 1} - S_{terre 6} : Câbles de mise à la terre (S_{terre 1} = 6mm² au min.)

Câbles solaires DC et AC

S₁ : Câbles de chaînes PV

S₂ : Câbles de groupes PV

S₃ : Câble Principal PV (Champ PV / Onduleur)

S₄ : Câble Utilisation AC (Onduleur / Coffret AC)

S₅ : Câble Utilisation AC (raccordement de plusieurs Onduleurs)

Protection contre les surintensités

F₁ - F₂ : Protection des câbles par fusibles PV DC

F₁ : Protection Modules et Chaînes PV

F₂ : Protection Câbles de groupes PV

Protection et Coupure

Int-Sect₁ - Int-Sect₃ : Interrupteur-sectionneurs DC

Disj-Diff: Disjoncteur Différentiel à la sortie de l'onduleur

Int-Sect_{grl-AC} : Interrupteur-sectionneur général de la partie AC

Protection contre les surtensions

SPD_{DC} : Parafoudre DC

SPD_{AC} : Parafoudre AC

Connecteurs et Accessoires

MC4 M/F : Connecteurs solaires mâle/femelle (MC4)

B_{terre} : Répartiteur (busbar) de terre

NOTES

Les éléments clés de l'installation:

- Générateur ou champ PV
- Onduleurs d'injection
- Protection DC:
 - Boite de jonction (fusibles PV, Interrupteur-sectionneur DC, Parafoudre DC)
 - Boite de raccordement PV (fusibles PV, Interrupteur-sectionneurs DC)
 - Coffret de protection DC (Interrupteur-sectionneur DC, Parafoudre DC)
- Protection AC (Disjoncteurs-Différentiels, Interrupteur-sectionneurs AC, Parafoudre AC)
- Compteur d'énergie et AGCP (Appareil Général de Coupure et de Protection)

1.2. INSTALLATION SOLAIRE RACCORDÉE AU RÉSEAU

L'architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique est présentée dans la Figure 13.

Les installations PV raccordées au réseau électrique (On-grid) sont constituées de deux (02) parties :

- Partie DC (Générateur PV) : du champ PV jusqu'à l'onduleur (convertisseur DC/AC) ;
- Partie AC : sortie de l'onduleur.

Les onduleurs utilisés dans ces installations sont de type On-grid.

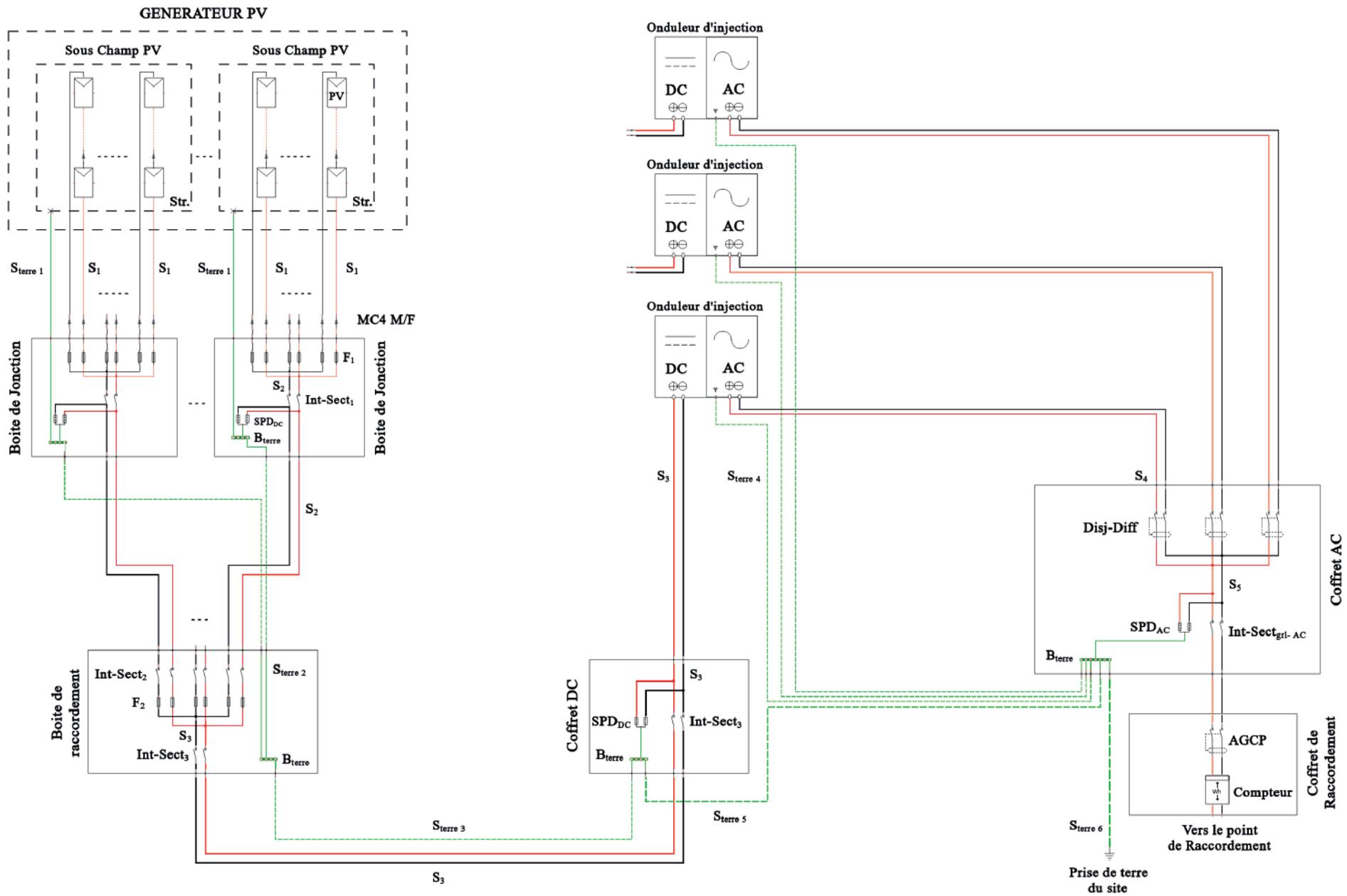


Figure 13. Architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique.

LEGENDES

PV: Module solaire

Str.: Structure PV (structures des modules PV et structure porteuse)

Mise à la terre

$S_{\text{terre } 1} - S_{\text{terre } 6}$: Câbles de mise à la terre ($S_{\text{terre } 1} = 6\text{mm}^2$ au min.)

Câbles solaires DC et AC

S_1 : Câbles de chaînes PV

S_2 : Câbles de groupes PV

S_3 : Câble Principal PV (Champ PV / Onduleur)

S_4 : Câble Utilisation AC (Onduleur / Coffret AC)

S_5 : Câble Utilisation AC (raccordement de plusieurs Onduleurs)

Protection contre les surintensités

$F_1 - F_2$: Protection des câbles par fusibles PV DC

F_1 : Protection Modules et Chaînes PV

F_2 : Protection Câbles de groupes PV

Protection et Coupure

Int-Sect₁ - Int-Sect₃ : Interrupteur-sectionneurs DC

Disj-Diff: Disjoncteur Différentiel à la sortie de l'onduleur

Int-Sect_{grl-AC}: Interrupteur-sectionneur général de la partie AC

Protection contre les surtensions

SPD_{DC}: Parafoudre DC

SPD_{AC}: Parafoudre AC

Connecteurs et Accessoires

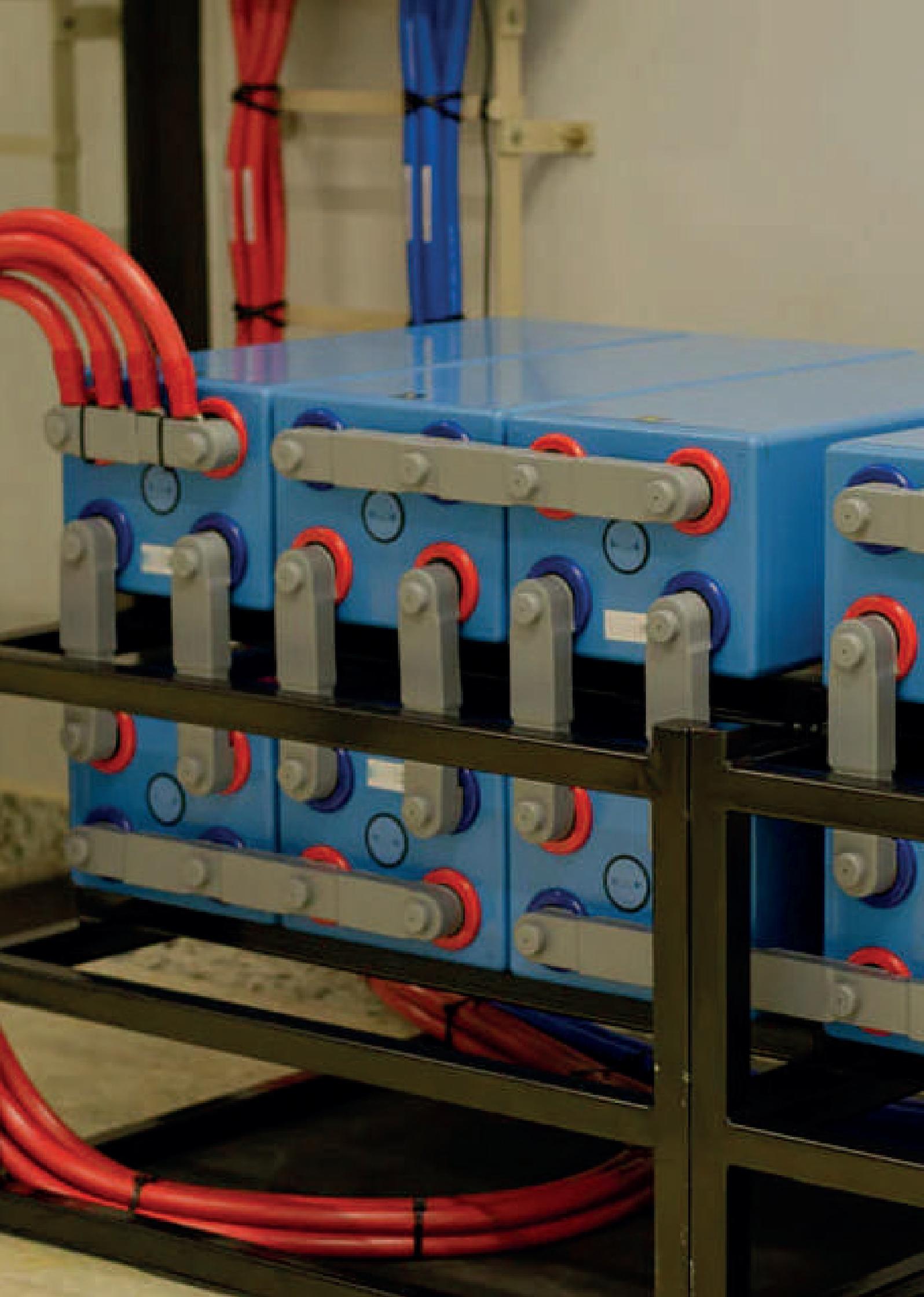
MC4 M/F : Connecteurs solaires mâle/femelle (MC4)

B_{terre} : Répartiteur (busbar) de terre

NOTES

Les éléments clés de l'installation:

- Générateur ou champ PV
- Onduleurs d'injection
- Protection DC:
 - Boite de jonction (fusibles PV, Interrupteur-sectionneur DC, Parafoudre DC)
 - Boite de raccordement PV (fusibles PV, Interrupteur-sectionneurs DC)
 - Coffret de protection DC (Interrupteur-sectionneur DC, Parafoudre DC)
- Protection AC (Disjoncteurs-Différentiels, Interrupteur-sectionneurs AC, Parafoudre AC)
- Compteur d'énergie et AGCP (Appareil Général de Coupure et de Protection)



2. GUIDE DES INCLINAISONS

Le Tableau 8 ci-dessous, présente les angles d'inclinaisons optimales des installations PV 'fixes' dans les différentes Wilayas du pays avec tolérance de cinq degré (5°).

Tableau 8. Inclinaison annuelle optimale du champ PV pour chaque Wilaya.

