



DIRECTIVES TECHNIQUES POUR L'INSTALLATION DE MINI-RÉSEAUX PHOTOVOLTAÏQUES



GUIDE D'AFSEC 08: 2024
Première édition

Remerciements

L'élaboration de ce guide a été soutenue par les organisations PTB et DKE, Allemagne.

L'AFSEC reconnaît également le soutien de la CEI et de la CEDEAO en matière de mettre des normes référencées à disposition.

Ce document a été adapté de l'ECOSTAND 109 :2022 (Directives pour l'installation de mini-réseaux photovoltaïques avec l'AUTORISATION DE LA COMMISSION DE CEDEAO



ECOSTAND 109: 2022

NORME DE LA CEDEAO



DIRECTIVES TECHNIQUES POUR **L'INSTALLATION DE MINI-RÉSEAUX PHOTOVOLTAÏQUES**

Contenu

| | |
|--|-----------|
| Remerciements | 2 |
| Contenu | 4 |
| Préface (CEDEAO) | 6 |
| Préface de l'AFSEC | 7 |
| Introduction | 8 |
| 1 Domaine d'application | 9 |
| 2 Références normatives | 11 |
| 3 Termes et définitions | 14 |
| 4 La planification et la conception de systèmes mini-réseaux photovoltaïques | 17 |
| 4.1 La sélection du site | 17 |
| 4.2 L'engagement communautaire et le renforcement des capacités pour les installations solaires photovoltaïques | 18 |
| 4.3 Le dimensionnement du système | 18 |
| 4.4 Les considérations de la conception | 19 |
| 4.4.1 Les principaux composants du système | 19 |
| 4.4.2 La fonctionnalité des principaux éléments | 19 |
| 4.5 La sélection des composants | 27 |
| 4.6 Les spécifications et le choix de composants | 31 |
| 5 Le processus d'installation | 64 |
| 5.1 L'architecture électrique | 65 |
| 5.1.1 Electrical architecture | 65 |
| 5.2 La protection d'Installations | 66 |
| 5.2.1 La protection contre les surtensions atmosphériques | 66 |
| 5.2.2 Les mesures de protection contre les effets indirects de la foudre | 66 |
| 5.2.3 Le caractère unique du système de mise à la terre et d'équipotentialité des masses | 66 |
| 5.2.4 Les masses métalliques d'équipements et d'accessoires électriques | 67 |
| 5.3 Les fondements des risques électriques | 68 |
| 5.3.1 Les considérations générales | 68 |
| 5.3.2 Les risques électriques du côté du générateur photovoltaïque | 69 |
| 5.3.3 Les risques électriques du côté de la batterie | 70 |
| 5.3.4 Les risques électriques du côté du courant alternatif | 71 |
| 5.4 La protection des personnes | 72 |
| 5.4.1 Des considérations générales | 72 |
| 5.4.2 La protection contre les chocs électriques | 73 |
| 5.4.3 La protection contre les surintensités | 76 |
| 6 Les Essais Et La Mise En Service | 84 |
| 6.1 La vérification du système | 84 |
| 6.2 Les essais de performance de la batterie | 84 |
| 6.3 Les essais de l'onduleur | 84 |
| 7 Les Opérations Et La Maintenance | 87 |
| 7.1 Des vérifications régulières | 87 |
| 7.1.1 Le nettoyage | 87 |
| 7.1.2 Le dépannage | 87 |
| 7.1.3 La maintenance préventive | 87 |
| 7.2 Les précautions de sécurité | 88 |
| 7.2.1 Les consignes générales de sécurité | 88 |
| 7.2.2 La sécurité électrique | 88 |
| 7.2.3 La protection d'équipement | 88 |
| 7.2.4 La prévention et l'extinction des incendies | 89 |

| | | |
|---|--|------------|
| 7.2.5 | Travail en hauteur..... | 89 |
| 7.2.6 | La préparation aux urgences..... | 89 |
| Liste de normes utiles | | 90 |
| Annexe A : Des exemples d'engagements contractuels | | 93 |
| A.1 | Les dossiers et les études d'exécution | 93 |
| A.2 | L'acceptation et la mise en service..... | 93 |
| Annexe B : Des exemples de spécifications techniques des principaux composants de centrales solaires photovoltaïques | | 94 |
| B.1 | Préambule..... | 94 |
| B.2 | Informations générales applicables à tous les composants..... | 94 |
| B.2.1 | Les conditions d'opération | 94 |
| B.2.2 | Les conditions environnementales et climatiques | 94 |
| B.2.3 | La compatibilité entre les composants..... | 94 |
| B.3 | Les principaux éléments du site | 95 |
| B.3.1 | Préambule..... | 95 |
| B.3.2 | Les modules photovoltaïques – description commune | 95 |
| B.3.3 | Les connecteurs photovoltaïques amovibles..... | 96 |
| B.3.4 | Les structures de support de champs photovoltaïques | 96 |
| B.3.5 | Les onduleurs synchrones..... | 97 |
| B.3.6 | Les convertisseurs multifonctionnels..... | 97 |
| B.3.7 | La batterie d'accumulateurs | 98 |
| Annexe C : Des exemples de spécifications de câblage et de dispositifs de protection pour l'installation d'un mini-réseau..... | | 99 |
| C.1 | Description du système d'alarme et dispositifs supplémentaires de protection..... | 99 |
| C.1.1 | Description des boîtes CDC-PV | 99 |
| C.1.2 | L'interrupteur principal du bus à courant alternatif – description | 99 |
| C.1.3 | La boîte de batterie CDC | 100 |
| C.2 | Description de canalisations principales..... | 100 |
| C.2.1 | Les goulottes PV – courant continu | 101 |
| C.2.2 | Le câblage à courant alternatif : Onduleur /TGBT | 101 |
| C.2.3 | Les goulottes en courant alternatif : Convertisseur multifonctionnel /TGBT..... | 101 |
| C.2.4 | Le câblage à courant continu : Convertisseur multifonctionnel / Batterie CDC | 101 |
| C.2.5 | Le câblage à courant continu : Batterie CDC / Batterie..... | 101 |
| C.2.6 | Le câble d'équipotentielle / le conducteur de protection..... | 101 |
| C.2.7 | Autres conduits/les passages de câbles entre leTGBT et toute boîte auxiliaire..... | 101 |
| C.2.8 | L'étiquetage / le marquage | 101 |
| C.2.9 | L'équipement de sécurité..... | 102 |
| C.2.10 | La surveillance – description | 102 |
| Annexe D : Synthèse de dispositifs de protection contre la foudre pour les mini-réseaux photovoltaïques | | 103 |
| D.1 | Le principe général de fonctionnement | 103 |
| D.2 | Les caractéristiques d'un parafoudre | 103 |
| D.2.1 | Le parafoudre en courant alternatif de type 1 | 104 |
| D.2.2 | Le parafoudre en courant alternatif de type 2 AC..... | 104 |
| D.3 | La protection contre les surtensions pour les circuits à courant continu dans la gamme basse tension (circuits photovoltaïques)..... | 104 |
| D.4 | L'installation des parafoudres..... | 105 |
| D.5 | La mise hors service du parafoudre en fin de vie | 106 |
| Annexe E : Synthèse de dispositifs de protection contre la foudre pour les mini-réseaux photovoltaïques | | 107 |
| Bibliographie..... | | 110 |

Préface (CEDEAO)



La Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a été créée le 28 mai 1975 par les Chefs d'État et de Gouvernement de quinze (15) pays membres en tant que Communauté économique de la région. Le Traité a été réaffirmé en 1993.

L'un des mandats importants de la CEDEAO est de promouvoir l'établissement d'un marché commun, l'harmonisation des normes et des procédures d'évaluation de la conformité et les mesures visant à réduire les obstacles techniques au commerce, à encourager le commerce interrégional et international ainsi qu'à renforcer l'industrialisation de la région.

Les chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO, lors de leur 43ème session ordinaire du 17 et 18 juillet 2013 à Abuja, Nigéria, ont renouvelé leur engagement en faveur de la fourniture de services énergétiques durables dans la CEDEAO en adoptant la politique d'efficacité énergétique de la CEDEAO (PEEC) visant à mettre en œuvre des mesures qui permettront d'économiser jusqu'à 2000 MW de capacité de production d'électricité d'ici 2020. Pour atteindre les objectifs de la politique d'efficacité énergétique de la CEDEAO, plusieurs initiatives phares ont été mises en place, parmi lesquelles l'Initiative de la CEDEAO sur les normes

et l'étiquetage visant à adopter au niveau régional des normes et des étiquettes pour les principaux appareils et équipements énergétiques.

Les normes de la CEDEAO sont rédigées conformément aux règles données dans les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Le travail de préparation des normes de la CEDEAO est normalement effectué par les comités techniques de la CEDEAO. Chaque comité membre intéressé par un sujet, pour lequel un comité technique a été créé, a le droit d'être représenté au sein de ce comité. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEDEAO, participent également au travail.

La tâche principale des Comités techniques est d'élaborer les normes de la CEDEAO. Les projets de normes harmonisées de la CEDEAO, adoptés par les comités techniques, sont soumis aux États membres pour vote. En tant que norme de la CEDEAO, la publication nécessite l'approbation d'au moins 75% des États membres ayant voté.

Il est à noter que certains éléments de ce document peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEDEAO ne peut pas être tenue responsable de l'identification de tout ou partie de ces droits de brevet.

La Commission électrotechnique africaine de normalisation (AFSEC) a été créée, entre autres, pour améliorer le bien-être de la population africaine, notamment par la promotion, le développement et l'application de normes harmonisées sur l'ensemble du continent, afin d'améliorer l'accès à l'électricité. Pour atteindre ces objectifs, l'AFSEC a pour mission de(d') :

- Identifier les normes existantes et prioriser les besoins des membres de l'AFSEC en matière de normalisation ;
- Harmoniser les normes existantes, en adoptant les normes internationales, ou en cas de besoin, en les adaptant aux conditions africaines ;
- Identifier, en cas de besoin, les projets de normes à examiner par les membres de l'AFSEC en vue de leur adoption ;
- Formuler des recommandations sur les normes harmonisées en vue de leur application par les organismes de réglementation compétents.

Reconnaissant le besoin d'un guide approprié pour l'installation de mini-réseaux en Afrique, l'AFSEC TC 64, qui est un comité parallèle d'IECTC 64, a été chargé d'élaborer des directives techniques pour les installations de mini-réseaux photovoltaïques. Le comité a décidé de se référer aux réglementations existantes et aux normes CEI pour faciliter le projet.

Le guide couvre les cadres réglementaires, les principes de conception du système, la sélection des composants, les pratiques d'installation, les procédures d'essai et de mise en service, les directives de maintenance, les précautions de sécurité et les exigences en matière de documentation.

Introduction

Les mini-réseaux photovoltaïques jouent un rôle clé en matière d'étendre l'accès à l'électricité aux régions éloignées, de renforcer la sécurité énergétique et de favoriser le développement durable. Pour garantir des installations sûres, efficaces et normalisées, la Commission électrotechnique africaine de normalisation (AFSEC) a élaboré des directives détaillées couvrant tous les aspects des installations de mini-réseaux photovoltaïques. Ces directives servent de cadre de base pour les parties prenantes impliquées dans la planification, la conception, la mise en œuvre et la maintenance des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques à travers le continent africain. Cette directive fournit des informations sur les aspects suivants des installations photovoltaïques.

La planification et l'évaluation du site : avant l'installation, la planification méticuleuse et l'évaluation du site sont considérées impératives. Les directives de l'AFSEC soulignent l'importance d'évaluations approfondies des sites englobant l'analyse d'éclairement solaire, les relevés topographiques, les évaluations de charge et les considérations d'impact environnemental. Une planification globale garantit un dimensionnement du système, une conception de mise en page et une utilisation des ressources de manière optimale.

La conception et l'ingénierie : l'AFSEC souligne l'importance de pratiques de conception et d'ingénierie robustes pour garantir la fiabilité, la performance et la longévité du système. Les directives décrivent les critères de sélection des modules photovoltaïques, du dimensionnement de l'onduleur, de configuration du stockage par batterie et des mécanismes de protection du système. Le respect des normes de conception réduit les risques techniques et améliore l'efficacité du système.

L'installation et la mise en service : les procédures d'installation doivent respecter les normes strictes de qualité et de sécurité décrites par les directives de l'AFSEC. Une installation correcte des modules photovoltaïques, des structures de montage, du câblage et de l'équilibre des composants du système est primordiale. De plus, les procédures de mise en service comprennent les essais du système, la validation de la performance et la formation des utilisateurs pour garantir un fonctionnement et une fonctionnalité sans faille.

L'exploitation et la maintenance : les pratiques durables d'exploitation et de maintenance font partie intégrante de la longévité et de la performance des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques. Les directives de l'AFSEC préconisent une inspection, un nettoyage et une surveillance de manière routinière en ce qui concerne les composants du système, afin de détecter les défauts, d'optimiser la performance et de maximiser le rendement énergétique. Les programmes de formation destinés aux techniciens locaux facilitent les activités de dépannage et de maintenance en temps opportun.

La sécurité et la conformité : les protocoles de sécurité sont primordiaux tout au long du cycle de vie de l'installation pour atténuer les risques et garantir le bien-être du personnel et de la communauté. Les directives de l'AFSEC soulignent le respect des normes de sécurité électrique, des mesures de prévention des incendies et des exigences en matière d'intégrité structurelle. Le respect des cadres réglementaires et des processus d'autorisation connexes est essentiel pour la conformité juridique et opérationnelle.

L'engagement communautaire et le renforcement des capacités : un engagement communautaire efficace favorise l'appropriation locale, l'acceptation et la durabilité des projets de mini-réseaux photovoltaïques. Les directives de l'AFSEC prônent la participation des parties prenantes, les campagnes de sensibilisation et les initiatives de renforcement des capacités pour autonomiser les communautés locales. Les approches inclusives favorisent le développement socio-économique, l'équité énergétique et la gestion environnementale.

En conclusion, les directives de l'AFSEC en matière de l'installation de mini-réseaux photovoltaïques fournissent une feuille de route complète permettant aux parties prenantes à aborder les complexités du déploiement de solutions d'électrification durable à travers l'Afrique. En donnant la priorité à la sécurité, à la qualité et à l'autonomisation des communautés, ces directives ouvrent la voie à des initiatives d'accès à l'énergie évolutives, résilientes et inclusives, stimulant la transformation socio-économique et faisant avancer le continent vers un avenir énergétique durable.

1 DOMAINE D'APPLICATION

Ce guide offre un aperçu des normes relatives à la conception et à l'installation de mini-réseaux photovoltaïques. Il définit les exigences de conception et d'installation des systèmes photovoltaïques avec ou sans stockage et d'un générateur auxiliaire facultatif pour l'alimentation des systèmes de mini-réseaux autonomes et/ou connectés au réseau. Il s'adresse aux parties prenantes impliquées dans la conception et l'installation de projets de mini-réseaux photovoltaïques en les guidant pour garantir le respect des normes internationales et locales pertinentes, promouvant ainsi des installations sûres, efficaces, conformes et durables.

Afin de répondre à la grande majorité des systèmes en exploitation ou en développement, le guide porte sur les systèmes présentant les caractéristiques suivantes :

- La puissance de sortie de l'onduleur multifonctionnel et du générateur photovoltaïque est en système basse tension, monophasé et triphasé.
 - **La puissance nominale continue de sortie à 25°C du système photovoltaïque est comprise entre 3 kW et 1000 kW de basse tension consolidée avec une intégration de moyenne tension sur les installations plus grandes.** La puissance nominale de sortie peut être fournie par un ensemble d'onduleurs parallèles multifonctionnels fonctionnant en mode onduleur (un principal), avec ou sans un générateur de secours, et éventuellement un ensemble d'onduleurs photovoltaïques uniquement en fonction de la configuration choisie. En mode hors réseau, l'onduleur doit avoir une capacité de formation de réseau.
 - Lorsque la seule source de production d'énergie est constituée de modules photovoltaïques, le système de charge conçu doit être compatible avec l'éclairage solaire quotidien et saisonnière, en tenant compte des limites météorologiques.
 - La charge de la batterie de stockage via le bus en courant continu (CC) est réalisée par un ou plusieurs **contrôleurs de charge photovoltaïque MPPT** ou par un générateur/convertisseur DC. Le MPPT pourrait être intégré dans l'onduleur multifonction.
 - La charge de la batterie via le bus CA est effectuée par un ou plusieurs ensembles d'« **onduleurs multifonctionnels** » dans le cas où il existe des onduleurs photovoltaïques et/ou des générateurs de secours AC avec chargeurs de batterie.
 - Un mini-réseau peut être constitué d'une installation sans modules photovoltaïques, juste une batterie et un onduleur, mais il doit alors disposer d'une connexion au réseau et/ou d'un générateur de secours.
 - Plage de tension côté CC, PV et bus CC :
 - TBT : $0\text{ V} < U_{CC} \leq 120\text{ V}$
 - BT : $120\text{ V} < U_{CC} \leq 1500\text{ V}$
 - Plage de tension côté CA :
 - TBT : $0\text{ V} < U_{CA} \leq 50\text{ V}$
 - BT : $50\text{ V} < U_{CA} \leq 1000\text{ V}$
 - La production et le stockage d'électricité sont centralisés en un seul endroit (les prescriptions restent cependant valables pour un générateur photovoltaïque décentralisé connecté au bus CA du même réseau).
 - La technologie photovoltaïque **repose principalement sur le silicium cristallin**, qui contribue aujourd'hui pour la grande majorité des systèmes photovoltaïques de mini-réseaux, sachant que d'autres options technologiques sont également disponibles.
 - Il est préférable que les technologies utilisées **ne connectent aucune polarité à la terre, ni du côté PV ni du côté du bus CC.**
- Cependant, pour des raisons fonctionnelles, certaines technologies photovoltaïques nécessitent qu'une polarité du groupe photovoltaïque soit mise à la terre. Cette mise à la terre peut être autorisée sous réserve du respect des exigences de la CEI 60364-7-712. Dans certains cas très particuliers de batteries de stockage au lithium ion à basse tension, certains fabricants peuvent recommander la mise à la terre de polarité négative du bus CC. Dans ce cas, toutes les recommandations relatives à la sécurité des personnes et d'équipement doivent être proposées par le fabricant conformément à la norme CEI 60364-7-712 et aux normes CEI 61200.

- Ce guide **aborde la protection contre l'impact direct de la foudre** grâce à l'utilisation de parafoudres.
- Ce guide aborde principalement la technologie des batteries lithium-ion, mais d'autres technologies peuvent également être utilisées sous réserve des exigences de sécurité recommandées par les normes internationales de bonnes pratiques.

Le guide **n'aborde pas les questions relatives à la distribution d'électricité** (transformateur, réseau de distribution, interface utilisateur, comptage, etc.) bien que l'interconnexion à basse tension soit applicable à condition que la conception soit conforme aux meilleures pratiques de sécurité des systèmes à basse tension.

Les règles de dimensionnement d'énergie (calcul de la capacité photovoltaïque maximale, de la puissance d'onduleur et du générateur et de la capacité du stockage) sont hors de portée. Ils dépendent des conditions climatiques locales, de l'analyse de la demande d'énergie électrique et du budget disponible.

Une remarque importante dans le cas de la transmission d'énergie en régime de moyenne tension :

Dans le cas d'une distribution d'énergie à travers un réseau moyenne tension via plusieurs transformateurs BT/MT, il est important de noter le risque considérable de dysfonctionnement dû aux phénomènes de magnétisation des transformateurs. Lors du démarrage d'un transformateur en charge (avec charges actives), le courant de magnétisation d'enroulements peut atteindre jusqu'à 10 à 100 fois le courant nominal du transformateur. Contrairement aux générateurs rotatifs, la plupart des onduleurs multifonctionnels installés dans les mini-réseaux n'ont pas la capacité de générer ces courants et ne peuvent donc pas redémarrer le réseau.

Il convient également de noter que la vitesse des relais de transfert utilisés, lorsque l'installation électrique passe de l'alimentation du réseau via le générateur diesel (ou autre source de secours) à l'alimentation du réseau via l'(les) onduleur(s) multifonction(s), est insuffisante pour empêcher le démagnétisation des transformateurs. Par conséquent, le démarrage du groupe électrogène diesel puis revenir au(x) onduleur(s) multifonction(s) ne garantissent pas le fonctionnement de l'installation électrique.

De nombreuses solutions peuvent être envisagées (le démarrage progressif du réseau, le surdimensionnement du ou des onduleur(s) multifonction(s), etc.), mais dans tous les cas une phase d'ingénierie détaillée impliquant le fabricant de l'onduleur et le fabricant du transformateur est indispensable et doit être supervisé par le chef de projet.

2 RÉFÉRENCES NORMATIVES

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par référence dans ce texte, constituent des dispositions de ce guide. Tous les documents normatifs sont sujets à révision et, puisque toute référence à un document normatif est considérée comme une référence à la dernière édition de ce document, nous encourageons les parties aux accords basés sur ce guide à prendre des mesures pour garantir que la version la plus récente des documents normatifs indiqués ci-dessous est utilisée. Des informations sur les normes et

les spécifications nationales et internationales actuellement en vigueur peuvent être obtenues auprès de l'organisation de normalisation nationale appropriée.

Les documents de référence suivants sont requis pour l'application de cette norme. Pour les références datées, seule la version mentionnée s'applique. Pour les références non datées, la dernière version du document de référence (y compris les éventuelles modifications) s'applique :

AFSEC 50064-302 : ed.1 2024 : Lignes directrices pour l'inspection des mini-réseaux photovoltaïques

CEI 61836 : Systèmes d'énergie solaire photovoltaïque – termes, définitions et symboles

CEI 60529 : Degrés de protection procurés par les boîtiers (code IP)

CEI 60904-3 : Dispositifs photovoltaïques - Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données d'éclairement spectral de référence

CEI 62305-2 : Protection contre la foudre - Partie 2 : évaluation des risques

CEI 61427-1 : Accumulateurs pour le stockage d'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais - Partie 1 : Applications photovoltaïques hors réseau

CEI 61427-2 : Accumulateurs pour le stockage d'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais - Partie 2 : Applications en réseau

CEI 62619 : Accumulateurs alcalins et autres accumulateurs à électrolyte non acide - Exigences de sécurité pour les accumulateurs au lithium pour utilisation dans des applications industrielles

CEI 62133 : Accumulateurs alcalins et autres accumulateurs à électrolyte non acide - Exigences de sécurité pour les accumulateurs portables étanches et pour les batteries qui en sont constituées, destinés à être utilisés dans des applications portables

CEI 62485-1/-2 : Exigences de sécurité pour les batteries d'accumulateurs et les installations de batteries

CEI 61960 : Accumulateurs alcalins et autres accumulateurs à électrolyte non acide – Éléments et batteries d'accumulateurs au lithium pour applications portables

CEI 60034 : Machines électriques tournantes

CEI 60664-1 : Coordination de l'isolation des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension - Partie 1 : Principes, exigences et essais

CEI 61000-4-5 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-5 : Techniques d'essai et de mesure - Essai d'immunité aux ondes de choc

CEI 61215 : Modules photovoltaïques (PV) pour application terrestre - Qualification de la conception et l'homologation

CEI 61730 -1 et 2 : Qualification pour la sûreté des modules photovoltaïques (PV)

CEI TS 62804 : Modules photovoltaïques (PV) - Méthodes d'essai pour la détection de dégradation induite du potentiel

CEI 61724 – 1 et -2 : Performances des systèmes photovoltaïques

CEI 62852 : Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques - Exigences de sécurité et essais

CEI 60245-4 : Conducteurs et câbles isolés - Tension assignée au plus égale à 450/750 V - Partie 4 : Câbles souples

CEI 60502 : Câbles d'énergie à isolant extrudé et leurs accessoires pour des tensions assignées de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) à 30 kV ($U_m = 36$ kV)

CEI 61439 : Ensembles d'appareillage à basse tension

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 60947 : Appareillage à basse tension

CEI 60947-2 : Appareillage à basse tension - Partie 2 : Disjoncteurs

CEI 61643-11 : Parafoudres basse tension - Partie 11 : Parafoudres connectés aux systèmes électriques basse tension - Exigences et méthodes d'essai

CEI 61643-12 : Parafoudres basse tension - Partie 12 : Parafoudres connectés aux réseaux à basse tension - Principes de choix et de mise en œuvre

CEI 61643-31 : Dispositifs de protection contre les surtensions basse tension - Partie 31 : Exigences et méthodes d'essai des parafoudres pour installations photovoltaïques

CEI 60364-7-712 - Installations électriques basse tension - Partie 7-712 : Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)

CEI 62548 – Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception

CEI 62930 : Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques à une tension nominale de 1,5 kV en courant continu

CEI 60332-3-10 :2018 : Essais des câbles électriques et des câbles à fibres optiques dans soumis au feu - Partie 3-10 : Essai de propagation verticale de la flamme de fils ou câbles montés en nappes en position verticale - Appareillage :

CEI 61215 :2021 : Norme | Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres - Qualification de la conception et l'homologation - Partie 1 : Exigences d'essai Ed.3 :

CEI 61643-31 :2018 : Parafoudres basse tension - Partie 31 : Exigences et méthodes d'essai des parafoudres pour installations photovoltaïques

CEI 60364-7-712 :2017 : Installations électriques basse tension - Partie 7-712 : Exigences pour les installations ou les emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)

CEI 60364-7-712 :2017 : Installations électriques basse tension - Partie 7-712 : Exigences pour les installations ou les emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)

CEI 62446 : parties 1 et 2 Systèmes photovoltaïques (PV) - Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance

CEI 62930 :2017 : Norme | Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques à une tension nominale de 1,5 kV en courant continu

ISO 3046 : Moteurs alternatifs à combustion interne – Performances

ISO 8528 : Groupes électrogènes à courant alternatif entraînés par moteurs alternatifs à combustion interne

CEI 62133-2 : Accumulateurs alcalins et autres accumulateurs à électrolyte non acide – Exigences de sécurité pour les accumulateurs portables étanches et pour les batteries qui en sont constitués, destinés à l'utilisation dans des applications portables-

CEI 62116 : Onduleurs photovoltaïques interactifs - Procédure d'essai des mesures de prévention contre l'îlotage :

CEI 62509 : Systèmes photovoltaïques (PV) - Exigences relatives aux essais, à la documentation et à la maintenance - Batteries stationnaires

CEI 60227 : Conducteurs et câbles isolés au polychlorure de vinyle, de tension nominale au plus égale à 450/750 V-

CEI 60228 : Âmes de câbles isolés

CEI 61140 : Protection contre les chocs électriques - Aspects communs aux installations et aux matériels

CEI 62109 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques\

CEI 62477 : Exigences de sécurité applicables aux systèmes et matériels électroniques de conversion de puissance

CEI TR 63410 : Feuille de route des systèmes d'énergie électrique décentralisés

CEI 60227-1 :2024 : Conducteurs et câbles isolés au polychlorure de vinyle, de tension nominale au plus égale à 450/750-

CEI 60228 : Âmes des câbles isolés : Cette norme spécifie la construction et les propriétés électriques des âmes utilisés dans les câbles isolés, garantissant leurs performances et leur sécurité

CEI 62852 :2014 : s'applique aux connecteurs utilisés dans les circuits à courant continu des systèmes photovoltaïques selon la classe II de la CEI 61140 :2001 de tension assignée allant jusqu'à 1500 V en courant continu et de courant assigné allant jusqu'à 125 A par contact. La présente norme s'applique à des connecteurs **sans pouvoir de coupure mais pouvant être branchés et débranchés sous tension.**

IEEE 2030.10.2021 : norme IEEE des micro-réseaux en courant continu pour les applications d'accès à l'électricité en milieu rural et éloigné

3 TERMES ET DÉFINITIONS

Bus CA

Un point d'interconnexion des différentes sources CA qui est connecté à un ensemble onduleur multifonctionnel, le principal générateur de tension en courant alternatif (CA) du système.

Batterie

Plusieurs cellules de batterie ou de batteries monobloc connectées en série et/ou en parallèle et utilisées comme source de tension et d'énergie électrique.

Chargeur de batterie (chargement d'une batterie)

Une opération au cours de laquelle une batterie ou un élément secondaire est alimenté en énergie électrique à partir d'un circuit externe, ce qui entraîne des modifications chimiques à l'intérieur de l'élément et, par conséquent, le stockage d'énergie sous forme d'énergie chimique.

Cellule de batterie

Un ensemble d'électrodes et d'électrolyte constituant l'unité de base d'une batterie.

BMS

Le système de gestion de batterie. Un dispositif de contrôle électronique de la charge et de la décharge d'une batterie.

Boîte de batterie CC

Un boîtier représentant le bus en courant continu dans lequel la batterie, le(s) contrôleur(s) de charge PV et l'(les) onduleur(s) multifonctionnel(s) sont connectés électriquement et où les dispositifs de protection peuvent être placés.

Bus CC

Un point d'interconnexion des différentes sources en courant continu (à l'exception du générateur photovoltaïque) connectées à la batterie, le générateur principal de tension en courant continu du système.

Générateur de courant continu

Un générateur de courant continu, entraîné par un moteur à combustion interne et chargeant une batterie.

Convertisseur de courant continu (énergie)

Une conversion électronique du courant continu en courant continu à une tension différente.

Liaison équipotentielle

Une connexion au système de mise à la terre d'une installation et à laquelle sont connectées tous les éléments métalliques des matériaux et d'équipements installés.

Conducteur d'équipotentialité (PE)

Un conducteur électrique transportant des courants de défaut dans un circuit électrique. Le conducteur PE est généralement relié à la terre.

Guide

Un document publié par (l'ISO, la CEI ou l'AFSEC) donnant des règles, des orientations, des conseils ou des recommandations relatifs à la normalisation internationale ou régionale.

Installation hybride avec stockage

Une installation autonome de production d'électricité avec stockage électrochimique composée d'un générateur photovoltaïque et d'un générateur électrique.

I_{RM}

Le courant maximum pouvant passer par un module photovoltaïque.

Niveau kéraunique

Le nombre moyen de jours par an pendant lesquels le tonnerre se fait entendre dans une zone donnée.

MACB

Carte principale de courant alternatif. Un boîtier représentant le bus CA dans lequel sont connectées électriquement les entrées et sorties de l'ensemble onduleur multifonctionnel, l'(les) onduleur(s) photovoltaïque(s) et le(s) générateur(s) électrique(s), et où les dispositifs de protection peuvent être placés.

Micro-réseaux

Un micro-réseau est un système indépendant composé de ressources d'énergie distribuées, qui est normalement connecté au réseau principal par une ligne de raccordement. En raison du déséquilibre entre l'approvisionnement et la charge, un micro-réseau peut soit se connecter au réseau principal, soit fonctionner de manière indépendante.

Batterie monobloc

Une batterie comportant plusieurs compartiments d'éléments séparés mais reliés électriquement, dont chacun est conçu pour renfermer un assemblage d'électrodes, d'électrolyte, de bornes ou d'interconnexions et éventuellement de séparateurs

Suivi du point de puissance maximum (MPPT)

Le suivi du point de puissance maximum. C'est un procédé et un dispositif de contrôle interne d'un onduleur photovoltaïque ou d'un contrôleur de charge photovoltaïque qui garantissent que le générateur photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale.

Contrôleur de charge photovoltaïque MPPT

Un dispositif électronique contrôlant la charge de la batterie, en utilisant la technologie MPPT côté PV.

Onduleur multifonctionnel

Un composant unique ou un ensemble de composants assurant une conversion bidirectionnelle de l'électricité

entre les bus CC et CA, y compris les fonctions d'un onduleur autonome et d'un chargeur de batterie.

Conducteur PEN

Le conducteur PE dans le cas du schéma TN-C, où les conducteurs de protection PE et les conducteurs neutres sont connectés ensemble.

Câble du groupe photovoltaïque

Un câble reliant le boîtier DC-PV au matériel de conversion (MPPT unique).

Boîte de combinaison de groupes photovoltaïques

Un boîtier situé en amont de l'entrée du MPPT du contrôleur de charge PV où les dispositifs de protection peuvent être placés.

Cellule photovoltaïque

Le dispositif fondamental qui présente l'effet photovoltaïque, produisant une différence de potentiel électrique par l'absorption de photons.

Générateur photovoltaïque, Groupe PV

Un ensemble de sous-groupes PV connectés en parallèle à un équipement de conversion associé au même MPPT.

Onduleur photovoltaïque

Un équipement de conversion qui injecte le courant continu produit par un générateur PV dans le réseau CA, en utilisant la technologie MPPT, côté PV.

Module photovoltaïque

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

Chaîne photovoltaïque

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

Câble de chaîne photovoltaïque

Câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction.

Boîte de combinaison de chaînes photovoltaïques

Un boîtier fermé ou protégé dans lequel toutes les chaînes photovoltaïques d'un sous-groupe photovoltaïque sont connectées électriquement et où les dispositifs de protection peuvent être placés.

Sous-groupe photovoltaïque

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

Câble de sous-groupe photovoltaïque

Un câble reliant les boîtes de jonction de chaînes PV au boîtier DC photovoltaïque.

Installation photovoltaïque autonome

Une installation autonome de production d'électricité avec stockage électrochimique constituée d'un générateur photovoltaïque mais sans générateurs de secours.

Sous-champ photovoltaïque

Un ensemble de groupes photovoltaïques connectés en parallèle.

Conditions normales d'essai (STC)

Conditions normales d'essai prescrites dans la norme CEI 60904-3 pour les cellules et les modules PV.

Parafoudre type 1 :

Des parafoudres connectés en permanence à un port, à l'exception des boîtiers de prise de wattheuremètre, destinés à être installés entre le secondaire du transformateur de service et le côté ligne du dispositif de protection contre les surintensités de l'équipement de service, ainsi que le côté charge, y compris les boîtiers de prise de wattheuremètre et les parafoudres à boîtier moulé destinés à être installés sans dispositif de protection externe contre les surintensités.

Parafoudre type 2 :

Des parafoudres connectés en permanence destinés à être installés du côté charge du dispositif de protection contre les surintensités de l'équipement de service ; y compris les parafoudres situés au niveau du panneau de dérivation et les parafoudres à boîtier moulé.

REMARQUE : La valeur I_{max} est le courant de décharge unique maximum représenté par une onde de courant de $8/20 \mu s$ que le parafoudre peut prendre en charge.

Parafoudre type 3 :

Des parafoudres au point d'utilisation, installés à une longueur minimale du conducteur de 10 mètres entre le panneau de service électrique et le point d'utilisation.

REMARQUE : par exemple, un cordon connecté, un branchement direct, type de récipient et des parafoudres sont installés à l'équipement d'utilisation protégé. La distance (10 mètres) ne comprend pas des conducteurs fournis avec ou utilisés pour être connectés avec les parafoudres.



4 LA PLANIFICATION ET LA CONCEPTION DE SYSTÈMES MINI-RÉSEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

4.1 La sélection du site

Le succès et l'efficacité de l'une installation d'un mini-réseau photovoltaïque dépendent fortement de la sélection rigoureuse du site. Des facteurs tels que le rayonnement solaire, le terrain, les arbres/structures susceptibles d'ombrager les modules photovoltaïques, l'accessibilité, la proximité des centres de charge et les considérations environnementales jouent un rôle crucial en matière de la détermination de la viabilité d'un site pour le déploiement d'un mini-réseau photovoltaïque.

Les considérations pour la sélection du site

1. **Le rayonnement solaire** : choisir des sites avec des niveaux de rayonnement solaire élevés pour maximiser le potentiel de production d'énergie. Les données sur le rayonnement solaire peuvent être obtenues auprès des agences météorologiques locales ou d'études d'évaluation de ressources solaires.
2. **Le terrain** sélectionner un terrain plat ou légèrement incliné pour simplifier l'installation et minimiser les effets d'ombrage sur les panneaux photovoltaïques. Un terrain escarpé peut nécessiter des solutions techniques supplémentaires et

augmenter les coûts d'installation. Il est préférable que le terrain fournisse un minimum de pollution aux modules photovoltaïques, car cela affectera la production d'énergie et pourrait nécessiter un entretien/nettoyage supplémentaire des modules photovoltaïques.