Wilaya	Inclinaison annuelle optimale ($\pm 5^\circ$)	Wilaya	Inclinaison annuelle optimale ($\pm 5^\circ$)
1-Adrar	29	30-Ouargla	31
2-Chlef	33	31-Oran	33
3-Laghouat	33	32-El-Bayadh	32
4-Oum El Bouaghi	32	33-Illizi	28
5-Batna	32	34-Bordj Bou-Arredj	33
6-Béjaïa	32	35-Boumerdès	32
7-Biskra	34	36-El Tarf	31
8-Béchar	33	37-Tindouf	28
9-Blida	30	38-Tissemsilt	33
10-Bouira	32	39-El Oued	33
11-Tamanrasset	25	40-Khenchela	32
12-Tébessa	32	41-Souk Ahras	31
13-Tlemcen	32	42-Tipaza	33
14-Tiaret	32	43-Mila	32
15-Tizi-ouzou	32	44-Ain-Defla	31
16-Alger	32	45-Naâma	33
17-Djelfa	33	46-Aïn Témouchent	33
18-Jijel	32	47-Ghardaïa	33
19-Sétif	33	48-Relizane	33
20-Saïda	32	49-Timimoune	30
21-Skikda	31	50-Bordj Badji Mokhtar	25
22-Sidi Bel Abbès	33	51-Ouled Djellal	34
23-Annaba	31	52-Béni Abbès	32
24-Guelma	31	53-In Salah	29
25-Constantine	30	54-In Guezzam	22
26-Médéa	32	55-Touggourt	33
27-Mostaganem	33	56-Djanet	25
28-M'sila	34	57-El M'Ghair	33
29-Mascara	33	58-El Meniaa	31

3. EXPLOITATION DES FICHES TECHNIQUES DES ÉQUIPEMENTS PV

Comprendre et savoir exploiter les données des fiches techniques des équipements PV est primordial pour concevoir, dimensionner et réaliser des installations PV.

3.1. FICHE TECHNIQUE D'UN MODULE PV

De manière générale, les caractéristiques techniques de chaque module PV sont portées sur la plaque signalétique montée sur la face arrière du module PV et détaillées sur la fiche technique, comme l'illustre les Figures 14 et 15.

La fiche technique de chaque module PV spécifie :

- Les données du fabricant ;
- Les caractéristiques électriques ;
- Les caractéristiques mécaniques.

Voici à titre d'exemple, les informations importantes indiquées dans les fiches techniques :

PHOTOVOLTAIC MODULE		
FABRICANT : XXXX ← (1)		
Solar Module Type : 295M-60 ← (2)		
Maximum Power	(Pmax)	295W ← (5)
Power Tolerance		0~+3%
Maximum Power Voltage	(Vmp)	32.4V ← (6)
Maximum Power Current	(Imp)	9.10A ← (7)
Open Circuit Voltage	(Voc)	39.7V ← (8)
Short Circuit Current	(Isc)	9.61A ← (9)
Nominal Operating Cell Temp	(NOCT)	45±2°C
Maximum System Voltage		1500VDC ← (12)
Maximum Series overcurrent protective device rating		15A ← (11)
Operating Temperature		-40°C~+85°C ← (13)
Application Class		A
Module Fire Performance		Type 1
Weight		19.0(kg) ← (20)
Dimension		1650x992x40(mm) ← (19)
STC: 1000W/m ² , AM1.5, 25°C		
System Fire Class Rating: See Installation Instructions for Installation Requirements to Achieve a Specified System Fire Class Rating with this Product. The fire rating is Class C in Canada.		
WARNING		
ONLY qualified personnel should install or perform maintenance work on these modules		
BE AWARE of dangerous high DC voltage when connecting modules		
DO NOT damage or scratch the rear surface of the module		
For field connections, use 12 AWG wire insulated for a minimum of 90°C, rated for wet conditions and resistant to ultra violet radiation (where exposed)		
UL LISTED CE		

Figure 14. Exemple de plaque signalétique pour module PV.

Mechanical Characteristics		
Cell Type	Mono-crystalline 156×156mm	← (3)
No.of cells	60 (6×10)	← (4)
Dimensions	1650×992×40mm	← (19)
Weight	19.0 kg	← (20)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	← (21)
Frame	Anodized Aluminium Alloy	← (22)
Junction Box	IP67 Rated	← (23)
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length	← (24)

Electrical Characteristics				
Module Type	280M-60	285M-60	290M-60	295M-60 ← (2)
	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	280Wp	285Wp	290Wp	295Wp ← (5)
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.8V	32.0V	32.2V	32.4V ← (6)
Maximum Power Current (Imp)	8.81A	8.90A	9.02A	9.10A ← (7)
Open-circuit Voltage (Voc)	38.6V	38.7V	39.5V	39.7V ← (8)
Short-circuit Current (Isc)	9.49A	9.51A	9.55A	9.61A ← (9)
Module Efficiency STC (%)	17.11%	17.41%	17.72%	18.02% ← (10)
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C			← (13)
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)			← (12)
Maximum series fuse rating	15A			← (11)
Power tolerance	0~+3%			← (17)
Temperature coefficients of Pmax	-0.39%/°C			← (14)
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C			← (15)
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C			← (16)
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C			← (18)

← Gammes de puissances

Figure 15. Exemple de fiche technique pour module PV.

(I) DONNÉES GÉNÉRALES

- (1) Nom du fabricant
- (2) Model / Référence
- (3) Type / Technologie
- (4) Nombre de cellules PV

Exemple (voir Figures

14 et 15)

XXXX

295M-60

Monocristallin

60

(II) CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

- (5) Puissance maximale (P_{MAX})
- (6) Tension au point de puissance maximale (U_{MP})
- (7) Courant au point de puissance maximale (I_{MP})

295W

32.4V

9.1A

(8)	Tension de circuit ouvert (U_{oc})	39.7V
(9)	Courant de court-circuit (I_{sc})	9.61A
(10)	Rendement de conversion	18.02%
(11)	Courant de retour maximal admissible	15A
(12)	Tension du système maximale admissible	1000VDC
(13)	Température de fonctionnement	-40/+85°C
(14)	Coefficient de température de la puissance (P_{MAX})	-0.39%/°C

→ **Cela signifie que lorsque la température de la cellule augmente de 1°C, la puissance maximale de ce module diminue de 0.39% soit 1.15W**

(15)	Coefficient de température de la tension (V_{oc})	-0.29%/°C
------	---	-----------

→ **Cela signifie que lorsque la température de la cellule augmente de 1°C, la tension de circuit ouvert de ce module diminue de 0.29% soit 115mV.**

(16)	Coefficient de température du courant (I_{sc})	+0.05%/°C
------	--	-----------

→ **Cela signifie que lorsque la température de la cellule augmente de 1°C, le courant de court-circuit de ce module augmente de 0.05% soit 4.8mA.**

(17)	Tolérance de puissance	3%
(18)	Température nominale de fonctionnement de la cellule	45°C (± 2°C)

(III) CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

(19)	Dimensions du module PV	1650x992x40mm
(20)	Poids du module PV	23kg
(21)	Spécifications du verre du module PV	Verre trempé 3.2mm
(22)	Spécifications du cadre du module PV	Alliage d'aluminium anodisé
(23)	Spécifications de la boîte de connexions	IP67
(24)	Spécifications des câbles de sortie du module PV	1x4mm ² et 90cm de longueur

« Outre les paramètres électriques (5) – (16) nécessaires pour le dimensionnement du générateur PV, les spécifications (19) et (20) sont fondamentales pour le choix et la mise en œuvre de la structure porteuse des modules PV ».

3.2. FICHE TECHNIQUE D'UN RÉGULATEUR DE CHARGE

Dans la fiche technique des régulateurs PV, les fabricants spécifient les paramètres d'entrées PV et les paramètres de sortie et de charge. Ces paramètres sont nécessaires pour le dimensionnement et la configuration de l'installation PV.

Voici à titre d'exemple, les informations importantes indiquées dans les fiches techniques :

FABRICANT : XXXX	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tension de la batterie	12 / 24 /48 V Sélection automatique	
Courant de charge nominal	85 A	100 A
Puissance maximale PV, 12 V 1a,	1200 W	1450 W
Puissance maximale PV, 24V 1a,	2400 W	2900 W
Puissance maximale PV, 48V 1a,	4900 W	5800 W
Courant maxi. de court-circuit PV	70 A	70 A
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V maximum absolu dans les conditions les plus froides	
Efficacité maximale	98 %	
Tension de charge « d'absorption »	Configuration par défaut : 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (réglable avec : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)	
Tension de charge « Float »	Configuration par défaut : 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (réglable : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)	
Température d'exploitation	-30 à +60°C	
Humidité	95 %, sans condensation	
BOÎTIER		
Bornes PV	35 mm ² / AWG2	
Bornes de batterie	35 mm ² / AWG2	
Poids	4,5 kg	
Dimensions (h x l x p en mm)	246 x 295 x 103	

Figure 16. Exemple de fiche technique pour régulateur de charge PV.

(I) DONNÉES GÉNÉRALES

Exemple (voir Figure 16)

(1) Nom du fabricant

XXXX

(2) Type / Model

MPPT / MPPT 150/100

(II) PARAMÈTRES D'ENTRÉES PV

(3) Tension du système

12/24/48V

→ **Cela signifie que le régulateur est compatible avec les systèmes de 12V, 24V et 48V. La détection de la tension du système est automatique dès lebranchement des batteries au régulateur.**

(4) Puissance maximale PV (12/24/48V)

1450/2900/5800W

→ **Cela signifie que la puissance du générateur PV maximale admissible par le régulateur est:**

- **1450W pour une tension du système de 12V ;**
- **2900W pour une tension du système de 24V ;**
- **5800W pour une tension du système de 48V.**

(5) Courant maximal de court-circuit PV 70A

→ **Cela signifie que le courant maximal du générateur PV ne doit pas dépasser cette valeur (70A pour cet exemple).**

→ **Ce paramètre permet de déterminer le nombre maximal de chaînes PV en parallèle admissible par le régulateur.**

(6) Tension PV maximale de circuit ouvert 150V

→ **Cela signifie que la tension maximale du générateur PV ne doit pas dépasser cette valeur (150V pour cet exemple).**

→ **Ce paramètre permet de déterminer le nombre maximal de modules PV en série admissible par le régulateur.**

(III) PARAMÈTRES DE SORTIE ET DE CHARGE

(7) Rendement maximal 98%

(8) Tensions de charge

→ **Ce paramètre indique les tensions avec lesquelles le régulateur charge le parc de batteries durant les différentes phases de chargement (bulk, absorption & floating).**

(9) Courant de charge nominale 100A

→ **Cela signifie que le régulateur charge le parc de batteries avec un courant nominal de 100A.**

(IV) AUTRES DONNÉES

(10) Conditions de fonctionnement (température et humidité)

(11) Caractéristiques mécaniques :

- Spécification des sections des câbles d'entrées/sorties.
- Spécification du poids et dimensions du régulateur.

3.3. FICHE TECHNIQUE D'UN ONDULEUR OFF-GRID

Dans la fiche technique des onduleurs PV autonomes (Off-Grid), les fabricants spécifient les paramètres d'entrées (DC) et les paramètres de sortie (AC).

Voici à titre d'exemple, les informations importantes indiquées dans les fiches techniques :

Fabricant : XXXX	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000
Parallel and 3-phase operation	Yes		
INVERTER			
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V		
Output	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Cont. output power at 25°C (VA) (2)	1600	2000	3000
Cont. output power at 25°C (W)	1300	1600	2400
Cont. output power at 40°C (W)	1200	1450	2200
Cont. output power at 65°C (W)	800	1000	1700
Peak power (W)	3000	4000	6000
Max. efficiency 12/ 24 / 48V (%)	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95
GENERAL			
Protection (4)	a - g		
Common Characteristics	Operating temperature range: -40 to +65°C (fan assisted cooling) Humidity (non-condensing): max 95%		
1) Can be adjusted to 60 Hz and to 240 V 2) Non-linear load, crest factor 3:1 4) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) 230 V AC on inverter output g) input voltage ripple too high			

Figure 17. Exemple de fiche technique pour onduleur Off-Grid.

(I) DONNÉES GÉNÉRALES

Exemple (voir Figure 17)

(1) Nom du fabricant / Model

XXXX / 24/3000VA

(II) PARAMÈTRES D'ENTRÉES DC

(2) Tensions d'entrée (VDC)

12/24/48VDC

→ **Cela signifie que les tensions d'entrée de l'onduleur côté DC (batteries) sont 12V, 24V et 48V (pour cet exemple).**

(3) Possibilité de branchement en parallèle et fonctionnement en triphasé

→ **Cela signifie que le branchement de plusieurs onduleurs en parallèle pour une tension de fonctionnement en triphasé est possible.**

(4) Plage de tensions d'entrée (VDC)

→ **Ce paramètre indique la plage de tension admissible correspondant pour chaque tension d'entrée (12V, 24V et 48V).**

(III) PARAMÈTRES DE SORTIE AC

(5) Tension / fréquence de sortie 230VAC / 50Hz

(6) Puissance de sortie AC à 25°C 3000VA

(7) Puissance de sortie AC pour différentes températures

→ **Ce paramètre indique la variation de la puissance de sortie de l'onduleur en fonction de la température.**

(8) Puissance de pointe 6000W

→ **Cela signifie que l'onduleur peut délivrer une pointe de puissance de 6000W (le double de sa puissance nominale) en un bref délai. Cela signifie aussi que l'onduleur peut fournir le double de son courant de sortie. Une telle donnée est importante notamment dans le cas des équipements à fort courant de démarrage.**

(9) Rendement de l'onduleur pour chaque tension d'entrée 93/94/95 %

→ **Cela signifie que le rendement de l'onduleur est fonction de la tension d'entrée. L'onduleur présente des rendements de 93%, 94% et 95%, respectivement, pour des tensions d'entrée de 12V, 24V et 48V.**

(10) Systèmes de protections intégrées à l'onduleur

→ **Pour cet exemple, l'onduleur est protégé contre les courts-circuits, les surcharges, et les fortes températures. L'onduleur assure aussi la protection des batteries contre la surcharge et la décharge profonde.**

(IV) AUTRES DONNÉES

(11) Conditions de fonctionnement (température et humidité) -40 à 65°C / 95%

→ **Cela signifie que l'onduleur est conçu pour fonctionner dans les conditions de température (-40 à 65°C) et d'humidité (jusqu'à 95%) indiquées dans la fiche technique.**

3.4. FICHE TECHNIQUE D'UN ONDULEUR ON-GRID

Dans la fiche technique des onduleurs PV raccordés au réseau (On-Grid), les fabricants spécifient les paramètres d'entrées (DC) et les paramètres de sortie (AC).

Voici à titre d'exemple, les informations importantes indiquées dans les fiches techniques :

FABRICANT : XXXX ← (1)	XX - 4.0	XX - 5.0 ← (1)
Entrée (DC)		
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)	4 200 W	5 250 W ← (2)
Tension d'entrée max.	600 V ← (3)	
Plage de tension MPP	140 V à 500 V	175 V à 500 V ← (4)
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A ← (6)	
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	15 A / 15 A ← (6)	
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP	2 / A:2 ; B:2 ← (5)	
Sortie (AC)		
Puissance assignée (pour 230 V, 50 Hz)	4 000 W	5 000 W ← (7)
Tension nominale AC / plage	220 V, 230 V, 240 V / 180 V à 280 V ← (8)	
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz à +5 Hz ← (9)	
Courant de sortie max.	22 A	22 A ← (10)
Rendement		
Rendement max. / rendement européen	97,0 % / 96,5 %	97,0 % / 96,5 % ← (11)
Dispositifs de protection		
Dispositif de déconnexion côté DC		
Surveillance du défaut à la terre / surveillance du réseau		
Protection inversion de polarité DC / résistance aux courts-circuits AC / séparation galvanique	• / • ← (12)	
Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	• / • / - ← (12)	
Classe de protection (selon IEC 62103) / catégorie de surtension (selon IEC 60664-1)	• / III ← (12)	
Caractéristiques générales		
Dimensions (L/H/P)	435 mm / 470 mm / 176 mm ← (13)	
Poids	16 kg (35,3 lb) ← (13)	
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à +60 °C ← (13)	
Indice de protection (selon IEC 60529)	IP65 ← (13)	

Figure 18. Exemple de fiche technique pour onduleur On-Grid.

(I) DONNÉES GÉNÉRALES

(1) Nom du fabricant / Model

Exemple (voir Figure 18)

XXXX / XX-5.0

(II) PARAMÈTRES D'ENTRÉES DC

(2) Puissance PV max.

5250W

→ **Cela signifie que la puissance maximale du champ PV admissible par l'onduleur (côté DC) est 5250W (pour cet exemple).**

(3) Tension d'entrée maximale (U_{MAX})

600V

→ **Cela signifie que la tension maximale admissible par l'onduleur (côté DC) est 600V (pour cet exemple). Au-delà de cette valeur, l'onduleur sera endommagé.**

(4) Plage de tension MPPT ($U_{MPPT,MIN}$ et $U_{MPPT,MAX}$) 175V à 500V

→ **Cela signifie que la tension du générateur PV doit se situer entre ($U_{MPPT,MIN}=175V$) et ($U_{MPPT,MAX}=500V$) (pour cet exemple), et ce afin que le système du MPPT fonctionne. Le système MPPT force le générateur à fonctionner dans son point de puissance maximale.**

→ **Le non-respect de la plage de tension MPPT spécifiée par le fabricant, va engendrer des pertes en performances.**

→ **La plage de tension MPPT et donc la configuration optimale du générateur PV assurant une meilleure performance de l'installation PV.**

(5) Nombre d'entrées MPPT / Nombre de string (chaîne PV) par MPPT 2/A:2 ; B:2

→ **Cela signifie que l'onduleur possède deux (02) entrées MPPT indépendantes (A et B) et chacune possède deux (02) entrées pour deux (02) strings distincts.**

→ **Ce paramètre permet de déterminer le nombre maximal de chaînes PV (string) raccordées directement à l'onduleur.**

(6) Courant d'entrées max par String / par MPPT (I_{MAX}) 15A / 15A

→ **Cela signifie que le courant maximal des chaînes PV raccordées à l'onduleur ne doit pas dépasser I_{MAX} (15A pour cet exemple).**

→ **Ce paramètre permet de déterminer le nombre maximal des chaînes PV en parallèle.**

(III) PARAMÈTRES DE SORTIE AC

(7) Puissance de sortie AC 5000W

(8) Tension nominale de sortie AC 220-240V

→ **Cela signifie que la sortie de l'onduleur est en monophasé.**

(9) Fréquences de sortie / Plage 50Hz - 60Hz / ± 5 Hz

(10) Courant maximal de sortie AC 22A

→ Ce paramètre permet de bien calibrer les dispositifs de protection et les sections des câbles à la sortie de l'onduleur.

(11) Rendement de conversion maximal 97%

(IV) AUTRES DONNÉES

(12) Systèmes de protection intégrés à l'onduleur

(13) Caractéristiques mécaniques :

- Conditions de fonctionnement (température).
- Degré de protection (IP).
- Poids et dimensions de l'onduleur.

3.5. FICHE TECHNIQUE D'UNE BATTERIE

La fiche technique d'une batterie solaire spécifique :

- Le type de la batterie (AGM, GEL, Ni-Cd, ...)
- La capacité et la tension de la batterie ;
- Le poids et les dimensions de la batterie ;
- Les données du fabricant.

Voici à titre d'exemple, les informations importantes indiquées dans les fiches techniques :

FABRICANT : XXXX (1)

Technical characteristics and data

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{100} , 1.80 Vpc 20 °C Ah	Discharge current I_{100} A	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height including connectors (h2) max. mm	Weight approx. kg
S12/130 A	NGS0120130HS0CA	12	130	1.30	286	269	208	39.0
S12/230 A	NGS0120230HS0CA	12	230	2.30	518	274	216	67.0

(3) (4) (5) (6) (7) (9) (10)

Capacities $C_1 - C_{100}$ (20 °C) in Ah

Type	C_1 1.70 Vpc	C_5 1.70 Vpc	C_{10} 1.70 Vpc	C_{20} 1.75 Vpc	C_{100} 1.80 Vpc
S12/130 A	66.0	93.5	104	110	130
S12/230 A	120	170	190	200	230

(8)

Your benefits:

- > Excellent cycling performance – 800 cycles at 60% Depth of Discharge C_{10} (at 20 °C)
- > **dryfit Gel – VRLA technology** (2)

Specifications:

- > Long shelf life up to 2 years at 20 °C without recharge due to the very low self discharge rate
- > Designed in accordance with **IEC 61427 and IEC 60896-21/22** (11)

Figure 19. Exemple de fiche technique pour batterie solaire.

(I) DONNÉES GÉNÉRALES	Exemple (voir Figure 19)
(1) Nom du fabricant	XXXX
(2) Type de batterie	Gel - étanche
3) Model	S12/230A
(4) Référence (N° série)	NGS0120230HS0CA
(II) PARAMÈTRES ÉLECTRIQUES (données importantes)	
(5) Tension de la batterie	12V
(6) Capacité nominale C100	230Ah
(7) Courant de décharge de la batterie I100	2.30A
→ <i>Cela signifie que la batterie peut délivrer un courant de 2.3A pendant une durée de 100 heures.</i>	
(8) Capacités de la batterie C1/C5/C10/C20/C100	120/170/190/200/230
→ <i>Cela signifie qu'en fonction de la vitesse de décharge, cette batterie peut délivrer un courant de :</i>	
- 120A pendant une durée de 1 heure.	
- 34A pendant une durée de 5 heures.	
- 19A pendant une durée de 10 heures.	
- 10A pendant une durée de 20 heures.	
- 2.30A pendant une durée de 100 heures.	
(III) AUTRES DONNÉES	
(9) Dimensions (LxLxH)	518x274x216mm
(10) Poids	67kg
→ <i>Le poids et les dimensions des batteries sont des paramètres clés pour le choix et la mise en œuvre du support et de la disposition des batteries.</i>	
(11) Normes	CEI 61427 & CEI 60896-21/22
→ <i>Cela signifie que la batterie est conforme aux exigences des normes indiquées.</i>	

NOTE 9 :

Les fiches techniques des composants PV peuvent contenir d'autres informations ne figurant pas dans les exemples traités dans cette annexe.

4. CALCUL DE L'ESPACEMENT ENTRE LES RANGÉES DES MODULES PV

Afin d'éviter que les ombres ne se créent sur les rangées de modules PV, notamment en période de solstice d'hiver, un espacement entre les rangées voisines doit être prévu par le concepteur de l'installation PV.

De manière générale, les modules PV doivent être éloignés de tout obstacle avoisinant et pouvant provoquer d'éventuelles zones d'ombres.

La distance minimale recommandée entre les rangées PV ($D_{\text{Rangées}}$) est donnée par la formule suivante :

$$D_{\text{Rangées}} = h / \tan(\theta)$$

$$h = \omega \cdot \sin(\theta)$$

Avec:

- h : élévation de la rangée PV correspondant à la différence en hauteur entre le point le plus haut et le point le plus bas de la rangée PV (voir Figure 20).
- ω : largeur de la rangée PV.
- β : angle d'inclinaison de la rangée de modules PV.
- θ : élévation minimale du soleil dont la valeur est fonction du site d'installation, du temps et de la période de l'année (voir Figure 21). Le solstice d'hiver (21-22 Décembre) est la période la plus défavorable.

De même, la distance minimale recommandée entre les axes de deux rangées PV voisines ($D_{\text{Axes-rangées}}$) est donnée par la formule suivante :

$$D_{\text{Axes-rangées}} = D_{\text{Rangées}} + \omega \cdot \cos(\beta)$$

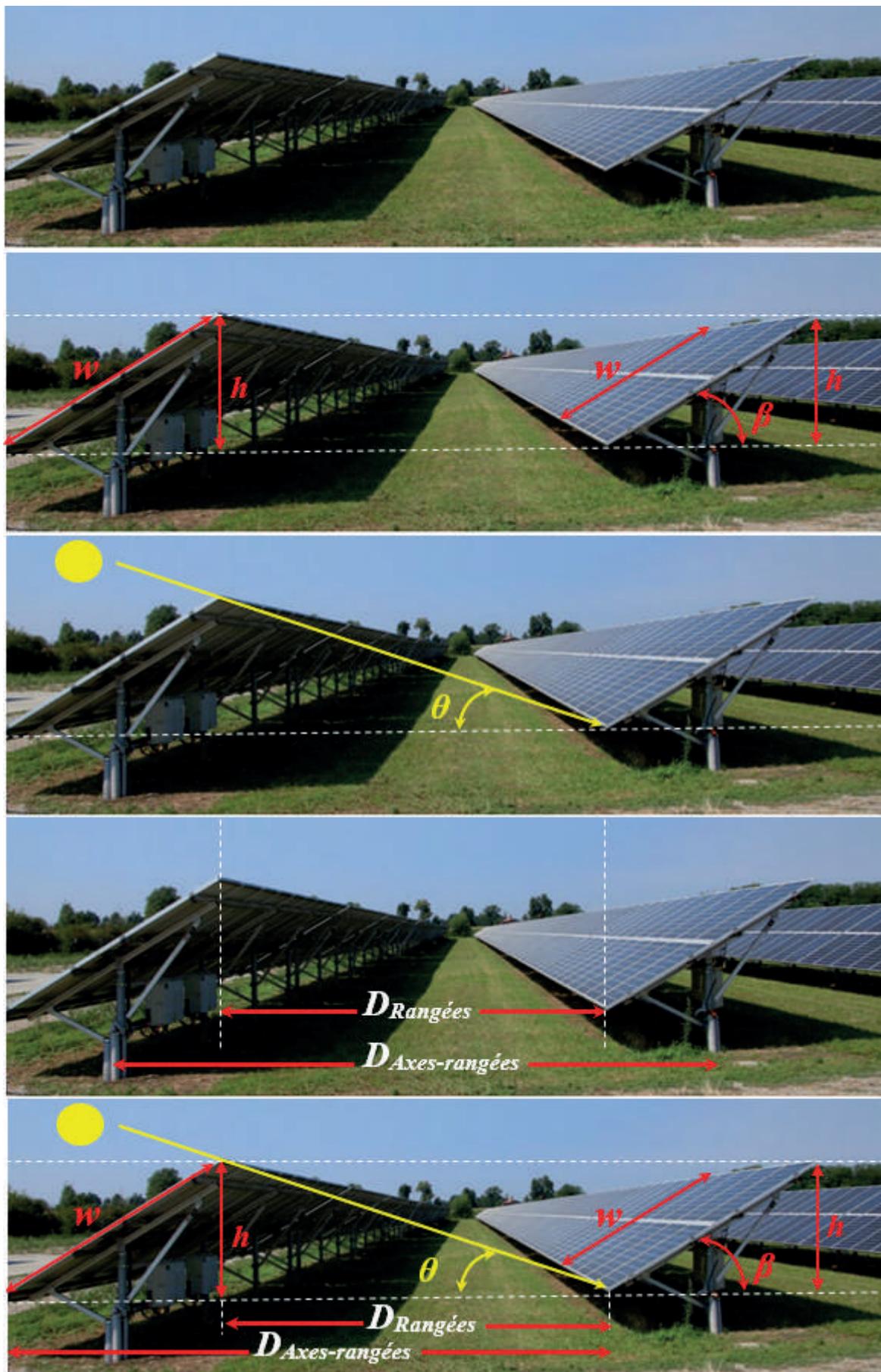


Figure 20. Détermination de la distance minimale entre les rangées PV.