3. **L'accessibilité**: assurer un accès facile au site pour le transport d'équipement, les activités d'entretien et les extensions futures. L'accessibilité, via des routes ou des courts sentiers, est essentielle pour la réussite de la mise en œuvre du projet.
4. **La proximité des centres de charge** : choisir des sites proches de la communauté cible ou des centres de charge pour minimiser les pertes de transmission et les coûts de distribution. La proximité facilite une fourniture d'énergie efficace et améliore la viabilité économique du projet.
5. **Les considérations environnementales** : évaluer les impacts environnementaux potentiels, tels que les conflits relatifs à l'utilisation des terres, les habitats fauniques et les sites du patrimoine culturel. Assurer le respect des réglementations environnementales et collaborer avec les communautés locales pour répondre aux préoccupations et atténuer les impacts négatifs.

Les résumés standards suivants des modules photovoltaïques sont recommandés pour faciliter la sélection du site de mini-réseaux photovoltaïques :

La norme CEI 61724-1 : décrit la terminologie, l'équipement et les méthodes relatifs à la surveillance des performances et à l'analyse des systèmes photovoltaïques (PV). Elle sert également de base à d'autres normes qui s'appuient sur les données collectées. Ce document définit les classes de systèmes de surveillance des performances photovoltaïques (PV) et sert de guide pour les choix de systèmes de surveillance. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 2017.

Cette édition inclut les modifications techniques importantes suivantes par rapport à l'édition précédente :

- Présentation de la surveillance des modules PV bifaciaux.
- Mise à jour des exigences relatives aux capteurs d'éclairage énergétique.
- Mise à jour du mesurage de l'encrassement basée sur les nouvelles technologies.
- Suppression des systèmes de surveillance de classe C.

La norme CEITR 63410 :2023, qui est un rapport technique, vise à préparer une feuille de route pour catégoriser les systèmes d'énergie électrique décentralisés et identifier les lacunes dans les normes existantes relatives aux systèmes d'énergie électrique décentralisés. La tâche du sous-comité 8B de la CEI est d'élaborer des publications de la CEI permettant le développement de systèmes sûrs, fiables et économiques avec une gestion décentralisée pour l'approvisionnement en énergie électrique, qui sont alternatifs, complémentaires ou précurseurs des grands systèmes traditionnels interconnectés et très centralisés. Cela inclut, sans toutefois s'y limiter, les systèmes d'énergie électrique décentralisés hybrides à courant alternatif, à courant continu, à courant alternatif/courant continu, tels que la production distribuée, le stockage d'énergie distribué, la charge commandée, les centrales électriques virtuelles et les systèmes d'énergie électrique ayant une interaction avec plusieurs types de ressources énergétiques distribuées.

4.2 L'engagement communautaire et le renforcement des capacités pour les installations solaires photovoltaïques

Le fait de garantir le succès et la durabilité des projets de mini-réseaux solaires photovoltaïques nécessite plus qu'une simple expertise technique ; cela exige un engagement à favoriser l'appropriation, l'acceptation et la participation locales. Les directives de l'AFSEC soulignent l'importance d'impliquer les communautés par le biais de campagnes de sensibilisation globales, de participation des parties prenantes et de programmes ciblés de renforcement des capacités. De telles stratégies inclusives ouvrent non seulement la voie à l'amélioration du niveau socio-économique et à l'équité énergétique, mais insufflent également un sentiment de responsabilité environnementale parmi les populations locales.

Stratégies clés pour un engagement communautaire efficace :

Mettre en place des comités consultatifs inclusifs :

La création de plateformes telles que des comités consultatifs publics ou des comités citoyens invite les membres de la communauté à jouer un rôle actif dans le projet solaire photovoltaïque. En impliquant divers représentants – de résidents locaux aux utilisateurs du bâtiment – dans les processus de planification et de prise de décision, ces comités garantissent que le projet reflète véritablement les besoins et les aspirations de la communauté.

Organiser des séances de sensibilisation et d'information :

Des réunions d'information régulièrement organisées permettent de démystifier la technologie solaire pour la communauté, en répondant à toutes les préoccupations et en soulignant les avantages de l'énergie solaire. Cette approche pédagogique favorise une compréhension et une acceptation plus profondes du projet, jetant ainsi les bases d'une phase de mise en œuvre plus fluide.

Tirer profit des dirigeants et des réseaux locaux :

Il est essentiel d'établir de solides relations avec les dirigeants communautaires, les ONG locales et les groupes civiques pour mobiliser le soutien et les ressources. Ces alliances facilitent non seulement la confiance, mais permettent également au projet de tirer parti des réseaux existants pour une adhésion et un engagement plus larges de la communauté.

Mettre en œuvre le renforcement des capacités ciblé :

Des programmes de formation sur mesure améliorant la capacité de la communauté à entretenir et à gérer les systèmes solaires photovoltaïques sont essentiels. Ces initiatives permettent aux résidents d'acquérir les compétences nécessaires à la durabilité des projets à long terme, favorisant ainsi un sentiment d'appropriation et de fierté à l'égard de l'initiative d'énergie renouvelable.

En donnant la priorité à une communication transparente, à une participation inclusive et à l'autonomisation de l'éducation, les projets d'installations solaires photovoltaïques peuvent atteindre plus qu'un simple succès technique. Ils peuvent devenir des catalyseurs du développement communautaire, de l'accès à l'énergie et de la gestion environnementale. Cette approche holistique garantit non seulement la pérennité du projet, mais maximise également son impact positif sur la communauté.

4.3 Le dimensionnement du système

Un dimensionnement précis du système est essentiel pour concevoir un mini-réseau photovoltaïque qui répond aux demandes énergétiques de la communauté cible tout en garantissant une performance et une fiabilité optimales. Le dimensionnement approprié du système consiste à estimer la capacité requise des panneaux solaires, des batteries, des onduleurs et d'autres composants en fonction de facteurs tels que la demande d'énergie, les niveaux de rayonnement solaire, les profils de charge, la température, l'altitude et les exigences d'autonomie du système.

Les considérations clés pour le dimensionnement du système

- 1. L'évaluation de la demande énergétique :** effectuer une évaluation approfondie des besoins énergétiques de la communauté cible ou du centre de charge. Tenir compte de facteurs tels que la consommation électrique des ménages, les utilisations productives de l'énergie et les projections de croissance future.
- 2. Les niveaux du rayonnement solaire :** utiliser les données du rayonnement solaire pour estimer le potentiel de production d'énergie du site. Garantir des mesures précises ou des outils fiables d'évaluation des ressources solaires pour déterminer l'énergie solaire disponible pour le système photovoltaïque.

3. **Les profils de charge** : analyser les profils de charge de la communauté cible pour comprendre la variation de la demande d'énergie tout au long de la journée, de la semaine et de l'année. Tenir compte des charges maximales, de la consommation nocturne et des variations saisonnières pour dimensionner le mini-réseau photovoltaïque de manière appropriée. Un système intelligent de gestion de l'énergie pourrait être déployé pour optimiser les profils de demande d'énergie.
4. **L'autonomie du système** : déterminer le niveau souhaité d'autonomie du système en fonction de facteurs tels que la disponibilité du réseau, la fiabilité et les considérations relatives aux coûts. Choisir une capacité de batterie appropriée et un générateur de secours (le cas échéant) pour garantir une alimentation électrique ininterrompue pendant les périodes de faible production solaire ou de pannes de réseau.
5. **Le choix des composants** : choisir des panneaux photovoltaïques, des batteries, des onduleurs et d'autres composants du système dont les capacités correspondent à la demande estimée d'énergie et aux exigences du système. Tenir compte de facteurs tels que l'efficacité, la fiabilité, les coûts du cycle de vie et la compatibilité avec l'infrastructure existante.

4.4 Les considérations de la conception

4.4.1 Les principaux composants du système

Les mini-réseaux photovoltaïques comprennent plusieurs composants essentiels qui fonctionnent ensemble pour générer, stocker et distribuer de l'électricité à la communauté cible. Il est essentiel de comprendre les fonctions et les spécifications de ces composants pour concevoir et installer un système de mini-réseau photovoltaïque fiable et efficace.

1. **Les panneaux solaires** : (modules PV) Sélectionner des panneaux solaires de haute qualité avec des spécifications appropriées telles que l'efficacité, la puissance nominale et la durabilité. Assurer le respect des normes applicables aux modules photovoltaïques, détaillées dans la section relative aux spécifications des composants de ce guide.
2. **L'onduleur**: convertit l'électricité en courant continu générée par les panneaux solaires

en électricité en courant alternatif adaptée à l'alimentation des charges de courant alternatif. Choisir des onduleurs ayant la compatibilité avec le réseau, la capacité et l'efficacité requises. Référez-vous toujours aux normes, détaillées dans la section relative aux spécifications des composants de ce guide, comme la CEI 62116 sur le raccordement des systèmes d'énergie au réseau via des onduleurs et la CEI 61683 sur les onduleurs photovoltaïques.

3. **Le parc de batterie** : stocke l'énergie excédentaire générée pendant les périodes de forte rayonnement solaire pour l'utiliser pendant une faible production solaire ou pendant la nuit. Sélectionner des batteries avec une capacité, une tension et une durée de vie appropriées afin de répondre aux exigences de stockage d'énergie du système de mini-réseau photovoltaïque. Tenir compte des normes, détaillées dans la section relative aux spécifications des composants de ce guide pour les batteries plomb-acide et les batteries lithium-ion.
4. **Le contrôleur de charge** : règle le processus de chargement et de déchargement des batteries pour optimiser leurs performances et leur durée de vie. Choisir des contrôleurs de charge dotés de fonctionnalités telles que le suivi du point de puissance maximum (MPPT), la compensation de température et la protection contre les surcharges. Référez-vous aux normes, détaillées dans la section relative aux spécifications des composants de ce guide, telles que la CEI 62509 sur les contrôleurs de charge pour les systèmes photovoltaïques.
5. **Le câblage et les câbles** : raccorder les différents composants du système de mini-réseau photovoltaïque pour garantir un transfert d'énergie et une sécurité électrique de manière efficace. Utiliser un câblage et des câbles de haute qualité avec des tailles, une isolation et une protection appropriées contre les facteurs environnementaux. Respecter les normes relatives aux conducteurs, câbles et installations électriques des bâtiments, détaillées dans la section relative aux spécifications des composants de ce guide.

4.4.2 La fonctionnalité des principaux éléments

Cette section résume les fonctionnalités des principaux éléments étudiés dans ce guide. D'autres éléments mineurs seront traités dans les sections suivantes.

LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE/LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

La fonction du générateur photovoltaïque est de produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire tombant sur sa surface.

Le générateur photovoltaïque se compose de plusieurs groupes photovoltaïques, chacun est composé de plusieurs sous-groupes photovoltaïques connectés en parallèle. Chaque sous-groupe photovoltaïque est constitué de plusieurs chaînes photovoltaïques mises en parallèle et chacun de ses chaînes est composée de plusieurs modules photovoltaïques connectés en série.

Dans le cas d'un système avec un seul contrôleur de charge photovoltaïque et/ou un onduleur photovoltaïque, constitué d'un seul MPPT, le groupe photovoltaïque est composé d'un ou de plusieurs sous-groupes connectés en parallèle et de même orientation. L'orientation appropriée des panneaux solaires pour les installations photovoltaïques situées au nord de l'équateur est vers le sud. Pour les installations photovoltaïques situées au sud de l'équateur, ce sera le contraire et elles seront orientées vers le nord. Cela fournira la meilleure orientation pour permettre le plus de temps d'exposition au soleil et produire la plus grande quantité d'électricité.

En pratique, la plupart des systèmes sont composés de plusieurs contrôleurs de charge photovoltaïque et/ou des onduleurs photovoltaïques et chacun est doté de plusieurs régulateurs MPP indépendants.

Le résultat est un système global composé de plusieurs MPPT auxquels un seul sous-groupe photovoltaïque est connecté dans chaque boîtier. L'indépendance des différents MPPT permet de réaliser différents sous-groupes photovoltaïques au sein du même générateur photovoltaïque.

Si plusieurs sous-groupes photovoltaïques sont connectés en parallèle au sein d'un groupe photovoltaïque, ils doivent être identiques en termes de tension (modules identiques, même orientation et inclinaison).

Si plusieurs modules photovoltaïques sont connectés en série au sein d'une chaîne photovoltaïque, ils doivent être identiques en termes de courant (modules identiques, même orientation et inclinaison). L'ombrage doit être évité et la tension maximale de la chaîne doit être conforme aux spécifications du MPPT.

En pratique et de manière générale, tous les modules photovoltaïques au sein d'un même groupe photovoltaïque doivent être identiques en tous points : puissance, tension, courant et dans la limite d'une tolérance maximale de +/- 5%.

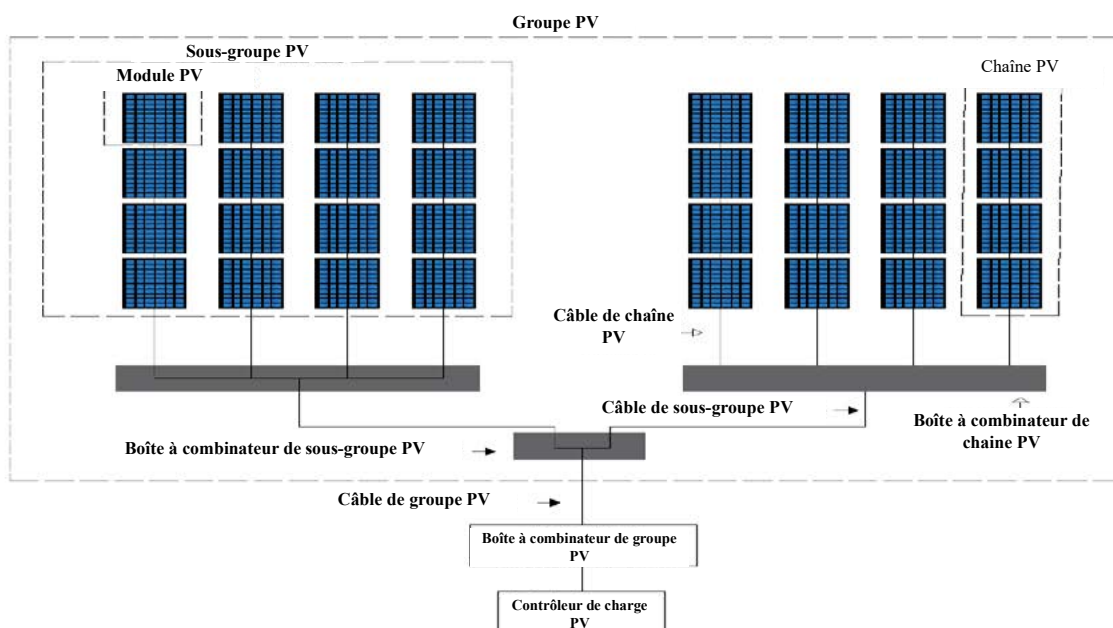


Figure 1 : Exemple de groupe photovoltaïque

REMARQUE : les onduleurs hybrides modernes ont la capacité, avec des MPPT intégrés, de prendre en charge plusieurs chaînes de groupes photovoltaïques.

Si un module photovoltaïque doit être remplacé pendant la durée de vie du générateur photovoltaïque, il doit être remplacé par un module identique ou par un module présentant les caractéristiques suivantes, par rapport aux autres modules en service dans le générateur photovoltaïque :

- La puissance de crête doit être supérieure ou égale à celle du module à remplacer.
- Les tensions V_{OC} et V_{MPP} dans les conditions normales d'essai doivent être égales à celles du module remplacé, avec une limite de tolérance de +/- 5%.
- Le courant I_{MPP} dans les conditions normales d'essai doit être supérieur ou égal à celui du module à remplacer.

Les spécifications techniques

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur du projet.

Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques du module photovoltaïque.

Les caractéristiques électriques

Performance sous conditions normales d'essai ($G= 1 \text{ kW/m}^2$; AM 1.5; $T_j= 25^\circ\text{C}$):

- Puissance nominale et tolérance (Wp),
- Tension du point de puissance maximale (MPP)
- Courant du MPP
- Tension en circuit ouvert
- Courant de court-circuit
- Efficacité nominale du module.

Autres paramètres

- La température NOCT (Température nominale de fonctionnement de la cellule : $G= 800 \text{ W/m}^2$; AM 1.5; $T_a= 20^\circ\text{C}$; vent = 1 m/s) et performances associées ;
- Coefficient de température : puissance, tension, courant ;
- Maximum de tension autorisée des chaînes photovoltaïques ;
- Maximum de courant inverse autorisé : IRM ou valeur du fusible.

Les caractéristiques générales

- Plage de température de fonctionnement
- Température de stockage
- Charge statique maximale
- Résistance aux chocs
- Matériaux : face frontale, cadre, face arrière
- Nombre de cellules
- Boîte de jonction
- Marque et référence des connecteurs photovoltaïques enfichables
- Nombre de diodes de dérivation
- Longueur, type et section transversale des câbles
- Dimensions (L x l x H)
- Poids
- Garantie du produit et des performances
- Conditionnement et emballage

L'étiquetage

- Marque
- Modèle
- Type
- Numéro de série
- Puissance de crête (selon la CEI 61215)
- U_{ocr} I_{scr} U_{mpp} I_{mpp}
- Étiquetage des terminaux + et -
- Indications de classe (IP, IK)
- Indications de conformité aux normes
- Informations sur les certifications

L'ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE

L'onduleur photovoltaïque convertit l'énergie électrique à courant continu du générateur photovoltaïque en énergie électrique à courant alternatif synchronisée en tension et en fréquence avec le bus à courant alternatif. Il agit comme un générateur d'énergie et se déconnecte automatiquement s'il n'y a aucune source de tension sur le bus à courant alternatif. Les onduleurs photovoltaïques peuvent avoir plusieurs entrées de MPPT, chacune connectée à un sous-groupe photovoltaïque indépendant. Plusieurs onduleurs photovoltaïques peuvent être connectés en parallèle au même bus à courant alternatif.

Dans un mini-réseau, l'onduleur photovoltaïque doit pouvoir adapter sa puissance de sortie en fonction de la fréquence du bus à courant alternatif auquel il est connecté. Ce mode de communication entre la source de tension du mini-réseau (dans le cas de ce guide, les onduleurs multifonctionnels ou le générateur d'électricité) et les onduleurs photovoltaïques est le plus courant. Cependant, il faut veiller à ce que la courbe $P_{OND}=f(F_{HZ})$ reliant la puissance de l'onduleur à la fréquence du bus à courant alternatif corresponde à la courbe de statisme $F_{HZ}=f(P_{GE})$ du groupe électrogène, afin que la régulation puisse être efficace lorsque le mini-réseau est alimenté par le générateur avec injection directe de PV sur le bus à courant alternatif.

S'il n'y a pas de communication intégrée dans la centrale par décalage de fréquence ou si la courbe de statisme du générateur diesel n'est pas adaptée, il est également possible d'intégrer un dispositif de contrôle externe qui mesure en continu la demande d'énergie du réseau et adapte, en conséquence, l'énergie injectée par les onduleurs photovoltaïques.

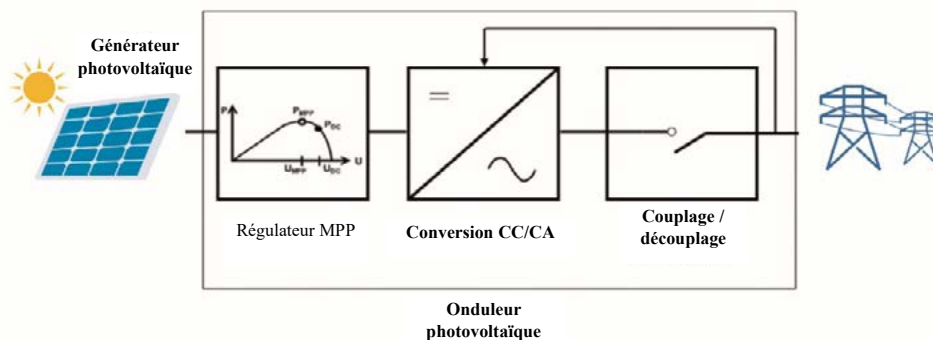


Figure 2: Diagramme Schematique d'un onduleur Photovoltaïque

REMARQUE : les onduleurs photovoltaïques des mini-réseaux haute puissance peuvent avoir des puissances nominales supérieures à 100 kW. Référez-vous à la norme ECOSTAND « Normes de performance énergétique minimales pour les onduleurs de mini-réseaux dans la région de la CEDEAO » pour plus d'information sur les onduleurs de haute puissance.

L'onduleur multifonctionnel (un seul composant ou un assemblage composé de plusieurs composants en une seule conception)

En principe, l'onduleur multifonctionnel se compose d'un onduleur CC/CA, d'un redresseur CA/CC et d'un relais de transfert. Le relais de transfert peut parfois être installé séparément, à l'extérieur de l'onduleur. L'onduleur multifonctionnel est le cœur du système, agissant comme la principale source de tension en courant alternatif du système. Parmi ses différentes fonctions, il assure :

- La fonction d'un onduleur autonome et permanent, en convertissant l'énergie électrique du bus à courant continu en courant alternatif pour alimenter le réseau électrique,
- La fonction d'un chargeur de batterie, en convertissant l'énergie électrique reçue par le bus à courant continu (via le générateur diesel ou l'onduleur photovoltaïque) en énergie électrique à courant continu,
- La fonction du relais de transfert (interne ou externe à l'unité), permettant le couplage de la source externe (générateur diesel) avec l'onduleur multifonction, après synchronisation,
- La gestion de la charge et de la décharge de la batterie,

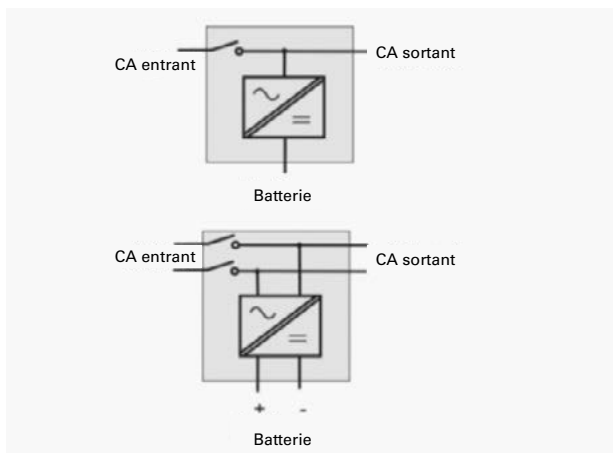


Figure 3: Diagramme Schematique d'un onduleur multifonctionnel

- L'adaptation, lorsqu'ils sont utilisés, des générateurs photovoltaïques sur une barre omnibus à courant continu géré,
- De nombreux onduleurs/convertisseurs modernes disposent d'une capacité d'accès à distance pour la surveillance ou la maintenance.

REMARQUE : les onduleurs multifonctionnels dans les mini-réseaux à haute puissance peuvent avoir des puissances nominales supérieures à 100 kW. Référez-vous à la norme ECOSTAND « Normes de performance énergétique minimales pour les onduleurs de mini-réseaux dans la région de la CEDEAO » pour plus d'information sur les onduleurs de haute puissance.

Les normes recommandées

CEI 60146-1-1 :2009 spécifie les exigences de performance de tous les convertisseurs électroniques de puissance à semiconducteurs, ainsi que des commutateurs électroniques de puissance à semiconducteurs utilisant des valves électroniques, commandables et/ou non commandables. Elle est prévue en premier lieu pour spécifier les exigences de base applicables aux convertisseurs en général, ainsi que les exigences applicables aux convertisseurs à commutation par le réseau, pour la conversion puissance alternative-continue ou vice versa. Certaines parties de la présente norme sont également applicables à d'autres types de convertisseur électronique de puissance sous réserve qu'il n'existe pas de normes de produits qui leur soient propres. Cette quatrième édition constitue une révision technique et introduit cinq modifications principales: - réédition de l'ensemble de la norme conformément aux directives en vigueur; - corrections de définitions et ajouts de nouveaux termes, en particulier des termes concernant la CEM, la distorsion harmonique et la coordination de l'isolement; - les tolérances relatives aux conditions de service ont été revues conformément à la série CEI 61000; - les essais d'isolement ont été revus, en tenant compte de la coordination de l'isolement; - ajout de trois annexes.

La présente partie de l'IEC 61386 spécifie les règles et les essais applicables aux systèmes de conduits, incluant les conduits et les raccords de conduits, pour la protection et la gestion des conducteurs et/ou des câbles isolés dans les installations électriques ou les systèmes de télécommunication jusqu'à 1000 V CA et/ou 1500 V CC. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 1996, ainsi que sa modification 1 (2000), et constitue une révision technique. Les modifications par rapport à la première édition sont les suivantes : - modification de la longueur de l'échantillon d'essai entre les raccords d'essai de traction, - mise à jour des références éditoriales et normatives.

CEI 62909-1 :2017 spécifie les aspects généraux des convertisseurs de puissance connectés aux réseaux bidirectionnels (GCPC), composés d'un onduleur côté réseau avec deux ou plusieurs types d'interfaces d'accès en courant continu côté application avec des tensions systèmes qui ne dépassent pas 1000 V en courant alternatif ou 1500 V en courant continu. Dans certains cas particuliers, un GCPC ne disposera qu'une seule interface d'accès en courant continu, connectée à un dispositif de stockage d'énergie bidirectionnel. Le présent document inclut la terminologie, les spécifications, les performances, la sécurité, l'architecture système et les définitions de cas d'essai. L'« architecture du système » définit les interactions entre l'onduleur et les convertisseurs. Les exigences définies sont des exigences communes, générales et indépendantes des caractéristiques spéciales applicables aux générateurs individuels et aux stockages bidirectionnels. Le présent document ne couvre pas les systèmes d'alimentation sans interruption (ASI) qui relèvent du domaine d'application de la norme 62040 (toutes les parties). Des exigences pourraient être nécessaires pour les communications numériques internes et externes; les exigences d'interface, y compris pour les ressources énergétiques réparties, sont fournies dans une future partie de la CEI 62909. Toutes les exigences de CEM sont définies par rapport aux normes CEI existantes. Les exigences de communications externes ne sont pas couvertes par le domaine d'application du présent document.

LA BATTERIE

La batterie électrochimique est un générateur réversible qui peut stocker de l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment grâce à la réversibilité de la transformation. Ces réactions sont activées au sein d'une cellule élémentaire (constituée de deux électrodes immergées dans un électrolyte) lorsqu'une charge est connectée à ses bornes via une connexion gérée.

La batterie est connectée au bus à courant continu et se caractérise par :

- Une technologie (plomb-acide, lithium-ion, Ni-Cd, NIMH, etc.).
- Une capacité exprimée en Ah ou kWh sous un taux de décharge donné, une profondeur de décharge et une température.
- Une densité de puissance et une densité d'énergie par masse.
- Une performance de cycle qui caractérise la durée de vie et dépend fortement de :
 - La technologie,
 - La profondeur de décharge (DoD) and le taux de décharge,
 - Les cycles de service associés à la profondeur de décharge.
 - La qualité des protections mises en œuvre contre les surcharges et décharges profondes,
 - La température de l'électrolyte.
- L'efficacité de conversion en charge et décharge.
- La résistance interne qui caractérise le courant de court-circuit et donc la nature des protections électriques à mettre en œuvre sur le bus à courant continu.

En pratique, la batterie se compose de plusieurs éléments de batterie ou de batteries monobloc (ensemble unitaire de plusieurs éléments connectés en série, généralement assemblés en usine) connectés en série et/ou en parallèle. La tension et la capacité nominale de la batterie dépendront des caractéristiques des cellules individuelles et de la connexion électrique entre elles.

La technologie plomb-acide est actuellement la technologie prédominante dans les mini-réseaux photovoltaïques couverts par cette norme. Cette technologie offre aujourd'hui le meilleur compromis technico-économique et a fait ses preuves en matière.

Parallèlement, le marché des batteries au lithium, divisé en plusieurs dizaines de technologies pouvant être résumées sous le nom de « Lithium-ion », est en forte croissance et gagne progressivement du terrain dans les centrales photovoltaïques de moyenne et forte puissance avec une fraction solaire moyenne. Contrairement aux batteries plomb-acide, les batteries lithium-ion nécessitent une régulation fine des cycles de charge et sont, donc, systématiquement associées à un système de gestion de batterie (BMS), couramment intégré à la batterie et proposé par le fabricant de batterie. Les contrôleurs de charge photovoltaïque et/ou les onduleurs multifonctions doivent être compatibles avec les caractéristiques spécifiques du BMS.

Les critères de sélection :

- **La capacité** : déterminer la capacité de stockage des batteries en fonction de la demande d'énergie, des exigences d'autonomie et des périodes prévues de faible production solaire.
- **La durée de vie** : choisir des batteries avec un long cycle de vie pour résister aux cycles de charge-décharge fréquents et prolonger leur durée de vie opérationnelle.
- **La chimie** : tenir compte de la chimie des batteries (par exemple, plomb-acide, lithium-ion) en fonction de facteurs tels que la densité énergétique, l'efficacité et les considérations environnementales.

Les batteries contiennent des produits chimiques dangereux et génèrent des gaz explosifs, ainsi des installations et des zones de chargement sécurisées sont d'une importance primordiale pour garantir une installation sûre.

| Caractéristique | Batterie plomb-acide | Batterie lithium-ion | Batterie Ni-Cd |
|---|--|---|---|
| Tension nominale d'une cellule | 2V | 3.2 ou 3.7 V | 1,2V |
| Densité d'énergie en masse | 25 à 45 Wh/kg | 80 à 250 Wh/kg | 20 à 60 Wh/kg |
| Densité d'énergie en volume | 75-120 Wh/L | 220-330 Wh/L | 80-150 Wh/L |
| Taux d'autodécharge | < 5 %/mois | 5 to 10 %/mois | 20 %/mois |
| Nombre de cycles @ 80% DoD <i>Les valeurs dépendent du fabricant</i> | Environ 300 à 600 cycles pour VRLA AGM Jusqu'à 1200 cycles pour les batteries à plaques tubulaires positives | Environ 1500 à 5000 cycles | Environ 1500 à 2000 cycles |
| Efficacité | 70% à 90% | 90 à 95 % | 60 à 80% |
| Température de fonctionnement | de -20 à + 60°C | de -20 à + 50°C (0-60° pour Li-Polymère) | de -40 à + 60°C |
| Expérience | Une technologie mature avec une solide expérience sur le terrain. | Une technologie mature pour de nombreuses applications portables. | Des commentaires détaillés pour les applications portables. |
| Impacts sur la sécurité et l'environnement | Une technologie commune, considérée comme sûre. C'est impératif de recycler les batteries en moyenne de 65% au minimum. Une matière toxique. | Des problèmes de stabilité (d'où le coût élevé de protections nécessaires). L'industrie du recyclage est progressivement mise en place. | Le Cd est un matériau hautement toxique. |

Tableau 1. Principales caractéristiques de différentes batteries

Contrôleur de charge PV MPPT

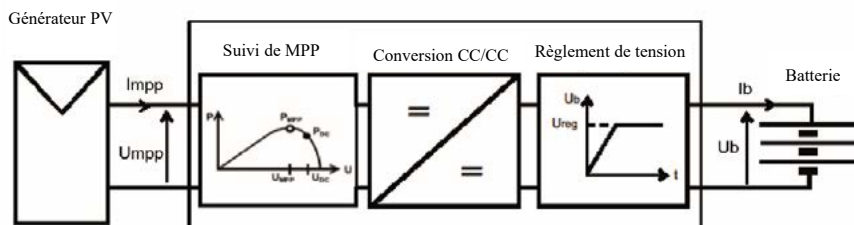


Figure 4: Schéma d'un contrôleur de charge PV MPPT

LES CONTRÔLEURS DE CHARGE PHOTOVOLTAÏQUE

Le contrôleur de charge PV régularise la tension du générateur PV à une tension compatible avec la batterie. Compte tenu des développements technologiques récents et du domaine d'application de ce document, il est supposé que les contrôleurs de charge photovoltaïque disposent d'une fonctionnalité MPPT. En effet, la plupart des fabricants proposent aujourd'hui des gammes de MPPT à partir de quelques centaines de watt-crête (Wc). Cette technologie est bien plus efficace que les contrôleurs de charge à technologie série, parallèle ou PWM et offre une plus grande flexibilité de câblage.

Le contrôleur de charge PV garantit que la batterie est chargée conformément aux spécifications du fabricant et, pour les batteries au lithium, s'aligne sur le système de gestion de batterie (BMS). Les contrôleurs de charge peuvent avoir plusieurs entrées MPPT, chacune connectée à un sous-groupe PV indépendant. Plusieurs contrôleurs de charge peuvent être connectés en parallèle sur le même bus CC.

LE CÂBLAGE ET LES CÂBLES

En pratique, trois critères doivent être pris en compte pour dimensionner la section transversale des câbles entre les différents composants d'un système :

- Le type de dispositif de protection et son courant nominal I_n
- Le courant maximal admissible du câble, I_z , avec un facteur de correction tenant compte, le cas échéant, de la température ambiante, du mode d'installation, du regroupement de différents circuits, etc.
- La chute de tension induite par la résistance du câble, en la vérifiant par rapport aux valeurs admissibles.

4.5 La sélection des composants

La sélection des bons composants est primordiale pour les performances, la fiabilité et la longévité d'un système de mini-réseau photovoltaïque. Chaque composant, y compris les panneaux solaires, les onduleurs, les batteries, les contrôleurs de charge et le câblage, joue un rôle essentiel pour garantir une production, un stockage et une distribution efficaces de l'énergie.

LES PANNEAUX/MODULES SOLAIRES

Les critères de sélection :

- L'efficacité : choisissez des panneaux solaires à haute efficacité pour maximiser la production d'énergie à partir d'un espace limité.
- La puissance nominale : tenez compte de la puissance nominale des panneaux solaires en fonction de la demande énergétique et de l'espace disponible.
- La durabilité : prenez en considération les panneaux dotés d'une construction robuste et de matériaux résistants aux intempéries pour résister à des conditions environnementales difficiles.

LES ONDULEURS

Les critères de sélection :

- La capacité : sélectionnez des onduleurs d'une capacité suffisante pour gérer la puissance de sortie maximale des panneaux solaires et répondre à la demande de charge de pointe.
- L'efficacité : choisissez des onduleurs à haute efficacité pour minimiser les pertes d'énergie pendant le processus de conversion.
- La compatibilité avec le réseau : assurez-vous que les onduleurs sont conformes aux normes et règlements de connexion au réseau applicables sur le lieu d'installation.

LES BATTERIES – PLOMB-ACIDE

Des recommandations, de bonnes pratiques et des enseignements tirés concernant le choix des batteries au plomb-acide :

En fonction de l'application et des conditions environnementales et d'exploitation, le type de batterie sera précisé afin que les coûts d'investissement et de remplacement soient en adéquation avec la durée de vie attendue.

Il n'est pas toujours facile de faire le choix du type de batterie car il doit être pris en compte :

- Le type d'application
- Les conditions environnementales, notamment la température ambiante, qui peuvent être liées à l'espace disponible dans le local technique avec les volumes d'air et les dispositifs de ventilation nécessaires pour évacuer la chaleur des batteries.
- La présence ou l'absence de personnel capable d'assurer un bon protocole de maintenance
- La disponibilité locale pour l'achat ou le remplacement
- Le budget disponible

Dans le cas de batteries ouvertes (électrolyte liquide) à plaques tubulaires positives :

- Pour les applications de moyenne à haute puissance,
- Robuste et peu sensible aux surtensions,
- Nécessite des cycles de recharge complets et réguliers,
- Peut être livré sec ou avec électrolyte et déjà formaté,
- Nécessite une maintenance régulière (maintenance du niveau d'électrolyte par ajout d'eau distillée),
- Charge d'égalisation de préférence automatique à intervalles réguliers (par exemple une fois par mois).