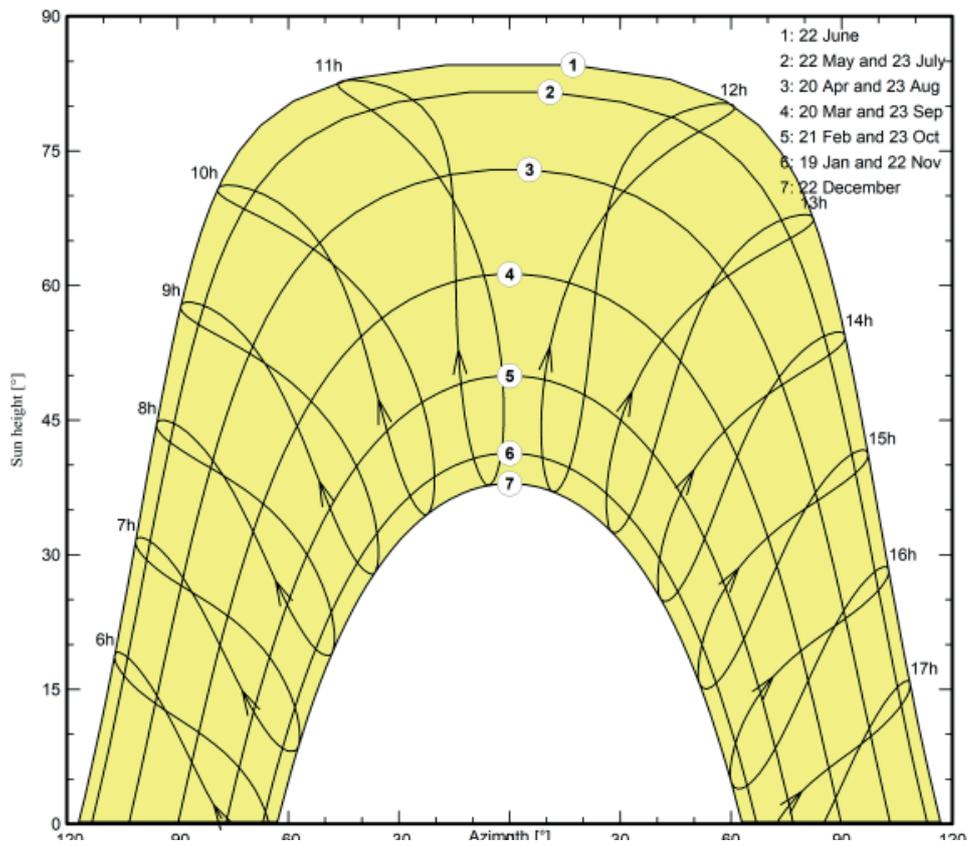


Figure 21. Trajectoire et hauteur du soleil au niveau du site d'installation PV

5. COURANTS ADMISSIBLES DES CÂBLES SOLAIRES

L'intensité des courants admissibles pour les câbles solaires sous une température d'utilisation ambiante de 70°C pour des températures maximales au niveau de l'âme du câble comprises entre 90°C et 120°C, est donnée dans le Tableau 9. Cependant, dans le cas d'une température ambiante différente de 70°C, les facteurs de corrections indiqués dans le Tableau 10 sont appliqués.

Tableau 9. Courants admissibles des câbles PV sous une température ambiante de 70°C.

S (mm ²) Section de câble	I _z (A) Intensité du courant admissible (Mode de pose : deux câbles adjacents sur paroi)	
	Température maximale au niveau de l'âme 90°C	Température maximale au niveau de l'âme 120°C
	1.5	14
2.5	19	30
4	26	40
6	33	52
10	46	72
16	62	97
25	82	129
35	102	160

Tableau 10. Facteurs de corrections pour des températures ambiantes différentes de 70°C.

Température ambiante (°C)	Facteur de correction	
	Température maximale au niveau de l'âme 90°C	Température maximale au niveau de l'âme 120°C
≤ 60	1.22	1.08
70	1.00	1.00
80	0.71	0.91
90	---	0.82
100		0.71
110		0.58

6. SIGNALISATION ET ÉTIQUETAGE

Dans une installation PV, le marquage par étiquettes visibles et inaltérables à proximité des différentes parties (boîtes de jonction, coffrets AC/DC, parc de batteries, câbles AC/DC,...) est nécessaire pour des raisons de sécurité (voir Tableau 11)

Tableau 11. Étiquetage des composants d'une installation photovoltaïque [2].

ÉTIQUETTES	EMPLACEMENT
 <p data-bbox="371 636 574 696">ATTENTION: Câbles courant continu sous tension</p>	<p data-bbox="959 488 1299 521">Partie générateur PV :</p> <ul data-bbox="831 533 1426 656" style="list-style-type: none"> - Sur la face avant des boîtes de jonction. - Sur la face avant des coffrets DC. - Aux extrémités des canalisations DC.
 <p data-bbox="357 920 574 972">Ne pas manœuvrer en charge</p>	<p data-bbox="959 754 1299 788">Partie générateur PV :</p> <ul data-bbox="810 799 1449 922" style="list-style-type: none"> - A l'intérieur des boîtes de jonction. - A proximité des dispositifs de protection et de sectionnement (fusibles, sectionneurs,...).
 <p data-bbox="268 1234 459 1317">RISQUE DE PRESENCE DE PLUSIEURS SOURCES DE TENSION</p> <p data-bbox="475 1234 647 1317">ISOLER LES SOURCES AVANT TOUTE INTERVENTION</p>	<p data-bbox="938 1155 1319 1189">A proximité des onduleurs.</p>
 <p data-bbox="363 1547 574 1599">Production Autonome</p> <p data-bbox="363 1606 574 1657">Coupure utilisation AC</p>	<p data-bbox="963 1438 1294 1471">Partie utilisation AC :</p> <p data-bbox="871 1482 1386 1561">A proximité de l'appareil de coupure générale.</p>

Si la signalisation pour l'intervention des services de secours est exigée, un marquage à proximité de l'appareil général de commande et de sectionnement doit être prévu (voir Tableau 12).

Tableau 12. Étiquettes pour intervention des services de secours [2].

ÉTIQUETTES	DESCRIPTION
Câble DC PV sous tension dans les parties accessibles au public sous chemain technique protégé	Indiquer aux services de secours que : La sécurité repose sur les dispositions indiquées.
Câble DC PV sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble DC PV et onduleur(s) sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble DC PV sous tension uniquement dans le local onduleur	
Câble DC PV sous tension inférieure à 60V dans les parties accessibles	Indiquer aux services de secours que : La sécurité est assurée en raison de l'utilisation d'une tension DC ≤ 60 V.
Coupure des câbles DC PV sous tension située sur la façade XXXX	Indiquer aux services de secours : Possibilité d'une coupure par « commande à perche » et préciser l'emplacement de cette commande. (signalétique apposée à côté de l'AGCP).
Site non raccordé au réseau	Indiquer aux services de secours que : L'installation PV est autonome.
Voyant éteint = câble DC PV hors tension dans les parties accessibles au public 	Indiquer aux services de secours que : L'extinction d'un voyant blanc indique que l'appareil a effectivement coupé l'arrivée PV.
Voyant éteint = câble DC PV et batterie hors tension dans les parties accessibles au public 	Indiquer aux services de secours que : L'extinction d'un voyant blanc indique que l'appareil a effectivement coupé l'arrivée PV et l'arrivée batterie si celle-ci a une tension > 60 V.
Voyant éteint = absence de tension dans les câbles DC sur toute l'installation 	Indiquer aux services de secours : Possibilité d'abaisser tous les câbles DC PV à une tension < 60 V. Pas de risque électrique lors de l'intervention sur tout le bâtiment. (signalétique apposée à côté de l'AGCP).

NOTE 10 :

La conception des panneaux de signalisation, notamment en termes de couleurs et de formes, doit être conforme aux exigences de la norme ISO 7010.



7. DEGRÉ DE PROTECTION DES ENVELOPPES ÉLECTRIQUES (Code IP)

En termes de protection, les enveloppes électriques sont toujours classées en fonction du degré de protection (IP) qui spécifie la protection du matériel à l'intérieur des enveloppes contre la pénétration des corps solides (1^{er} chiffre) et de l'eau (2^{ème} chiffre).

Le degré de protection, défini dans la norme NA CEI 60529, est donné par le code : IP XX

- Lettre du code (International Protection) _____
- Premier chiffre caractéristique (0 à 6, ou X) _____
- Deuxième chiffre caractéristique (0 à 8, ou X) _____

Le Tableau 13 décrit les différents chiffres constituant le code IP.

Tableau 13. Signification des chiffres caractéristiques du degré IP.

1 ^{er} Chiffre		2 ^{ème} Chiffre	
X	Description	X	Description
0	Sans protection	0	Pas de protection
1	Protection contre les corps solides de diamètre $d \geq 50$ mm	1	Protection contre les chutes verticales de gouttes d'eau
2	Protection contre les corps solides de diamètre $d \geq 12$ mm	2	Protection contre les chutes verticales de gouttes d'eau avec une enveloppe inclinée au maximum de 15°
3	Protection contre les corps solides de diamètre $d \geq 2,5$ mm	3	Protection contre l'eau de pluie
4	Protection contre les corps solides de diamètre $d \geq 1$ mm	4	Protection contre les projections d'eau
5	Protection contre la poussière	5	Protection contre les jets d'eau
6	Protection totale contre la poussière	6	Protection contre les jets d'eau puissants
		7	Protection contre les effets d'une immersion temporaire dans l'eau
		8	Protection contre les effets d'une immersion prolongée dans l'eau

A titre d'exemple, un degré de protection IP 68 signifie que l'enveloppe électrique est totalement étanche à la poussière (1^{er} chiffre : 6) et protégée contre les effets nuisibles d'une immersion prolongée dans l'eau (2^{ème} chiffre : 8).

En outre, le degré de protection peut aussi contenir des lettres additionnelles (A, B, C, D) et/ou supplémentaires (H, M, S, W), et ce pour indiquer d'autres spécifications de protection en plus de celle indiquée par les deux premiers chiffres, comme illustré dans le Tableau 14.

- IP XX A H
- Lettre additionnelle (en option) _____
 - Lettre supplémentaire (en option) _____

Tableau 14. Signification des lettres additionnelles et supplémentaires du degré IP.

Lettre additionnelle		Lettre supplémentaire	
A	Protection contre l'accès aux parties dangereuses avec le dos de la main	H	Appareil à haute tension
B	Protection contre l'accès aux parties dangereuses avec un doigt	M	Les essais de vérification de la protection contre la pénétration de l'eau sont effectués sur le matériel en état de mouvement
C	Protection contre l'accès aux parties dangereuses avec un outil	S	Les essais de vérification de la protection contre la pénétration de l'eau sont effectués sur le matériel en état stationnaire
D	Protection contre l'accès aux parties dangereuses avec un fil	W	Matériel conçu pour pouvoir être utilisé dans des conditions atmosphériques spécifiées



8. MAINTENANCE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Afin d'assurer en permanence le bon fonctionnement des installations PV ainsi que la sécurité des personnes et du matériel, un ensemble d'actions de maintenance doit être prévu et effectué. Ces actions doivent être menées par un professionnel du domaine PV.

La maintenance des installations PV se segmente en deux (02) volets : maintenance préventive et maintenance curative.

8.1. MAINTENANCE PRÉVENTIVE

La maintenance préventive est un ensemble d'actions de vérification technique et périodique permettant à la fois de prévenir et de détecter les anomalies avant qu'elles n'engendrent d'éventuelles pannes dans l'installation.

Parmi les actions, nous citons :

- Nettoyage et dépoussiérage des modules PV et du local technique.
- Vérification du maintien des conditions initiales de l'installation notamment l'environnement des modules et du local technique.
- Vérification visuelle de l'état :
 - Des modules PV (bris de la face avant, oxydation, décoloration de l'encapsulation, délamination et encrassement des modules).
 - Des boîtes de jonctions, des câbles et des connexions.
 - Du régulateur, de l'onduleur et du parc de batteries.
 - Des tableaux électriques et des dispositifs de protection et de coupure (fusibles, interrupteurs et parafoudres).
 - Du système de montage (corrosion, serrage et fixation des éléments).
- Vérification :
 - Des plans d'implantation et des schémas électriques de l'installation PV.
 - De la signalisation et de l'étiquetage des composants (boîtes de jonctions, coffrets AC/DC, ...).
- Vérification et test :
 - Des liaisons équipotentielles.
 - Des Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR).
 - Des dispositifs de sectionnement et coupure.

8.2. MAINTENANCE CURATIVE

La maintenance curative vise à rétablir le bon fonctionnement d'une installation PV suite à un dysfonctionnement.

La réparation et/ou le remplacement d'un ou plusieurs composants endommagés est obligatoire, et ce non seulement pour assurer le bon fonctionnement de l'installation PV mais aussi pour éviter d'induire la défaillance des autres composants.

Toutefois, avant d'entamer n'importe quelle action de maintenance dans la partie présentant un défaut de fonctionnement et/ou contenant un élément endommagé ou défaillant, il faut tout d'abord couper l'alimentation électrique et mettre hors service la zone d'intervention.

À titre d'exemple, pour remplacer un module PV défectueux, il est recommandé de suivre dans l'ordre les étapes suivantes :

- Déconnecter le régulateur du générateur PV. Ouvrir l'interrupteur-sectionneur général DC situé en amont du régulateur (entre les modules PV et le régulateur).
- Couper l'alimentation électrique en amont et en aval de l'onduleur :
 - Ouvrir le disjoncteur AC situé en aval de l'onduleur.
 - Ouvrir l'interrupteur-sectionneur DC situé en amont de l'onduleur.
- Couper l'alimentation électrique du parc de batteries. Ouvrir l'interrupteur-sectionneur DC à la sortie du régulateur vers le parc de batteries.
- Isoler et déconnecter la chaîne PV au niveau de la boîte de jonction.
- Déconnecter le module PV.
- Remplacer le module PV défectueux par un nouveau module PV.
- Vérifier le bon fonctionnement de la chaîne PV après le branchement du nouveau module PV :
 - Vérifier le branchement.
 - Mesurer et vérifier la tension en circuit ouvert de la chaîne PV.
- Reconnecter la chaîne PV au niveau de la boîte de jonction.
- Reconnecter le parc de batteries. Fermer l'interrupteur-sectionneur DC à la sortie du régulateur vers le parc de batteries.
- Reconnecter le générateur PV au régulateur. Fermer l'interrupteur-sectionneur général DC situé en amont du régulateur (entre les modules PV et le régulateur).
- Reconnecter l'onduleur :
 - Fermer l'interrupteur-sectionneur DC situé en amont de l'onduleur.
 - Fermer le disjoncteur AC situé en aval de l'onduleur.

Lors de cette opération, la liaison équipotentielle des masses doit être maintenue et continue.

NOTE 11 :

En termes de bonnes pratiques, il y'a lieu de prévoir l'utilisation d'un carnet de bord (Logbook) pour enregistrer et retracer l'historique de l'installation photovoltaïque notamment les actions de maintenance préventive et curative engagées.



9. EXPLOITATION DES CERTIFICATS DE CONFORMITÉ DES ÉQUIPEMENTS PV

Le certificat de conformité d'un équipement est un document justificatif, élaboré par un organisme de certification, attestant la conformité de l'équipement présenté par rapport aux exigences des normes énumérées dans le certificat.

Le certificat de conformité doit contenir les informations suivantes :

- L'organisme de certification (exemple : TÜV Rheinland, Bureau Veritas, etc....) ;
- Le nom du fabricant ;
- Le(s) produit(s) (nom et modèle,...) ;
- Les normes respectées par le produit ;
- Le numéro de certificat ;
- La date de délivrance et/ou la durée de validité du certificat.

Le certificat de conformité peut aussi contenir d'autres informations.

Tout produit ne figurant pas dans le certificat de conformité n'est pas considéré comme produit conforme.

9.1. CERTIFICAT DE CONFORMITÉ D'UN MODULE PV

Un exemple de certificat de conformité pour les modules PV est présenté dans la Figure 22.

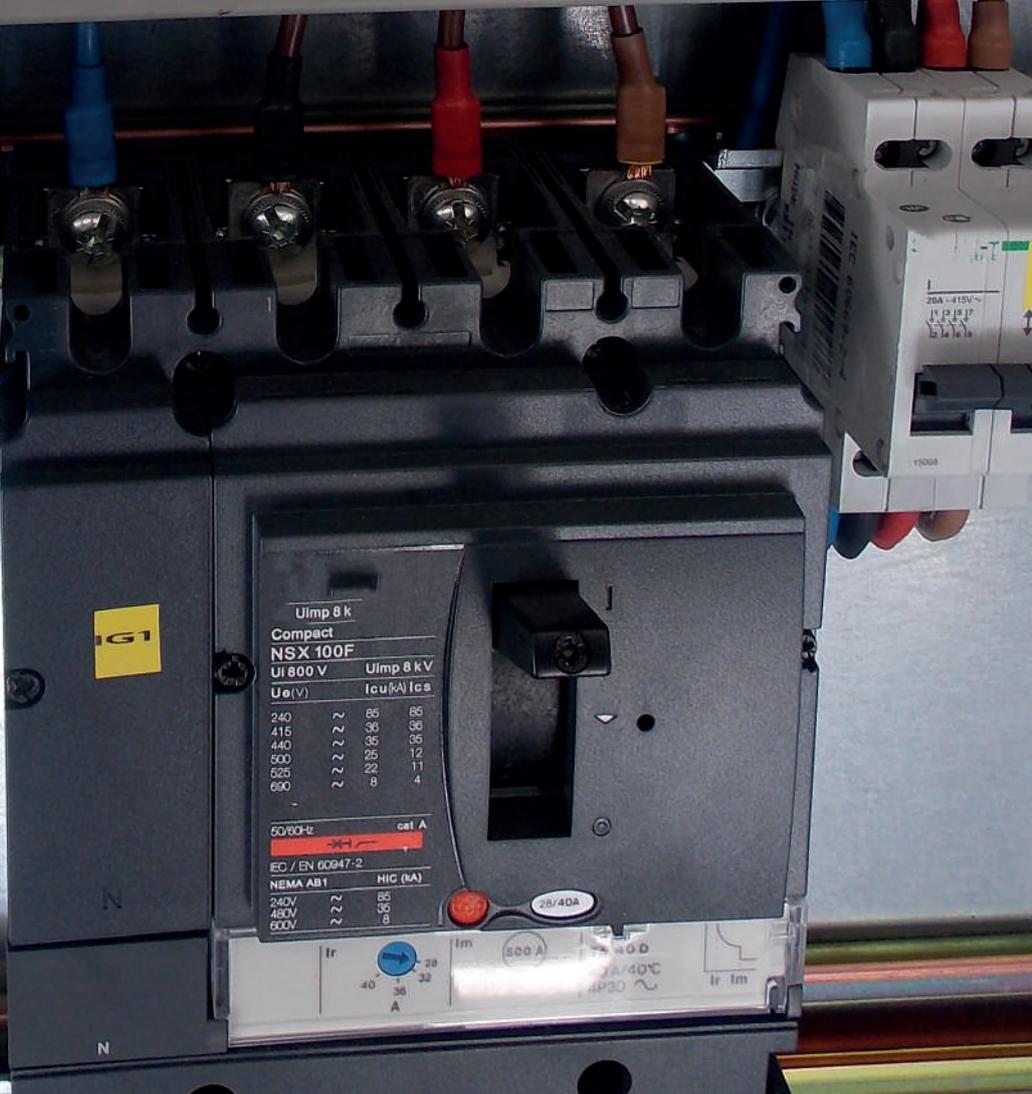
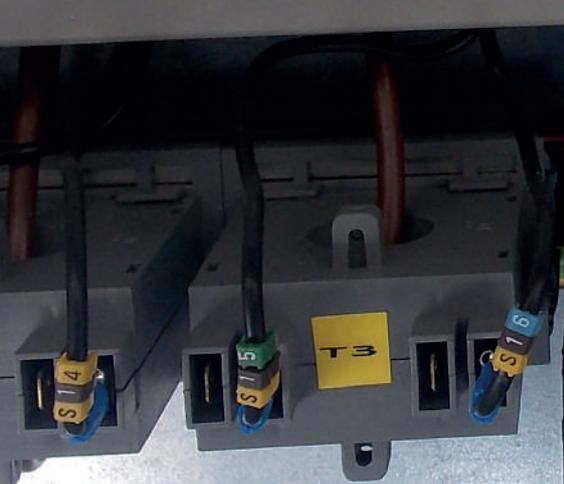
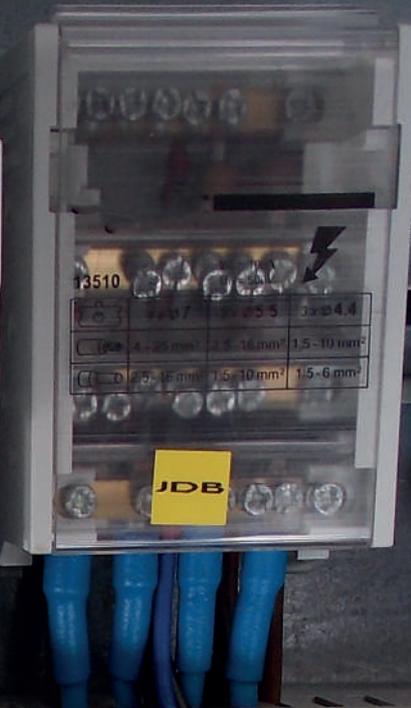
Zertifikat		Certificate	
Zertifikat Nr. / Certificate No. PV 50396235		(1) → 	
Ihr Zeichen / Client Reference K.S	Unser Zeichen / Our Reference 01-AY-15093637 008	Ausstellungsdatum / Date of Issue 20.12.2017	(Date in day/month/year)
		(3) →	
Prüfzeichen / Test Mark 	Geprüft nach / Tested acc. to EN 61215:2005 IEC 61215:2005 EN 61730-1:2007+A1+A2+A11 IEC 61730-1:2004+A1+A2 EN 61730-2:2007+A1 IEC 61730-2:2004+A1	(6) →	
Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation) Certified Product (Product Identification)		Lizenzentgelte - Einheit License Fee - Unit	
PV-Module			
Type Designation: With 6" poly c-Si cells: ND-AHxxxH (xxx = 285-385, in steps of 5, 72 cells) ND-AKxxxH (xxx = 235-320, in steps of 5, 60 cells) With 6" mono c-Si cells: NU-AHxxxH (xxx = 285-365, in steps of 5, 72 cells) NU-AKxxxH (xxx = 235-305, in steps of 5, 60 cells)		(5) →	
Remarks: - The above listed PV modules fulfil the requirements of Application Class A (Class II acc. to IEC 61140). They may be used in PV plants at a maximum system voltage (Voc at STC) of up to 1500 VDC. - The above listed PV modules fulfil the requirements of fire rating class C. Conditions: The product test is voluntarily according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or processing may require the repetition of some of the qualification tests in order to retain type approval. The certificate is valid until 23 February 2021		(8) →	
<small>Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde. Das Produkt entspricht den o.g. Anforderungen, die Herstellung wird überwacht. This certificate is based on our Testing and Certification Regulation. The product fulfills above mentioned requirements, the production is subject to surveillance.</small>		Zertifizierungsstelle  Dipl.-Ing. D. Löffler	
TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@tuev.rwth-koeln.de Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety			

Figure 22. Exemple de certificat de conformité pour module PV.

Il s'agit d'un certificat de conformité pour modules PV contenant les données suivantes :

- (1) Organisme de certification (exemple : TÜV Rheinland, Bureau Veritas, etc...).
- (2) Numéro du certificat de conformité.
- (3) Fabricant titulaire du certificat (XXXX).
- (4) Nature de l'équipement certifié (Module PV).
- (5) Modèles et numéros de références des modules PV certifiés.

→ Cela signifie que le certificat de conformité ne concerne que les modules PV indiqués dans le certificat et ayant les mêmes caractéristiques (nom du fabricant, type, nombre de cellules, modèle/référence,...).



- (6) Liste des normes respectées par les modules PV indiqués dans le certificat (CEI 61215 et CEI 61730).
- (7) Date de délivrance du certificat de conformité (20.12.2017).
- (8) Date limite de la validité du certificat de conformité (23.02.2021).