Cas des batteries étanches (AGM/électrolyte gel) à plaques tubulaires positives :

- Pour les applications de moyenne à haute puissance.
- Des performances théoriques de cyclage légèrement meilleures que les batteries ouvertes.
- Nécessite une régulation de charge précise et à compensation thermique.
- Sensible à la température et aux surtensions.
- La mise en service ne doit pas avoir lieu plus de 12 à 18 mois (selon les conditions de stockage) après la date de fabrication ou la dernière recharge complète.
- Sans entretien.
- Plus cher que les batteries ouvertes.
- Rappel : les batteries étanches ne doivent jamais être soumises à des charges d'égalisation.

Les exigences minimales

L'ingénieur du projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives énumérées à la section 6.3.4.2 et les exigences minimales présentées dans le tableau suivant doivent être respectées dans tous les projets.

| Caractéristique | Batterie plomb-acide |
|---|--|
| Densité énergétique de la cellule de batterie | <ul style="list-style-type: none"> ≥ 20 Wh/kg (batteries ouvertes) ≥ 12 Wh/kg (batteries étanches) |
| Nombre de cycles à 80% DoD et à 20°C | <ul style="list-style-type: none"> ≥ 1100 (batteries ouvertes et batteries étanches avec électrolyte gel) ≥ 300 (batteries étanches AGM) |
| Plage de température de fonctionnement | Au moins de 10° C à 45° C |

Tableau 2 : Exigences minimales pour les batteries au plomb-acide

LA CONNEXION EN SÉRIE ET PARALLÈLE DE PLUSIEURS BATTERIES

Exemple : mise en place d'une batterie au plomb-acide de 500 kWh - classement C20.

Solution 1 : trois batteries en parallèle constituées chacune de 24 cellules de 2 V - 3500 Ah - C20, soit une tension nominale de 48 V.

- > Cellules de batterie très lourdes (plus de 200 kg dans cet exemple).
- > Solution en régime TBE ($U < 60$ V), réduisant les risques de choc électrique et simplifiant la protection à mettre en œuvre.
- > Flux de courant très élevé dans le bus CC (câble de grande section transversale avec dispositifs de commutation et de protection des courants nominaux élevés).
- > Solution redondante : service toujours disponible en cas de panne d'une des 3 batteries.
- > Risque de déséquilibre entre les 3 batteries et de vieillissement prématuré.

Solution 2: chaque batterie est composée de 120 cellules de 2 V - 2100 Ah - classement C20, soit une tension nominale de 240 V.

- > Cellules de batterie plus légères
- > Solution en régime BT ($U > 60$ V), impliquant des mesures spécifiques pour la protection des personnes :
 - Distance de sécurité pour éviter le contact simultané des 2 terminaux par un opérateur
 - Classe II pour tous les conducteurs actifs et les connecteurs accessibles
 - Coffret IP2X contenant protections et appareillage de commutation (boîtier CC BATT)
- > Courant inférieur à travers le bus CC
- > Moins fiable - système potentiellement défectueux en cas de panne de certaines cellules de la batterie.

LES BATTERIES LITHIUM-ION

Les considérations générales

- Il existe différents types de batteries lithium-ion classées selon le type d'alliage constituant la cathode (dioxyde de cobalt, phosphate de fer, oxyde de nickel-cobalt-aluminium, polymère, etc...). L'électrode négative est généralement en graphite. Les batteries LiFePO4 (LFP) sont actuellement considérées comme les plus sûres en raison de leur stabilité chimique et thermique supérieure. Ils ont une tension nominale de cellule de 3,2 V.

Une batterie 12V est composée de 4 cellules en série et a une tension nominale de 12,8V. Les batteries 12 V, 24 et 48 V sont de plus en plus utilisées dans les applications photovoltaïques connectées au réseau à petite échelle avec des applications de stockage ou hors réseau. Cependant, des recherches sont toujours en cours pour garantir une durée de vie à long terme à haute température et une sécurité accrue.

- Depuis 2020, il y a beaucoup moins de retours d'information des mini-réseaux photovoltaïques lithium-ion dans le contexte des projets d'électrification rurale africaine par rapport aux retours d'information des mini-réseaux photovoltaïques au plomb-acide. Les ingénieurs du projet doivent analyser prudemment les performances offertes par les batteries lithium-ion, généralement commercialisées par les fabricants eux-mêmes.

- Comme il existe des centaines de qualités différentes de batteries au plomb, il existe également sur le marché tous les types de batteries dites « lithium-ion » avec des performances, une qualité et des risques d'incendie très variables.

En pratique, une batterie lithium-ion commerciale à grande capacité (applications non portables) est composée d'un ensemble d'éléments, fournis et assemblés par un seul fabricant qui se charge de la commercialisation, de l'installation, de la configuration et du service après-vente :

- Les cellules et les modules de batterie
- Le BMS (système de gestion de batterie)
- Le contrôle thermique
- Les éléments de puissance : fusibles, contacteurs, sondes de courant, bornier de puissance
- Le boîtier mécanique de l'ensemble.

Chaque cellule est supervisée individuellement par une unité de contrôle (faisant partie du BMS) qui assure les fonctions suivantes :

- Mesure de tension et de courant
- Mesure de température
- Équilibrage de cellules pour optimiser la durée de vie
- Transmission des données au BMS
- Contrôle de charge et de décharge
- Calcul de l'état de charge (SoC)
- Surveillance des dispositifs d'énergie
- Gestion d'alarme
- Communication avec d'autres éléments externes ou d'autres batteries identiques lorsqu'elles sont mises en parallèle pour augmenter la capacité via le bus de données

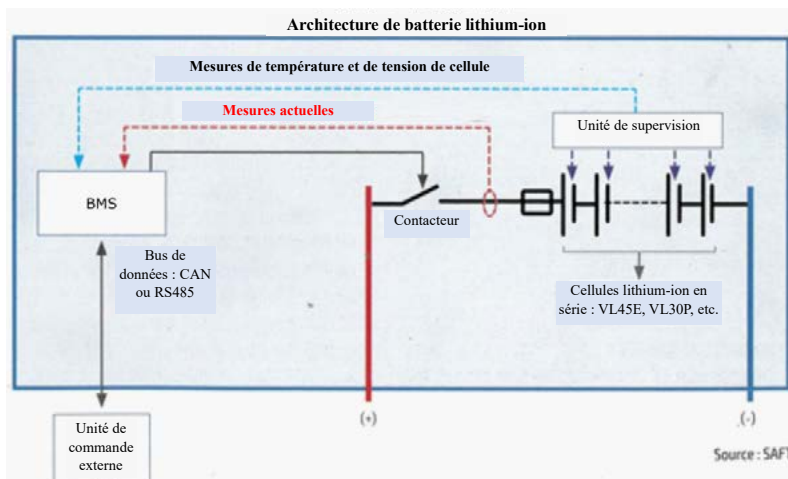


Figure 5 : Architecture d'une batterie Li-Ion

LES CONTRÔLEURS DE CHARGE

Les critères de sélection :

- Le type : sélectionnez des contrôleurs de charge (PWM ou MPPT) en fonction de la tension du système, du type de batterie et des exigences d'efficacité.
- Les caractéristiques : recherchez des fonctionnalités telles que la compensation de température, la protection contre les surcharges et le contrôle de charge pour optimiser les performances et la durée de vie de la batterie.
- La compatibilité : assurez la compatibilité entre les contrôleurs de charge et les autres éléments du système tels que les panneaux solaires et les batteries.

LE CÂBLAGE ET LES CÂBLES

Les critères de sélection du câblage :

- Les dimensions : choisissez des câblages et des câbles de tailles appropriées pour minimiser les chutes de tension et les pertes d'énergie.
- L'isolation : assurez-vous que le câblage et les câbles ont une isolation adéquate pour résister aux conditions environnementales et prévenir les risques électriques.
- La protection : utilisez des mesures de protection telles que les conduits et les boîtes de jonction

pour protéger le câblage contre les dommages physiques et l'exposition à l'humidité.

LES CÂBLES PHOTOVOLTAÏQUES

La règle de calcul de la section transversale minimale des câbles est détaillée dans l'ensemble du tableau 52 (A,B,C,F,G,H,J,K,I,M,N,O,P,Q) de la norme NFC 15-100.

Pour répondre aux conditions sévères de la température ambiante susceptibles d'être rencontrées dans les applications PV, des câbles unipolaires à double isolation, connus comme câbles « solaires », ont été spécialement développés. En fonction de la température centrale maximale (90°C ou 120°C), le tableau ci-dessous, issu du guide UTE C32-502, précise le courant maximal admissible selon les sections transversales couramment utilisées.

| Type de câble | Section transversale (mm ²) | Courant maximum admissible (A) 2 câbles sur un mur (Ta = 30°C): I'z |
|---|---|---|
| Câble unipolaire «solaire» (Tmax= 90°C) | 2,5 | 33 |
| | 4 | 45 |
| | 6 | 57 |
| | 10 | 79 |
| Câble unipolaire «solaire» (Tmax= 120°C) | 2,5 | 52 |
| | 4 | 69 |
| | 6 | 89 |
| | 10 | 124 |

Tableau 3. Section transversale et courant maximum admissible pour chaque type de câble

EXEMPLE

Exemple 1 : un câble de chaîne photovoltaïque connecté à des modules photovoltaïques délivrant un courant $I_{sc} = 10$ A doit pouvoir supporter un courant de fonctionnement $I_b = 1,25 I_{sc} = 12,5$ A. D'après le tableau ci-dessus, ce courant peut circuler dans un câble à section transversale de 2,5 mm² ou plus.

Exemple 2 : après la connexion en parallèle de 4 chaînes photovoltaïques identiques comme dans l'exemple 1, le courant de fonctionnement est $I_b = 4 \times 12,5 = 50$ A. D'après le tableau, la section transversale minimale des conducteurs doit être de 6 mm² (si Tmax = 90°C) et 2,5 mm² (si Tmax = 120°).

REMARQUE : soyez conscient de la méthode d'installation et de la chute de tension !

Les exemples mentionnés ici ne prennent en compte que le courant maximal admissible des câbles pour une méthode d'installation et une température ambiante données. Les chutes de tension sont liées à la longueur des câbles. Dans certains cas (grandes longueurs de câbles), la section transversale choisie peut être conforme en termes de courant maximal admissible, mais insuffisante lorsque l'on considère la chute de tension. En revanche, pour de très courtes longueurs (par exemple au sein d'un même local technique), les chutes de tension sont souvent négligeables et il faut souvent prioriser le choix des sections transversales en fonction des courants maximaux admissibles et du mode d'installation.

4.6 Les spécifications et le choix de composants

Introduction

L'objectif de ce chapitre est de rassembler les principales spécifications techniques générales et les normes associées (résumés) recommandées pour la conception de centrales solaires photovoltaïques et/ou hybrides. – Mini-réseaux.

La prise en compte des spécifications énoncées ci-dessous permet d'atteindre les recommandations techniques minimales, notamment en termes de sécurité et de fiabilité, tout en tenant compte des attentes des utilisateurs, notamment en ce qui concerne les conditions de fonctionnement des équipements.

La conception détaillée d'un mini-réseau PV nécessite une très bonne connaissance des règles électriques de CC et de CA. En fonction de la portée du projet d'électrification, c'est au développeur de projet de faire appel à un cabinet spécialisé d'experts/de conseils en conception pour se charger de rédiger les spécifications techniques adaptées au contexte local.

LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Module photovoltaïque

Les spécifications techniques

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur de projet.

Cette information doit être compréhensible et accessible dans les documents techniques du module photovoltaïque.

Les caractéristiques électriques

Les performances dans des conditions STC ($G = 1 \text{ kW/m}^2$; $AM 1,5$; $T_j = 25^\circ\text{C}$) :

- Puissance nominale et tolérance (Wp)
- Tension MPP
- Courant MPP
- Tension en circuit ouvert
- Courant de court-circuit
- Efficacité nominale du module.

Les caractéristiques courant-tension (courbe I-V)

Par rapport aux installations électriques courantes, les installations photovoltaïques présentent des caractéristiques spécifiques dont il faut tenir compte :

Les caractéristiques courant-tension (*courbes I-V*) des dispositifs photovoltaïques (PV) en plein soleil naturel ou simulé, mesurées conformément à la norme CEI 60904-1, fournissent une base normalisée pour évaluer, optimiser et surveiller les performances des modules et des systèmes photovoltaïques, contribuant ainsi à la production efficace et fiable d'électricité solaire.

Pendant la journée sous l'effet du rayonnement solaire, une tension en courant continu est générée par le générateur photovoltaïque. L'interruption du courant provenant du générateur PV n'élimine pas cette tension continue générée.

En cas de court-circuit en sortie du générateur PV, le courant (I_{SC}) est légèrement supérieur au courant en fonctionnement normal (I_{MPP}). Cette caractéristique propre aux cellules photovoltaïques (qui fonctionnent comme sources de courant) ne permet donc pas d'utiliser les équipements de protection conventionnels (fusibles, disjoncteurs) pour la protection contre les surintensités. La différence entre la valeur du courant de fonctionnement I_{MPP} et le courant de court-circuit I_{SC} est trop faible si l'on utilisait des dispositifs de protection conventionnels. De plus, court-circuiter un module PV ou un groupe PV ne pose aucun problème fonctionnel aux modules.

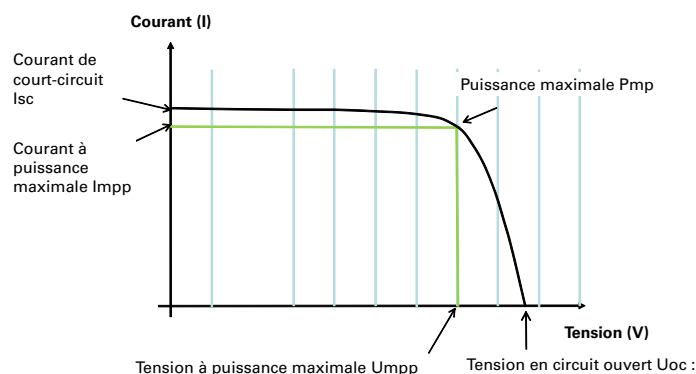


Figure 7. Courbe I-V d'un générateur PV

Pour les générateurs photovoltaïques présentant une tension en circuit ouvert U_{oc} de plusieurs dizaines de volts, une formation d'arcs, difficile à

interrompre, est susceptible de se produire en cas d'ouverture du circuit de charge ou de défauts de contact. Deux types d'arcs sont possibles : les arcs en série et les arcs parallèles.

Les arcs de type série se produisent dans les conditions suivantes :

- Ouverture d'un circuit photovoltaïque en charge
- Défaut de contact

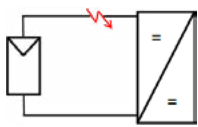


Figure 8. Arc en serie

Les arcs parallèles se produisent dans les conditions suivantes :

- Ouverture accidentelle d'un circuit photovoltaïque en court-circuit
- Défaut de double isolement dans un générateur PV non mis à la terre
- Défaut d'isolement unique dans un générateur photovoltaïque mis à la terre

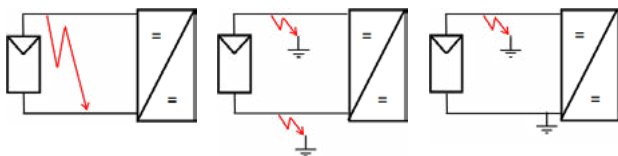


Figure 9. Arc parallele

Cependant, un arc ne peut se produire que si certaines conditions, tant en termes de tension que de courant, sont remplies (en pratique, un arc est possible lorsque $U_{oc} \times I_{sc} \geq 120 \text{ W}$).

REMARQUE : Cas d'un générateur PV à une polarité relié à la terre

En général, la plupart des systèmes photovoltaïques ne nécessitent pas de mise à la terre d'une polarité de courant continu.

Cependant, certaines technologies de modules PV nécessitent ce type de mise à la terre pour des raisons fonctionnelles. Lorsque ce type de technologie n'est que rarement utilisé dans les mini-réseaux photovoltaïques abordés dans ce guide, où la technologie du silicium cristallin prédomine largement, ces applications ne sont pas abordées dans ce document.

Autres paramètres

- La température NOCT (Température nominale de fonctionnement de la cellule : $G = 800 \text{ W/m}^2$; $AM 1,5$; $T_a = 20^\circ\text{C}$; vent = 1 m/s) et performances associées
- Le coefficient de la température : puissance, tension, courant
- La tension de chaîne photovoltaïque maximale admissible
- Le courant inverse maximum admissible : IRM ou valeur nominale du fusible.

Caractéristiques générales

- Plage de température du fonctionnement
- Température de stockage
- Charge statique maximale
- Résistance aux chocs
- Matériaux : face frontale, cadre, face arrière
- Nombre de cellules
- Boîte de jonction
- Marque et référence des connecteurs photovoltaïques enfichables
- Nombre de diodes de dérivation
- Longueur des câbles de sortie, type et section transversale
- Dimensions (L x l x H)
- Poids
- Garantie du produit et de performances
- Conditionnement et emballage

L'étiquetage

- Marque
- Modèle a
- Type
- Numéro de série
- Puissance de crête (selon CEI 61215)
- U_{oc} , I_{sc} , U_{mpp} , I_{mpp}
- Étiquetage des bornes + et -
- Indications de classe (IP, IK)
- Indications de conformité aux normes
- Informations sur la certification

Les modules photovoltaïques doivent être conformes aux normes suivantes :

La norme CEI 61215-1 :2021 établit les exigences concernant la qualification de conception des modules photovoltaïques terrestres appropriés à un fonctionnement de longue durée dans des climats à l'air libre. La durée de vie utile des modules ainsi qualifiés dépendra de leur conception, de leur environnement et de leurs conditions de fonctionnement. Les résultats d'essai ne sont pas considérés comme une prévision quantitative de la durée de vie des modules. Le présent document est destiné à s'appliquer à tous les matériels à module à plaque plane pour application terrestre, tels que les types de modules au silicium cristallin ainsi que les modules en couches minces. Il ne s'applique pas aux systèmes qui ne constituent pas des applications à long terme, tels que les modules flexibles installés dans des auvents ou des tentes. Cette deuxième édition de la CEI 61215-1 annule et remplace la première édition de la CEI 61215-1, publiée en 2016. Cette édition inclut les modifications techniques importantes suivantes par rapport à l'édition précédente :

- a. Ajout d'un essai tiré de la norme CEITS 62782.
- b. Ajout d'un essai tiré de la norme CEITS 62804-1.
- c. Ajout des méthodes d'essai requises pour les modules flexibles. Cela inclut l'ajout d'un essai de flexion (MOT 22).
- d. Ajout de définitions, de références et d'instructions sur la façon d'effectuer la norme CEI 61215 sur la qualification de conception et l'homologation sur les modules photovoltaïques bifaciaux.
- e. Clarification des exigences relatives aux mesures de puissance de sortie.
- f. Ajout de poids à la boîte de jonction pendant 200 cycles thermiques.
- g. Exigence selon laquelle de nouveaux essais soient effectués conformément à la norme CEITS 62915.
- h. Suppression d'essai nominal de fonctionnement du module (NMOT) et de l'essai associé de performances associé à la température nominale de fonctionnement du module (NMOT), issus de la série CEI 61215.

La norme CEI 61730-1 :2023 spécifie et décrit les exigences fondamentales de construction pour les modules photovoltaïques (PV) afin d'assurer un fonctionnement électrique et mécanique sûr. Des thèmes spécifiques sont fournis pour évaluer la prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Le présent document se rapporte aux exigences particulières de la construction. La CEI 61730-2 définit les exigences d'essai. Les modules, dont la construction est modifiée, sont qualifiés tel que décrit dans la norme CEITS 62915.

Le présent document présente les exigences pour les modules PV terrestres adaptés à un fonctionnement à long terme dans des climats à l'air libre à des températures de fonctionnement de 98e centile du module inférieures ou égales à 70 °C. Les lignes directrices concernant les modules à utiliser à des températures de fonctionnement plus élevées sont décrites dans la CEITS 63126.

Le présent document est destiné à s'appliquer à tous les matériels à module à plaque plane pour application terrestre, tels que les types de modules au silicium cristallin ainsi que les modules en couches minces.

Le présent document définit les exigences de base pour diverses applications de modules photovoltaïques, mais il ne peut pas être considéré comme couvrant tous les codes nationaux ou régionaux.

La norme CEI TS 61724-2 : définit une procédure pour mesurer et analyser la production d'énergie d'un système photovoltaïque spécifique, dans le but d'évaluer la qualité des performances du système

photovoltaïque. L'essai est destiné à être appliqué sur une période relativement courte (quelques jours relativement ensoleillés). L'objectif de ce document est de spécifier une procédure systématique pour comparer l'énergie produite mesurée à l'énergie escomptée d'un système photovoltaïque lors des journées relativement ensoleillées.

La norme CEI TS 62804-1 :2015(E) définit les procédures d'essai et d'évaluation de la durabilité des modules photovoltaïques (PV) en silicium cristallin face aux effets de contraintes de tension élevée à court terme, y compris la dégradation induite par le potentiel (PID). Deux méthodes d'essai ont été définies qui ne produisent pas intrinsèquement des résultats équivalents. Ils sont administrés à titre d'essais de dépistage ; aucun des deux essais n'inclut tous les facteurs existants dans l'environnement naturel qui peuvent affecter le taux de PID. Les méthodes décrivent comment atteindre un niveau de contrainte constants. Les essais décrits dans la présente Spécification technique sont conçus pour les modules photovoltaïques en silicium cristallin dotés d'une ou deux surfaces en verre, les cellules en silicium ayant des couches diélectriques de passivation et les mécanismes de dégradation impliquant des ions mobiles qui influencent le champ électrique sur le semi-conducteur en silicium ou interagissent électroniquement avec le semi-conducteur en silicium lui-même.

La norme CEI 61140 :2016 s'applique à la protection des personnes et des animaux d'élevage contre les chocs électriques. L'objectif est de donner des principes fondamentaux et des exigences communes aux installations, aux systèmes et aux équipements électriques ou nécessaires à leur coordination, sans limitation quant à l'amplitude de tension ou du courant, ou le type de courant, et pour des fréquences allant jusqu'à 1000 Hz. La présente norme a le statut d'une publication fondamentale de sécurité conformément au Guide CEI 104. Cette quatrième édition annule et remplace la troisième édition publiée en 2001 et l'amendement 1 :2004. Cette édition constitue une révision technique.

Conformément aux normes **CEI 61730-1 et CEI 61730-2** :

Les modules PV intégrés dans un générateur PV fournissant une tension ≥ 120 V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A (considérée comme répondant aux exigences de la classe II).

Un module PV avec des parties conductrices accessibles, qui forment le cadre ou le système de montage, doit avoir des dispositions pour la mise à la terre, y compris une identification via un symbole approprié de mise à la terre.

Tous les modules composant le générateur PV doivent avoir des caractéristiques identiques avec une tolérance encore plus faible (+/- 3 à 5%) sur la puissance de crête nominale.

Conformément à la norme **CEI 61215 : 1 :2021 – modules photovoltaïques pour applications terrestres – qualifications de la conception et homologation - Partie 1** : exigences d'essai ed.3, la tension de fonctionnement maximale doit être clairement spécifiée dans les documents techniques et sur l'étiquette au dos du module. Elle doit être compatible avec les niveaux de tension présents dans le générateur PV.

La valeur du courant inverse maximum IRM des modules PV doit être précisée.

Les garanties typiques

Les fabricants sont généralement des garanties sur leurs produits de 5 à 10 ans et parfois jusqu'à 12 à 20 ans.

Tous les fabricants de modules photovoltaïques offrent une garantie de performance de 20 à 30 ans.

Les fabricants fournissent également la perte de puissance annuelle maximale des modules photovoltaïques et, donc, du générateur photovoltaïque.

REMARQUE : les termes et les conditions des garanties, dans les deux cas, sont complexes et

spécifiques à chaque fabricant, notamment s'il n'existe aucune entité commerciale du fabricant dans le pays d'installation.

En pratique, les durées de vie observées des modules PV, conformes aux normes et mis en œuvre dans des conditions optimales, sont de 20 à 30 ans.

Des recommandations

Des recommandations, de bonnes pratiques et des enseignements tirés concernant le choix des modules PV :

- Méfiez-vous des modules PV de qualité douteuse présents sur le marché, sans normes ni garanties, dotés d'étiquettes fantaisistes et commercialisées à bas prix par des vendeurs peu scrupuleux.
- Attention aux faux certificats de conformité aux normes CEI (des certificats d'origine peuvent être exigés par le porteur du projet).
- Certains modules PV présentent un cadre noir et une feuille arrière noire (les modules dits « entièrement noirs »). Ils offrent un avantage esthétique mais ils ont un comportement thermique moins efficace par rapport aux modules conventionnels avec cadre en aluminium et feuille arrière blanche.
- Les nouvelles technologies « mono-PERC » offrent de meilleures performances à haute température.
- Dans des environnements difficiles (humidité, milieu salin, vents forts), l'utilisation de modules à double vitrage est recommandée (meilleure résistance au fil du temps contre les contraintes climatiques extrêmes).
- Une « flash-liste » de tous les modules PV achetés pour un certain projet peut être demandée auprès du fabricant, résumant les caractéristiques électriques détaillées de chaque module PV.

Des recommandations spécifiques concernant l'encrassement des modules PV

Les contextes rencontrés dans la région de CEDEAO peuvent avoir un impact significatif sur l'encrassement des modules PV :

- Sable, poussière, longues saisons sèches, parfois associées au fort vent.

- Forte humidité, mousse et moisissure pendant la saison des pluies.
- Disponibilité limitée en eau sur place.
- Faible inclinaison des générateurs PV.

Pour mémoire, l'encrassement des modules PV peut avoir des conséquences importantes :

- Une diminution du rendement, notamment en cas d'encrassement « uniforme », en raison de la poussière par exemple.
- L'apparition de points chauds en cas d'encrassement inégalement réparti sur un module PV (par exemple mousse sur une partie des cellules). Outre une diminution du rendement, la présence de points chauds pendant de longues périodes de temps et sous un fort ensoleillement peut provoquer des dommages irréversibles au module photovoltaïque.

Ainsi, outre les recommandations de nettoyage régulier à l'eau claire (pas de détergents, savon ou autres produits au pH non neutre), certains fabricants de modules photovoltaïques préconisent également des traitements de surface limitant les dépôts de saleté, tout en garantissant un meilleur « autonettoyage » par la pluie.

Les ingénieurs de projet peuvent donc, dans des cas spécifiques, exiger de telles spécifications sur la vitre frontale des modules photovoltaïques.

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives énumérées et les exigences minimales présentées dans le tableau suivant doivent être respectées dans tous les projets.

| | |
|---|-------------------------------------|
| Efficacité nominale à STC | ≥ 13% (c-Si) ≥ 7% (couche mince) |
| Coefficient de température de la puissance nominale | -0.5 %/°C ou mieux |
| Plage de température de fonctionnement | Au moins de 10°C à 60°C |
| Indice IP de la boîte de jonction | ≥ IP65 |

Tableau 5. Exigences minimales du module PV

LA STRUCTURE DE MONTAGE DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Les spécifications techniques

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur de projet. Cette information doit être compréhensible et accessible dans les documents techniques de la structure de montage des modules photovoltaïques.

Les caractéristiques mécaniques

- Matériel approprié pour la structure
- Type de montage des modules PV
- Matériau des vis
- Dispositifs antivols
- Inclinaison

En cas de toit incliné (type de tôle ou de plateau en acier)

- Type de fixation au toit
- Type d'étanchéité aux points d'ancrage
- Espace de ventilation sous les modules PV
- Note de calcul d'arrachement

En cas de montage au sol (ou sur toit plat)

- Type de fixation pour l'ancrage au sol
- Hauteur de la partie supérieure et inférieure de la structure mesurée à partir du niveau du sol
- Dispositif éventuel pour empêcher les oiseaux de rester au sommet de la structure
- Type d'ancrage au sol (sur amas, poteaux, vis de terre, fondations en béton, ballasts)
- Clôture possible :
 - Matériel
 - Hauteur
 - Porte
 - Dispositif de verrouillage

Les informations à fournir par le fabricant

- Nomenclature et emballage détaillé
- Manuel d'instructions d'assemblage
- Notes de calcul
- Dimensions
- Poids

Les caractéristiques de la structure de montage des modules photovoltaïques

Il existe une référence normative pour les structures de montage des modules photovoltaïques en tant que telles. Cela dépend fortement des codes de constructions spécifiques à chaque pays, pour lesquels les conditions climatiques, éoliennes et sismiques sont différentes pour les installations photovoltaïques sur toit.

Les structures photovoltaïques montées au sol doivent également être conçues en tenant compte des conditions du sol et de la charge du vent.

En pratique, le fabricant de structure photovoltaïque doit systématiquement fournir une note de calcul détaillée lors de la phase d'exécution, précisant :

- L'outil ou le logiciel de calcul
- Les normes utilisées pour la conception des profils
- Les charges de vent considérées
- Le type de sol
- Les dimensions et les spécifications de systèmes d'ancrage

Une étude du sol caractérisant son comportement géophysique peut également être impérative.

Des recommandations, de bonnes pratiques et des enseignements tirés concernant le choix des structures de montage des modules photovoltaïques :

- Dans les environnements humides et/ou salins, les profilés en aluminium, en acier inoxydable et en bois traité sont préférés par rapport aux profilés en acier peint ou galvanisé.
- Attention aux couples électrolytiques lorsque deux métaux différents sont en contact (ex : cuivre/aluminium ou aluminium/acier). Dans les environnements salins et humides, les modules PV (cadre en aluminium) doivent être posés sur des rails en aluminium et les colliers de fixation doivent être en aluminium (surtout si la mise à la terre est censée être assurée par les contacts métalliques). Les rondelles en matériaux synthétiques peuvent être envisagées pour éviter le contact entre deux métaux différents.

- Le couple acier inoxydable/aluminium est très peu corrosif. Un compromis idéal pour une structure PV est d'avoir les profilés en aluminium ainsi que l'ensemble de vis et de boulons en acier inoxydable grade 316 (durée de vie de 15 à 20 ans).
- Dans une zone végétalisée, il est préférable d'avoir le point le plus bas du module PV à une hauteur supérieure à 80 cm du sol, afin de limiter les risques d'ombrage.
- Attention à la dilatation thermique en cas de fortes variations de température, surtout si plusieurs types de métaux sont répartis le long de la structure.
- Des dispositifs antivols doivent être fournis. Plusieurs solutions sont possibles :
 - Des vis inviolables (tête complexe ou tête marteau)
 - Des modules installés en structure soudée
 - Un dispositif électronique intégré dans la boîte de jonction du module PV, le rendant inactif en cas de déconnexion du générateur PV.
 - Présence d'un agent de sécurité sur place
- Une clôture solide autour du générateur photovoltaïque est essentielle. Les clôtures métalliques en acier galvanisé d'une hauteur supérieure à 1,5 m sont préférables.

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives énumérées dans ce guide et les exigences minimales présentées dans le tableau suivant doivent être respectées dans tous les projets.

| | |
|--|---------|
| Hauteur du point le plus bas, zone végétalisée | ≥ 80 cm |
|--|---------|

Tableau 6. Exigences minimales de la structure de montage des modules PV

LES COMPOSANTS DE CONVERSION, DU STOCKAGE ET DE GESTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

LE CONTRÔLEUR DE CHARGE PHOTOVOLTAÏQUE MPPT

Les spécifications techniques

Le contrôleur de charge est l'un des composants essentiels pour garantir une durée de vie minimale de la batterie : le contrôle de charge évite une surcharge permanente de la batterie tout en assurant une recharge suffisante.

Les caractéristiques du contrôleur de charge doivent être compatibles avec le type de batterie choisi (plomb-acide ouvert, plomb-acide étanche, lithium-ion, autres).

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur de projet. Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques du contrôleur de charge.

Les caractéristiques électriques :

Les caractéristiques sous charge

- Tension nominale
- Courant de charge nominal
- Courant de charge maximum
- Réglementation de MPPT
- Phases de régulation selon la technologie de la batterie. Un exemple pour les batteries au plomb-acide :
 - Phase en vrac
 - Phase d'absorption
 - Phase flottante
 - Phase d'égalisation (uniquement pour les batteries au plomb-acide ouvertes)
 - Type d'activation et durée de la charge d'égalisation : automatique et/ou manuel
- Valeurs typiques des seuils et des tolérances de charge
- Ajustement possible des seuils et des valeurs moyennes
- Compensation de température et coefficient de correction
- Consommation à vide
- Efficacité

- Description de l'état fonctionnel du contrôleur (LED, affichage)
- Protection contre l'inversion de polarité et les surtensions parasites
- Dispositif de surveillance interne ou externe

Les dispositifs de protection

- La tension de sortie limitée en cas de déconnexion de la batterie et présence du générateur PV
- La protection contre l'inversion de polarité du générateur PV ou de la batterie
- La protection contre les surtensions transitoires
- La protection électronique contre les surcharges en entrée et en sortie
- La protection contre la surchauffe
- La protection contre les courants inverses (de la batterie au générateur PV)

Les caractéristiques générales :

- Adapté aux conditions climatiques particulières
- Indice de protection IP
- Type de connexions et capacité actuelle des connecteurs
- Affichage de l'état de fonctionnement : indicateurs lumineux, affichage numérique
- Interface de communication
- Plage de température du fonctionnement
- Plage de température de stockage
- Dimensions (L x l x H)
- Poids
- Garantie

L'étiquetage :

- Marque
- Modèle
- Type
- Numéro de série
- Tension nominale
- Courant maximum admissible
- Tension maximale admissible
- Tension de fonctionnement MPPT (plage optimale)
- Tension de fonctionnement minimale
- Seuils de tension pour le type de batterie spécifique
- Marquage des bornes + et - à l'entrée PV,
- Instructions de sécurité
- Indications de conformité aux normes
- Informations sur la certification

Les contrôleurs de charge PV doivent être conformes aux normes suivantes :

La norme CEI 62509 :2010 spécifie des exigences minimales pour le fonctionnement et la performance des contrôleurs de charge de batterie (BCC) utilisés avec les batteries au plomb de systèmes photovoltaïques terrestres. Les principaux objectifs sont d'assurer la fiabilité de BCC et de maximiser la durée de vie de la batterie.

La norme CEI 62477-1 :2022 s'applique aux systèmes électroniques de conversion de puissance (SECP), à tout accessoire spécifié ainsi qu'à leurs composants pour la conversion de puissance électronique et la commande électronique de puissance, y compris les moyens de leur contrôle, leur protection, leur surveillance et leur mesure, qui ont la conversion de puissance électrique est une principale fonction, avec des tensions de système assignées qui ne dépassant pas 1000 V en courant alternatif ou 1500 V en courant continu.

Le présent document s'applique également aux SECP qui émettent ou reçoivent intentionnellement des ondes radio à des fins de communication radio.

Ce document peut également être utilisé comme norme de référence pour les comités de produits élaborant des normes de produits pour :

- Des systèmes d'entraînement d'énergie électrique à vitesse variable ;
- Des systèmes autonomes d'alimentation sans coupure (UPS) ;
- Des approvisionnements d'alimentation stabilisée de courant continu à basse tension ;
- Des convertisseurs de puissance bidirectionnelle.

Pour les systèmes électroniques de conversion de puissance et leurs accessoires spécifiés pour lesquels aucune norme de produit n'existe, ce document fournit des exigences minimales pour les aspects de sécurité.

Le présent document a le statut d'une publication groupée de sécurité conformément au Guide CEI 104 applicable aux systèmes électroniques de conversion de puissance pour les sources d'énergie solaire, éolienne, de marée, de vagues, de piles à combustible ou sources d'énergie analogues.