→ **signifie qu'au-delà de la date spécifiée dans ce certificat (23.02.2021 pour cet exemple), le certificat n'est plus valide et le fabricant doit présenter un autre certificat de conformité.**

NOTE 12 :

Il faut savoir faire la différence entre le certificat de conformité et la déclaration de conformité :

- *Le certificat de conformité est élaboré par un organisme de certification accrédité.*
 - *La déclaration de conformité est élaborée par le fabricant lui-même et attestant que son produit est conforme (voir Figure 23).*
- Seul le certificat de conformité des équipements est accepté dans le dossier technique des installations PV décrit dans ce présent guide.*

Fabricant → XXXX

Declaration of Conformity



Déclaration de Conformité

1. Product Description Photovoltaic Module ← Produit: Module PV

2. Name and Address of Manufacturer XXXX ← Nom et Adresse du Fabricant

3. This declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer.

4. Object of the declaration ND-AK270 ND-AK275 ← Modèles des modules PV concernés par la déclaration

5. The object of the declaration described above is in conformity with the relevant Union harmonisation legislation:

2014/35/EU

Low Voltage Directive

6. References to the relevant harmonised standards used or references to the other technical specifications in relation to which conformity is declared:

- EN 61730-1:2007 + A1:2012 + A2:2013 + A11:2014
EN 61730-2:2007 + A1:2012
IEC61730-1:2004 + A1:2011 + A2:2013
IEC61730-2:2004 + A1:2011
EN 61215: 2005
IEC 61215:2005

Liste des normes respectées par les modules : ND-AK270 et ND-AK275

Figure 23. Exemple de déclaration de conformité pour module PV.

9.2. CERTIFICAT DE CONFORMITÉ D'UN RÉGULATEUR DE CHARGE

Un exemple de certificat de conformité pour les régulateurs de charge est présenté dans la Figure 24.

The figure shows a CB Test Certificate for an MPPT Charge Controller. It includes fields for product name, manufacturer, rated characteristics, model references, and the standard it conforms to. The certificate is issued by TÜV Rheinland and dated 16.02.2016. Red boxes and arrows highlight specific fields, labeled (1) through (8).

Figure 24. Exemple de certificat de conformité pour régulateur de charge.

Ce document est un certificat d'essais (IEC) élaboré par un organisme de certification contenant les informations suivantes :

- (1) Organisme de certification (exemple : TÜV Rheinland, Bureau Veritas, etc...).
- (2) Numéro du certificat.
- (3) Fabricant titulaire du certificat (XXXX).
- (4) Nature de l'équipement certifié (Régulateur de charge).
- (5) Modèles et numéros de références des régulateurs de charge certifiés.

→ ***Cela signifie que le certificat de conformité ne concerne que les régulateurs de charge indiqués dans le certificat et ayant les mêmes caractéristiques (nom du fabricant, type, modèle/référence,...). Pour cet exemple, les régulateurs certifiés sont TS-MPPT-30, TS-MPPT-45 et TS-MPPT-60.***

(6) Caractéristiques principales des régulateurs certifiés.

→ ***Cela signifie que le certificat de conformité ne concerne que les régulateurs (TS-MPPT-30, TS-MPPT-45 et TS-MPPT-60) et ayant les caractéristiques techniques spécifiées dans le certificat.***

(7) Liste des normes respectées par les régulateurs de charge indiqués dans le certificat (CEI 62109-1).

(8) Date de délivrance du certificat de conformité (16.02.2016).

9.3. CERTIFICAT DE CONFORMITÉ D'UN ONDULEUR

Bureau Veritas
Consumer Products Services
Germany GmbH
Businesspark A86
86842 Türkheim
Germany
+ 49 (0) 40 740 41 - 0
cps-tuerkheim@de.bureauveritas.com

Certification body of BV CPS GmbH
Accredited according to EN 45011 -
ISO / IEC Guide 65

Certificate of compliance

Applicant: XXXX (2)

Product: Photovoltaic inverter (3)

Model: X1; X2; X3; X4; X5 (4)

Use in accordance with regulations:
The inverters are tested for functional safety, grid protection, specified environmental influences and efficiency. For detailed information, please watch the corresponding test reports.

Applied rules and standards: (5)

IEC 61727:2004	Characteristics of the utility interface
IEC 62116:2008	Islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.
IEC 62109-1:2010	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
IEC 62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters
IEC 60068-2-1:2007	Environmental testing – Part 2-1: Tests – Test A: Cold
IEC 60068-2-2:2007	Environmental testing – Part 2-2: Tests – Test B: Dry heat
IEC 60068-2-6:1995	Environmental testing - Part 2 Vibration (sinusoidal)
IEC 60068-2-14:2009	Environmental testing – Part 2-14: Tests – Test N: Change of temperature
IEC 60068-2-27:2009	Shock
IEC 60068-2-30:2005	Damp heat, cyclic (12h+12h cycle)
IEC 60068-2-75: 1997	Hammer tests (IEC 62262:2002 – IK code)
IEC 60068-2-78:2001	Test cab: Damp heat, steady state
IEC 61683:1999	Photovoltaic systems – Power conditioners – Procedure for measuring efficiency

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Project number: 12TH0259-India

Certificate number: U14-0364 (6)

Date of issue: 2014-07-18 (7)

Certification body
Dieter Zitzmann

Figure 25. Exemple de certificat de conformité pour onduleur solaire.

Le certificat de conformité des onduleurs solaires indique les informations suivantes :

- (1) Organisme de certification (exemple : Bureau Veritas, TÜV Rheinland, etc...).
- (2) Fabricant titulaire du certificat (XXXX).
- (3) Nature de l'équipement certifié (Convertisseur).
- (4) Modèles et numéros de références des onduleurs certifiés.

→ ***Cela signifie que le certificat de conformité ne concerne que les onduleurs indiqués dans le certificat et ayant les mêmes caractéristiques (nom du fabricant, modèle/référence,...).***

(5) Liste des normes respectées par les onduleurs indiqués dans le certificat
(CEI 62109-1, CEI 62109-2, ...).

(6) Numéro du certificat de conformité (U14-0364).

(7) Date de délivrance du certificat de conformité (18.07.2014).

10. ANOMALIES ET DÉFAUTS FRÉQUEMMENT RENCONTRÉS & SOLUTIONS PRÉCONISÉES

L'ensemble des anomalies et défauts pouvant être rencontrés dans les installations PV et pouvant occasionner des risques électriques, des risques d'incendies et des pertes en performances, est décrit dans cette section.

Ces défauts apparaissent généralement au niveau des modules PV, des dispositifs de protection et de sectionnement, des onduleurs, des câbles et des connecteurs.

10.1. ANOMALIES & DÉFAUTS AU NIVEAU DES MODULES PV

10.1.1. DÉCOLORATION DE L'ENCAPSULATION [4-7]

- Description : La décoloration de la face avant du module PV, due à la dégradation des matériaux d'encapsulation, engendre des pertes optiques et donc une baisse du courant photo-généré.
- Conséquences : Dégradation de performances.
- Prévention :
 - Dépoussiérage et nettoyage des modules à l'eau.
 - Vérification visuelle de la face avant des modules.
- Solution : Remplacement du module défaillant en cas de décoloration importante et de déclenchement de la diode bypass.

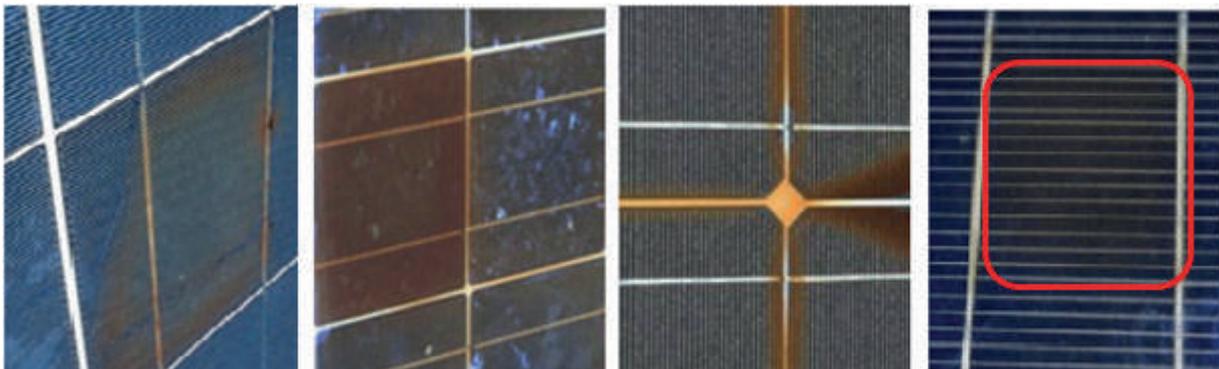


Figure 26. Exemples de décoloration de la face avant des modules PV.

10.1.2. CORROSION [4-7]

- Description : La corrosion des interconnexions (soudures et contacts) dans un module PV, due à la délamination des couches et à la déformation mécanique du cadre favorisant l'infiltration de l'eau et de l'oxygène à l'intérieur du module, engendre l'augmentation de la résistance des contacts et donc des pertes en performances.
- Conséquence : Pertes de performances.
- Détection visuelle : Taches de corrosion.

- Prévention :
 - Vérification visuelle de l'état des modules.
 - Opter pour des modules bi-verres pour une meilleure résistance à la corrosion notamment dans les sites à atmosphères corrosives (bord de mer).
Cependant, il faut noter que les modules bi-verres sont plus lourds, plus chers et constituent le siège d'un effet de serre qui engendre la chute du rendement des modules PV.
- Solution : Remplacement du module PV défailant en cas de corrosion importante.



Figure 27. Exemples de corrosion des interconnexions.

10.1.3. DÉLAMINATION [4-8]

- Description : La délamination est la perte d'adhésion entre le verre, l'encapsulant et les cellules solaires. Ce phénomène peut être provoqué par :
 - Une mauvaise fixation du module sur la structure porteuse (serrage trop exagéré ou module désaligné).
 - Un défaut de fabrication.
- Conséquences :
 - Pertes de performances dues aux pertes optiques et éventuelles corrosions.
 - Risque électrique (réduction de l'isolation électrique entre les cellules PV et le cadre) et risque d'incendies notamment lors d'une délamination de la face arrière du module qui peut exposer les composants électriques.
- Détection :
 - Détection visuelle : Marques de délamination.
 - Thermographie : Délamination invisible à l'œil nu.
- Prévention :
 - Vérification visuelle de l'état des modules.
 - Éviter la stagnation de l'eau par une pente suffisante.
- Solution : Remplacement du module défailant en cas de délamination importante.

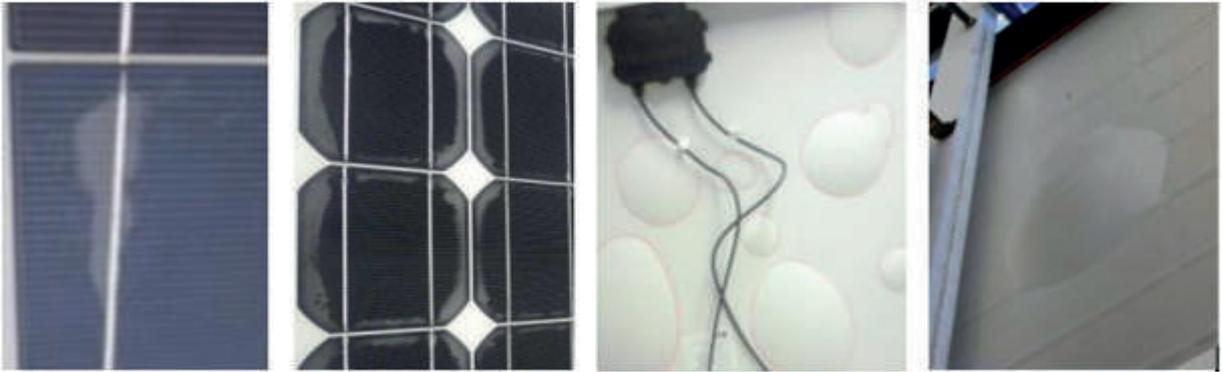


Figure 28. Exemples de délamination de modules PV

10.1.4. SECTIONNEMENT DES INTERCONNEXIONS [4-7]

- Description : Le sectionnement des interconnexions des cellules dans un module PV est souvent engendré par la corrosion, les points chauds et les chocs mécaniques.
 - Conséquences :
 - Risques d'incendies et bris de verre dû à l'échauffement des cellules.
 - Pertes de production.
 - Détection :
 - Détection visuelle : Taches brunes.
 - Électroluminescence et/ou Thermographie infra-rouge.
 - Mesure électrique : Dégradation de la production électrique du module PV présentant ce type de défaut.
 - Prévention :
 - Vérification visuelle de l'état de la face avant des modules.
 - Éviter les chocs mécaniques et les sites à atmosphères corrosives.
 - Opter pour des modules présentant une meilleure résistance à la corrosion.
 - Solution : Remplacement du module défaillant.