Selon le guide CEI 104, l'une des responsabilités des comités techniques est d'utiliser, le cas échéant, les publications fondamentales de sécurité et/ou les publications groupées de sécurité pour l'élaboration de leurs normes de produits.

Des lignes directrices, concernant l'utilisation de cette publication groupée de sécurité pour les comités de produits, sont fournies dans l'Annexe S.

Le présent document

- établit une terminologie commune pour les aspects de sécurité relatifs aux SECP,
- établit des exigences minimales pour la coordination des aspects de sécurité des parties interconnectés au sein d'un SECP,
- établit une base commune applicable aux exigences minimales de sécurité de la partie du système électronique de conversion de puissance (SECP) des produits contenant un SECP,
- précise les exigences visant à réduire les risques d'incendie, de choc électrique, les dangers thermiques et mécaniques et dus à l'énergie, pendant l'utilisation et le fonctionnement et, lorsque cela est spécifiquement indiqué, au cours des opérations du fonctionnement et de maintenance, et
- précise les exigences minimales permettant de réduire les risques relatifs aux SECP conçus comme des matériels enfichables et connectés en permanence, qu'ils soient constitués d'un système d'unités interconnectées ou d'unités indépendantes, faisant l'objet d'opérations d'installation, de fonctionnement et d'entretien de SECP tel que prescrit par le fabricant.

Le présent document ne couvre pas :

- les appareils de télécommunications autres que les alimentations pour ce type d'appareil,
- les aspects de sécurité fonctionnelle tels que traités par exemple par la CEI 61508 (toutes les parties), et
- les matériels et systèmes électriques utilisés dans les applications ferroviaires et les véhicules électriques.

La norme CEI 62109-1 :2010 s'applique aux équipements de conversion de puissance (PCE) utilisés dans les systèmes photovoltaïques où un niveau technique uniforme en matière de sécurité est nécessaire. Elle définit les exigences minimales relatives à la conception et à la fabrication de PCE pour la protection contre les chocs électriques, les risques liés à l'électricité, les incendies, les dangers mécaniques et autres. Elle fournit les exigences générales applicables à tous les types d'équipements de conversion d'énergie photovoltaïque.

Les garanties typiques sont généralement de 2 à 5 ans. La durée de vie d'équipements varie de 3 à 10 ans dans des conditions normales de fonctionnement.

La préférence sera donnée aux équipements disposant d'une représentation commerciale permanente dans le pays d'installation pour faciliter la maintenance, le service après-vente et un éventuel remplacement sous garantie.

Des recommandations, de bonnes pratiques et d'enseignements tirés concernant le choix des contrôleurs de charge :

- En cas d'utilisation d'une batterie au plomb-acide étanche, il faut s'assurer que le contrôleur peut entraver la fonction de «charge d'égalisation», ou qu'elle n'est accessible qu'en configurant les paramètres en mode «Expert».
- Les seuils de charge doivent être réglables et à compensation thermique.
- Les contrôleurs de charge MPPT avec isolation galvanique simplifient la mise en œuvre de la protection des personnes et d'équipements en évitant les courants inverses du bus CC vers le bus PV et vice versa.
- Dans le cas des batteries lithium-ion, le fabricant du BMS de la batterie et le fabricant du contrôleur de charge doivent certifier la compatibilité d'équipement et fournir toutes les indications nécessaires à la configuration du contrôleur de charge.
- Pour allonger la durée de service, il est recommandé de surdimensionner légèrement le contrôleur de charge afin qu'il ne fonctionne pas à la limite de sa capacité sous un rayonnement solaire élevé (et également à haute température).
- Les contrôleurs de charge dotés de plusieurs entrées MPPT offrent une plus grande flexibilité en termes d'utilisation et de dimensionnement.
- S'assurer que le bus de communication est compatible avec tous les autres équipements (onduleur multifonctionnel, onduleur PV, etc.).

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives énumérées à la section 6.3.1.2 et les exigences minimales présentées dans le tableau suivant doivent être respectées dans tous les projets.

| | |
|--|---|
| Phases de régulation pour les batteries au plomb | «Vrac», «absorption», «flottant» et «égalisation» |
| Efficacité maximale | ≥ 95% |
| Plage de température de fonctionnement | Au moins de 10°C à 50°C |
| Indice IP | ≥ IP20 |

Tableau 7. Exigences minimales du contrôleur de charge PV MPPT

ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE/ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE HYBRIDE

Les spécifications techniques

Dans les mini-réseaux photovoltaïques dotés de générateurs photovoltaïques couplés en courant alternatif (ou de générateurs photovoltaïques couplés en courant alternatif et en courant continu), le générateur photovoltaïque est connecté au réseau en courant alternatif via un onduleur photovoltaïque (PCE).

REMARQUE : les onduleurs peuvent être des unités monophasées ou triphasées.

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur de projet. Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques de l'onduleur photovoltaïque.

Les caractéristiques électriques :

Entrée en courant continu à 25°C

- Plage de puissance recommandée pour le générateur PV
- Plage de tension et de puissance de MPPT
- Tension minimale
- Tension maximale
- Courant maximal
- Courant minimum
- Nombre d'entrées indépendantes de MPPT
- Nombre de connexions d'entrée par entrée MPPT et capacité de transport du courant

La connexion à courant alternatif à 25°C

- Puissance nominale de l'onduleur
- Pour l'onduleur hybride, la puissance nominale maximale d'alimentation de charge
- Pour l'onduleur hybride, il existe plus d'une alimentation de charge, par ex. charge essentielle et charge non essentielle
- Puissance de sortie (5s à 25°C)
- Puissance de sortie (30 min. à 25°C)
- Tension nominale
- Plage de tension et tolérance
- Sortie monophasée ou triphasée
- Fréquence nominale et tolérance
- Courant de sortie maximum continue
- Courant de sortie maximum pour une courte durée
- Facteur de puissance

- Valeurs d'efficacité maximale et à différentes valeurs de puissance : $P=100\% P_n$, $P=50\% P_n$, $P=20\% P_n$, $P=5\% P_n$
- Courbe de régulation de puissance en fonction de la fréquence de courant alternatif
- Capacité à générer de la puissance réactive
- Distorsion harmonique sur le courant

La protection

- Défaut à la terre
- Protection contre l'inversion de polarité en courant continu
- Comportement en court-circuit côté de courant alternatif
- Défaut d'isolement
- Anti-îlotage
- Indice de protection IP
- Pour l'onduleur hybride, désactivation de la protection contre les surintensités

Les caractéristiques générales :

- Topologie (transformateur basse fréquence, transformateur haute fréquence, sans transformateur)
- Méthode de refroidissement
- Plage de température de fonctionnement
- Consommation à vide / nocturne
- Température de fonctionnement
- Humidité relative
- Indices IP
- Niveau de bruit en db
- Interface de communication
- Capacité d'accès Wi-Fi à distance
- Surveillance interne ou externe
- Affichage
- Type de connexions CC/MPPT et CA
- Capacité parallèle (ou maître-esclave)
- Dimensions (L x l x H)
- Poids (kg)
- Garantie
- Type de montage

L'étiquetage :

- Marque
- Modèle
- Type
- Numéro de série
- Plage admissible de tension d'entrée CC
- Puissance d'entrée admissible à 25°C
- Tension CA de sortie nominale
- Puissance de sortie maximale à 25°C
- Marquage des bornes + et - à l'entrée de courant continu
- Information sur la certification

Les onduleurs photovoltaïques doivent être conformes aux normes suivantes :

La norme CEI 62116 : 2014 fournit une procédure d'essai pour évaluer les performances des mesures de prévention contre l'îlotage utilisées avec les systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau public. Cette norme décrit des lignes directrices pour les essais de performance des mesures de prévention contre l'îlotage automatique installées dans ou avec des onduleurs photovoltaïques interactifs monophasés ou multi-phasés, connectés au réseau électrique public. Les procédures d'essai et les critères décrits sont des exigences minimales qui permettront la répétabilité. Les changements majeurs par rapport à l'édition précédente concernent la source de courant continu et les conditions d'essai.

La norme CEI 62109-1 :2010 s'applique aux équipements de conversion de puissance (PCE) destinés à être utilisés dans les systèmes photovoltaïques nécessitant un niveau technique uniforme en matière de sécurité. Elle définit les exigences minimales relatives à la conception et à la fabrication de PCE pour la protection contre les chocs électriques, les risques liées à l'électricité, les incendies, les dangers mécaniques et autres. Elle fournit les exigences générales applicables à tous les types d'équipement de conversion de puissance photovoltaïque (PV PCE).

La norme CEI 62109-2 :2011 couvre les exigences de sécurité particulières concernant les onduleurs transformant un courant continu en courant alternatif, ainsi que les produits possédant ou exécutant des fonctions d'onduleur en plus d'autres fonctions, lorsque l'onduleur est destiné à être utilisé dans des systèmes photovoltaïques. Les onduleurs couverts par la présente norme peuvent être des onduleurs couplés au réseau, autonomes ou multimodes, ils peuvent être alimentés par des modules photovoltaïques simples ou multiples regroupés en diverses configurations de générateurs et peuvent être destinés à être utilisés conjointement avec des batteries ou d'autres formes de stockage d'énergie. La présente norme doit être utilisée conjointement avec la norme CEI 62109-1.

La norme CEI TR 61000-1-1 :2023, qui est un rapport technique, vise à décrire et à interpréter divers termes considérés d'une importance fondamentale pour les concepts et l'application pratique en vue de la conception et de l'évaluation d'équipements et de systèmes compatibles au plan électromagnétique. En outre, l'attention est appelée sur la distinction entre les essais de compatibilité électromagnétique (CEM) effectués dans une installation normalisée et ceux effectués en d'autres endroits, par exemple dans les lieux où un dispositif, un équipement ou un système est fabriqué ou à l'endroit où un dispositif, un équipement ou un système est installé (des essais ou des mesures in situ). Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 1992. Cette édition constitue une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques importantes suivantes par rapport à l'édition précédente :

- a. La description générale de l'environnement électromagnétique a été mise à jour conformément à la CEITR 61000-2-5 ;
- b. La description de la source, d'équipements/de systèmes potentiellement sensibles et du mécanisme de couplage a été mise à jour ;
- c. Des éléments de la CEITR 61000-2-3, qui sont destinés à être retirés, ainsi que de la CEITR 61000-2-5 ont été intégrés dans le présent document.

La norme CEI 61508 :2010 couvre les aspects à prendre en considération lors de l'utilisation des systèmes électriques/électroniques/électroniques programmables (E/E/PE) pour exécuter des fonctions de sécurité. L'un des principaux objectifs de la présente norme est de permettre l'élaboration par les comités d'études qui en sont responsables de normes internationales de produit et d'application sectorielle. Cela permet de prendre pleinement en compte l'ensemble des facteurs pertinents associés au produit ou à l'application, et ainsi de répondre aux besoins spécifiques des utilisateurs du produit et du secteur d'application concernés. Un deuxième objectif de la présente norme est de permettre le développement de systèmes E/E/PE relatifs à la sécurité en l'absence de normes internationales de produit ou d'application sectorielle.

Les normes CEI 62477, CEI 62477-1 équipements électroniques destinés à être utilisés dans les installations électriques (*résumé tel que couvert par CC*)

REMARQUE : la connexion au réseau : dépend du pays d'application- la configuration hors réseau doit être possible en usine ou sur site.

Les garanties typiques

Les garanties typiques sont généralement de 5 à 10 ans, bien que des extensions puissent être proposées par les fabricants.

La durée de vie d'équipements varie de 3 à 15 ans dans des conditions normales de fonctionnement.

La préférence sera donnée aux équipements disposant d'une représentation commerciale permanente avec une relation de fabricant d'équipement d'origine (OEM) dans le pays d'installation pour faciliter la maintenance, le service après-vente et un éventuel remplacement sous garantie.

Les recommandations

Des recommandations, de bonnes pratiques et d'enseignements tirés concernant le choix des contrôleurs de charge :

- Afin de pouvoir charger la batterie sans risque, la puissance totale de tous les onduleurs photovoltaïques doit être égale ou inférieure à la puissance de tous les onduleurs multifonctionnels. Certains fabricants proposent leurs propres recommandations pour le dimensionnement des onduleurs photovoltaïques.
- La préférence doit être donnée aux marques identiques à l'onduleur multifonctionnel ou les marques pour lesquelles le fonctionnement et le réglage en mode autonome (ou « hors réseau ») sont certifiés par les deux fabricants.
- Les onduleurs PV MPPT avec isolation galvanique simplifient la mise en œuvre de la protection des personnes et d'équipements en évitant les courants inverses du bus CA vers le générateur PV et vice versa.
- S'assurer que le bus de communication est compatible avec tous les autres équipements (onduleur multifonctionnel, contrôleur de charge PV, etc.).

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives doivent être respectées dans tout projet.

L'ONDULEUR MULTIFONCTIONNEL

Les spécifications techniques

Rappel : l'onduleur multifonctionnel peut être une unité unique ou un assemblage de plusieurs composants intégrés réalisant les mêmes fonctions.

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur de projet. Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques de l'onduleur multifonctionnel.

Les caractéristiques électriques :

Les fonctions

- Les limites actuelles d'entrée de courant alternatif
- L'assistance à la source de courant alternatif
- La capacité du relais de transfert
- Le fonctionnement possible en parallèle (ou maître-esclave) et triphasé.

Mode onduleur

- Tension nominale CC de batterie
- Plage de tension d'entrée CA
- Puissance de sortie continue à 25°C
- Puissance de sortie (5s à 25°C)
- Puissance de sortie (30 min. à 25°C)
- Courbe de déclassement de température
- Tension de sortie nominale et tolérance : monophasé ou triphasé
- Fréquence de sortie et tolérance
- Signal de sortie : sinusoïdal ou pseudo-sinusoïdal
- Distorsion harmonique
- Courant nominal de sortie
- Courant de court-circuit
- Facteur de puissance
- Valeurs d'efficacité. Maximum, et à différentes valeurs de puissance : $P=100\% P_n$, $P=50\% P_n$, $P=20\% P_n$, $P=5\% P_n$
- Présence en mode de veille (Oui ou Non) ; si oui, indiquez la valeur du niveau en mode de veille
- Consommation à vide, en mode de veille et autoconsommation
- Protection contre les courts-circuits
- Protection contre les surcharges
- Protection contre la température excessive
- Seuil de déconnexion basse tension (seuils dépendants du courant, réglages et compensations)
- Télécommande ALLUMER / ÉTEINDRE
- Contact d'alarme (contact d relais isolé)
- Isolation galvanique ou non

Mode du chargeur

- Tension nominale d'entrée CA (monophasée ou triphasée)
- Plage de tension d'entrée et tolérance
- Fréquence d'entrée et tolérance
- Facteur de puissance
- Courant de charge maximal
- Paramètres actuels et valeurs moyennes
- Phases de régulation selon la technologie de batterie. Exemple pour une batterie au plomb comme une batterie au lithium gérée par un système interne de gestion de batterie interne :
 - Phase flottante
 - Phase d'égalisation (uniquement pour les batteries au plomb de type non étanches)
 - Type d'activation de la phase d'égalisation : automatique et/ou manuel
- Valeurs typiques des seuils de charge et tolérances, possibilité d'ajuster (ou non) les valeurs moyennes et de seuils

- Compensation de température et coefficient de correction
- Efficacité
- Signalisation de l'état fonctionnel du chargeur (LED, écran, ...)
- Protection contre les courts-circuits en sortie
- Protection contre une tension excessive de batterie
- Protection contre la température excessive
- Protection contre l'inversion de polarité et les surtensions

La gestion de charge (pour les batteries au plomb-acide)

- Commande de relais ou alarme basée sur l'état de charge de la batterie (calcul SoC et/ou lecture de tension)
- Déconnexion automatique des charges avant que la batterie ne soit complètement déchargée

Les onduleurs multifonctionnels doivent être conformes aux normes suivantes :

La sécurité : la norme CEI 60335-1 :2020 traite de la sécurité des appareils électriques pour usages domestiques et analogues dont la tension nominale n'est pas supérieure à 250 V pour les appareils monophasés et 480 V pour les autres appareils, y compris les appareils alimentés en courant continu (CC) et les appareils alimentés par batteries.

Les appareils non destinés à un usage domestique normal mais qui néanmoins peuvent constituer une source de danger pour le public, tels que les appareils destinés à être utilisés par des utilisateurs non avertis dans les magasins, dans des artisans et dans des fermes, sont compris dans le domaine d'application de la présente norme. La présente norme traite des dangers raisonnablement prévisibles que présentent les appareils pour toutes les personnes.

Émission/immunité : CEI TR 61000-1-1 :2023, qui est un rapport technique, vise à décrire et à interpréter divers termes considérés d'une importance fondamentale pour les concepts et l'application pratique en vue de la conception et de l'évaluation d'équipements et de systèmes compatibles au plan électromagnétique. En outre, l'attention est appelée sur la distinction entre les essais de compatibilité électromagnétique (CEM) effectués dans une installation normalisée et ceux effectués en d'autres endroits.

La norme CEI 61558-1 :2017 traite des aspects relatifs à la sécurité des transformateurs, des réacteurs, des bobines d'inductance, blocs d'alimentation et des combinaisons de ces éléments, tels que la sécurité électrique, la sécurité thermique et la sécurité mécanique. Le présent document couvre les transformateurs de type sec, les blocs d'alimentation, y compris les blocs d'alimentation à découpage, les bobines d'inductance et les combinaisons de ces éléments, de type indépendant ou associé, fixe ou mobile, dans le domaine de la sécurité.

La norme CEI 61140 :2016 s'applique à la protection des personnes et des animaux d'élevage contre les chocs électriques. Elle est destinée à donner des principes fondamentaux et des exigences communes aux installations, aux systèmes et aux matériels électriques, ou nécessaires à leur coordination sans limitation en ce qui concerne l'amplitude de tension ou de courant, ou le type de courant, et pour des fréquences jusqu'à 1000 Hz. La présente norme est une publication fondamentale de sécurité conformément au Guide CEI 104. Cette quatrième édition annule et remplace la troisième édition publiée en 2001 et l'amendement 1 :2004. Cette édition constitue une révision technique.

Les caractéristiques générales :

- Plage de température de fonctionnement
- Indice de protection IP
- Méthode de refroidissement
- État opérationnel visible
- Type de connexions
- Contacts auxiliaires
- Temps de transfert maximum
- Interface de communication
- Niveau de bruit db
- Dimensions (L x l x H) et poids kg

L'étiquetage :

- Marque
- Modèle
- Type
- Numéro de série
- Plage admissible de tension d'entrée CC
- Puissance d'entrée admissible à 25°C
- Tension CA de sortie nominale
- Puissance de sortie maximale à 25°C
- Marquage des bornes + et - à l'entrée
- Information sur la certification

Les garanties typiques

Les garanties typiques sont généralement de 5 à 10 ans, bien que des extensions puissent être proposées par les fabricants.

La durée de vie d'équipements varie de 5 à 12 ans dans des conditions normales de fonctionnement.

La préférence sera donnée aux équipements disposant d'une représentation commerciale permanente dans le pays d'installation pour faciliter la maintenance, le service après-vente et un éventuel remplacement sous garantie.

Les recommandations

Des recommandations, de bonnes pratiques et d'enseignements tirés concernant le choix des onduleurs multifonctionnels :

- Différents fabricants de convertisseurs multifonctionnels peuvent proposer des caractéristiques très différentes. Il est très important de s'assurer que les fonctionnalités du dispositif sont adaptées à l'application prévue, telles que :
 - La possibilité de limiter le courant d'entrée (CA IN) pour adapter les charges externes (onduleur PV, générateur diesel).
 - La capacité de fournir une assistance à la source CA.
 - Le classement du relais de transfert.

– Le nombre de dispositifs pouvant être connectés en série et en parallèle sur le même bus CA.

- La préférence doit être donnée aux marques identiques à l'onduleur photovoltaïque (dans le cas d'un système couplé au courant alternatif) ou les marques pour lesquelles le fonctionnement autonome (ou « hors réseau ») de l'onduleur photovoltaïque avec l'onduleur multifonctionnel est certifié par les deux fabricants.
- Les onduleurs multifonctionnels avec isolation galvanique peuvent simplifier la mise en œuvre de la protection des personnes et d'équipements en évitant les courants inverses du bus CA vers le bus CC et vice versa.
- En utilisant des batteries lithium-ion, le fabricant du BMS et le fabricant du contrôleur doivent certifier la compatibilité de leurs équipements et fournir toutes les indications nécessaires à la configuration du contrôleur.
- Une parfaite maîtrise du fonctionnement de l'unité de convertisseur multifonctionnel est essentielle pour garantir son interopérabilité et son fonctionnement optimal. Une erreur de configuration peut entraîner des dysfonctionnements importants et une dégradation très rapide de la batterie.
- S'assurer que le bus de communication est compatible avec les autres équipements (onduleur PV, contrôleur, etc.).

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet.

REMARQUE : les références normatives énumérées à la section 6.3.3.2 et les exigences minimales présentées dans la norme ECOSTAND « Normes minimales de performance énergétique pour les onduleurs de mini-réseaux dans l'espace CEDEAO » doivent être respectées dans tous les projets de l'espace CEDEAO.

LES BATTERIES AU PLOMB-ACIDE

Les spécifications techniques

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur du projet. Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques de la batterie au plomb-acide.

Les caractéristiques de fabrication :

- Type d'alliage et géométrie des plaques positives et négatives.
- Pile/batterie VRLA/AGM (parfois appelée batterie étanche) ou à électrolyte libre normal (batteries ouvertes).
- Type de conteneur (transparent ou non).
- Type de bouchons de ventilation des piles (bouchons antidéflagrants ou à recombinaison pour batteries ouvertes).
- Exigences de ventilation pour les batteries ouvertes.
- Type de bornes.
- Type de cache-bornes.
- Densité nominale d'électrolyte pour les batteries ouvertes.
- Date du fabricant pour la mise en service de charge des batteries étanches (AGM/gel).
- Date du fabricant pour la mise en service de charge des batteries ouvertes livrées avec du liquide à l'intérieur et durée de conservation maximale.
- Date de fabrication des piles de batterie chargées à sec, durée de conservation maximale.
- Recommandations de recyclage.

Les caractéristiques électriques à 25°C :

- Tension nominale
- Durée de vie prévue dans des conditions normales de fonctionnement
- Capacité nominale Ah et/ou kWh (à C10, C100 avec tension limite minimale)
- Taux d'autodécharge mensuel
- Seuils recommandés de régulation de charge et de décharge
- Efficacité d'énergie
- Performances de cyclage (nombre de cycles) jusqu'à un DoD spécifique (profondeur de décharge)
- Coefficients de compensation dépendants de la température des seuils de régulation

Les caractéristiques générales :

- Température de fonctionnement (min/max)
- Température de stockage
- Dimensions (L x l x H)
- Poids sec et volume d'électrolyte pour les piles/batteries ouvertes
- Poids total pour les batteries étanches

L'étiquetage :

- Marque du fabricant
- Type de batterie
- Date de fabrication ou date de mise en service de charge pour les batteries étanches (AGM/gel)
- Date du fabricant pour la mise en service de charge des batteries ouvertes livrées avec du liquide à l'intérieur
- Tension nominale
- Capacités nominales en C10 ou C20 et C100 selon le type de batterie
- Densité nominale de l'électrolyte de la batterie complètement chargée (pour les batteries ouvertes)
- Marquage des niveaux maximum et minimum d'électrolyte (pour les batteries ouvertes)
- Marquage des bornes + et -
- Panneaux de sécurité indiquant des dangers
- Indications de conformité aux normes

Les batteries au plomb-acide doivent être conformes aux normes suivantes :

La norme CEI 61427-1 :2013 fait partie d'une série qui donne des informations générales relatives aux exigences applicables aux accumulateurs utilisés dans les systèmes photovoltaïque (SPV) et aux méthodes d'essai spécifiques utilisées pour la vérification des performances des batteries. La présente partie traite des éléments et des batteries utilisés dans les applications photovoltaïques hors réseau. La présente norme s'applique à tous les types d'accumulateurs.

La norme CEI 61427-2 :2015 porte sur les batteries d'accumulateurs utilisées dans les applications de stockage de l'énergie électrique (EES) en réseau et fournit les méthodes d'essai associées pour la vérification de leur endurance, de leurs propriétés et des performances électriques dans une telle application. Les méthodes d'essai sont indépendantes de la chimie de la batterie, c'est-à-dire applicables à tout type de batterie d'accumulateurs. Les applications en réseau sont caractérisées par le fait que les batteries sont connectées, via des dispositifs de conversion d'énergie, à un réseau d'électricité régional, national ou continental et font office de sources et de réservoir d'énergie instantanés pour stabiliser les performances du réseau électrique lorsque de grandes quantités d'énergie électrique provenant de sources d'énergie renouvelables sont introduites aléatoirement dans celui-ci. Les équipements de conversion d'énergie et d'interface associés ne sont pas couverts par la présente partie de la norme CEI 61427.

La norme CEI 62133-1 :2017 spécifie les exigences et les essais pour le fonctionnement en sécurité des accumulateurs portables étanches au nickel contenant un électrolyte alcalin dans des conditions d'utilisation prévue et dans des conditions d'utilisation abusive raisonnablement prévisible.

Les garanties typiques

Les garanties offertes sont généralement d'un à 2 ans. La durée de vie dépend fortement des conditions d'utilisation, il n'est donc pas possible pour les fabricants de proposer des extensions de garantie.

La durée de vie des batteries peut varier de 3 à 15 ans dans des conditions normales de fonctionnement. Les principaux paramètres influençant la durée de vie d'une batterie au plomb-acide sont :

- La température de l'électrolyte (liquide ou gel/ AGM)
- Le nombre de cycles et la profondeur de décharge (DoD)
- La qualité de la régulation de charge et la protection contre les décharges profondes

- Si la recharge a été complète ou non à chaque cycle
- L'égalisation régulière à une tension supérieure à la tension flottante pour les batteries ouvertes afin d'éviter la stratification de l'électrolyte
- Le stockage non conforme de la batterie avant la mise en service de la batterie

LES BATTERIES LITHIUM-ION

Les spécifications techniques :

Les sections ci-dessous présentent une liste non exhaustive de spécifications techniques dont le niveau d'exigence doit être précisé par l'ingénieur du projet. Ces informations doivent être compréhensibles et accessibles dans les documents techniques de la batterie lithium-ion.

Les caractéristiques de fabrication :

- Type de technologie lithium-ion
- Équilibrer la technologie entre les piles
- BMS : technologie, tension d'alimentation
- Type de terminaux
- Type de cache-bornes
- Assemblage en série et en parallèle de piles et de modules
- Type de cabinet/montage de batterie
- Capacité de recyclage

Les caractéristiques électriques à 25°C :

- Protections électriques de BMS
- Tension nominale, tension minimale et maximale de piles
- Tension nominale, tension minimale et maximale du module
- Tension nominale, tension minimale et maximale du système
- Assemblage en série
- Capacité nominale d'un cycle à 100% DoD et un taux de C1, C0.5
- Taux d'autodécharge mensuel
- Efficacité mécanique
- Performance mécanique sous les taux C10, C1 (avec une certaine température et taux de vieillissement associé)
- Consommation électrique permanente du BMS
- Mise à la terre d'une polarité et protections électriques associées

Les caractéristiques générales :

- Température de fonctionnement (min/max)
- Température de stockage
- Dimensions (L x l x H)
- Poids total

L'étiquetage :

- Marque du fabricant
- Type de batterie
- Tension nominale
- Capacités nominales à 25 degrés Celsius
- Marquage des bornes + et -
- Consignes de sécurité
- Indications de conformité aux normes

- Fabricant d'équipement d'origine (OEM) d'éléments de la batterie

Les garanties

Les garanties typiques sont généralement d'un an à 5 ans, bien que des extensions jusqu'à 10 ans puissent être parfois proposées par les fabricants.

La durée de vie peut varier de 5 à 20 ans dans des conditions normales de fonctionnement. Les principaux paramètres affectant la durée de vie d'une batterie au lithium sont :

- La température interne des éléments.
- Le nombre de cycles et profondeur de décharge par cycle (DoD).
- La qualité de la régulation de charge et la protection contre les décharges profondes.

Il convient de rappeler qu'il n'existe pas de dispositif simple et fiable pour tester les valeurs de performance d'une batterie (quelle que soit sa technologie) et que l'expérience du fabricant et la confiance qu'on lui accorde sont les éléments clés pour le bon choix d'un produit.

Les recommandations

Il est fortement recommandé que le fabricant de batterie, ou au moins l'intégrateur du système, soit fortement impliqué dans la conception globale des dispositifs de protection, l'installation, la mise en service et la configuration du système. Malheureusement, il est assez courant que ce type de systèmes soit installé dans des zones isolées et, après la première panne d'une pile, le BMS arrête le système sans possibilité de le redémarrer par les opérateurs locaux.

Il convient de rappeler que ces systèmes sont complexes, potentiellement dangereux, assemblés et configurés dans leur pays de fabrication (d'où guère de transfert de compétences vers les populations locales) et que des systèmes de plus grande taille sont très souvent associés à une flotte d'unités de climatisation énergivore qu'il faut également entretenir.

Les protocoles de communication entre le BMS et les différents chargeurs/onduleurs hybrides (onduleur multifonctionnel, contrôleur de charge PV MPPT) sont spécifiques à chaque fabricant de batteries, rendant la batterie difficilement à échanger en cas de panne.

Les éléments de batterie lithium-ion doivent être conformes aux normes suivantes :

CEI 61427-1 (comme pour les batteries au plomb-acide)

CEI 61427-2 (comme pour les batteries au plomb-acide)

CEI 62619 (comme pour les performances de batteries)

CEI 62133 (comme pour les batteries au plomb-acide)

CEI 62133 (transport des batteries lithium-ion)

La norme CEI 62485-1 :2015 spécifie les exigences fondamentales des batteries d'accumulateurs et des installations de batteries. Les exigences relatives à la sécurité, à la fiabilité, à l'espérance de vie, à la résistance mécanique, à la stabilité du cyclage, à la résistance interne et à la température de la batterie sont déterminées par diverses applications, et celles-ci à leur tour déterminent le choix de la conception et de la technologie des batteries. En général, les exigences et les définitions sont spécifiées pour les batteries au plomb et au nickel-cadmium. Pour d'autres systèmes de batterie à électrolyte aqueux, les exigences peuvent être appliquées en conséquence. La norme couvre les aspects de sécurité en prenant en compte les dangers associés à :

- l'électricité (installation, charge, décharge, etc.) ;
- l'électrolyte ;
- les mélanges de gaz inflammables ;
- le stockage et le transport.

La norme CEI 62485-2 :2015, la présente partie de la CEI 62485 s'applique aux batteries d'accumulateurs stationnaires et aux installations de batteries d'une tension maximale de 1500 V (nominal) en courant continu et décrit les principales mesures pour la protection contre les risques générés par :

- l'électricité,
- les émissions gazeuses,
- l'électrolyte.

La présente norme internationale fournit des exigences concernant les aspects de sécurité associés à la mise en œuvre, à l'utilisation, au contrôle, à la maintenance et à la mise au rebut. Elle couvre les batteries au plomb et au NiCd/NiMH. Des exemples des principales applications sont :

- les télécommunications,
- l'exploitation de centrales électriques,
- l'éclairage de sécurité et les systèmes d'alarme,
- l'alimentation sans interruption,
- le démarrage de groupe électrogène,
- les systèmes photovoltaïques.

La norme CEI 61960 :2011 spécifie les essais de performance, les désignations, les marquages, les dimensions et autres exigences pour les éléments individuels et les batteries d'accumulateurs au lithium pour applications portables. L'objectif de la présente norme est de fournir aux acheteurs et aux utilisateurs d'accumulateurs au lithium un ensemble de critères au moyen desquels ils seront en mesure de juger la performance des accumulateurs au lithium proposées par différents fabricants. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 2003. Elle s'agit d'une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques significatives suivantes par rapport à l'édition précédente :

- 7.6 Endurance en cycles :
ajout d'une procédure d'essai accélérée.

Les essais de sécurité selon la norme **CEI 60086-1 :2021** visent à normaliser les piles électriques en ce qui concerne les dimensions, la nomenclature, les configurations des bornes, les marquages, les méthodes d'essai, les caractéristiques types de fonctionnement, la sécurité et les aspects environnementaux. Le présent document précise d'une part les exigences relatives aux piles électriques. D'autre part, le présent document précise également des procédures de normalisation des exigences relatives à ces piles. En tant qu'outil de classification pour des piles électriques, le présent document spécifie les lettres du système, les électrodes, les électrolytes et les tensions nominales ainsi que maximales en circuit ouvert des systèmes électrochimiques.

De manière générale, ces solutions de stockage peuvent être intéressantes dans les contextes suivants :

- Une zone climatique à température modérée (bord de mer, zone de haute altitude).
- Une centrale hybride de forte puissance avec une part élevée d'énergie solaire et thermique, et une utilisation modérée du stockage (courant élevé de charge et de décharge - cyclage considérable chaque jour).
- Une zone très isolée avec disponibilité d'une équipe de maintenance formée et compétente pouvant être mobilisée rapidement ou assurer une assistance de 1ère ligne à distance.
- Idéalement, avoir une représentation technique et commerciale du fabricant d'équipement d'origine (OEM) dans le pays d'installation.

Les exigences minimales

L'ingénieur de projet doit définir les exigences du projet en fonction des considérations présentées dans les sections précédentes et du contexte spécifique du projet. Les références normatives énumérées et les exigences minimales présentées dans le tableau suivant doivent être respectées dans tout projet.

| | |
|--|---------------------------|
| Densité d'énergie du support ou de module de batteries | ≥ 60 Wh/kg |
| Nombre de cycles à 80% DoD et à 25°C | ≥ 2000 |
| Plage de température du fonctionnement | Au moins de 10° C à 45° C |

Tableau 8. Exigences minimales pour les batteries au lithium-ion

LE SYSTÈME DE CONTRÔLE ET D'ACQUISITION DE DONNÉES (SURVEILLANCE)

Le câblage et les dispositifs de protection

Les connecteurs photovoltaïques

Pour simplifier l'installation, des connecteurs enfichables sont utilisés au niveau des modules photovoltaïques, des boîtiers de combinaison des chaînes et des sous-groupes photovoltaïques, ainsi

qu'au niveau de l'entrée des contrôleurs de charge photovoltaïques.

Ces connecteurs offrent également pour l'installateur une bonne protection contre les risques de choc électrique.

Les connecteurs doivent être :

- Spécifiés pour le courant continu
- Dimensionnés pour des valeurs de tension et de courant plus élevées par rapport aux câbles
- Assurer une protection contre les contacts directs (≥ IP2X ou IPXXB)
- De classe II
- Résistants aux conditions extérieures (UV, humidité, température) (≥ IP55)
- Conformes à la norme CEI 62852

Une étiquette, marquant « ne pas débrancher sous charge », doit être présente sur chaque connecteur ou, si cela n'est pas possible, une étiquette doit être attachée à proximité des connecteurs.

Cependant, afin d'éviter toute déconnexion sous charge et l'arc électrique associé, les connecteurs accessibles à des personnes non compétentes ou non qualifiées ne doivent être opérés qu'à l'aide d'un outil spécifique de construction ou d'installation (par exemple, connecteurs de courant continu verrouillables) et seulement après avoir ouvert le commutateur CC correspondant.

REMARQUES :
Il faut préciser si les connecteurs des câbles de connexion nécessitent un outil spécifique (par exemple une pince à sertir).

Il est essentiel d'utiliser des connecteurs mâles et femelles du même fabricant, notamment lors du raccordement des derniers modules d'une chaîne PV au câble de chaîne correspondant, ou aux connecteurs préinstallés dans certains boîtiers CC ou contrôleurs de charge PV.