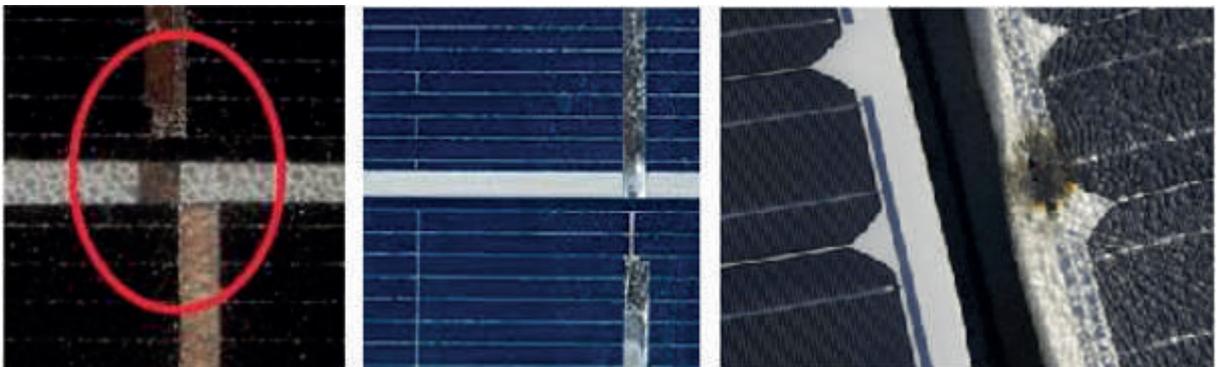


Figure 29. Exemples de sectionnement des interconnexions des cellules PV

10.1.5. FISSURE DES CELLULES [4-8]

- Description : La fissure d'une cellule solaire, généralement due aux chocs mécaniques lors du transport, du montage ou du fait de marcher sur le module, peut créer des surfaces inactives et des points chauds. La taille et l'orientation des fissures risquent de s'agrandir au fil du temps.
- Conséquence : Pertes de production et ce en fonction de la taille et de l'orientation des fissures.
- Détection :
 - Détection visuelle : Fissures sur la face avant du module.
 - Électroluminescence et/ou UV fluorescence: Fissures invisibles à l'œil nu.
- Prévention :
 - Vérification visuelle de l'état de la face avant des modules.
- Serrage des fixations des modules tout en évitant les chocs mécaniques.
- Solution : Remplacement du module défaillant en cas de perte importante de performances.



Figure 30. Exemples de fissure sur des cellules PV.

10.1.6. TRACES D'ESCARGOT [4-7]

- Description : Ce phénomène se manifeste sous forme de décoloration des électrodes des cellules et dont l'apparition commence au bord des cellules puis suit la trace des fissures et les rendant encore plus visibles.
- Conséquence : Pas de conséquences particulières à part l'indication de l'existence des fissures.
- Détection visuelle : Traces qui ressemblent à une trainée d'escargot sur la face avant du module.
- Prévention :
 - Vérification visuelle de l'état de la face avant des modules.
 - Serrage des fixations des modules tout en évitant les chocs mécaniques.
- Solution : Remplacement du module défaillant en cas de perte importante de performances.

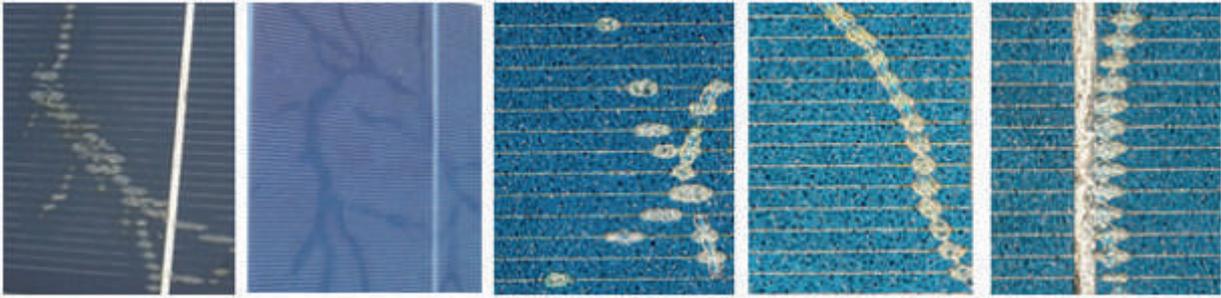


Figure 31. Exemples de traces d'escargot (Snail Trails) dans les modules PV.

10.1.7. POINTS CHAUDS (HOT SPOT) [4-7]

- Description : C'est un échauffement localisé anormal d'une partie du module PV. En général, ce phénomène peut être causé par :
 - Ombrage partiel du module.
 - Diode bypass mal branchée ou défectueuse.
 - Fissure des cellules.
- Conséquences : Dégradation des performances du module PV et risques d'incendies.
- Détection :
 - Détection visuelle (caméra thermique) : Taches de brûlure.
 - Mesure électrique : Dégradation de la production électrique du module PV défaillant.
- Prévention :
 - Éviter les ombrages partiels.
 - Vérification visuelle de l'état de la face avant des modules.
 - Vérification de l'état de la boîte de jonction (diodes bypass) des modules.
- Solution : Remplacement du module défaillant ayant des taches de brûlures importantes.



Figure 32. Exemples de points chauds (Hot spot).

10.1.8. BRIS DU VERRE DE LA FACE AVANT [4-7]

- Description : Le bris du verre recouvrant la face avant des modules PV est dû aux chocs mécaniques (chutes d'objets : jet de pierre, grêle,...)
- Conséquences :
 - Dégradation des performances et perte de production.
 - Pertes d'étanchéité pouvant engendrer une corrosion et l'endommagement des cellules.
 - Risques d'incendies (points chauds).
 - Risque électrique notamment par temps pluvieux étant donné que le module n'est plus bien isolé.
- Détection visuelle : Bris du verre de la face avant du module.
- Prévention :
 - Éviter les endroits présentant un risque de chutes d'objets.
 - Vérification visuelle de l'état de la face avant des modules.
- Solution : Remplacement du module défaillant.



Figure 33. Exemples de bris de verre de modules PV.

10.1.9. ENDOMMAGEMENT DU CADRE DU MODULE [4-7]

- Description : L'endommagement du cadre d'un module PV ainsi que son détachement du reste des éléments peut être engendré par :
 - Chocs mécaniques (chute d'objets) et forte charge sur le module (stagnation d'une quantité importante de neige ou de sable sur le module).
 - Fixation insuffisante du module notamment dans les sites les plus venteux.
- Conséquences :
 - Endommagement du module PV.
 - Perte d'étanchéité.
- Détection visuelle : Endommagement du cadre du module.
- Prévention :
 - Empêcher la stagnation de la neige sur les modules (nettoyage).
 - Opter pour des modules à cadres résistants.
 - Vérification visuelle de l'état des cadres des modules.

- Solution : Remplacement du module défaillant.

10.1.10. ENDOMMAGEMENT DES DIODES BYPASS [4-7]

- Description : Les diodes bypass installées dans la boîte de jonction des modules peuvent être endommagées et ne pas fonctionner dans les cas suivants :

- Mauvaise connexion, inversion ou court-circuit des diodes.
- Chocs mécaniques sur la boîte de jonction (déconnexion des diodes).
- Corrosion de la boîte de jonction.
- Forte sollicitation des diodes.

- Conséquences :

- Dégradation des performances (si la diode se comporte comme shunt).
- Aucune protection contre l'ombrage (si la diode se comporte comme circuit ouvert).
- Risque d'incendie (points chauds, arcs électriques).

- Détection :

- Détection visuelle : Taches brunes sur le module dont l'origine pouvant être probablement un défaut de diode bypass.
- Thermographie et électroluminescence.
- Mesure électrique : Réduction de la tension de circuit ouvert (U_{oc}) et ce en fonction du nombre de diodes bypass défectueuses, soit :

$$\left(- \left(\frac{\text{nombre de diodes deffectueuses}}{\text{nombre total des diodes}} \right) U_{oc} \right)$$

- Prévention :

- Éviter les ombrages partiels permanents et les chocs mécaniques.
- Vérification de l'état de la boîte de jonction du module.

- Solution : Remplacement du module défaillant ou remplacement de la diode défectueuse.

10.1.11. ENDOMMAGEMENT DE BOITE DE JONCTION [4-7]

- Description : La boîte de jonction fixée sur la face arrière de chaque module PV et comportant des diodes bypass et contacts de sorties (+/-), peut être endommagée et engendrer un dysfonctionnement au niveau des contacts en cas de :

- Défaillance des diodes bypass.
- Défaillance des interconnexions avec les chaînes de cellules.

- Conséquences :

- Dégradation des performances.
- Risque majeur d'incendie.

- Détection :
 - Détection visuelle (caméra thermique).
 - Mesure électrique : Dégradation de la production électrique.
- Prévention :
 - Ne pas tirer les câbles sortant du module.
 - Vérification de l'état de la boîte de jonction du module.
- Solution : Remplacement du module défectueux.



Figure 34. Exemples de défauts relevés au niveau de la boîte de jonction PV.

10.1.12. SOUS-VENTILATION DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES [6]

- Description : La mauvaise et insuffisante ventilation de modules PV photovoltaïques provoque une dégradation drastique des performances de l'installation à cause d'une surchauffe importante des modules surtout en période de grandes températures. Ce phénomène peut souvent être engendré par :
 - Système de montage non conforme et n'assurant pas une circulation d'air suffisante sous les modules.
 - Obstacles limitant le passage d'air sous les modules.
 - Modules solaires photovoltaïques à coefficients de température élevés.
- Conséquences :
 - Dégradation des performances du module.
 - Risque de surchauffe élevée en période de grandes températures.
- Détection :
 - Détection visuelle : Module solaire photovoltaïque mal aéré.
 - Mesure électrique : Surveillance de la production électrique durant les périodes à fortes températures et avoir constaté une dégradation plus que prévue du rendement et de la tension en circuit ouvert des chaînes PV.
- Prévention :
 - Enlever tout obstacle limitant la circulation d'air sous les modules.
 - Système de montage conforme et assurant une meilleure circulation d'air sous les modules.
- Solution : Conception d'un système de montage conforme.

10.1.13. OMBRAGE PARTIEL DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES [4-7]

- Description : L'ombrage partiel d'un module solaire provoque une forte disparité (effet de mismatch) entre les paramètres électriques de ses chaînes de cellules et donc une dégradation des performances du champ PV.
- Conséquences :
 - Dégradation des performances.
 - Risque de surchauffe (cas de diodes bypass hors service).
- Détection :
 - Détection visuelle : Masque d'ombrage.
 - Mesure électrique : Réduction de la tension de circuit ouvert (U_{OC}) des chaînes PV ombragées et ce en fonction du masque d'ombrage.
- Prévention :
 - Installation des modules hors des zones ombragées.
 - Diodes bypass en bon fonctionnement.
- Solution : Éviter et/ou enlever toutes sources d'ombrage.



Figure 35. Exemples d'ombrage partiel de modules PV.

10.1.14. ENCRASSEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES [6-7]

- Description : Recouvrement des modules solaires par une couche de salissure (sable, déchets animaux et végétaux,...) et ce à cause de :
 - Nettoyage peu fréquent.
 - Site d'installation à proximité des zones agricoles et industrielles.
 - Modules à très faible inclinaison favorisant le dépôt de salissures.
- Conséquences :
 - Dégradation des performances.
 - Ombrage partiel et points chauds.
- Détection :
 - Détection visuelle : Dépôt de salissures.
 - Mesure électrique : Dégradation des performances.

- Prévention :
 - Nettoyage plus fréquent des modules.
 - Inclinaison minimale de 15°.
- Solution : Nettoyage à l'eau courante et avec une brosse douce des modules encrassés.



Figure 36. Exemples d'encrassement de modules PV.

10.2. MISE À LA TERRE DÉFAILLANTE [6]

- Description : La mise à la terre assurant la protection contre les contacts indirects, est dite défailante dans les cas suivants :
 - Mise à la terre des différents éléments de l'installation PV non conforme.
 - Présence de corrosion au niveau des interconnexions (conducteur de terre / élément métallique).
 - Plusieurs prises de terre.
- Conséquences :
 - Dégradation de la production électrique en cas de défaut d'isolement (arrêt partiel ou total de l'installation PV).
 - Risque de choc électrique pour les personnes (courant de fuite).
- Détection :
 - Détection visuelle : Contrôle visuel des conducteurs de terre et de la prise de terre.
 - Mesure électrique : Mesure de la continuité des conducteurs et de la valeur de prise de terre.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des liaisons équipotentielles.
 - Prise de terre unique.
 - Vérification des liaisons équipotentielles.
- Solution : Réparation et mise en œuvre de la mise à la terre conformément aux normes.

10.3. ANOMALIES & DÉFAUTS AU NIVEAU DES DISPOSITIFS DE PROTECTION ET DE SECTIONNEMENT

10.3.1. FUSIBLE DC INOPÉRANT [6-8]

- Description : Le fusible DC utilisé pour la protection d'une chaîne PV contre les surintensités, est déclaré inopérant et ne pouvant pas assurer son rôle de protection dans les cas suivants :
 - Fusible fondu.
 - Fusible mal dimensionné (sous-dimensionné ou surdimensionné).
 - Présence de la corrosion dans la boîte de jonction des chaînes PV.
- Conséquences :
 - En cas de fusible sous-dimensionné ou fondu : Dégradation de la production électrique (déconnexion de la partie PV raccordée au fusible en défaut).
 - En cas de fusible surdimensionné : Aucune protection contre les surintensités des modules PV n'est assurée et probabilité de risque d'incendie.
- Détection :
 - Détection visuelle : Fusion du fusible et/ou indication du témoin du fusible.
 - Mesure électrique : Absence de la production électrique dans la partie PV raccordée au fusible en défaut.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix du fusible (calibre adapté à la chaîne PV à protéger).
 - Accès au coffret de fusibles facilitant l'inspection et le remplacement des fusibles en défaut.
 - Vérification de l'état des fusibles (témoin du fusible et/ou mesure de la continuité du circuit).
- Solution : Remplacement des fusibles défectueux et redimensionnement des fusibles à défauts répétitifs

10.3.2. DISJONCTEUR INOPÉRANT [6, 8]

- Description : Le disjoncteur utilisé pour la protection contre les surintensités, est déclaré inopérant et ne pouvant pas assurer son rôle de protection dans les cas suivants :
 - Disjoncteur défectueux ou non conforme.
 - Disjoncteur mal dimensionné (sous-dimensionné ou surdimensionné).
- Conséquences :
 - En cas de disjoncteur sous-dimensionné : Dégradation des performances et perte de production électrique (fréquente disjonction durant les périodes à production électrique élevée).
 - En cas de disjoncteur surdimensionné : Risques d'incendie et d'arcs électriques.

- Détection :
 - Détection visuelle : Disjonction fréquente (disjoncteur sous-dimensionné).
 - Mesure électrique :
 - Absence fréquente du courant électrique dans la partie raccordée au disjoncteur défaillant (disjoncteur sous-dimensionné).
 - Présence de courant électrique élevé dans la partie raccordée au disjoncteur défaillant (disjoncteur surdimensionné).
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix du disjoncteur (calibre adapté à l'installation à protéger).
 - Vérification de l'état des disjoncteurs.
- Solution : Remplacement des disjoncteurs défaillants par d'autres bien calibrés.

10.3.3. PARAFoudre DC INOPÉRANT [6]

- Description : Les parafoudres DC sont utilisés pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique des composants constituant l'installation PV (générateur PV, régulateur et/ou onduleur). Le parafoudre est déclaré inopérant et ne pouvant pas assurer son rôle de protection dans les cas suivants :
 - Parafoudre défaillant.
 - Parafoudre sous-dimensionné.
 - Mise en œuvre du parafoudre non conforme.
 - Risque de foudre mal évalué.
- Conséquences :
 - Endommagement des composants (modules PV, régulateur et/ou onduleur).
 - Risque d'incendie et risque de choc électrique pour les personnes.
- Détection visuelle : Indication du témoin du parafoudre.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre du parafoudre.
 - Vérification de l'état des parafoudres.
- Solution : Remplacement des éléments endommagés et de toutes les cartouches du parafoudre touché par la foudre.

10.3.4. DISJONCTION INTEMPESTIVE DU DISJONCTEUR DIFFÉRENTIEL [6]

- Description : Le disjoncteur différentiel utilisé pour la protection des personnes contre les risques électriques dans la partie AC de l'installation PV, peut se disjoncter de manière intempestive dans les cas suivants :
 - Disjoncteur différentiel à haute sensibilité.
 - Protection de plusieurs onduleurs par le même disjoncteur différentiel (accumulation des courants de fuites).
- Conséquences : Perte de production.

- Détection électrique : Absence du courant électrique.
- Prévention :
 - Un seul disjoncteur différentiel par onduleur.
 - Vérification de l'état des disjoncteurs différentiels.
- Solution : Réglage du disjoncteur différentiel et/ou remplacement du disjoncteur défaillant.

10.4. ANOMALIES & DÉFAUTS AU NIVEAU DES CÂBLES ET CONNECTEURS

10.4.1. CRÉATION DE BOUCLE D'IMPÉDANCE [6]

- Description : Les boucles d'impédances se créent entre les câbles du champ PV s'ils ne sont pas installés côte à côte (jointifs).
- Conséquences : En cas de surtension ou de foudre :
 - Endommagement des équipements.
 - Perte de production.
- Détection visuelle : Câbles DC (+/-) et câble de terre non jointifs.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans la mise en œuvre des canalisations dans la partie DC.
 - Vérification des chemins de câbles.
- Solution : Installer les câbles DC (+/-) et le conducteur d'équipotentialité côte à côte.

10.4.2. CONNECTEURS DC INOPÉRANTS [6-8]

- Description : Les connecteurs DC sont considérés comme inopérants dans les cas suivants :
 - Connecteurs non conformes.
 - Connecteurs incompatibles (connecteurs de types, de caractéristiques et de marques différents).
 - Mauvaise connexion des câbles :
 - Mauvais sertissage et/ou serrage des câbles.
 - Corrosion des contacts.
- Conséquences :
 - Risque d'incendie et d'arcs électrique (échauffement du point de connexion).
 - Perte de production (absence du courant dans la partie en défaut).
- Détection :
 - Détection visuelle.
 - Mesure électrique : Défaut d'isolement (faible résistance d'isolement).
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix des connecteurs.
 - Câbles suffisamment longs et maintenus (stables).
 - Vérification de l'état des connecteurs.

- Solution : Remplacement des connecteurs défectueux.

10.4.3. CÂBLES DC SURCHAUFFÉS [6]

- Description : Les câbles DC sont surchauffés dans les cas suivants :
 - Câbles non conformes et/ou de faible section (sous-dimensionnés).
 - Gaine de mauvaise qualité et canalisation non-ventilée.
- Conséquences :
 - Risque d'incendie et de défaut d'isolement (échauffement des câbles jusqu'à la fusion de la gaine isolante).
 - Chute de tension ou arrêt de la production.
- Détection : Thermographie IR (Infrarouge).
- Prévention : Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des canalisations.
- Solution : Redimensionnement et remplacement des câbles DC défectueux.

10.4.4. CÂBLES DC DÉGRADÉS [6-7]

- Description : Les câbles DC se dégradent et perdent leur isolation électrique dans les cas suivants :
 - Mauvaise qualité des câbles.
 - Écrasement et/ou frottement des câbles pendant le montage.
 - Exposition aux UV et aux animaux (rongeurs).
- Conséquences :
 - Risque électrique et risque d'incendie.
 - Dégradation des performances et perte de production.
- Détection :
 - Détection visuelle : Dégradation de l'état des câbles.
 - Mesure électrique : Faible résistance d'isolement entre le conducteur et la terre (défaut d'isolement).
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des canalisations.
 - Protection des canalisations contre les UV et les animaux (rongeurs).
 - Vérification de l'état des câbles et mesure de la résistance d'isolement.
- Solution : Remplacement des câbles défectueux.

10.4.5. BOITES DE JONCTIONS DC DÉGRADÉES [6-7]

- Description : Les boîtes de jonctions DC installées dans le champ PV (à l'extérieur) se dégradent rapidement et risquent de ne pas assurer leur rôle de raccordement et de protection électrique dans les cas suivants :
 - Coffrets de mauvaise qualité (IP insuffisant).
 - Coffrets non protégés contre les chocs mécaniques et les conditions climatiques (UV, température et intempéries).
 - Perte d'étanchéité.

- Conséquences :
 - Risque électrique et risque d'incendie.
 - Dégradation des performances et perte de production.
- Détection visuelle : Dégradation de l'état du coffret.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des coffrets.
 - Protection des coffrets contre les chocs mécaniques et les conditions climatiques.
 - Coffrets avec degré de protection IP65 au minimum.
 - Vérification de l'état des coffrets.
- Solution :
 - Améliorer la protection des coffrets peu dégradés.
 - Remplacement des coffrets totalement dégradés.

10.4.6. BORNIERES DC DÉFECTUEUX [6-7]

- Description : Les borniers DC assurant les contacts entre les conducteurs DC notamment dans les boîtes de jonctions PV sont considérés comme défectueux et ne remplissant pas leur fonction dans les cas suivants :
 - Dégradation de l'état des borniers (coffret DC présentant une mauvaise étanchéité).
 - Borniers non conformes (type AC).
 - Mauvais serrage des connexions (échappement des brins).
- Conséquences :
 - Risque électrique et risque d'incendie (échauffement des borniers).
 - Dégradation des performances et perte de production.
- Détection :
 - Détection visuelle : Dégradation visible à l'œil nu.
 - Caméra thermique : Points chauds.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des borniers.
 - Utilisation des embouts pour le raccordement.
 - Vérification de l'état des borniers et serrage des conducteurs.
- Solution : Remplacement et/ou resserrage des borniers défailants.

10.5. ANOMALIES & DÉFAUTS AU NIVEAU DE L'ONDULEUR

10.5.1. FONCTION MPPT DE L'ONDULEUR INOPÉRANTE

- Description : La fonction MPPT des onduleurs forçant les modules PV à fonctionner dans leurs points de puissance maximale est considérée comme inopérante dans les cas suivants :
 - Tension d'entrée DC (champ PV) incompatible avec la plage de tension MPPT de l'onduleur :
 - Mauvaise configuration des modules PV.
 - Très forte diminution et/ou augmentation de la tension du champ PV à cause d'une augmentation et/ou réduction des températures imprévue.
 - Mauvais dimensionnement du champ PV et/ou de l'onduleur.
 - Conséquences : Dégradation des performances de l'onduleur et perte de production.
- Détection :
 - Détection visuelle : Configuration des modules (nombre de modules en série).
 - Mesure électrique : Production très faible.
- Prévention :
 - Respect de la conformité dans le choix de l'onduleur.
 - Assurer une compatibilité entre la tension d'entrée DC (champ PV) et la plage de tension MPPT de l'onduleur.
 - Tenir compte des températures extrêmes du site lors du dimensionnement PV.
- Solution : Reconfiguration du champ PV ou remplacement de l'onduleur.

10.5.2. SURCHAUFFE DE L'ONDULEUR [6, 8]

- Description : L'onduleur risque de s'échauffer et ne pas fonctionner normalement voire même s'arrêter dans les conditions suivantes :
 - Mauvaise ventilation de l'onduleur.
 - Mauvais paramétrage ou non fonctionnement des capteurs de température de l'onduleur.
 - Exposition de l'onduleur à la chaleur du soleil.
- Conséquences :
 - Risque d'incendie.
 - Risque d'endommagement de l'onduleur.
 - Dégradation des performances.
- Détection :
 - Détection visuelle : État des filtres de ventilation et alarme visuelle de l'onduleur.
 - Mesure électrique : Dégradation des performances ou arrêt de l'onduleur en période de fortes températures.
- Prévention :

- Respect de la conformité dans le choix et la mise en œuvre des onduleurs.
 - Bon dimensionnement de l'onduleur (ne pas trop sous-dimensionner l'onduleur).
 - Ventilation suffisante de l'onduleur (local aéré et dépoussiéré).
 - Vérification des alarmes de l'onduleur.
- Solution :
- Éliminer les causes pouvant conduire à l'échauffement de l'onduleur.
 - Remplacement de l'onduleur (si trop sous-dimensionné).
 - Reprogrammation des capteurs de température de l'onduleur.

RÉFÉRENCES

- [1] CEREFÉ (2020) : Transition énergétique en Algérie : leçons, état des lieux et perspectives pour un développement accéléré des énergies renouvelables, Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ), EISSN/ISSN 2716-8654, 2020.
https://www.cerefe.gov.dz/wp-content/uploads/2020/12/Rapport_CEREFÉ_2020_FINAL-30-11-2020.pdf.
- [2] UTE C 15-712-2 : Installations électriques à basse tension - guide pratique : installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie, Union Technique de l'Électricité, 2013. <https://ute-asso.fr>.
- [3] UTE C 15-712-1 : Installations électriques à basse tension - guide pratique : installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution, Union Technique de l'Électricité, 2013. <https://ute-asso.fr>.
- [4] Review of failures of photovoltaic modules, Report IEA-PVPS T13-01, 2014.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf.
- [5] Assessment of photovoltaic module failures in the field, Report IEA-PVPS T13-09, 2017.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2017/09/170515_IEA-PVPS-report_T13-09-2017_Internetversion_2.pdf.
- [6] Dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques : points de vigilance, Agence Qualité Construction (AQC), 2018.
<https://qualiteconstruction.com/wp-content/uploads/2018/12/e-dysfonctionnements-electriques-installations-Photovoltaïques-vigilance.pdf>.
- [7] Quantification of technical risks in PV power systems, Report IEA-PVPS T13-23, 2021.
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/11/Report-IEA%E2%80%93PVPS-T13-23_2021-Quantification-of-Technical-Risks-in-PV-Power-Systems_final.pdf.
- [8] Report on technical risks in PV project development and PV plant operation, Report Solar Bankability, 2016. http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/D1.1_2.1_Technical_risks_in_PV_projects.pdf.









République Algérienne Démocratique et Populaire
Premier Ministre
Commissariat aux Energies Renouvelables
et à l'Efficacité Energétique

EISSN/ISSN 2716-8654