Câbles/câblage PV (chaîne et sous-groupe)

Compte tenu de la nature spécifique des installations photovoltaïques, les caractéristiques des câbles photovoltaïques doivent être comme suit :

- Des câbles avec isolation XLPE (polyéthylène réticulé).
- Des câbles au moins ignifuges et conformes aux essais de la norme CEI 60332-3-10:2018 : - Essais sur les câbles électriques et des câbles à fibres optiques soumis au feu - Partie 3-10 : essai de propagation verticale de la flamme des fils ou câbles montés en nappes en position verticale - Appareillage, et considérer une température centrale d'au moins 90°C en fonctionnement continu.
- Des câbles sélectionnés pour minimiser les risques de défauts à la terre ou de courts-circuits. Ceci est assuré par l'utilisation de câbles unipolaires avec une isolation équivalente à la classe II (double isolation).
- Stable aux UV, répondant à la condition AN3 (si non protégé par interposition d'écran).
- Une tension nominale (Uo/U) compatible avec la tension maximale U_{ocmax} .

REMARQUE :

Compte tenu des températures élevées auxquelles peuvent être soumis les câbles de chaînes PV, le dimensionnement doit tenir compte d'une température ambiante de 70°C.

Pour résister à ces conditions environnementales difficiles, des câbles ont été développés spécifiquement pour les applications photovoltaïques.

La norme CEI 62930 : câbles électriques pour les systèmes photovoltaïques d'une tension nominale de 1,5 KV CC précise les caractéristiques de ces câbles.

Attention : Certains types de câbles H07RNF ont une température centrale maximale limitée à 70°C et ne peuvent donc pas être utilisés dans des chaînes photovoltaïques. Cependant, le type de câble H07 BN4-F peut résister à une température centrale maximale de 90°C et peut donc être utilisé dans une chaîne photovoltaïque à condition qu'un facteur de déclassement en température soit pris en compte lors du calcul du courant maximal admissible.

La section transversale minimale des câbles entre le générateur photovoltaïque et le contrôleur de charge photovoltaïque, ainsi qu'entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur photovoltaïque

Les câbles entre le générateur photovoltaïque et le contrôleur de charge photovoltaïque sont soumis aux rayons UV et aux températures ambiantes pouvant atteindre, dans le pire des cas, 50°C. Par conséquent, l'utilisation de câbles XLPE (polyéthylène réticulé) est essentielle (exemple : H07RNF et U1000R2V).

Le dimensionnement de la section transversale minimale des câbles peut être effectué en suivant le calcul selon la méthode présentée ci-dessus, tout en tenant compte de la valeur du dispositif de protection contre les surintensités.

En pratique, les valeurs ci-dessous peuvent être utilisées en cas de protection du câble via des fusibles (câbles de chaîne, de sous-groupe et de groupe).

| Valeur nominale de fusibles (A) | Section transversale minimale (mm ²) pour les câbles XLPE, non enterrés | Section transversale minimale (mm ²) pour les câbles XLPE, enterrés |
|---------------------------------|---|---|
| | Ta = 50°C, méthode d'installation B-31/32, 2 circuits en 2 couches | Méthode d'installation D-61, 2 conduits reliés |
| 10 | 1,5 | 1,5 |
| 16 | 1,5 | 1,5 |
| 20 | 2,5 | 2,5 |
| 25 | 4 | 4 |
| 32 | 6 | 6 |
| 40 | 10 | 10 |
| 50 | 10 | 16 |
| 63 | 16 | 25 |

Tableau 9. Section transversale de câble pour chaque valeur nominale de fusibles

La section transversale minimale des câbles entre les autres composants

Pour les autres câbles installés à l'intérieur du local technique et pouvant être soumis à des températures ambiantes qui peuvent atteindre des températures élevées (ex : 40°C), l'utilisation de câbles XLPE est fortement recommandée (ex : H07RNF et/ou U1000R2V).

Le dimensionnement de la section transversale minimale des câbles reliant les principaux composants d'un système peut être effectué en considérant, par exemple, les hypothèses suivantes (des hypothèses assez représentatives des conditions normales d'installations de câbles CC dans les mini-réseaux photovoltaïques typiques) :

- Un câble XLPE en cuivre, type HO7RNF ou U1000R2V.
- La protection des câbles par fusibles, type gG.
- La température ambiante maximale : 40°C.
- La méthode d'installation : câbles unipolaires fixés sur des plateaux de câbles.

Le tableau ci-dessous propose une détermination rapide de la section transversale minimale des câbles en fonction de la valeur nominale du fusible, sur la base des hypothèses mentionnées ci-dessus. (ATTENTION : ces hypothèses doivent être revérifiées par rapport aux conditions réelles du mini-réseau photovoltaïque).

| Valeur nominale de fusibles (A) | Section transversale minimale (mm ²), câble XLPE |
|---|--|
| Ta = 40°C, méthode d'installation F-13 3, circuits monocouche | |
| 10 | 1,5 |
| 16 | 1,5 |
| 20 | 2,5 |
| 25 | 4 |
| 32 | 4 |
| 40 | 6 |
| 50 | 10 |
| 63 | 16 |
| 100 | 25 |
| 125 | 35 |
| 160 | 50 |
| 200 | 70 |
| 250 | 95 |
| 300 | 120 |

Tableau 10. Section transversale pour chaque valeur nominale de fusible gG

REMARQUE : la section transversale minimale du câble est également déterminée par la limitation de chutes de tension. Ce paramètre est souvent décisif pour le dimensionnement des câbles CC côté générateur PV.

Les chutes de tension sur le circuit à courant continu

Les chutes de tension entre le générateur PV et la batterie

Les différentes connexions entre les composants doivent être réalisées par des câbles de section transversale suffisante pour que la chute de tension, calculée avec le courant continu ou alternatif maximum, n'excède pas 3% de la tension nominale afin d'assurer un fonctionnement satisfaisant (aspect fonctionnel) et de réduire les pertes d'énergie (aspect énergétique).

Par convention, la chute de tension maximale des câbles du générateur PV est calculée avec les hypothèses suivantes :

- $I_{m_{pp\ stc}}$ = courant $I_{m_{pp}}$ (stc) en A à 1000 W/m².
- $U_{m_{pp\ stc}}$ = tension du générateur PV $U_{m_{pp}}$ (stc) en V à 1000 W/m².

En pratique, la chute de tension entre les modules PV et la batterie est limitée à une valeur maximale de 3%, calculée en conditions normales d'essai. La section transversale des câbles est dimensionnée de telle sorte que la chute de tension soit limitée à :

- 2% de la tension nominale de la chaîne PV, entre la boîte de combinaison de chaîne PV et le contrôleur de charge, en tenant compte du courant de charge maximum $I_{m_{pp}}$ (stc).
- 1% de la tension nominale de la batterie, entre le contrôleur de charge et la batterie, en considérant le courant de sortie maximum du contrôleur de charge I_{max} .

La chute de tension entre la batterie et l'onduleur multifonctionnel

La chute de tension entre la batterie et l'onduleur multifonctionnel doit être réduite au minimum afin que l'onduleur mesure une tension de batterie aussi près que possible de la réalité, compte tenu du courant maximum. En effet, les fonctions de régulation de charge (en mode chargeur) et de limitation de décharge (en mode onduleur) dépendent généralement des seuils de tension de batterie observés aux bornes de l'onduleur multifonctionnel.

En pratique, les sections transversales des câbles sont dimensionnées de sorte que la chute de tension soit limitée à 1%, compte tenu du courant

maximum consommé ou fourni par l'onduleur multifonctionnel.

La valeur maximale du courant peut être déterminée comme suit :

$$I_{\max} = 1.5 P_{\max} / (U_{\text{bat min}} \times R_{\text{inv}})$$

Avec :

- P_{\max} = valeur supérieure entre la puissance maximale de charge (en continu à 20°C) et la puissance maximale de décharge (en continu à 20°C) de l'onduleur multifonctionnel.
- $U_{\text{bat min}}$ = tension minimale de la batterie (état déchargé).
- R_{inv} = efficacité moyenne de l'onduleur multifonctionnel.

REMARQUE : le coefficient 1,5 prend en compte le courant IRMS qui est supérieur au courant moyen.

Les méthodes de calcul des chutes de tension

La chute de tension du courant continue est calculée par la formule suivante :

$$\Delta U = (\rho L/S) \times I$$

ou valeur relative : $\Delta U/U (\%) = (\rho L/S) \times I / U \times 100$

Ou :

$$\Delta U = (R_L L) \times I$$

ou valeur relative : $\Delta U/U (\%) = (R_L L) \times I / U \times 100$

Avec :

- ΔU : chute de tension en V.
- U : tension nominale en V.
- ρ : résistivité du câble, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. En supposant une température centrale de 90°C, $\rho = 1.25 \times \rho_0$, ρ_0 est la résistivité du cuivre à 20°C. Cela donne $\rho = 1.25 \times 0.01851 = 0.02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre à 90°C.
- L : longueur totale des conducteurs unipolaires (+) et (-), en m.
- S : section transversale du câble, en mm^2 .
- I : courant circulant dans le câble, en A.
- R_L : résistance linéaire des câbles ($R_L = \rho/S$), en $\text{m}\Omega/\text{m}$.

REMARQUE : De nombreux outils et calculateurs en ligne sont disponibles pour estimer correctement les chutes de tension dans les circuits de courant alternatif et de courant continu.

| Pour 12V continue Ampérage max en ampère | Section en mm^2 | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 0,75 | 1 | 1,5 | 2,5 | 4 | 6 | 10 | 16 | 25 | 35 | 70 | 95 | 120 | 150 |
| 0,5 | 21,43 | 28,57 | 42,86 | 71,43 | 114,29 | 171,43 | 285,71 | 457,14 | 714,29 | 1000,00 | 2000,00 | 2714,29 | 3428,57 | 4285,71 |
| 1 | 10,71 | 14,29 | 21,43 | 35,71 | 57,14 | 85,71 | 142,86 | 228,57 | 357,14 | 500,00 | 1000,00 | 1357,14 | 1714,29 | 2142,86 |
| 2 | 5,36 | 7,14 | 10,71 | 17,86 | 28,57 | 42,86 | 71,43 | 114,29 | 178,57 | 250,00 | 500,00 | 678,57 | 857,14 | 1071,43 |
| 5 | 2,14 | 2,86 | 4,29 | 7,14 | 11,43 | 17,14 | 28,57 | 45,71 | 71,43 | 100,00 | 200,00 | 271,43 | 342,86 | 428,57 |
| 10 | 1,07 | 1,43 | 2,14 | 3,57 | 5,71 | 8,57 | 14,29 | 22,86 | 35,71 | 50,00 | 100,00 | 135,71 | 171,43 | 214,29 |
| 15 | NA | NA | 1,43 | 2,38 | 3,81 | 5,71 | 9,52 | 15,24 | 23,81 | 33,33 | 66,67 | 90,48 | 114,29 | 142,86 |
| 20 | NA | NA | 1,07 | 1,79 | 2,86 | 4,29 | 7,14 | 11,43 | 17,86 | 25,00 | 50,00 | 67,86 | 85,71 | 107,14 |
| 25 | NA | NA | NA | 1,43 | 2,29 | 3,43 | 5,71 | 9,14 | 14,29 | 20,00 | 40,00 | 54,29 | 68,57 | 85,71 |
| 30 | NA | NA | NA | 1,19 | 1,90 | 2,86 | 4,76 | 7,62 | 11,90 | 16,67 | 33,33 | 45,24 | 57,14 | 71,43 |
| 35 | NA | NA | NA | 1,02 | 1,63 | 2,45 | 4,08 | 6,53 | 10,20 | 14,29 | 28,57 | 38,78 | 48,98 | 61,22 |
| 40 | NA | NA | NA | NA | 1,43 | 2,14 | 3,57 | 5,71 | 8,93 | 12,50 | 25,00 | 33,93 | 42,86 | 53,57 |
| 45 | NA | NA | NA | NA | 1,27 | 1,90 | 3,17 | 5,08 | 7,94 | 11,11 | 22,22 | 30,16 | 38,10 | 47,62 |
| 50 | NA | NA | NA | NA | 1,14 | 1,71 | 2,86 | 4,57 | 7,14 | 10,00 | 20,00 | 27,14 | 34,29 | 42,86 |
| 60 | NA | NA | NA | NA | NA | 1,43 | 2,38 | 3,81 | 5,95 | 8,33 | 16,67 | 22,62 | 28,57 | 35,71 |
| 70 | NA | NA | NA | NA | NA | 1,22 | 2,04 | 3,27 | 5,10 | 7,14 | 14,29 | 19,39 | 24,49 | 30,61 |
| 80 | NA | NA | NA | NA | NA | 1,07 | 1,79 | 2,86 | 4,46 | 6,25 | 12,50 | 16,96 | 21,43 | 26,79 |
| 100 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,43 | 2,29 | 3,57 | 5,00 | 10,00 | 13,57 | 17,14 | 21,43 |
| 120 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,19 | 1,90 | 2,98 | 4,17 | 8,33 | 11,31 | 14,29 | 17,86 |
| 150 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,52 | 2,38 | 3,33 | 6,67 | 9,05 | 11,43 | 14,29 |
| 200 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,14 | 1,79 | 2,50 | 5,00 | 6,79 | 8,57 | 10,71 |
| 250 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,43 | 2,00 | 4,00 | 5,43 | 6,86 | 8,57 |
| 300 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,19 | 1,67 | 3,33 | 4,52 | 5,71 | 7,14 |
| 350 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,02 | 1,43 | 2,86 | 3,88 | 4,90 | 6,12 |
| 400 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 1,25 | 2,50 | 3,39 | 4,29 | 5,36 |

Tableau 11. Exemple tableau pour calculer les longueurs maximum de câble unipolaire en cuivre pouvant être utilisé dans un système CC 12v, en considérant une chute de tension de 5% - attention : ceci n'est qu'un exemple, valable uniquement pour un environnement donné.

Les résumés de normes suivants correspondent au câblage et aux câbles utilisés dans les mini-réseaux photovoltaïques :

La norme CEI 60227-1 :2024 s'applique aux câbles rigides et souples ayant une enveloppe isolante, et éventuellement une gaine, à base de polychlorure de vinyle, de tension nominale U_0/U au plus égale à 450/750 V inclus, utilisés dans les installations d'énergie d'une tension nominale ne dépassant pas 450/750 V en courant alternatif.

REMARQUE- pour certains types de câbles souples, le terme « cordon » est utilisé.

Les types particuliers de câbles sont spécifiés dans les normes CEI 60227-3, CEI 60227-4, CEI 60227-5, CEI 60227-6 et CEI 60227-7. Le code de désignation de ces types de câbles est fourni dans le présent document. Les méthodes d'essai spécifiées dans le présent document ainsi que les normes CEI 60227-3, CEI 60227-4, CEI 60227-5, CEI 60227-6 et CEI 60227-7 sont données dans les normes CEI 63294, CEI 60332-1-2 et dans les parties correspondantes de la série de CEI 60811.

La norme CEI 60228 :2023 spécifie les sections nominales, dans la plage de 0,5 mm² et 3500 mm², pour les conducteurs des câbles et de cordons électriques de puissance d'une large gamme de spécifications. Des exigences concernant le nombre et le diamètre des brins ainsi que les valeurs de résistance sont également incluses. Ces conducteurs sont les conducteurs massifs et câblés, en cuivre, en aluminium et en alliage d'aluminium, destinés aux câbles pour installations fixes et les conducteurs souples en cuivre. Le présent document ne s'applique pas aux conducteurs de télécommunication. L'applicabilité de ce document à un type particulier de câble est telle que spécifiée dans la norme relative au type de câble. Sauf indication contraire dans un article particulier, la norme CEI 60028 ED4 porte sur les conducteurs des câbles terminés et non sur le conducteur tel que fabriqué ou fourni pour la fabrication d'un câble. Les conducteurs décrits dans le présent document sont spécifiés en dimensions métriques. Des annexes informatives fournissent des informations supplémentaires sur les facteurs de correction de température pour les mesures de résistance (Annexe B) et des orientations sur les limites dimensionnelles des conducteurs circulaires (Annexe C). Le présent document a le statut d'une publication horizontale conformément au Guide CEI 108.

La norme CEI 60502-1 :2021 spécifie la composition, les dimensions et les exigences d'essai des câbles d'énergie à isolation solide extrudée de tensions nominales en courant alternatif de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) et 3 kV ($U_m = 3,6$ kV) pour des installations fixes telles que les réseaux de distribution ou les installations industrielles. Les câbles de tension nominal en courant alternatif de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV), conçus et testés conformément au présent document, peuvent également être utilisés, si cela est déclaré par le fabricant, dans des systèmes de distribution à courant continu ayant leur tension nominale ≤ 750 V en courant continu (avec une tension maximale de 900 V en courant continu) entre un conducteur de phase et un conducteur neutre/terre, ou ≤ 1500 V en courant continu (avec un maximum de 1800 V en courant continu) entre deux conducteurs de phase. L'identification fondamentale applicable aux systèmes en courant continu est prise en compte conformément aux règlements locaux d'installation.

La norme CEI 62852 :2014 s'applique aux connecteurs utilisés dans les circuits à courant continu des systèmes photovoltaïques selon la classe II de la norme CEI 61140 :2001 de tension assignée allant jusqu'à 1500 V en courant continu et de courant nominal allant jusqu'à 125 A par contact. La présente norme s'applique aux connecteurs sans pouvoir de coupure mais qui peuvent être branchés et débranchés sous tension.

La norme CEI 62930 :2017(E) s'applique aux câbles d'alimentation isolés unipolaires réticulés à gaine réticulée. Ces câbles sont destinés à être utilisés du côté courant continu (CC) des systèmes photovoltaïques, avec une tension nominale en courant continue jusqu'à et y compris 1,5 kV entre les conducteurs et entre le conducteur et la terre. Le présent document inclut les câbles à faible fumée sans halogène et les câbles

susceptibles de contenir des halogènes. Les câbles sont convenables à l'utilisation avec d'équipements de classe II tels que définis dans la norme CEI 61140. Les câbles sont conçus pour fonctionner à une température maximale continue normale du conducteur de 90 °C. La durée d'utilisation autorisée à une température maximale du conducteur de 120°C est limitée à 20000 h.

La norme CEI 61084-1 :2017 spécifie les exigences et les essais pour les systèmes de goulottes (SG) et les systèmes de conduits-profilés (SCP) destinés au logement de conducteurs isolés, câblés et éventuels autres équipements électriques et, si nécessaire, à leur séparation de protection électrique, dans des installations électriques et/ou de systèmes de communication. La tension maximale de ces installations est de 1000 V en courant alternatif et 1500 V en courant continu. Le présent document ne s'applique pas aux systèmes de conduits, aux systèmes de chemins de câbles, aux systèmes d'échelles à câbles, aux systèmes de canalisations préfabriquées ou aux équipements couverts par d'autres normes. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 1991 et la modification 1 :1993. La présente édition constitue une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques significatives suivantes par rapport à l'édition précédente :

- classification ;
- composition ;
- propriétés mécaniques et électriques.

La présente partie de la série CEI 61084 n'est pas destinée à être utilisée seule.

La présente **partie de la CEI 61386** spécifie les exigences et les essais pour les systèmes de conduits, y compris les conduits et les raccords de conduits, pour la protection et la gestion des conducteurs et/ou de câbles isolés dans les installations électriques ou dans les systèmes de communication jusqu'à 1000 V en courant alternatif et/ou 1500 V en courant continu. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 1996, ainsi que sa modification 1 (2000), et constitue une révision technique. Les modifications par rapport à la première édition sont les suivantes :

- modification de la longueur de l'éprouvette entre les raccords pour l'essai de traction,
- mises à jour des références éditoriales et normatives.

La norme CEI TR 63216 :2019 vise à définir des catégories homogènes pour les environnements électromagnétiques afin d'harmoniser autant que possible toutes les règles générales et les exigences des normes de produits en matière de compatibilité électromagnétique (CEM), applicables aux appareillages basse tension, aux appareillages de commande et à leurs assemblages avec des circuits électroniques intégrés.

Le présent document porte également sur les fonctions incorporées de radiocommunication.

Les environnements d'application typiques de tels équipements comprennent la distribution électrique dans les infrastructures, les bâtiments commerciaux et industriels, et les systèmes de contrôle de machines, y compris les systèmes motorisés.

L'objectif principal des exigences CEM est de garantir le fonctionnement sûr et fiable de l'équipement, ainsi que l'efficacité de la communication d'équipements de radiocommunication dans leurs environnements prévus.

Les câbles de bus à courant continu

Les câbles utilisés pour les connexions entre les différents composants au sein du bus à courant continu doivent avoir les caractéristiques suivantes :

- Une isolation XLPE.
- Au moins le type C2 (non propagateur de flamme), répondant aux essais de la norme CEI 60332-3-10 :2018 : Essais des câbles électriques et des câbles à fibres optiques soumis au feu -

Partie 3-10 : Essai de propagation verticale de la flamme des fils ou câbles montés en nappes en position verticale - Appareillage.

- Une tension nominale de 0,6/1kV.
- Une température centrale maximale de 90°C (250°C en court-circuit).
- Une bonne résistance aux intempéries.
- Une plage de température ambiante pour le fonctionnement : de -25°C à +60°C.
- Conforme aux normes (CEI 60245-4 et CEI 60502).

Les câbles de type U1000R2V pour les câbles rigides et H07 RNF pour les câbles souples répondent à ces exigences.

REMARQUES : pour limiter les risques de courts-circuits, des câbles unipolaires doivent être utilisés dans tous les circuits à courant continu de forte puissance.

Afin de faciliter le processus d'installation et de réduire les contraintes mécaniques sur les bornes de connexion, il convient de privilégier les câbles souples multibrins de type HO7 RNF.

Les câbles de bus à courant alternatif (sortie en courant alternatif d'onduleur multifonctionnel, d'onduleur PV et du générateur diesel)

Les câbles utilisés pour les connexions entre les différents composants du système et le bus à courant alternatif doivent avoir les caractéristiques suivantes :

- Une isolation XLPE.
- Au moins le type C2 (non propagateur de flamme), répondant aux essais de la norme CEI 60332-3-10 :2018 : Essais des câbles électriques et des câbles à fibres optiques soumis au feu - Partie 3-10 : Essai de propagation verticale de la flamme des fils ou câbles montés en nappes en position verticale - Appareillage.
- Une tension nominale de 0,6/1kV.
- Une température centrale maximale de 90°C (250°C en court-circuit).
- Une bonne résistance aux intempéries.
- Une plage de température ambiante pour le fonctionnement : de -25°C à +60°C.
- Conforme aux normes CEI 60245-4 et CEI 60502.

Les câbles de type U1000R2V pour les câbles rigides et H07 RNF pour les câbles souples répondent à ces exigences.

REMARQUE : Étant donné que les risques et les conséquences d'un court-circuit sur le bus à courant alternatif sont plus faibles, des câbles multibrins sont recommandés.

Si des câbles flexibles HO7RNF sont utilisés, des cosses tubulaires doivent être serties aux extrémités de toutes les connexions au sein des borniers à vis ou cage de l'équipement et du TGBT.

Les dispositifs de protection côté courant continu

La boîte de combinaison de chaînes photovoltaïques et de sous-groupes photovoltaïques (le cas échéant)

Si le générateur PV est composé de plusieurs chaînes et/ou sous-groupes de modules PV, la boîte de combinaison permet de les connecter en parallèle. La boîte de combinaison contient généralement les composants suivants : des fusibles, un interrupteur-sectionneur, de SDP et tout point d'essai.

Chaque chaîne du générateur PV doit pouvoir être déconnecté et isolé individuellement pour permettre un contrôle électrique sans aucun risque pour l'opérateur. Cette déconnexion, qui peut être simplement réalisée au moyen de connecteurs enfichables, ne présente aucun risque pour l'opérateur, à condition qu'elle ne soit pas effectuée sous charge. À cet effet, un interrupteur-sectionneur à courant continu est généralement intégré dans chaque boîte de combinaison à la ligne d'alimentation sortante afin de faciliter les opérations d'entretien.

Par contre, afin de garantir un bon niveau de sécurité, les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- Un boîtier ignifuge avec une classe de protection d'au moins IP 44.
- Des trous de ventilation pour évacuer la chaleur dégagée par les dispositifs de protection et éviter toute condensation.
- Conçus de manière à éviter tout mauvais contact électrique (l'utilisation de blocs de jonction par tension à ressort est préférable).
- Conçus pour minimiser le risque de court-circuit entre différentes polarités (par exemple, séparation physique entre les porte-fusibles (ou blocs de jonction) positifs et négatifs avec une isolation appropriée).
- Un espacement autour des dispositifs de protection pour faciliter la dissipation thermique.
- L'utilisation de câbles unipolaires à double isolation dans la boîte de combinaison.
- L'utilisation d'isolant classe II ou équivalent (§ 412 de la norme NFC15-100).
- La conformité aux normes de la série CEI 61439 ou à un appareillage de commutation fabriqué et installé conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la norme NFC15-100.

REMARQUES : En pratique, les boîtes de combinaison peuvent être installées à l'extérieur, à proximité des groupes photovoltaïques. Dans ce cas, le boîtier doit être fabriqué d'un matériau résistant aux rayons UV. Si les boîtes de combinaison sont installées à l'extérieur, ils doivent être verrouillables pour des raisons de sécurité.

La boîte de combinaison de groupe photovoltaïque

La boîte de combinaison de groupe photovoltaïque contient tous les câbles d'un groupe photovoltaïque associé à un MPPT du contrôleur de charge photovoltaïque ou de l'onduleur photovoltaïque. Plusieurs boîtes de combinaison de groupe photovoltaïque peuvent être regroupés dans un même boîtier.

Les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- Un boîtier ignifuge avec une classe de protection d'au moins IP 44 et IK 07.
- Des trous de ventilation pour évacuer la chaleur dégagée par les dispositifs de protection et éviter toute condensation.
- Conçus de manière à éviter tout mauvais contact électrique (l'utilisation de blocs de jonction par tension à ressort est préférable).
- Conçus pour minimiser le risque de court-circuit entre différentes polarités (par exemple, séparation physique entre les porte-fusibles (ou blocs de jonction) positifs et négatifs avec une isolation appropriée).
- Un espacement autour des dispositifs de protection pour faciliter la dissipation thermique.
- L'utilisation de câbles unipolaires à double isolation dans la boîte de combinaison.
- L'utilisation d'isolant classe II ou équivalent (§ 412 de la norme NFC15-100).
- La poignée de l'interrupteur-sectionneur doit être accessible du côté frontal extérieure afin d'effectuer un arrêt d'urgence.
- La conformité aux normes de la série CEI 61439 ou à un appareillage de commutation fabriqué et installé conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la norme NFC15-100.

REMARQUE : En pratique, les boîtiers de combinaison du groupe photovoltaïque sont installés à proximité directe du contrôleur de charge photovoltaïque ou de l'onduleur photovoltaïque dans le local technique, afin qu'ils soient facilement accessibles en cas d'urgence. Pour les onduleurs de chaîne, l'installation sera à proximité immédiate des modules PV.

La boîte de batterie à courant continu – le boîtier de distribution

Le bus à courant continu reçoit les câbles unipolaires des circuits d'alimentation en courant continu de tous les contrôleurs de charge, les onduleurs multifonctionnels et les batteries photovoltaïques.

Une ou plusieurs boîtes de batteries en courant continu peuvent être installés, selon les dimensions de l'installation. La(les) boîte(s) de batteries en courant continu contiennent tous les dispositifs de protection et de commutation suivants :

- Des fusibles de courant continu ou des disjoncteurs d'un calibre correcte pour protéger les différents circuits,
- Le(s) interrupteur(s)-sectionneur(s) à courant continu,
- Des lignes d'alimentation sortantes pour les charges en courant continu (le cas échéant),
- Éventuellement, des shunts de mesure de courant pour le système de surveillance.

Les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- Un boîtier ignifuge avec une classe de protection d'au moins IP 44.
- Des trous de ventilation pour évacuer la chaleur dégagée par les dispositifs de protection et éviter toute condensation.
- Conçus de manière à éviter tout mauvais contact électrique (pour les câbles de section transversale supérieure à 25 mm², des cosses de tubulaires reliées aux jeux de barres via des écrous boulonnés sont recommandées).
- Conçus pour minimiser le risque de court-circuit entre différentes polarités (par exemple, séparation physique entre les jeux de barres positifs et négatifs avec une isolation appropriée).
- Un espacement autour des dispositifs de protection pour faciliter la dissipation thermique.
- L'utilisation de câbles unipolaires à l'intérieur du boîtier.
- En cas d'un fonctionnement BT (U > 120 V), l'utilisation d'une isolation de classe II ou équivalente est requise.
- La poignée de l'interrupteur-sectionneur doit être accessible du côté frontal extérieure afin d'effectuer un arrêt d'urgence.

- La conformité aux normes de la série CEI 61439 ou à un appareillage de commutation fabriqué et installé conformément aux règles des normes d'installation CEI 60364.

REMARQUE :

En pratique, les boîtes de batterie en courant continu sont installées à proximité directe des batteries (dans un local différent des batteries en cas des batteries au plomb ouvertes), afin de réduire au minimum la longueur des connexions non protégées.

Les fusibles ou les disjoncteurs de chaîne photovoltaïque (le cas échéant)

Lorsqu'une protection contre les surintensités est requise, des fusibles ou des disjoncteurs d'un calibre correcte doivent être installés pour protéger à la fois la polarité positive et négative de chaque chaîne photovoltaïque ou câble de sous-groupe photovoltaïque :

- Les dispositifs de protection doivent être dimensionnés pour une valeur de courant de $1,4 I_{SC\ STC} < I_n < I_{RM}$.
- Les dispositifs de protection doivent être dimensionnés pour fonctionner à une tension $U > U_{ocmax}$.
- Les fusibles doivent être conformes à la norme CEI 60269-6 (spécifiée pour les applications PV, marquage gPV, courant de fonctionnement conventionnel $I_2 = 1,45 I_n$).
- Les disjoncteurs doivent être conformes à la norme CEI 60947-2 (courant de fonctionnement conventionnel $I_2 = 1,3 I_n$).

REMARQUE :

La norme CEI 60364-7-712 recommande une valeur de $I_{SCMAX} = 1,25 \times I_{SC\ STC}$ pour tout sous-groupe photovoltaïque. Le même guide recommande de dimensionner le courant nominal I_n des dispositifs de protection de chaînes photovoltaïques selon la formule : $1.1 \times I_{SCMAX} \leq I_n \leq I_{RM}$. Sachant que $1.25 \times 1.1 \approx 1.4$, la compilation des deux formules conduit à la relation $1.4 I_{SC} < I_n < I_{RM}$.

L'interrupteur-sectionneur du générateur PV et la batterie

Le dispositif de commutation du générateur photovoltaïque doit être situé sur le câble du groupe photovoltaïque en amont du contrôleur de charge photovoltaïque ou de l'onduleur photovoltaïque, à l'intérieur de la boîte de combinaison du groupe photovoltaïque, avec une poignée accessible de la face frontale extérieure de la boîte.

Comme une mesure de précaution, les interrupteurs-sectionneurs photovoltaïques doivent également être installés dans les boîtes de combinaison. Le dispositif de commutation de la batterie doit être situé sur le câble de la batterie ou sur tous les câbles connectés à la batterie.

Les appareils de commutation doivent être conformes aux dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

- La tension nominale de fonctionnement $U_o \geq U_{OCMAX}$ ou U_{DCMAX} .
- Le courant nominal $I_n \geq 1.25 I_{sc\ STC}$ ou I_{MAXbat} (charge ou décharge).
- La conformité aux normes de la série CEI 60947.
- L'équipement spécifique aux applications du courant continu avec une catégorie d'usage minimum DC21B, avec son marquage correspondant.
- Le contrôle des dispositifs d'arrêt d'urgence faciles à reconnaître et très accessibles (à proximité d'équipements).
- La commutation électromécanique omnipolaire et simultanée par commande directe ou commande à distance.

REMARQUE :

Le pouvoir de coupure d'un interrupteur n'est pas le même en courant continu ou en courant alternatif. Le commutateur doit être spécifié pour le fonctionnement en courant continu.

Un disjoncteur en courant continu peut remplacer l'interrupteur-sectionneur, en assurant les fonctions de commutation, d'isolation et de protection des câbles si le disjoncteur est correctement dimensionné et n'est pas polarisé.

Les fusibles et les disjoncteurs de courant continu (bus de courant continu)

Afin de protéger les câbles en cas de court-circuit dans tout équipement alimenté par le bus en courant continu, un dispositif de protection contre les surintensités doit être installé.

Les fusibles ou les disjoncteurs doivent être installés pour protéger la polarité positive et négative si aucune polarité n'est connectée à la terre.

- Les dispositifs de protection doivent être dimensionnés pour une valeur de courant de $1.1 I_{max}$.
- Les dispositifs de protection doivent être dimensionnés pour fonctionner à une tension de $U_o > U_{dcmax}$.
- Les fusibles doivent être conformes à la norme CEI 60269-6 avec marquage PV, à un courant de fonctionnement conventionnel de $I_2 = 1.45 I_n$.
- Les disjoncteurs doivent être conformes à la norme CEI 60947-2 (avec un courant de fonctionnement conventionnel de $I_2 = 1.3 I_n$).

Remarques : Les fusibles gG de taille 10 x 38 sont disponibles dans les valeurs nominales de 2 à 32 A. Les fusibles gG de taille 22 x 58 sont disponibles dans les valeurs nominales de 32 à 100 A.

Au-dessus de 100 A, des fusibles à couteaux sont utilisés.

Pour des températures élevées (> 30°C), la valeur nominale de la protection doit être déclassé.

Les fusibles aM ne sont pas convenables au courant continu.

Les fusibles gG, conçus pour un fonctionnement en courant alternatif, peuvent être utilisés pour un fonctionnement en courant continu avec un déclassement possible en tension et en dimensionnement (contacter le fabricant).

De même, les disjoncteurs en courant alternatif peuvent convenir pour protéger un circuit à courant direct car le seuil de déclencheur thermique est identique, mais les seuils magnétiques sont décalés d'un facteur de 1.4 par rapport aux courbes de courant alternatif.

En cas de fortes tensions continues, et afin de respecter la capacité de coupure, il est parfois nécessaire de connecter deux pôles du disjoncteur en série (voir le document du fabricant).

Le tableau principal de courant alternatif / le panneau de distribution de courant alternatif

Le bus de courant alternatif reçoit les câbles multibrins des circuits de puissance à courant alternatif de tous les onduleurs photovoltaïques, les onduleurs multifonctionnels et les générateurs diesel. La charge à courant alternatif pourrait également être dans le même boîtier.

Un ou plusieurs tableaux principaux de courant alternatif peuvent être installés, selon le dimensionnement de l'installation. Les tableaux principaux contiennent tous les dispositifs de protection et de commutation suivants :

- Des fusibles ou des disjoncteurs en courant continu pour protéger les différents circuits,
- Un (des) commutateur(s) de transfert,
- Un (des) interrupteur(s)-sectionneur(s) de différents départs du réseau,
- Des lignes d'alimentation sortantes pour les charges en courant alternatif (le cas échéant),
- Un ou plusieurs compteurs modulaires sur les sorties et/ou entrées principales,
- Éventuellement, des shunts de mesure de courant pour le système de surveillance.

Les dispositions constructives suivantes doivent être respectées :

- Un boîtier ignifuge avec une classe de protection d'au moins IP 44 et IK 07.
- Des trous de ventilation pour évacuer la chaleur dégagée par les dispositifs de protection et éviter toute condensation.
- Conçus de manière à éviter tout mauvais contact électrique (blocs de jonction par tension à ressort ou blocs de jonction à ressort).
- Un espacement autour des dispositifs de protection pour faciliter la dissipation thermique.
- L'utilisation de câbles unipolaires à l'intérieur du boîtier.
- L'utilisation d'une isolation de classe II ou équivalente.
- La poignée de l'interrupteur-sectionneur doit être accessible du côté frontal extérieure afin d'effectuer un arrêt d'urgence.
- La conformité aux normes de la série CEI 61439 ou à un appareillage de commutation fabriqué et installé conformément aux règles des normes d'installation CEI 60364.

Les normes recommandées

CEI 60146-1-1 :2009 spécifie les exigences relatives à la performance de tous les convertisseurs électroniques de puissance à semiconducteurs, ainsi que des commutateurs électroniques de puissance à semiconducteurs utilisant des dispositifs de commandables et/ou non commandables. Elle est prévue en premier lieu pour spécifier les exigences de base applicables aux convertisseurs en général, ainsi que les exigences applicables aux convertisseurs à commutation par le réseau, pour la conversion du courant alternatif en courant continu ou vice versa. Certaines parties de la présente norme sont également applicables à d'autres types de convertisseur électronique de puissance sous réserve qu'il n'existe pas de normes de produits qui leur soient propres. Cette quatrième édition constitue une révision technique et introduit cinq modifications principales :

- une réédition de l'ensemble de la norme conformément aux directives en vigueur ;
- des corrections de définitions et d'ajouts de nouveaux termes, en particulier des termes concernant la CEM, la distorsion harmonique et la coordination de l'isolement ;
- les tolérances relatives aux conditions de service ont été revues conformément à la série CEI 61000 ;
- les essais d'isolement ont été revus, en tenant compte de la coordination de l'isolement ;
- un ajout de trois annexes.

La présente partie de la CEI 61386 spécifie les règles et les essais applicables aux systèmes de conduits, incluant les conduits et les raccords de conduits, pour la protection et la gestion des conducteurs et/ou des câbles isolés dans les installations électriques ou les systèmes de télécommunication jusqu'à 1000 V CA et/ou 1500 V CC. Cette deuxième édition annule et remplace la première édition publiée en 1996, ainsi que sa modification 1 (2000), et constitue une révision technique. Les modifications par rapport à la première édition sont les suivantes :

- modification de la longueur de l'échantillon d'essai entre les raccords d'essai de traction,
- mise à jour des références éditoriales et normatives.

CEI 62909-1 :2017 spécifie les aspects généraux des convertisseurs de puissance connectés aux réseaux bidirectionnels (GCPC), composés d'un onduleur côté réseau avec deux ou plusieurs types d'interfaces d'accès en courant continu, côté application, avec des tensions systèmes qui ne dépassent pas 1000 V en courant alternatif ou 1500 V en courant continu. Dans certains cas particuliers, un GCPC ne disposera qu'une seule interface d'accès en courant continu, connectée à un dispositif de stockage d'énergie bidirectionnel. Le présent document inclut la terminologie, les spécifications, les performances, la sécurité, l'architecture système et les définitions de cas d'essai. L'« architecture du système » définit les interactions entre l'onduleur et les convertisseurs. Les exigences définies sont des exigences communes, générales et indépendantes des caractéristiques spéciales applicables aux générateurs individuels et aux stockages bidirectionnels. Le présent document ne couvre pas les systèmes d'alimentation sans interruption (ASI) qui relèvent du domaine d'application de la norme 62040 (toutes les parties). Des exigences pourraient être nécessaires pour les communications numériques internes et externes ; les exigences d'interface, y compris pour les ressources énergétiques réparties, sont fournies dans une future partie de la CEI 62909. Toutes les exigences de CEM sont définies par rapport aux normes CEI existantes. Les exigences de communications externes ne sont pas couvertes par le domaine d'application du présent document.

Les dispositifs de protection contre les surtensions (SPD)

Les normes CEITS 61643-12 aident à déterminer les dispositifs de protection contre les surtensions à courant continu et à courant alternatif appropriés ainsi que les fusibles adaptés aux installations photovoltaïques.

Les caractéristiques de dispositifs de protection contre les surtensions pour les systèmes d'alimentation photovoltaïques en courant continu (SPD DC PV) sont déterminées par les critères suivants :

- U_{cpv} : la tension maximale de régime permanent d'un dispositif de protection contre les surintensités (SPD), dédié à la protection du côté courant continu du générateur photovoltaïque (la tension doit être choisie pour que le SPD ne fonctionne pas lorsque les modules photovoltaïques sont à tension en circuit ouvert dans les pires conditions ; en pratique, un facteur de sécurité de 1.1 est considéré $U_{cpv} > 1.1 U_{oc_stc}$).
- U_p : le niveau de protection qui dépend des composants à protéger. Pour être efficace, U_p doit être inférieure à la tension nominale de résistance aux chocs U_w des composants et des circuits à protéger. Une marge de sécurité d'au moins 20% doit être respectée entre U_w et U_p .
- I_n : le courant de décharge nominal qui doit être ≥ 5 kA avec une forme d'onde de 8/20 μ s

- I_{imp} : le courant de choc caractérisant les parafoudres de type 1, devant être ≥ 12.5 kA.
- ISCPW : la résistance au courant de court-circuit. Les dispositifs de protection contre les surintensités et leur sectionneur (interne ou externe) doivent avoir un courant de ISCPW supérieur que l' I_{scmax} du générateur photovoltaïque. Un dispositif de protection contre les surintensités avec sectionneur interne doit également interrompre le courant de court-circuit généré par la batterie. Si ce n'est pas le cas, un sectionneur externe spécifié par le fabricant doit être installé.

La tension U_p des dispositifs externes de protection contre les surintensités doit être coordonnée avec les caractéristiques des dispositifs intégrés dans les contrôleurs de charge photovoltaïques et les onduleurs photovoltaïques à protéger. Les fabricants doivent alors fournir toutes les informations nécessaires à la sélection des dispositifs de protection contre les surintensités. Ces dispositifs de protection contre les surintensités doivent être conformes aux normes CEI 61643-31 et CEI 61643-11 :

- La norme CEI 61643-31 s'applique aux parafoudres installés au du côté courant continu du générateur photovoltaïque.
- La norme CEI 61643-11 s'applique aux parafoudres installés au du côté courant alternatif des installations photovoltaïques.

Les normes recommandées

La norme CEI 61643-11 :2011 est applicable aux dispositifs de protection contre les effets indirects et directs de la foudre ou contre les surtensions transitoires. Ces dispositifs sont conçus pour être connectés à des circuits sous tension alternative 50/60 Hz et à des équipements de tension assignée allant jusqu'à 1000 V r.m.s. Les caractéristiques de performance, les méthodes d'essai et les valeurs nominales standard sont établies. Ces dispositifs contiennent au moins un composant non linéaire et sont destinés à limiter les surtensions et à détourner les courants de surtension. La présente édition de la CEI 61643-11 annule et remplace la deuxième édition de la CEI 61643-1 publiée en 2005. Les principaux changements par rapport à la deuxième édition de la CEI 61643-1 sont la restructuration complète et l'amélioration des procédures et des séquences d'essai. REMARQUE : l'attention des comités nationaux est attirée sur le fait que les fabricants d'équipements et les organismes d'essai peuvent avoir besoin d'une période de transition après avoir publié une norme CEI nouvelle, modifiée ou révisée de la CEI pour fabriquer des produits en conformité avec les nouvelles exigences et s'équiper pour effectuer des essais nouveaux ou révisés. Le comité recommande que le contenu de cette publication soit adopté pour une mise en œuvre nationale au plus tôt 12 mois à compter de la date de publication. En attendant, l'édition précédente peut toujours être commandée en contactant votre comité national membre local de la CEI ou le Bureau central de la CEI.

La protection des personnes et d'équipements

Les installations de mini-réseaux photovoltaïques (PV) nécessitent une protection robuste pour assurer la sécurité des personnes et d'équipements. Un système photovoltaïque bien conçu et protégé garantit non seulement la sécurité, mais améliore également la longévité du système et sa performance. Ceux-ci peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter :

La protection contre les surtensions :

Les coups de foudre présentent un risque important pour les systèmes photovoltaïques en raison de leurs emplacements grands et exposés. Lorsque la foudre tombe, elle peut provoquer des incendies et endommager des composants sensibles d'équipements photovoltaïques.

Les coups de foudre indirects sont particulièrement destructeurs. Ils peuvent endommager des éléments photovoltaïques chers, affectant ainsi la fiabilité du système.

Pour atténuer ce risque, veuillez considérer les mesures suivantes :

- La Mise à la terre/la liaison : toutes les surfaces conductrices doivent être directement mises à la terre.
- Les dispositifs de protection contre les surtensions (SPD) : installez les SPD aux points critiques, tels que les MPPT, les onduleurs de chaîne et les boîtiers de réseau. Ces dispositifs détournent l'énergie excédentaire vers la terre, évitant ainsi les dommages causés par la haute tension.
- SPD de type 2 : ils protègent contre les surtensions et les effets électromagnétiques causés par la foudre.

La protection d'équipements :

- Les éléments photovoltaïques susceptibles d'être endommagés comprennent :
 - Les panneaux photovoltaïques : des défaillances diélectriques et d'isolation peuvent survenir en raison de courants et de tensions transitoires induits lors de coups de foudre.
 - Les onduleurs : ils sont chers et essentiels pour les applications industrielles. Les temps d'arrêt dus à une défaillance de l'onduleur peuvent coûter cher.
 - Les équipements de contrôle et de communication : protégez ces dispositifs pour maintenir la fonctionnalité du système.
- Il est essentiel d'effectuer un entretien et une surveillance régulièrement pour détecter rapidement tout problème.

Les mesures de sécurité pour le personnel :

- La sécurité du personnel : les coups de foudre indirects peuvent être mortels si quelqu'un se trouve à environ 18 mètres du point d'impact.
- Les sites industriels : les systèmes photovoltaïques sur les sites industriels mettent également en danger les opérations et les équipements des entreprises.

L'atténuation de risques :

Mettre en œuvre des protocoles de sécurité, former le personnel et s'assurer qu'ils comprennent les risques associés aux coups de foudre.

REMARQUE : les recommandations des annexes A et B de l'IEEE 2023.10.2021 doivent s'appliquer, le cas échéant.

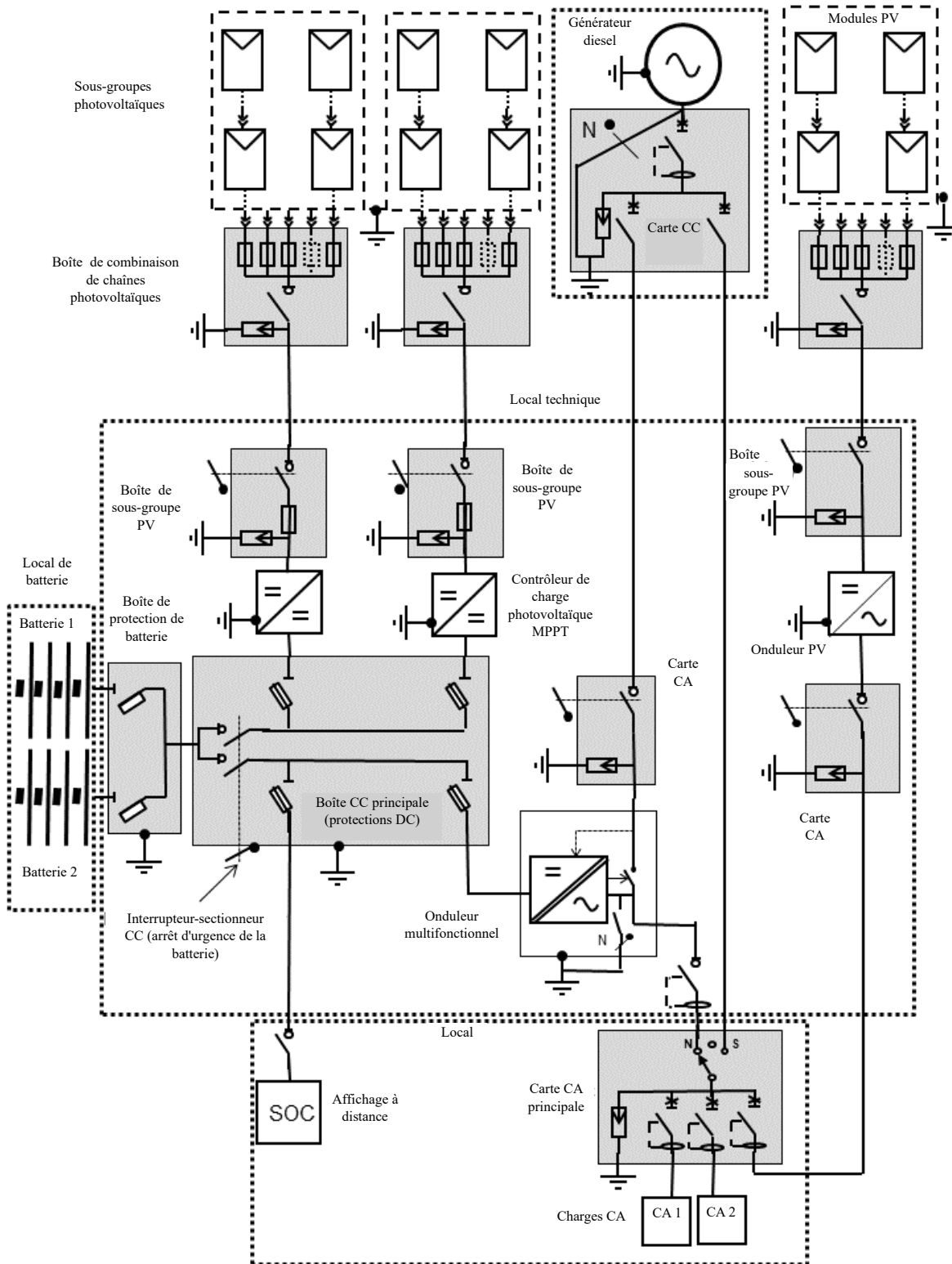


Figure 10. Schéma unifilaire d'un système hybride mixte avec des générateurs photovoltaïques couplés à la source de courant continu et couplés à la source de courant alternatif

5 LE PROCESSUS D'INSTALLATION

L'installation d'un mini-réseau photovoltaïque comprend plusieurs étapes clés pour garantir le déploiement sûr et efficace du système. Des pratiques appropriées d'installation sont essentielles pour maximiser la production d'énergie, minimiser les temps d'arrêt et garantir la longévité des éléments du système.

Le montage de panneaux solaires

La préparation du site : nettoyer le site d'installation de débris, de végétation et de toute obstruction susceptible d'ombrager les panneaux solaires. Assurez-vous que la surface de montage est propre, plane et structurellement solide.

L'installation de la structure de montage : installez les structures de montage telles que les supports au sol, les supports sur le toit ou les supports sur poteaux conformément aux spécifications du fabricant et aux directives techniques. Utilisez des méthodes d'ancrage appropriées et assurez-vous d'un alignement et d'un espacement corrects des rails de montage.

L'installation des panneaux : fixez les panneaux solaires à la structure de montage à l'aide de boulons, de pinces ou de crochets. Assurez-vous que les panneaux sont positionnés à l'angle d'inclinaison et à l'orientation optimaux pour maximiser l'exposition solaire.

Les éléments de connexion

L'installation de l'onduleur : installez l'onduleur dans un endroit approprié, en assurant une ventilation et un accès appropriés pour l'entretien. Suivez les directives du fabricant pour le montage et les connexions électriques.

L'installation du groupe de batteries : placez le groupe de batteries dans un endroit bien ventilé avec un espace suffisant pour la circulation d'air et l'accès à l'entretien. Connectez les batteries en série ou en parallèle selon les exigences de tension du système.

L'installation du contrôleur de charge : installez le contrôleur de charge à proximité immédiate du groupe de batteries et des panneaux solaires. Assurez une ventilation adéquate et sécurisez les connexions électriques au groupe de batteries et au panneau solaire.

La configuration du câblage

Le câblage en courant continu : utilisez des câbles de dimensionnement approprié et isolés pour le câblage en courant continu entre les panneaux

solaires, le contrôleur de charge et le groupe de batteries. Minimisez les chutes de tension et les pertes d'énergie, tout en gardant les câbles courts et en utilisant des techniques appropriées d'acheminement de câbles.

Le câblage en courant alternatif : installez le câblage en courant alternatif entre l'onduleur, le centre de charge et le point de connexion au réseau (le cas échéant). Suivez les codes et les règlements électriques locaux pour des pratiques d'installation sûres, y compris la mise à la terre et l'isolation appropriées.

Les dispositifs de protection : installez des disjoncteurs, des fusibles et des dispositifs de protection contre les surtensions selon les besoins pour protéger le système de mini-réseau photovoltaïque contre les défauts électriques et les surcharges.

Les normes CEI suivantes s'appliquent à l'installation de mini-réseaux photovoltaïques :

La norme CEI 62446 : Systèmes photovoltaïques connectés au réseau - Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen : Cette norme spécifie les exigences minimales pour la documentation, les essais de mise en service et l'examen des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, garantissant leur fonctionnement sûr et fiable.

La norme CEI 61730 : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2 : Exigences pour la construction : Une partie des exigences de sécurité de la norme pour la construction de modules photovoltaïques, y compris l'intégrité mécanique, l'isolation électrique et la protection contre les facteurs environnementaux.

La norme CEI 60364 : Installations électriques des bâtiments : Cette norme fournit des exigences et des lignes directrices pour la conception, l'installation et la maintenance des installations électriques dans les bâtiments, y compris le câblage, les dispositifs de protection et les mesures de sécurité.

La norme IEEE 2030.10.2021 : la norme IEEE concernant les micro-réseaux en courant continu pour les applications d'accès à l'électricité en milieu rural et éloigné : porte sur la conception et l'exploitation d'un micro-réseau en courant continu pour les applications rurales ou isolées basé sur une tension continue très basse (ELVDC) pour réduire les coûts et simplifier la stabilité. Ces micro-réseaux sont généralement exploités sans connexion au système d'alimentation électrique d'un pays.

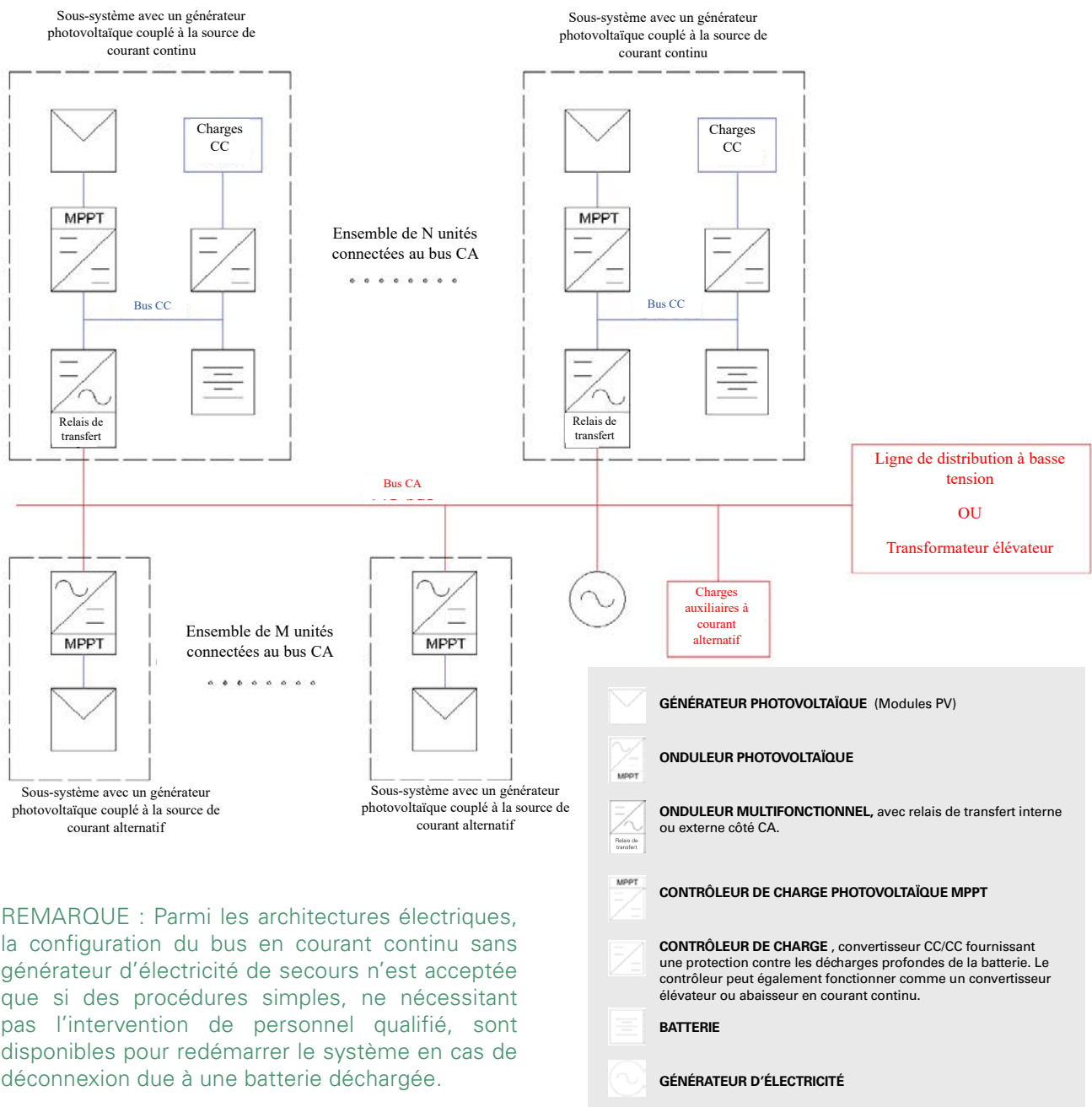
5.1 La description des installations

5.1.1 L'architecture électrique

Comme il existe plusieurs options de configuration de mini-réseau, le présent guide fait référence à une centrale électrique générique typique, conçue pour fonctionner dans une configuration double sur les bus en courant continu et en courant alternatif,

comme le montre la Figure 1. Cette configuration générique convient à la fois aux systèmes monophasés et aux systèmes triphasés.

REMARQUE : la figure montre un bus en courant continu par générateur photovoltaïque couplé à la source de courant continu. Cependant, il pourrait également y avoir un seul bus en courant continu partagé entre tous les générateurs photovoltaïques couplés à la source de courant continu.



REMARQUE : Parmi les architectures électriques, la configuration du bus en courant continu sans générateur d'électricité de secours n'est acceptée que si des procédures simples, ne nécessitant pas l'intervention de personnel qualifié, sont disponibles pour redémarrer le système en cas de déconnexion due à une batterie déchargée.

Figure 11 : Exemple D'un Diagramme Schematique Pour Un Systeme Hybride Mixte Avec Des Generateurs Photovoltaïques Couplés A La Source De Courant Continu Et Coupés A La Source De Courant Alternatif

5.2 La protection d'Installations

5.2.1 La protection contre les surtensions atmosphériques

Introduction

Les systèmes photovoltaïques sont soumis, comme tout système électrique, aux risques induits par la foudre. Les composants de ces systèmes sont régulièrement détruits. L'expérience montre que les dispositifs de protection contre la foudre, lorsqu'ils existent, sont souvent mis en place sans étude sérieuse de leur efficacité.

L'objectif général de ce chapitre est de fournir une assistance aux personnes responsables de la conception et de l'installation, qui doivent mettre en œuvre des dispositifs de protection contre la foudre dans des centrales photovoltaïques autonomes et hybrides.

Cependant, les recommandations pratiques proposées dans ce chapitre ne peuvent garantir une protection à toute épreuve contre les effets destructeurs. L'objectif est de parvenir à une réduction significative des dégâts causés.

Une étude spécifique devra être réalisée sur les sites particulièrement exposés à la foudre, notamment en cas d'utilisation d'un parafoudre.

Les recommandations proposées concernent la protection au niveau des connexions électriques de chaque système et supposent que chaque composant possède sa propre protection interne caractérisée par un certain niveau de protection.

5.2.2 Les mesures de protection contre les effets indirects de la foudre

Il convient de rappeler que la protection contre les effets indirects de la foudre (surtensions apparaissant sur les câbles) nécessite la mise en œuvre simultanée de plusieurs mesures qui dépendront, d'une part, du niveau céramique de la zone et, d'autre part, de l'analyse économique et financière.

Cependant, il est fortement recommandé, dans la plupart des cas, de mettre en œuvre les mesures suivantes :

- Le caractère unique du système de la mise à la terre (liaison entre le système paratonnerre et de mise à la terre et l'installation électrique du local technique).
- La mise en place d'un réseau équipotentiel reliant à la terre tous les équipements électriques et les éléments conducteurs du local technique.
- L'installation de dispositifs appropriés de protection contre les surtensions (SPD) connectés à la borne de terre qui doit être commune avec la terre dont l'équipement à protéger est installé.
- La configuration de l'acheminement des câbles pour éviter les boucles qui pourraient conduire à la génération de surtensions dues à l'évolution rapide du champ magnétique.
- Il convient d'utiliser un blindage des câbles de télécommunications et de transmission d'informations, de préférence des câbles à fibres optiques car ils ne sont pas affectés par les champs électriques.

5.2.3 Le caractère unique du système de mise à la terre et d'équipotentialité des masses

Si le site est équipé d'un système de protection contre la foudre (SPF), les liaisons de terre du SPF et celle du local technique doivent être reliées entre elles.

En revanche, toutes les masses métalliques d'équipements constituant la centrale, y compris celles situées dans des locaux ou espaces différents, doivent être reliées entre elles par une liaison équipotentielle et raccordées à une seule prise de terre.

Un cas d'un générateur photovoltaïque en toiture :

L'interconnexion des structures métalliques du générateur PV et des masses d'équipements électriques ou électroniques est généralement réalisée avec un conducteur d'équipotentialité de section minimale de 6 mm².

Lorsque plusieurs structures de montage PV sont présentes, elles doivent toutes être connectées au conducteur d'équipotentialité en cuivre d'une section minimale de 6 mm², selon le guide UTE C15-712-2.

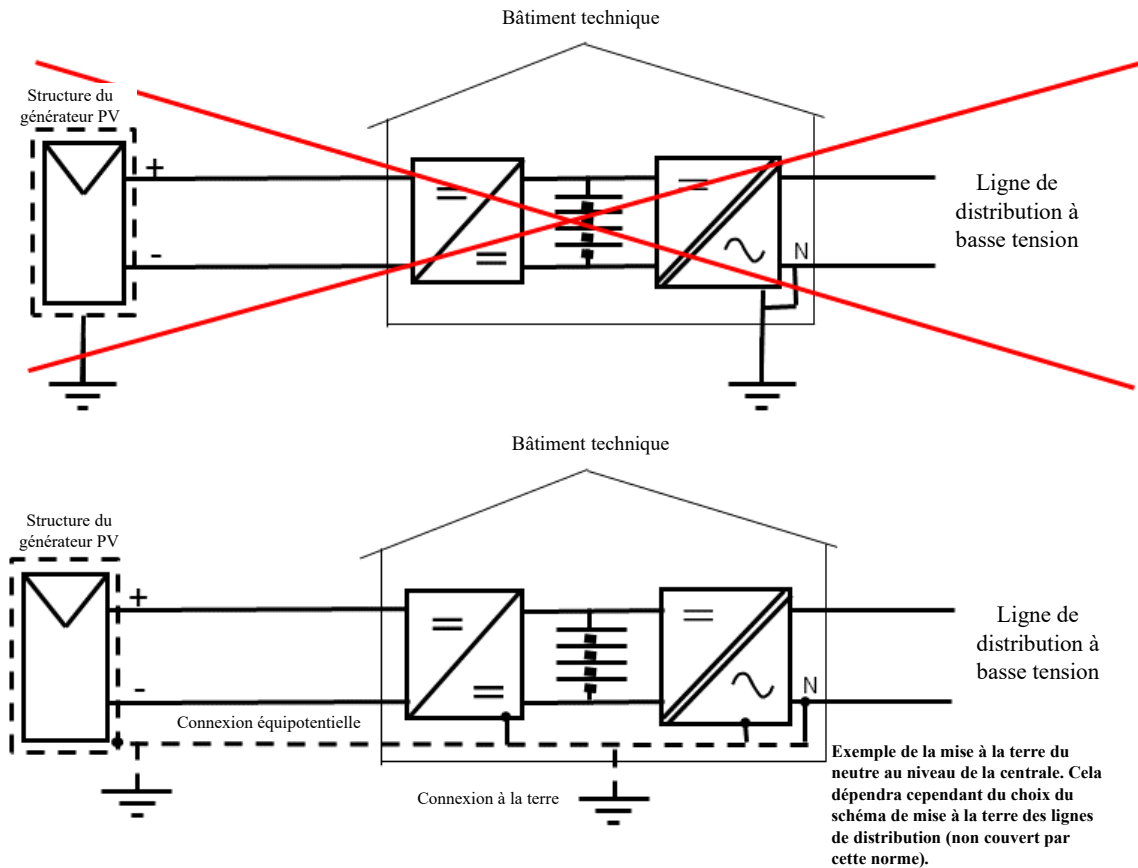


Figure 12. Exemples de bon et mauvais câblage du système de mise à la terre et d'équipotentialité

De même, les cadres des modules photovoltaïques doivent être connectés au conducteur d'équipotentialité en un des points prévus à cet effet par le fabricant du module.

De manière générale, toutes les canalisations métalliques doivent être mises à la terre à proximité de leur point d'entrée dans le bâtiment (dans le cas de conduits métalliques et de câbles blindés), ainsi que toutes les structures métalliques conductrices du bâtiment.

Un cas d'un générateur photovoltaïque au sol :

Il n'est pas nécessaire d'enterrer le conducteur d'équipotentialité si sa longueur est moins que 50 m. Au-dessus de 50 m, le conducteur d'équipotentialité doit être enterré pour éviter tout risque d'inflammation pouvant porter atteinte aux câbles. Il est fortement recommandé que le conducteur de terre soit très proche des conducteurs actifs pour limiter la zone d'une boucle potentielle induite.

Lorsque la liaison équipotentielle est enterrée, la section transversale du câble en cuivre libre ne doit

pas être inférieure à 25 mm², afin de minimiser les problèmes potentiels de corrosion.

5.2.4 Les masses métalliques d'équipements et d'accessoires électriques

Les masses métalliques d'équipements électriques et électroniques (régulateur de charge PV, onduleurs PV, onduleur multifonctionnel, système de surveillance, tableaux de protection en courant alternatif, etc.) doivent être connectées directement soit à une barre de mise à la terre en cas de SPD, soit au conducteur d'équipotentialité le plus proche via une connexion en cuivre d'une section transversale minimale de 6 mm².

5.3 Les fondements des risques électriques

5.3.1 Les considérations générales

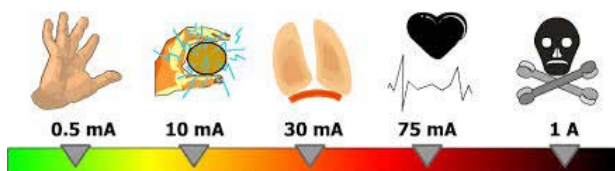
Lorsqu'il s'agit d'accidents électriques, il faut distinguer entre :

- Les chocs électriques : dynamisation d'une partie du corps ou du corps entier.
- L'électrocution : chocs électriques ayant une issue fatale.

Les risques de contact électrique sont de deux volets. D'une part, il existe des contacts directs où l'opérateur touche avec son corps une pièce sous tension. Deux scénarios sont possibles : soit le courant électrique circule à travers le corps jusqu'à la terre (entre un conducteur actif et la terre), soit le courant électrique circule à travers le corps entre deux conducteurs actifs.

En revanche, il existe des contacts indirects plus dangereux où l'opérateur touche une masse conductrice (métallique ou autre) non reliée à la terre et qui a été accidentellement mise sous tension. Le courant circule ensuite à travers le corps jusqu'à la terre.

Dans les deux cas, il existe un risque d'électrification, voire d'électrocution. Les conséquences varient en fonction de nombreux paramètres, par exemple la présence d'humidité favorisant la circulation du courant, la nature des contacts, l'état de l'opérateur, l'intensité du courant passant par le corps et la différence de tension.



Les seuils de danger varient selon les personnes, mais on estime qu'il peut y avoir des conséquences sur l'homme à partir de 5 mA. Il s'agit le plus souvent de blessures qui touchent principalement les mains, les membres supérieurs et les yeux (brûlures, contusions, commotions cérébrales, plaies).

- À partir de 30 mA (seuil de déclenchement de dispositifs de courant résiduel à haute sensibilité), il se produit une tétanisation des muscles respiratoires pouvant conduire à une asphyxie au bout de quelques minutes.
- Au-dessus de 30 mA, la « fibrillation ventriculaire » touche les organes vitaux, en commençant par le cœur.
- Au-dessus de 1 A, l'électrocution est inévitable.

Afin de déclencher la circulation d'un courant électrique à travers le corps, une tension électrique doit être générée entre 2 parties du corps. La résistance électrique entre les deux parties sous tension déterminera la valeur du courant circulant, selon la loi d'Ohm $U=R \cdot I$.

On définit donc les tensions de sécurité au-dessus desquelles le courant généré est potentiellement mortel pour un être humain commun et en bonne santé.

- Le courant alternatif : 50 V en milieu sec et 25 V en milieu humide.
- Le courant continu : 120 V en milieu sec et 60 V en milieu humide.

Les chocs électriques

Les chocs électriques (le courant passe par le corps) peuvent avoir différents effets sur les êtres humains : une électrocution et des brûlures internes et superficielles. Les brûlures internes sont généralement invisibles, quelques marques seulement apparaissent aux points de contact. Elles peuvent donc être plus graves que les blessures externes, même s'il apparaît le contraire.

REMARQUE : plus le courant est élevé, plus le risque de mort subite augmente. De même, plus la tension est élevée et plus le temps de contact est long, plus les dommages sont dangereux.

Les brûlures

Il existe deux types de brûlures provoquées par l'électricité :

- Les brûlures électrothermiques sont causées par l'énergie dissipée par effet Joule tout au long du parcours du courant dans le corps. Ces brûlures entraînent des nécroses internes, notamment au niveau des muscles.

- Les brûlures par arc et par rayonnement lumineux sont des brûlures provoquées par la projection de particules de métal en fusion lors de la production de l'arc électrique ou provoquées par la proximité du corps avec l'arc. La force de la lumière émise brûle les cellules oculaires.

5.3.2 Les risques électriques du côté du générateur photovoltaïque

Les caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque

Dans le cas d'un générateur photovoltaïque, les modules photovoltaïques sont connectés en série/parallèle :

- Soit à un contrôleur de charge photovoltaïque connecté au bus en courant continu.
- Soit à un onduleur photovoltaïque connecté au bus en courant alternatif.

Dans les deux cas, le générateur photovoltaïque fonctionne comme une source de courant continu avec les caractéristiques suivantes :

Dans des conditions de fonctionnement optimales :

- Courant $I_{mpp}(\text{Gen PV}) = N_c I_{mpp}(\text{module PV})$, N_c est le nombre de chaînes photovoltaïques connectées en parallèle.
- Tension $U_{mpp}(\text{Gen PV}) = N_s U_{mpp}(\text{module PV})$, N_s est le nombre de modules photovoltaïques connectés en série.

En conditions de court-circuit :

- $I_{sc}(\text{Gen PV}) = N_c I_{sc}(\text{module PV})$, N_c est le nombre de chaînes photovoltaïques connectées en parallèle.

Circuit ouvert :

- $U_{oc}(\text{Gen PV}) = N_s U_{oc}(\text{module PV})$, N_s est le nombre de modules photovoltaïques connectés en série.

Par conséquent, tous les composants en courant continu (câbles, interrupteurs, connecteurs, etc.) du générateur photovoltaïque doivent être sélectionnés en fonction des valeurs maximales de courant et de tension de certaines configurations

en série/en parallèle de modules photovoltaïques composant le générateur photovoltaïque.

- En tension : $U_{oc\max} = U_{oc}(\text{stc}) \times K_u$
- En courant : $I_{sc\max} = I_{sc}(\text{stc}) \times K_i$

K_u : le coefficient de correction de la température de la tension en circuit ouvert. La valeur par défaut est $K_u = 1,1$, ce qui correspond aux modules en silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) avec une température de cellule minimale d'environ 10°C. Le coefficient K_u peut être calculé au cas par cas en fonction des températures minimales du site.

K_i : une irradiation de 1000 W/m² est la valeur de référence utilisée dans la normalisation des modules photovoltaïques, mais l'irradiation peut occasionnellement atteindre 1100 à 1200 W/m². Le coefficient K_i est un coefficient de sécurité qui prend en compte ces pics d'irradiation. En pratique, $K_i = 1.25$ est utilisé pour les modules en silicium cristallin.

Synthèse des principaux risques électriques du côté générateur photovoltaïque

Du côté du générateur photovoltaïque, les principaux risques électriques peuvent être résumés comme suit :

- Les arcs électriques susceptibles de déclencher un incendie. La production d'électricité sera maintenue tant qu'il y a du soleil.
- Les chocs électriques provoqués par le contact simultané d'une personne avec les polarités positive et négative d'un générateur photovoltaïque à une tension en circuit ouvert U_{oc} supérieure à 60 V.
- Des dommages à l'équipement dus à l'échauffement d'une chaîne photovoltaïque défectueuse, ce qui peut se produire si un courant inverse, supérieur à la valeur IRM des modules photovoltaïques, circule à travers la chaîne photovoltaïque.

REMARQUE : L'ombrage d'une partie d'un groupe peut également provoquer des points chauds qui pourraient devenir problématiques.

5.3.3 Les risques électriques du côté de la batterie

Les caractéristiques électriques de la batterie

La batterie est une source de tension présentant les caractéristiques suivantes :

La tension :

U_n (batt) = $n_s U_n$ (cellule de batterie) avec $U_n = 2 V$ pour une batterie au plomb-acide et n_s étant le nombre de cellules connectées en série.

La tension maximale, qui peut être atteinte, dépend de la technologie et de la phase de charge correspondante des batteries :

- Pour les batteries au plomb-acide ouvertes : U_{max} peut atteindre $1.4 U_n$ pendant la phase d'égalisation.
- Pour les batteries plomb-acide scellées : U_{max} peut atteindre $1.2 U_n$ pendant la phase d'absorption.
- Pour les autres batteries, une valeur de tension de la batterie UBATT de $0.8 U_n < UBATT < 1.2 U_n$ est couramment utilisée.

Le courant court-circuit :

I_{sc} (batterie) = I_{sc} (cellule)

Le courant de court-circuit d'une batterie dépend de sa technologie et, donc, de sa résistance interne qui est généralement fournie par les fabricants.

Les valeurs I_{sc} d'une batterie sont approximativement :

- **La batterie au plomb-acide** : $I_{sc} = K \times C_{10}$, où C_{10} est la capacité en ampères-heures (Ah) à un taux C10 et $K=10$.
- **La batterie au lithium-ion** : $I_{sc} =$ de 100 à 200 A par cellule (les modules de batterie peuvent être constitués de plusieurs centaines de cellules en parallèle, entraînant ainsi des courants de court-circuit potentiels de plusieurs dizaines de milliers d'ampères

Un cas particulier du risque d'emballage thermique dans les batteries au lithium-ion :

L'emballage thermique d'une cellule au lithium-ion peut entraîner des réactions chimiques en chaîne incontrôlables, entraînant un incendie, un dégagement de gaz toxique et de violentes explosions. Le contrôle thermique des cellules au lithium-ion d'une batterie de grande capacité est une fonctionnalité clé assurée par le BMS (système de gestion de la batterie) avec une gestion de la température. Les risques de surchauffe de cellules peuvent avoir différentes causes :

- Une température ambiante élevée ou une température du local technique non contrôlée.
- Un échauffement anormal des cellules dû à une surcharge ou à un court-circuit sur le bus en courant continu, ou à une utilisation trop intensive et prolongée.
- Un court-circuit interne dans les cellules.
- Des dommages accidentels pendant les phases de transport et de manutention.

Donc, l'utilisation de batteries au lithium-ion nécessite toujours des mesures de sécurité strictes.

Synthèse des principaux risques électriques du côté du bus en courant continu

Du côté de la batterie et du bus en courant continu auquel elle est connectée, les principaux risques électriques peuvent se résumer ainsi :

- Des chocs électriques par contact simultané d'une personne avec les polarités positive et négative d'une batterie de tension supérieure à 60 V.
- Un court-circuit entre les polarités positive et négative du bus en courant continu pouvant conduire à des courants de plusieurs dizaines de milliers d'ampères et, donc, des risques d'explosion.

5.3.4 Les risques électriques du côté du courant alternatif

Les caractéristiques électriques d'un onduleur multifonctionnel

L'onduleur multifonctionnel hors réseau fonctionne en mode autonome lorsqu'il alimente les charges en courant alternatif sans un générateur diesel de secours. C'est un dispositif connecté à une batterie en entrée et fonctionne comme une source de tension alternative en sortie.

Les caractéristiques électriques sont les suivantes :

La tension :

$U = U_n \pm x\%$ où U_n est la tension de sortie nominale de l'onduleur multifonctionnel.

Le courant :

- I_n : un courant nominal pouvant être alimenté en continu dans certaines conditions de température.
- I_{max} : un courant maximum pouvant être alimenté pendant un temps déterminé (typiquement 5 s) dans certaines conditions de la température.
- I_{sc} : un courant de court-circuit pouvant être alimenté pendant une durée très courte, typiquement limité à une valeur d'environ 2 à 3 fois le courant nominal I_n .

Si l'onduleur est équipé d'une isolation galvanique, celle-ci équivaut à un transformateur de sécurité entre l'entrée de courant continu et la sortie de courant alternatif de l'onduleur.

Les caractéristiques électriques d'un onduleur photovoltaïque

Un onduleur photovoltaïque est un dispositif connecté en amont à un générateur photovoltaïque et dont la sortie est connectée au réseau. Il fonctionne comme une source de courant avec les caractéristiques suivantes :

Le courant :

- I_n : un courant de sortie nominal de l'onduleur, dépendant de la puissance du générateur photovoltaïque et limité par l'onduleur.
- I_{sc} : un courant de court-circuit pouvant être alimenté par l'onduleur pendant un temps très court et limité à une valeur d'environ 2 I_n .

La tension :

La tension de sortie est imposée par la tension du réseau principal, soit : $U_n \pm x\%$ avec U_n étant la tension nominale du réseau. Ces valeurs et les plages associées peuvent être ajustées en usine ou sur site en fonction du produit.

Les caractéristiques électriques d'un générateur diesel

Un générateur diesel est une machine tournante à vitesse régulée qui agit comme une source de tension présentant les caractéristiques suivantes :

- $U_n \pm x\%$ avec U_n étant la tension nominale du générateur (monophasé ou triphasé).
- I_n : courant nominal du générateur.
- S_n : puissance apparente du générateur.
- F : fréquence nominale.

Courant de court-circuit :

Le courant de court-circuit I_{sc} d'un générateur peut être divisé en 3 régimes :

- Un régime sous-transitoire qui dure de 10 à 20 ms.
- Un régime transitoire qui dure de 100 à 300 ms.
- Un régime permanent qui dure jusqu'à ce que les dispositifs de protection ferment le circuit.

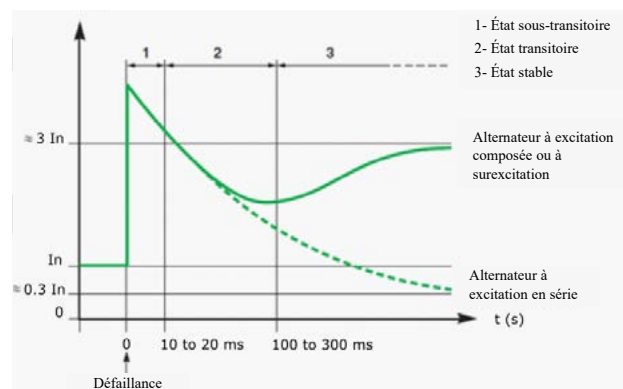


Figure 13. Courbe transitoire d'un groupe generateur

Comme la résistance est toujours négligeable par rapport aux réactances, trois impédances sont définies correspondant aux trois régimes et il est habituel de les exprimer par la chute de tension relative produite par le courant nominal qui les traverse.

Pour les spécifications des dispositifs électriques de protection, seul le courant de court-circuit correspondant au régime transitoire est pris en compte, c'est-à-dire la réactance transitoire, avec une valeur d'environ 20 à 30%. La réactance transitoire est définie par le ratio du courant nominal I_N au courant de court-circuit I_{sc} . Le type de dispositif électrique de protection est très souvent recommandé par le fabricant, ou directement intégré au générateur.

S'il n'est pas intégré au générateur, le disjoncteur reliant le générateur au MACB aura une courbe C et devra respecter :

$$1,5 \times I_N \text{ générateur diesel} < I_N \text{ disjoncteur} < 2 \times I_N \text{ générateur diesel}$$

Synthèse des principaux risques électriques du côté du bus à courant alternatif

Les risques électriques du côté du bus à courant alternatif sont permanents du fait de la présence continue d'une tension alternative supérieure à 50 V. Les conséquences des courts-circuits et des éventuels défauts d'isolement dépendent du mode de fonctionnement, du schéma de mise à la terre et des caractéristiques des composants.

Les normes recommandées

La norme CEI 60479-1 :2018(E) fournit des directives de base sur les effets du courant de choc sur l'homme et les animaux domestiques. La présente publication de base sur la sécurité est principalement destinée à être utilisée par les comités techniques dans la préparation de normes conformément aux principes énoncés dans le Guide CEI 104 et le Guide ISO/IEC 51. Elle n'est pas destinée à être utilisée par les fabricants ou les organismes de certification.

5.4 La protection des personnes

5.4.1 Des considérations générales

Les risques de choc électrique dû au contact avec les câbles photovoltaïques

Un seul module photovoltaïque ne présente pas de risque de choc électrique si la tension en circuit ouvert est inférieure à 60 V. Cependant, les niveaux de tension dans la plupart des générateurs photovoltaïques sont plus élevés car plusieurs modules photovoltaïques sont connectés en série.

Dans certains cas, la tension à la sortie de la chaîne photovoltaïque (U_{oc}) peut atteindre plusieurs centaines de volts ; il existe donc un risque de choc électrique par contact direct.

Par exemple, une chaîne photovoltaïque de 20 modules de 60 cellules connectés en série aura une tension en circuit ouvert de :

$$U_{oc} \text{ (STC)} = 0.6 \times 60 \times 20 = 720 \text{ V}$$

Les risques d'arc électrique

Les arcs électriques peuvent provoquer un éblouissement, un choc électrique ou même des brûlures aux personnes.

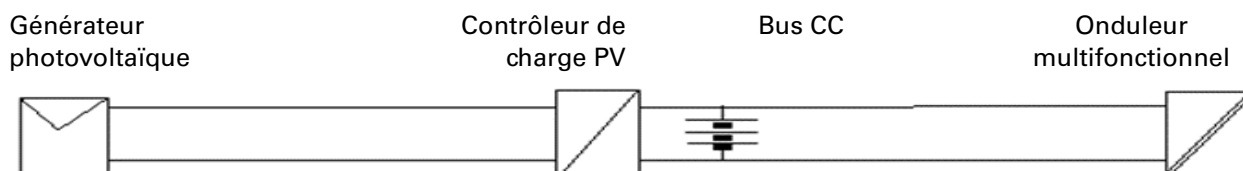


Figure 14. Exemple d'un arc électrique aux bornes d'un module de 200 wp sous 1000 w/m² de rayonnement solaire -

5.4.2 La protection contre les chocs électriques

La protection contre les contacts directs et indirects du côté courant continu

Le tableau ci-dessous montre les mesures de protection individuelle à prendre en fonction de la plage de tension des parties en courant continu (générateur PV et bus CC) :



| Cas | U_{pvmax} | Régime de tension | Protection contre les contacts directs | Protection contre les contacts indirects | Contrôleur de charge | Voltage de batterie | Régime de tension | Protection contre les contacts directs | Protection contre les contacts indirects | Onduleur multifonctionnel |
|-----|-----------------------|-------------------|--|--|---------------------------|---|-------------------|--|---|---------------------------|
| 1 | $U_{ocstc} \leq 120V$ | TBTS | Pas nécessaire si $U_{pv} \leq 60V$ | Pas nécessaire | Sans isolation galvanique | $U_n \leq 120V$ | TBTS | Pas nécessaire si $U_b \leq 60V$ | Pas nécessaire | Avec isolation galvanique |
| 2 | $U_{ocstc} \leq 120V$ | TBTP | Pas nécessaire si $U_{pv} \leq 30V$ | Pas nécessaire | Sans isolation galvanique | $U_n \leq 120V$ avec une polarité mise à la terre | TBTP | Pas nécessaire si $U_b \leq 30V$ | Pas nécessaire | Avec isolation galvanique |
| 3 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n \geq 120V$ flottant | TBTF | IP2X | Mise à la terre informatique : Contrôleur d'isolement, fusible dans chaque polarité | Avec isolation galvanique |
| 4 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n \geq 120V$ avec une polarité mise à la terre | BT | IP2X | Mise à la terre IT : Contrôleur d'isolement, fusible dans chaque polarité | Avec isolation galvanique |
| 5 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n \geq 120V$ with one earthed polarity | BT | IP2X | Mise à la terre TN : non autorisée | Avec isolation galvanique |
| 6 | $U_{ocstc} \leq 120V$ | TBTS | Pas nécessaire si $U_{pv} \leq 60V$ | Pas nécessaire | Sans isolation galvanique | $U_n \leq 120V$ | TBTS | Pas nécessaire si $U_b \leq 60V$ | Pas nécessaire | Avec isolation galvanique |
| 7 | $U_{ocstc} \leq 120V$ | TBTP | Pas nécessaire si $U_{pv} \leq 60V$ | Pas nécessaire | Sans isolation galvanique | $U_n \leq 120V$ avec une polarité mise à la terre | TBTP | Pas nécessaire si $U_b \leq 30V$ | Pas nécessaire | Avec isolation galvanique |
| 3 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n \leq 120V$ flottant | TBTS | Pas nécessaire si $U_b \leq 60V$ | Pas nécessaire | Avec isolation galvanique |
| 9 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n > 120V$ flottant | BT | IP2X | Mise à la terre IT : Contrôleur d'isolement, fusible dans chaque polarité | Avec isolation galvanique |
| 10 | $U_{ocstc} > 120V$ | BT | IP2X | Classe II | Sans isolation galvanique | $U_n > 120V$ avec une polarité mise à la terre | BT | IP2X | Mise à la terre TN : Contrôleur d'isolement, fusible dans chaque polarité | Avec isolation galvanique |

Les cas n° 3 et 4 : la protection contre les contacts indirects est assurée par le schéma de mise à la terre IT, associé à un arrêt du contrôleur de charge et de l'onduleur dès la détection du premier défaut.

Le cas n° 9 : la protection contre les contacts indirects est assurée par le régime IT, associé à un arrêt du contrôleur de charge et de l'onduleur dès la détection du premier défaut.

Le cas n° 10 : la protection contre les contacts indirects est assurée par le régime TN, associé à une déconnexion du contrôleur de charge et de l'onduleur lorsque le premier défaut est détecté par un dispositif de courant résiduel (RCD) de type B dont le tore est placé sur les points de connexion à la terre d'une des polarités en courant continu.

Les protections supplémentaires à considérer dans le cas du BT

Lorsque le côté du générateur photovoltaïque ou le bus de courant continu sont en régime de basse tension ($U_{dcmax} > 120\text{ V}$), la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par une isolation double ou renforcée (Classe II) de l'équipement en courant continu et ne nécessite donc pas aucune mise à la terre des éléments métalliques.

Cependant, un éventuel défaut d'isolement des équipements en courant continu (causé, par exemple, par la dégradation de leur isolation lors de l'installation ou par leur vieillissement) pourrait avoir les conséquences suivantes :

- Au premier défaut : la tension des éléments métalliques s'élève au-dessus de 120V, ce qui est potentiellement dangereux pour les personnes.
- Le deuxième défaut est un court-circuit pouvant provoquer des arcs électriques et un incendie.

Pour limiter ce risque, des protections supplémentaires seront mises en œuvre :

- L'interconnexion des masses métalliques et leur mise à la terre (principe d'équipotentialité).
- Le contrôle de l'isolement entre les polarités et la terre.
- Des arrangements pour éviter les courts-circuits.

La surveillance d'isolement

Afin de contrôler l'isolement de la partie courant continu basse tension (LVDC) dont aucune des polarités n'est reliée à la terre, un contrôleur d'isolement est généralement intégré :

Côté photovoltaïque :

- Soit au niveau du contrôleur de charge photovoltaïque (côté PV et/ou côté de batterie).
- Soit au niveau de l'onduleur PV (côté PV).
- Soit par un dispositif de surveillance d'isolation permanent, par exemple installé dans la boîte de combinaison du groupe photovoltaïque ou au sein des composants.

Côté du bus de courant continu :

- Sur le bus de courant continu (par exemple via un dispositif de surveillance d'isolement installé dans la boîte de batterie à courant continu (BATT-CC))

Au premier défaut d'isolement, le contrôleur détecte et signale les défauts afin que l'opérateur puisse intervenir pour résoudre le problème.

Pour cela, il est indispensable de mettre à la terre toutes les parties métalliques du générateur photovoltaïque à basse tension, ce qui contribuera également à protéger l'équipement contre d'éventuelles surtensions induites par la foudre.

La protection contre les contacts directs et indirects sur le bus de courant alternatif

La protection contre les contacts directs est assurée par l'utilisation de boîtiers IP2X ou IPXXB, selon la norme CEI 60529 qui précise les degrés de protection des composants électriques selon l'indice IP.

| Premier chiffre : la protection contre les particules solides | | Deuxième chiffre : la protection contre la pénétration de liquides | |
|---|---|--|--|
| 0 | Pas de protection | 0 | Pas de protection |
| 1 | Protection contre les particules > 50 mm | 1 | Protection contre les gouttes d'eau tombant ver- ticalement (gouttes d'eau) |
| 2 | Protection contre les particules > 12.5 Mm | 2 | Protection contre les écoulements d'eau avec une inclinaison maximale de 15° |
| 3 | Protection contre les particules > 2.5 Mm | 3 | Protection contre la pulvérisation d'eau (inclinaison maximale de 60°) |
| 4 | Protection contre les particules > 1 mm | 4 | Protection contre les ecl- boussures d'eau provenant de toute direction |
| 5 | Protection contre les poussières fines (talc) | 5 | Protection contre les jets d'eau projetés par une buse de 6.3mm à 0.3 Bar |
| 6 | Étanche aux poussières, même microscopique | 6 | Protection contre les jets d'eau projetés par une buse de 12.5mm à 1 bar |
| | | 7 | Protection contre l'im- mersion totale dans l'eau jusqu'à 1 mètre de profon- deur |
| | | 8 | Protection contre l'immersion continue |

Tableau 12. Types d'indices ip

La protection contre les contacts indirects peut être assurée conformément aux dispositions de la norme NFC 15-100 (norme française) :

- Soit par isolation double ou renforcée.
- Soit par séparation électrique.
- Soit par coupure automatique du courant (par exemple, via le générateur diesel ou l'onduleur multifonctionnel).

Dans le cas du couplage de plusieurs sources à courant alternatif entre elles, le neutre doit être mis à la terre en un seul point.

Avec les dispositifs de classe I, un dispositif de courant résiduel est situé sur les connexions de chaque source et chaque charge permet d'isoler complètement la partie présentant un défaut d'isolement.

La figure 15 montre un exemple de schéma de connexion à la terre pour une centrale électrique avec trois sources de courant alternatif : un onduleur multifonctionnel triphasé, un générateur diesel triphasé et trois générateurs photovoltaïques couplés via des onduleurs photovoltaïques monophasés.

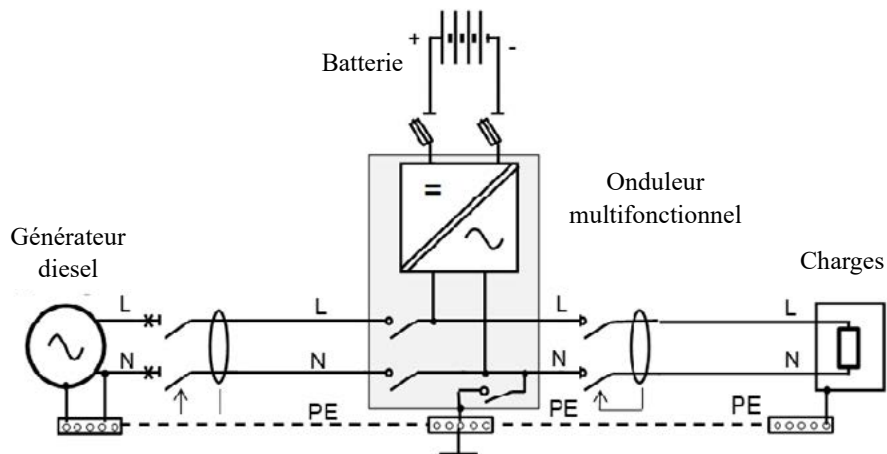


Figure 15. Exemple de schéma de connexion à la terre pour un système hybride avec bus de courant alternatif monophasé

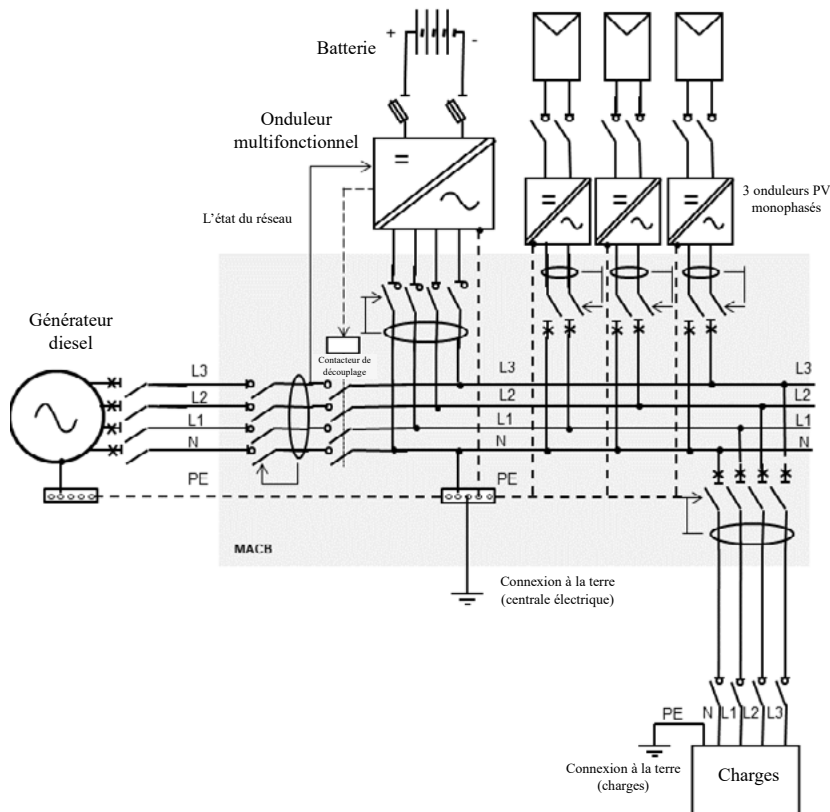


Figure 16. Exemple de schéma de connexion à la terre pour un système hybride avec bus de courant alternatif triphase -

5.4.3 La protection contre les surintensités

Introduction

Il est souvent nécessaire de protéger les câbles/le câblage individuels contre les surintensités en cas de surcharge potentielle ou de court-circuit.

Côté courant continu : les rôles et les types de protection recommandés

Les différents exemples de risques électriques montrent que la protection est indispensable afin de protéger les modules photovoltaïques, les câbles et la batterie.

La protection des modules photovoltaïques : les principes de base

Les modules photovoltaïques peuvent être endommagés par une surintensité inverse si ceux-ci dépassent le courant inverse IRM des modules pendant une certaine période de temps. Les effets de courants de défaut peuvent varier de dommages permanents aux modules photovoltaïques à une destruction des conducteurs (ce qui peut conduire à des arcs électriques, voire à un incendie). Des courants de défaut dangereux peuvent provenir d'une chaîne photovoltaïque défectueuse connectée en parallèle avec d'autres chaînes photovoltaïques et, dans des situations exceptionnelles, de la batterie.

Par conséquent, des dispositifs de protection contre les surintensités sont nécessaires dans la plupart des générateurs photovoltaïques pour protéger les câbles photovoltaïques (généralement sur chaque polarité) et les modules contre la surchauffe en cas de courants de défaut. Les fusibles sont préférés en raison de leur fiabilité, de leur robustesse, de leur faible coût et de leur faible dissipation de puissance.

Les courants de défaut dans les générateurs photovoltaïques dépendent fortement du rayonnement entrant. Ils peuvent être bien inférieurs à l'ISC (STC) et peuvent donc ne pas déclencher le dispositif de protection contre les surintensités, situé à chaque chaîne.

Dans ce cas, ces courants de défaut peuvent être des sources d'arcs électriques dangereux. Par conséquent, pour limiter les risques de court-circuit et d'arcs électriques, les dispositions complémentaires suivantes sont souvent mises en œuvre :

- Un générateur photovoltaïque sans aucune polarité connecté à la terre.
- Des câbles unipolaires de courant continu à double isolation.

- Un plug-in spécifique, connecteurs photovoltaïques de classe II.
- Des boîtes de combinaison de chaînes et de panneaux photovoltaïques avec isolation de classe II.
- Des bornes à l'intérieur de boîtes de combinaison physiquement séparées.

Lorsque le côté du générateur photovoltaïque est en régime de TBT ($U_{OC\ STC} < 120\text{ V}$), ces dispositions complémentaires ne sont pas nécessaires.

La protection des câbles de bus en courant continu : les principes de base

Les câbles susceptibles d'être surchargés par un courant de court-circuit issu de la batterie doivent être protégés contre les surintensités par des fusibles ou des disjoncteurs pour éviter tout risque d'incendie.

Les circuits en courant continu peuvent être protégés soit par des fusibles, soit par des disjoncteurs, à condition que leurs caractéristiques soient adaptées au courant continu.

Les fusibles en courant continu sont fiables et non chers, mais ils ont une valeur seuil avec une tolérance et une durée de vie élevées, ce qui signifie qu'ils nécessitent un entretien (des vérifications régulières, un remplacement en cas de défaut).

Lors du remplacement d'un fusible en courant continu, il doit être de même cote de fusible, car ceci présente un risque si ce n'est pas respecté.

Les disjoncteurs DC sont fiables, précis et stables au fil du temps, mais ils sont chers.

Le dimensionnement des dispositifs de protection du côté photovoltaïque

Il convient de se référer à la norme CEI 60364-4-43 qui fait référence aux règles générales de protection contre les surintensités.

Bien que les principes de conception des installations à courant continu sont les mêmes que pour les installations à courant alternatif, il existe quelques différences concernant :

- Le calcul des courants de défaut.
- Le choix des dispositifs de protection (fusibles ou disjoncteurs) qui doivent être précisés pour le courant continu.

Afin de déterminer le bon choix en matière de protection contre les courts-circuits, il est nécessaire de connaître les paramètres suivants :

- I_{sc} maximum à l'origine du câble, afin de vérifier la capacité de déconnexion du dispositif de protection ;
- I_{sc} intermédiaire pour garantir la résistance thermique du câble. Il faudra vérifier que :
 - Le courant est suffisant pour activer les dispositifs de protection ;
 - La durée de fonctionnement du dispositif de protection est inférieure à la durée maximale autorisée par le câble pour toute valeur de courant de court-circuit.

Le dimensionnement des dispositifs de protection du module photovoltaïque

La protection de chaînes n'est pas requise si le nombre de chaînes connectées en parallèle N_p à un MPPT d'un contrôleur de charge ou d'un onduleur photovoltaïque est inférieur ou égal à 2 ($N_p \leq 2$).

Si $N_p > 2$, des fusibles de chaîne photovoltaïque correctement dimensionnés sont capables de protéger les modules, les chaînes et les câbles photovoltaïques contre les surintensités inverses.

La protection contre les surintensités doit avoir une cote supérieure au courant maximum en fonctionnement normal et inférieure au courant inverse I_{RM} .

Le principal critère de sélection de la protection est, donc, le courant inverse qu'un module photovoltaïque peut supporter temporairement jusqu'à ce que la protection interrompe le courant de défaut.

Les fabricants de modules fournissent soit la valeur I_{RM} , soit un courant nominal maximum pour les fusibles.

Le courant inverse I_{RM} est défini par la norme CEI 61730-2 (le module photovoltaïque doit être capable de supporter un courant inverse de $1.35 I_{RM}$ pendant au moins 2 heures sans provoquer de dommages). On suppose que le module peut supporter un courant inverse de $1.5 I_{RM}$ pendant au moins une heure.

La protection est, donc, efficace tant qu'elle est activée avant d'atteindre cette valeur d'essai non destructive. Étant donné que le temps de fusion conventionnel des fusibles de chaîne photovoltaïque est d'une heure, les fusibles de type gPV spécialement développés avec un courant de fusion $I_f \leq 1.45 I_n$ peuvent être sélectionnés avec $I_n \leq I_{RM}$.

En pratique, il est habituel de prendre $I_{SCMAX} = 1,25 I_{SC}$ pour les modules photovoltaïques en silicium cristallin. Le dispositif de protection peut, donc, être sélectionné selon la formule suivante :

$$1.4 I_{SC}(STC) < I_n < I_{RM}$$

Si I_{RM} n'est pas connu, il peut être remplacé par $2 I_{SC}$.

Sachant que le besoin et la valeur nominale des fusibles PV dépendent de :

- Le nombre de chaînes photovoltaïques en parallèle, N_p
- Le courant inverse maximum, I_{RM} .
- Le courant de court-circuit aux conditions STC du module photovoltaïque, $I_{SC}(STC)$.

Pour un type donné de module photovoltaïque, le nombre maximum de chaînes en parallèle N_{cMAX} ne nécessitant pas de protection contre les surintensités est déterminé par la formule suivante :

$$N_{cMAX} \leq (1 + I_{RM}/I_{SC})$$

Le dimensionnement des dispositifs de protection des câbles de chaîne photovoltaïque

Les câbles des chaînes photovoltaïques sont protégés par des fusibles de type gPV, tel que décrit dans la section précédente. Cependant, les câbles doivent être correctement dimensionnés pour supporter le courant maximum admissible I_z .

Si aucun dispositif de protection n'est nécessaire, le courant maximum I_z dans les câbles de chaînes photovoltaïques doit être calculé comme suit.

$$I_z = 1.25 I_{SC} \times (N_p - 1) \quad \text{si } N_p \geq 2$$

$$I_z = 1.25 I_{SC} \quad \text{si } N_p = 1$$

Si des dispositifs de protection sont nécessaires, la détermination du courant I_z dépend du courant nominal des dispositifs de protection I_n défini ci-dessus et du risque de la présence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_z (I_z : courant de fusion des fusibles, temps conventionnel).

Le calcul du courant admissible I_z suit la règle suivante :

- Si moins de 20 chaînes photovoltaïques sont connectées en parallèle, le risque d'occurrence est considéré comme important. Dans ce cas, le $I_z \geq I_2$.
- Si plus de 20 chaînes photovoltaïques sont connectées en parallèle, le risque d'occurrence n'est pas considéré comme significatif. Dans ce cas, le $I_z \geq I_n$.

REMARQUE : Pour les disjoncteurs conformes à la norme CEI 60947-2, le courant de fonctionnement conventionnel est $I_2 = 1.3 I_n$. Pour les fusibles gPV, $I_2 = 1.45 I_n$.

En pratique, la plupart des cas auront moins de 20 chaînes photovoltaïques connectées en parallèle, donc :

En cas d'utilisation de fusibles : $I_z \geq 1,45 I_n$ chaîne
En cas d'utilisation de disjoncteurs : $I_z \geq 1,3 I_n$ chaîne

Le dimensionnement des câbles du sous-groupe photovoltaïque

Dans le cas d'un contrôleur de charge photovoltaïque sans isolation galvanique connecté à un bus de courant continu alimenté par une batterie, chaque câble du sous-groupe photovoltaïque doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités tenir compte du cas où le dispositif du contrôleur de charge contre le courant inverse est inopérant.

Si le générateur photovoltaïque est composé d'un seul sous-groupe, le courant inverse maximum $I_{REV MAX}$ circulant dans le câble du sous-groupe est le courant de court-circuit $I_{DEF BAT}$ fourni par la batterie.

$$I_{REV MAX} = I_{DEF BAT}$$

Si le générateur photovoltaïque est composé de plusieurs sous-groupes :

$$I_{REV MAX} = I_{DEF BAT} + N_a I_{sc max} \text{ (sous-groupe)}$$

N_a = nombre de sous-groupes photovoltaïques en parallèle.

Le dimensionnement des dispositifs de protection et des câbles pour les sous-groupes photovoltaïques est basé sur le même principe que le dimensionnement des dispositifs de protection pour les chaînes photovoltaïques.

En pratique : la plupart des cas auront moins de 20 chaînes photovoltaïques connectées en parallèle, donc :

Si des fusibles sont utilisés dans les câbles du sous-groupe :

$$I_z > 1.45 I_{n \text{ sous-groupe}}$$

Si des disjoncteurs sont utilisés dans les câbles du sous-groupe :

$$I_z > 1.3 I_{n \text{ sous-groupe}}$$

Dans les deux cas, la valeur du courant nominal du dispositif de protection I_n doit être conforme à :

$$I_n = 1.1 (N_c / N_a) I_{sc max}$$

Où N_c = nombre de chaînes photovoltaïques et N_a = nombre de sous-groupes

Le dimensionnement des câbles du groupe photovoltaïque

Dans le cas d'un contrôleur de charge photovoltaïque sans isolation galvanique connecté à un bus de courant continu alimenté par une batterie, chaque câble du sous-groupe photovoltaïque doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités pour tenir compte du cas où le dispositif du contrôleur de charge contre le courant inverse est inopérant.

Le courant inverse maximum circulant dans le câble du groupe photovoltaïque est le courant de court-circuit fourni par la batterie, $I_{DEF BAT}$.

En pratique, le courant nominal du dispositif de protection, I_n , est calculé comme suit :

$$I_n = 1.1 I_{sc \text{ groupe photovoltaïque maximum}}$$

$$\text{Et: } I_n < I_{DEF BAT}$$

Où $I_{sc \text{ groupe photovoltaïque maximum}} = 1.25 I_{sc \text{ groupe photovoltaïque}}$

REMARQUE : dans tous les cas, le choix final du courant admissible I_z des câbles du groupe photovoltaïque devra tenir compte des différents facteurs de correction, définis dans la partie 5-52 de la norme NF C15-100.

Le dimensionnement des dispositifs de protection de bus à courant continu du côté de la batterie

Le dimensionnement de fusibles et de disjoncteurs
Les règles de calcul du courant I_n pour les fusibles du bus à courant continu sont identiques aux règles décrites dans les fusibles à courant continu ou les disjoncteurs (bus à courant continu).

La protection du câble de la batterie

Le câble de la batterie doit être protégé contre les surintensités par des fusibles ou des disjoncteurs à courant continu, en cas de court-circuit dans le câble de courant continu ou le bus de courant continu.

Le dimensionnement du dispositif de protection du câble de la batterie doit tenir compte de :

- Le courant maximum (I_{DCMAX} ou I_{RMSMAX}) de la batterie (en charge ou en décharge), tout en tenant compte de tout pic spécifique de courant qui peuvent être nécessaires au démarrage de certaines charges.
- Le courant de court-circuit potentiel de la batterie ($I_{DEF\ BAT}$).

La protection des câbles en courant continu vers le(s) contrôleur(s) de charge ou le(s) onduleur(s)

Les câbles en courant continu doivent être protégés contre les courts-circuits pouvant survenir dans les équipements alimentés par la batterie (par exemple, le contrôleur de charge, les onduleurs ou les charges à courant continu).

Le dimensionnement des dispositifs de protection des câbles doit tenir compte de :

- Le courant de fonctionnement maximum des dispositifs.
- Le courant de court-circuit potentiel de la batterie ($I_{DEF\ BAT}$).

Pour le câble reliant le bus en courant continu à l'onduleur, la puissance maximale de ce dernier est déterminante pour le dimensionnement du dispositif de protection. La protection ne doit pas se déclencher lorsque l'onduleur fonctionne à sa puissance maximale en mode onduleur ou chargeur.

En pratique, le courant nominal de protection I_n peut être calculé comme suit :

$$I_n > 1.1 I_{max} \quad \text{avec} \quad I_{max} = 1.5 P_{max} / (U_{bmin} \times R_{ound})$$

Avec : U_{bmin} = tension minimale de la batterie

R_{ound} = efficacité moyenne de l'onduleur multifonctionnel

REMARQUE : le coefficient 1.5 permet d'utiliser la valeur RMS du courant d'entrée de l'onduleur (présence d'un facteur d'ondulation non négligeable).

La mise en œuvre des dispositifs de protection contre les surtensions (SPD)

L'utilisation de SPD permet de protéger les équipements électriques ou électroniques sensibles qui ne résisteraient pas une surtension dépassant la tension de résistance aux chocs U_w entre les conducteurs actifs et la terre.

Dans quel cas faut-il envisager des SPD ? La nécessité ou non d'installer des SPD est déterminée par une évaluation du risque foudre qui dépend des éléments suivants :

- La densité du coup de foudre de la zone N_g ou du niveau kéraunique N_k (une relation approximative est $N_k=10^*N_g$).
- La présence de lignes aériennes de distribution de courant alternatif.
- La topographie du site.
- La tension de résistance aux chocs de différents composants (U_w).
- La valeur et l'importance des composants à protéger.
- Les conséquences d'éventuelles pannes.
- La capacité de l'opérateur à intervenir et à fournir des composants de rechange.

La méthode d'évaluation utilisée peut être, par exemple, celle décrite dans la norme CEI 62305-2. Cependant, pour des raisons pratiques et sur la base de l'expérience existante concernant les installations hybrides photovoltaïques, les mesures de protection contre la foudre peuvent être divisées en 3 niveaux, en fonction du risque encouru et du coût de mise en œuvre de la protection.

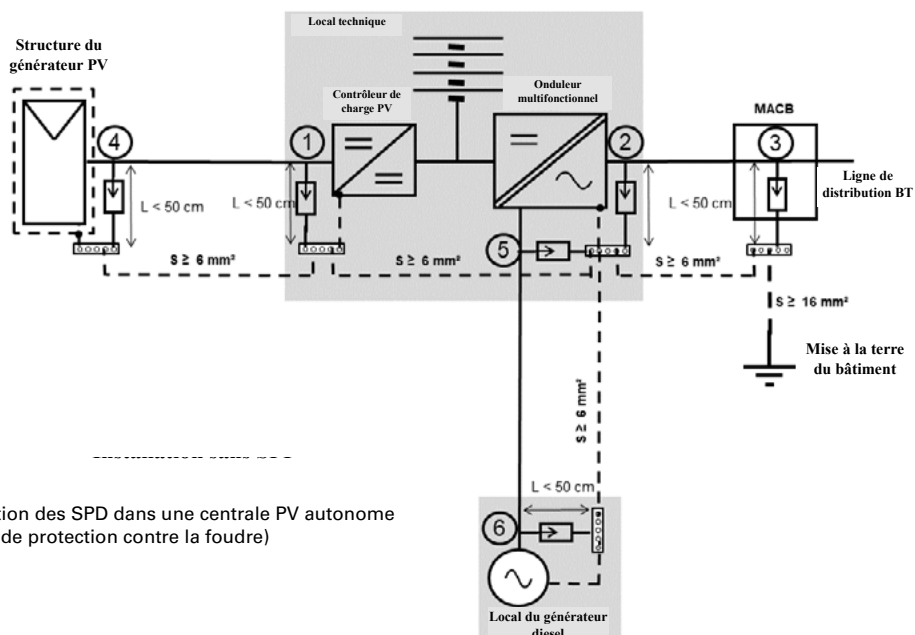


Figure 17: Location des SPD dans une centrale PV autonome (SPF = système de protection contre la foudre)

Niveau A : risque de foudre très faible, $N_g < 1.5$

- Pas de protection.

Niveau B : risque de foudre moyen, $1.5 < N_g < 2.5$

- Interconnexion de toutes les masses conductrices et de mise à la terre.
- Protection par SPD de type 2 sur les connexions externes.
- Protection spécifique sur les autres lignes externes (télécommunications, etc.).

Niveau C : risque foudre important, $N_g > 2.5$

- Interconnexion de toutes les masses conductrices et de mise à la terre.
- Protection externe via un SPF (paratonnerres).
- Protection par des SPD de type 1 et type 2 sur les connexions électriques.
- Protection en étapes, en cas de réseau aérien de distribution (mini-réseau).
- Protection spécifique sur les autres lignes externes (téléphone, etc.).
- Protection des câbles sensibles.

En pratique, les mini-réseaux photovoltaïques en Afrique sont considérés comme étant au niveau de risque B ou C.

L'emplacement des SPD

D'une manière générale, les équipements électriques et électroniques doivent être protégés contre les surtensions par des SPD installés de chaque côté de différentes connexions extérieures au local technique.

Par conséquent, tous les câbles entrants et sortants du bâtiment (courant fort et faible) doivent être protégés contre les surtensions par rapport à la terre locale.

Le schéma ci-dessous montre un exemple des différents emplacements des SPD, ainsi que le type et les principes de base du câblage entre les différentes connexions équipotentielles.

Les SPD à courant continu en position 4 n'est pas nécessaire si :

- La distance entre le contrôleur de charge photovoltaïque et le générateur photovoltaïque est inférieure à 10 m.

Ou

- La distance entre le contrôleur de charge photovoltaïque et le générateur photovoltaïque est supérieure à 10 m, mais le niveau de protection (U_p) du SPD installé à l'emplacement 1 est inférieur ou égal à 50% de la valeur U_w du générateur photovoltaïque.

Les SPD à courant alternatif ne sont pas nécessaires si la distribution électrique et le générateur diesel sont situés dans le même bâtiment que l'onduleur.

Les SPD aux emplacements 2 et 5 sont nécessaires lorsque le tableau de distribution de courant alternatif et le générateur diesel sont à l'extérieur du local technique.

Le parafoudre à l'emplacement 6 n'est pas nécessaire si :

- La distance entre l'onduleur et le générateur diesel est inférieure à 10 m.

Ou

- La distance entre l'onduleur et le générateur diesel est supérieure à 10 m, mais le niveau de protection (U_p) du SPD installé à l'emplacement 5 est inférieur ou égal à 50% de la valeur U_w du générateur diesel.

En cas d'un mini-réseau avec ligne aérienne de distribution, si la distance entre le SPD à l'emplacement 3 et l'onduleur est inférieure à 10 m, un SPD à l'emplacement 2 n'est pas requis mais il est requis à l'emplacement 3.

Les SPD à courant alternatif

Le type de SPD dépend du schéma de mise à la terre. Les guides de CEI 61643-12 peuvent être utilisés afin de déterminer les SPD appropriés pour les installations électriques à basse tension.

La coordination des SPD

En pratique, afin de respecter les normes CEI 60664-1 et CEI 61000-4-5 concernant l'immunité aux chocs pour les équipements électriques, les fabricants de contrôleurs de charge photovoltaïque et d'onduleurs multifonctionnels intègrent généralement des varistances de petit diamètre du côté courant continu et du côté courant alternatif.

Ainsi, lorsqu'un parafoudre est installé au-dessus de la même ligne, il est nécessaire de s'assurer de la coordination et de leur fonctionnement respectif en cas de surtension.

Des contraintes d'installation nécessitant de séparer les deux SPD par une longueur de câble donnée (ou entre le SPD et l'équipement à protéger si ce dernier intègre un SPD en entrée) peuvent être nécessaires (selon la norme CEI 61643-12).

La gestion des câbles

Le champ magnétique généré par la foudre crée des surtensions dans les boucles de fils, proportionnelles à l'intensité de la foudre, à la surface et à la position de la boucle, et à l'inverse de la distance jusqu'au point d'impact.

Pour limiter ces surtensions, les stratégies de gestion des câbles doivent prendre en compte les deux types possibles de boucles d'induction pouvant se produire :

Des boucles induites par des conducteurs actifs

Les générateurs photovoltaïques sont généralement constitués de chaînes photovoltaïques avec plusieurs modules photovoltaïques. En cas de foudre directe à proximité d'un générateur photovoltaïque, une surtension se crée entre les conducteurs positifs et négatifs du générateur photovoltaïque, s'ils ne sont pas reliés.

Dans les cas les plus défavorables, une tension induite est transmise directement à l'entrée côté courant continu d'équipements électriques et peut provoquer leur destruction.

Par conséquent, lors de la connexion des modules photovoltaïques, il faut veiller à ne pas créer de

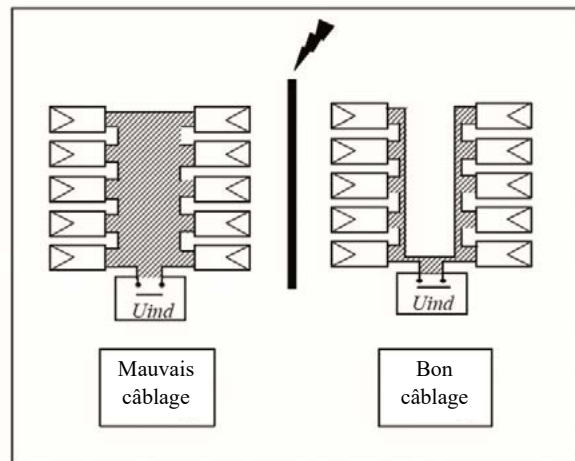


Figure 18. Exemple de boucle de câblage entre les conducteurs actifs

grandes boucles, en s'assurant que les conducteurs positifs et négatifs soient joints sur toute leur longueur.

Des boucles induites par les conducteurs actifs et le conducteur de terre

Une autre boucle peut être induite entre les conducteurs actifs du circuit en courant continu et le conducteur d'équipotentialité, si ceux-ci ne sont pas liés lors de l'acheminement des câbles vers l'équipement électrique (voir ci-dessous). Cette surtension peut provoquer une panne destructrice des équipements électriques ou des modules photovoltaïques.

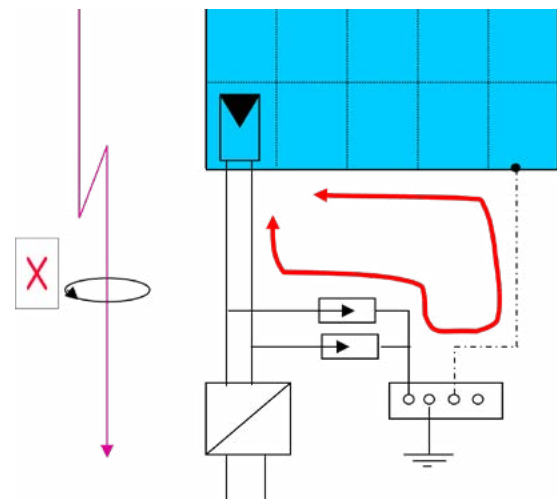


Figure 19. Exemple de boucle de câblage entre les conducteurs actifs et le conducteur de terre

Il faut donc s'assurer que les câbles entre le générateur photovoltaïque et les équipements électriques soient plaqués sur toute leur longueur contre le câble de terre. Une protection supplémentaire, comme le blindage, augmente le degré de protection.

La mise à la terre et la protection contre la foudre

Les mesures de protection contre les effets directs de la foudre

La connexion de parties d'un système photovoltaïque à la terre affecte :

- Le risque de choc électrique pour les personnes se trouvant à proximité de l'installation.
- Le risque d'incendie en cas de panne.
- La transmission des surtensions induites par la foudre.
- L'interférence électromagnétique.

Une connexion à la terre pour le pôle négatif doit être établie en un seul endroit pour atténuer davantage les risques et garantir la protection du pôle négatif pendant le fonctionnement normal.

Des recommandations sont fournies sur comment et où établir la connexion à la terre.

Les dispositifs de source et de charge connectés au micro-réseau doivent fonctionner normalement si la mise à la terre du pôle négatif est déconnectée, à l'exception des fonctions relatives à la détection des défauts à la terre.

Les coups de foudre à proximité de ou sur le micro-réseau peuvent générer des impulsions à courant élevé pour de courte durée, rendant l'un ou les deux pôles dangereux, même avec le pôle négatif connecté à la terre en raison de l'impédance réactive du câblage aux hautes fréquences associée à une impulsion.

Des recommandations sont fournies sur la manière de protéger les micro-réseaux contre la foudre.

Deux types de connexion à la terre sont considérés :

- a. Une mise à la terre des parties conductrices exposées (par exemple, le cadre du groupe).
- b. Une mise à la terre du système – où un câble de sortie du groupe est connecté à la terre.

Les dispositions de mise à la terre recommandées dans ce guide sont basées sur celles données dans les normes CEI 62305-1, CEI 62305-3, CEI 60364-1 et IEEE 2030.10.2021.

La mise à la terre des parties conductrices exposées (cadre du groupe)

La majorité des installations utiliseront des modules de classe II ainsi que des câbles et des connecteurs

à courant continu de classe II et seront connectés au réseau électrique via un onduleur avec un transformateur d'isolement. Cette approche est recommandée et permet de laisser le cadre du groupe flottant.

La mise à la terre du système (mise à la terre des conducteurs en courant continu)

La liaison à la terre de l'un des conducteurs de courant continu porteurs de courant n'est pas recommandée. Cependant, comme indiqué dans la note ci-dessous, la mise à la terre de l'un des conducteurs sous tension du côté de courant continu est autorisée, s'il y a au moins une séparation mineure entre le côté de courant alternatif et le côté de courant continu, y compris dans l'onduleur.

REMARQUE : Dans certains pays, il est d'usage de relier une partie des conducteurs de courant continu à la terre (par exemple, la connexion à la terre au milieu de la chaîne photovoltaïque ou le courant continu négatif mis à la terre) ou, pour des raisons de performances concernant certains types de modules, de mettre à la terre les conducteurs de courant continu positif. En raison de l'augmentation de parcours potentiels de défauts à la terre et de problèmes possibles avec les types d'onduleurs couramment disponibles et les circuits internes de détection de défauts à la terre, une telle pratique ne doit être effectuée que lorsque cela est inévitable (toute connexion avec la terre du côté de courant continu doit être connectée électriquement afin d'éviter la corrosion).

La mise à la terre de l'onduleur

L'onduleur doit être traité comme un dispositif électrique standard et mis à la terre conformément à la norme BS 7671 s'il s'agit de la classe 1.2.2.4, la protection contre la foudre et les surtensions.

La foudre peut causer des dommages soit par un coup de foudre direct, soit par des surtensions dues à un coup de foudre à proximité. Les surtensions induites sont la cause la plus probable de dommages causés par la foudre dans la majorité des installations, en particulier dans les zones rurales où l'approvisionnement en électricité se fait généralement par de longues lignes aériennes. Les surtensions peuvent être induites à la fois dans les conducteurs du générateur photovoltaïque ou dans les câbles de courant alternatif menant au bâtiment.

Les Systèmes de protection contre la foudre

En cas d'augmentation perçue du risque de coup de foudre direct suite de l'installation du système

photovoltaïque, des spécialistes de la protection contre la foudre doivent être consultés en vue d'installer un système séparé de protection contre la foudre, conformément à la norme BS 6651.

REMARQUE : il est généralement admis que l'installation d'un système photovoltaïque typique monté sur le toit présente un très faible risque accru d'un coup de foudre direct. Cependant, cela n'est pas nécessairement le cas lorsque le système photovoltaïque est particulièrement grand, lorsque le système photovoltaïque est installé au sommet d'un grand bâtiment, lorsque le système photovoltaïque devient la structure la plus haute à proximité ou lorsque le système photovoltaïque est installé dans une zone ouverte telle qu'un champ.

Si le bâtiment ou le logement est équipé d'un système de protection contre la foudre (SPF), il convient de consulter un installateur de protection contre la foudre pour savoir si, dans ce cas particulier, le cadre du groupe doit être connecté au SPF et quelle taille de conducteur doit être utilisé.

REMARQUE : dans certains cas, il peut être possible d'abandonner la liaison avec le SPF si le cadre du groupe est suffisamment éloigné de celui-ci. Un système permettant de déterminer si cela est nécessaire peut être dans la norme CEI 62305-1. Vous pouvez également consulter les installateurs du SPF.

Lorsqu'un SPF est installé, les composants du système PV doivent être montés à l'écart des paratonnerres et des câbles descente (voir CEI 62305-1). Par exemple, un onduleur ne doit pas être monté sur un mur intérieur qui a un câble descendant juste de l'autre côté de la maçonnerie à l'extérieur du bâtiment.

Les mesures de protection contre les surtensions

Tous les câbles en courant continu doivent être installés de manière à fournir des longueurs aussi courtes que possible, et les câbles positifs et négatifs de la même chaîne ou de l'alimentation de courant continu principale doivent être regroupés, tout en évitant ainsi la création de boucles dans le système. Cette exigence pour les courtes longueurs et le regroupement comprend tous les conducteurs de terre/de liaison associés.

Les câbles longs (par exemple, les câbles PV principaux à courant continu sur environ 50 m) doivent être installés dans des conduits ou des goulottes métalliques mis à la terre, ou être des câbles blindés tels que des câbles à isolation minérale ou blindés.

REMARQUE : ces mesures serviront à la fois à protéger les câbles contre les surtensions inductives et, en augmentant l'inductance, à atténuer la transmission des surtensions. Soyez conscient de la nécessité de permettre à l'eau ou à la condensation qui pourrait s'accumuler dans le conduit ou la goulotte de s'échapper par des événements correctement conçus et installés.

La plupart des onduleurs connectés au réseau ont une forme de suppression de surtension intégrée, mais des dispositifs distincts peuvent également être spécifiés.

REMARQUE :

a) Pour protéger le système à courant alternatif, des dispositifs de suppression des surtensions peuvent être installés au point d'entrée principal de l'alimentation en courant alternatif (au niveau de la coupure du consommateur).

b) Pour protéger le système à courant continu, des dispositifs de suppression des surtensions peuvent être installés à l'extrémité de l'onduleur du câblage à courant continu et au niveau du groupe.

c) Pour protéger un équipement spécifique, des dispositifs de suppression des surtensions peuvent être installés aussi près que possible du dispositif.

Les normes recommandées

La norme CEI 61643-12 :2020, Dispositifs de protection à basse tension contre les surtensions - Partie 12 : Dispositifs de protection contre les surtensions connectés aux systèmes d'alimentation basse tension - Principes de choix et de mise en œuvre - ceci décrit les principes relatifs aux choix, au fonctionnement, à l'emplacement et à la coordination des parafoudres à connecter à des circuits de puissance 50/60 Hz en courant alternatif, et des matériels de puissance allant de 1000 V en valeur efficace. Ces dispositifs contiennent au moins un composant non linéaire et visent à limiter les tensions de choc et à écouler les courants de choc.

NOTE 1 Des exigences supplémentaires relatives à des applications particulières sont également applicables, si cela est exigé.

NOTE 2 Les normes CEI 60364 et CEI 62305-4 sont également applicables.

NOTE 3 La présente norme ne traite que des parafoudres et non les composants de parafoudres (SPC) intégrés à l'intérieur d'équipement.

6 LES ESSAIS ET LA MISE EN SERVICE

Les essais et la mise en service sont des phases critiques dans le déploiement d'un système de mini-réseau photovoltaïque, garantissant que tous les composants fonctionnent correctement, les mesures de sécurité sont en place et les performances répondent aux spécifications de conception. Cette section décrit les procédures et les normes pour les essais et la mise en service des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

6.1 La vérification du système

- **L'inspection visuelle** : effectuez une inspection visuelle pour tous les composants, y compris les panneaux solaires, les onduleurs, les batteries et le câblage, pour assurer une installation et une connexion correctes. Vérifiez tout dommage physique, toute connexion desserrée ou tout signe de corrosion.
- **Les essais électriques** : effectuez des essais électriques, tels que des essais de continuité, des essais de résistance d'isolement et des essais de polarité, pour vérifier l'intégrité et la sécurité du câblage et des connexions électriques. Utilisez des équipements d'essai étalonnés et suivez les procédures d'essai normalisées

6.2 Les essais de performance de la batterie

- **L'essai de capacité** : effectuez un essai de capacité sur le groupe de batteries pour vérifier sa capacité de stockage d'énergie et ses performances. Déchargez les batteries à une vitesse contrôlée et mesurez la tension et le courant au fil du temps pour évaluer la capacité et la stabilité de la tension.
- **L'essai de cycle** : effectuez un test de cycle pour évaluer la durée de vie et l'efficacité de la batterie. Chargez et déchargez les batteries plusieurs fois dans des conditions de fonctionnement réalistes pour simuler une utilisation réelle et évaluer les performances à long terme.

6.3 Les essais de l'onduleur

- **Les essais de fonctionnalité** : effectuez l'essai de fonctionnalité des onduleurs en les connectant au groupe solaire et au centre de charge. Vérifiez le bon fonctionnement des fonctionnalités telles que le suivi du point de puissance maximale (MPPT), la synchronisation du réseau et la régulation de tension.
- **Les essais de connexion au réseau** : si possible, effectuez des essais de connexion au réseau pour assurer une intégration parfaite avec le réseau électrique public. Vérifiez la conformité aux normes et règlements de connexion au réseau, y compris la synchronisation de fréquence, la régulation de la tension et la protection anti-îlotage.

Les normes recommandées :

La vérification du système

La norme CEI 60364 : Installations électriques des bâtiments : la présente norme fournit des exigences et des lignes directrices pour la conception, l'installation et la maintenance des installations électriques dans les bâtiments, y compris le câblage, les dispositifs de protection et les mesures de sécurité. Elle couvre les aspects relatifs à l'assurance de la sécurité et de l'intégrité des systèmes électriques pendant la phase de vérification du système.

La norme CEI 60529 : Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP) : la présente norme définit les degrés de protection procurés par les enveloppes contre la pénétration de corps solides (y compris les parties du corps comme les mains et les doigts) et de liquides. Elle convient à l'évaluation de la protection environnementale des composants lors de l'inspection visuelle.

La norme CEI 61140 :2016 s'applique à la protection des personnes et des animaux d'élevage contre les chocs électriques. Elle est destinée à donner des principes fondamentaux et des exigences communes aux installations, aux systèmes et aux matériels électriques, ou nécessaires à leur coordination sans limitation en ce qui concerne l'amplitude de la tension ou du courant, ou le type de courant, et pour des fréquences allant jusqu'à 1000 Hz. La présente norme est une publication fondamentale de sécurité de base conformément au Guide CEI 104. Cette quatrième édition annule et remplace la troisième édition publiée en 2001 et l'amendement 1 :2004. Cette édition constitue une révision technique.

Les essais de performance de la batterie

La norme CEI 62619 : Accumulateurs alcalins et autres accumulateurs à électrolyte non acide - Exigences de sécurité pour les accumulateurs au lithium pour utilisation dans des applications industrielles : la présente norme spécifie les exigences de sécurité pour les accumulateurs au lithium utilisés dans des applications industrielles, y compris les essais de performance tels que la capacité, la durée de vie et les caractéristiques de sécurité.

La norme CEI 61427 : Accumulateurs pour le stockage d'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais : la présente norme fournit des exigences générales et des méthodes d'essai pour les accumulateurs utilisés dans les applications de stockage d'énergie renouvelable, y compris les essais de performance relatifs aux essais de performance des batteries dans les systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

Les essais de l'onduleur

La norme CEI 61683: Systèmes photovoltaïques (PV) - Conditionneurs de puissance - Procédure de mesure du rendement : la présente norme spécifie les procédures pour mesurer le rendement des conditionneurs de puissance, y compris les onduleurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Elle fournit des lignes directrices pour effectuer des essais du rendement dans diverses conditions de fonctionnement.

La norme CEI 61850-7-4 : Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques - Partie 7-4 : Structure de communication de base - Classes de nœuds logiques et classes de données compatibles : la présente norme définit les protocoles de communication et les formats de données pour les systèmes d'automatisation des services publics d'électricité, y compris les onduleurs. Elle convient aux essais des interfaces de communication et d'interopérabilité des onduleurs dans les systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

Autres normes

La norme CEI 62446 : Systèmes photovoltaïques connectés au réseau - Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen : la présente norme spécifie les exigences minimales pour la documentation, les essais de mise en service et l'examen des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, garantissant leur fonctionnement sûr et fiable.

La norme CEI 61724-1 : Surveillance des performances de systèmes photovoltaïques - Lignes directrices pour la mesure, l'échange de données et l'analyse - Partie 1 : Principes de surveillance des performances : la présente norme fournit des lignes directrices pour la surveillance des performances de systèmes photovoltaïques, y compris les aspects relatifs à la mise en service et aux essais des systèmes.

La norme CEI 60502-1 :2021 : Câbles d'énergie avec isolant extrudé et leurs accessoires pour tensions assignées de 1 kV ($U_m = 1.2$ kV) jusqu'à 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Partie 1 : Câbles pour tensions assignées de 1 kV ($U_m = 1.2$ kV) et 3 kV ($U_m = 3.6$ kV).

La norme CEI 62446-1 :2016 définit les informations et la documentation qui doivent être remises à un client à la suite de l'installation d'un système photovoltaïque connecté au réseau. Elle décrit également les essais de mise en service, les critères d'inspection et la documentation, prévus pour vérifier l'installation sûre et le bon fonctionnement du système. Elle est destinée aux concepteurs de systèmes et aux installateurs de systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau comme modèle pour fournir une documentation efficace à un client. Cette nouvelle édition annule et remplace la norme CEI 62446 publiée en 2009 et inclut les changements techniques importants suivants par rapport à la norme CEI 62446 :2009 : extension du champ d'application pour inclure une gamme plus large de régimes d'essai et d'inspection des systèmes, afin d'englober des systèmes photovoltaïques plus grands et plus complexes.

La norme CEI 61730-2:2016 fournit la séquence d'essais destinée à vérifier la sûreté des modules PV dont la construction a été évaluée par la CEI 61730-1. La séquence d'essais et les critères d'acceptation sont conçus pour détecter le claquage éventuel de composants internes et externes des modules photovoltaïques qui pourrait entraîner des incendies, des chocs électriques et/ou des dommages corporels. La norme définit les exigences de base relatives aux essais de sécurité et aux essais supplémentaires qui sont fonction des applications finales des modules photovoltaïques. Les catégories d'essais incluent une inspection générale, les risques de chocs électriques, le risque d'incendie, les contraintes mécaniques et les contraintes environnementales. Cette nouvelle édition inclut les modifications techniques importantes suivantes par rapport à l'édition précédente :

- Les séquences d'essai ont été réorganisées ;
- Divers essais ont été détaillés ou ajoutés. La norme CEI 61140 :2016 s'applique à la protection des personnes et des animaux d'élevage contre les chocs électriques. Elle est destinée à donner des principes fondamentaux et des exigences communes aux installations, aux systèmes et aux matériels électriques, ou nécessaires à leur coordination sans limitation en ce qui concerne l'amplitude de la tension ou du courant, ou le type de courant, et pour des fréquences allant jusqu'à 1000 Hz. La présente norme est une publication fondamentale de sécurité de base conformément au Guide CEI 104

7 LES OPÉRATIONS ET LA MAINTENANCE

Une maintenance régulière est essentielle pour assurer la performance, la fiabilité et la sécurité continues des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques. Cette section décrit les principales tâches de maintenance et les meilleures pratiques pour optimiser la disponibilité et la longévité du système.

7.1 Des vérifications régulières

- **Une inspection visuelle** : effectuez des inspections visuelles de routine de tous les composants du système, y compris les panneaux solaires, les onduleurs, les batteries et le câblage. Recherchez des signes de dommages, de corrosion, de connexions desserrées ou d'accumulation de débris.
- **Des essais électriques** : effectuez des essais électriques périodiques, tels que des mesures de tension, des essais de résistance d'isolement et des essais de continuité, pour identifier tout défaut de câblage ou dégradation de connexions électriques. Utilisez des équipements d'essai étalonnés et suivez les procédures d'essai normalisées.
- **La surveillance** : surveillez régulièrement les performances du système à l'aide d'équipements d'enregistrement et de surveillance des données. Analysez la production d'énergie, l'état de charge de la batterie et l'efficacité du système pour identifier tout écart par rapport aux niveaux de performance attendus.

7.1.1 Le nettoyage

- **Le nettoyage des panneaux solaires** : nettoyez périodiquement les panneaux solaires pour éliminer la poussière, la saleté et les débris qui peuvent réduire la production d'énergie. Utilisez une brosse douce ou une éponge avec un détergent doux et de l'eau pour nettoyer délicatement les panneaux, tout en évitant les matériaux abrasifs qui pourraient rayer la surface.

- **La maintenance de l'onduleur et de la batterie** : inspectez les onduleurs et les batteries pour l'accumulation de poussière ou de débris pouvant entraver la dissipation de la chaleur et réduire les performances. Nettoyez les surfaces extérieures avec un chiffon doux ou une brosse douce et assurez une bonne ventilation autour de l'équipement.

7.1.2 Le dépannage

- **L'identification des pannes** : développez une approche systématique pour dépanner les défauts et les défaillances du système. Utilisez des outils de diagnostic, tels que les multimètres, les pinces multimètres et les caméras thermiques, pour identifier et isoler la cause principale des problèmes.
- **Le remplacement des composants** : remplacez rapidement les composants défectueux ou endommagés pour éviter d'endommager davantage le système. Gardez des pièces de rechange à portée de main pour les composants critiques tels que les onduleurs, les contrôleurs de charge et les batteries, afin de minimiser les temps d'arrêt.

7.1.3 La maintenance préventive

- **Planifier la maintenance** : établissez un calendrier de maintenance régulier en fonction des recommandations du fabricant, des données de performance du système et des conditions environnementales. Planifiez des tâches de maintenance telles que les inspections, le nettoyage et les essais de composants à intervalles réguliers.
- **La tenue de dossiers** : tenir des registres détaillés concernant toutes les activités de maintenance, y compris les dates, les tâches effectuées et tout problème identifié. Utilisez les journaux de maintenance et la documentation pour suivre les performances du système au fil du temps et identifier les problèmes récurrents.

Les normes de maintenance recommandées

La norme CEI 62446-2 :2020 décrit les exigences et les recommandations de base en matière de maintenance préventive, corrective et de performances concernant les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Les procédures de maintenance couvrent :

- La maintenance de base des composants et des connexions du système pour la fiabilité, la sécurité et la prévention des incendies ;
- Les mesures de maintenance corrective et de dépannage ;
- La sécurité des travailleurs.

Le présent document porte également sur les activités de maintenance permettant d'optimiser les performances prévues, telles que le nettoyage des modules et l'entretien de la végétation. Les considérations particulières propres aux systèmes sur toiture ou aux systèmes placés au sol sont résumées.

La norme CEI 61724-1 : Surveillance des performances de systèmes photovoltaïques - Lignes directrices pour la mesure, l'échange de données et l'analyse - Partie 1 : Principes de surveillance des performances : la présente norme fournit des lignes directrices pour la surveillance des performances de systèmes photovoltaïques, y compris les aspects relatifs à la maintenance et au dépannage.

7.2 Les précautions de sécurité

La sécurité est primordiale lorsque l'on travaille avec des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques. Des précautions de sécurité appropriées doivent être suivies pour protéger le personnel, les biens et l'environnement contre les dangers potentiels. Cette section décrit les mesures de sécurité et les directives essentielles pour assurer un fonctionnement et une maintenance sûrs des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

7.2.1 Les consignes générales de sécurité

- **La formation et la certification** : s'assurer que le personnel, impliqué dans les opérations

d'installation, d'exploitation et de maintenance des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques, reçoive une formation et une certification adéquates. La formation doit porter sur la sécurité électrique, le fonctionnement du système, les procédures d'urgence, l'atténuation des risques et les procédures de signalement des pannes.

- **Les équipements de protection individuelle (EPI)** : fournir et imposer l'utilisation d'EPI appropriés, y compris les casques de sécurité, les gants, les lunettes de sécurité et les outils isolés, lorsque vous travaillez avec des systèmes de mini-réseaux photovoltaïques. Des chaussures isolées et de l'équipement de protection contre les chutes peuvent également être nécessaires pour travailler en hauteur.
- **La signalisation et les barrières de sécurité**: marquez clairement les zones et les équipements dangereux avec des panneaux d'avertissement et des barrières pour empêcher tout accès non autorisé et minimiser les risques d'accidents. Utilisez les procédures de verrouillage/d'étiquetage lors de l'entretien ou de la réparation de l'équipement pour éviter toute mise sous tension accidentelle.

7.2.2 La sécurité électrique

- **L'isolation et le verrouillage/l'étiquetage** : avant d'effectuer des travaux de maintenance ou de réparation, isolez le système de mini-réseau photovoltaïque de la source d'alimentation et mettez en œuvre les procédures de verrouillage/d'étiquetage pour éviter toute mise sous tension accidentelle. Avant de commencer les travaux, vérifiez que tous les circuits sont hors tension à l'aide d'un testeur de tension.
- **La mise à la terre et la liaison** : assurez-vous que tous les composants métalliques du système de mini-réseau PV, y compris les cadres, les structures de montage et les enveloppes, sont correctement mis à la terre et reliés pour éviter les risques de choc électrique. Suivez les codes et les normes électriques locaux pour les exigences de mise à la terre.

7.2.3 La protection d'équipement

- **La protection contre les surintensités** : installez des dispositifs de protection contre les surintensités, tels que les fusibles ou les

disjoncteurs, pour protéger l'équipement et le câblage contre les dommages provoqués par un flux de courant excessif ou des courts-circuits. Dimensionnez les dispositifs de protection en fonction des cotes d'équipement et des exigences d'installation.

- **La protection contre les surtensions** : installez des dispositifs de protection contre les surtensions (SPD) aux points critiques du système photovoltaïque pour protéger les équipements sensibles contre les pics de tension et les surtensions transitoires. Installez des SPD au niveau du groupe photovoltaïque, de l'entrée/sortie de l'onduleur et du centre de charge pour atténuer le risque d'endommagement d'équipement.

7.2.4 La prévention et l'extinction des incendies

- **Les systèmes de détection d'incendie** : installez des systèmes de détection d'incendie, tels que les détecteurs de fumée et les capteurs thermiques, dans les zones où se trouve l'équipement photovoltaïque pour fournir une alerte précoce des risques d'incendie potentiels. Intégrez les systèmes de détection d'incendie aux systèmes d'alarme des bâtiments pour une réponse rapide. .
- **L'équipement d'extinction d'incendie** : équipez les installations photovoltaïques d'équipements d'extinction d'incendie, tels que les extincteurs, les couvertures anti-feu ou les systèmes de gicleurs automatiques, pour contrôler et éteindre les incendies en cas d'urgence. S'assurer que l'équipement d'extinction des incendies est facilement accessible et régulièrement entretenu.

7.2.5 Travail en hauteur

- **La protection contre les chutes**: mettez en œuvre des mesures de protection contre les chutes, telles que les garde-corps, les filets de sécurité ou les équipements de protection individuelle antichute, lorsque vous travaillez à des hauteurs supérieures aux seuils spécifiés. S'assurer que tout équipement et les points d'ancrage sont évalués pour la charge prévue et sont régulièrement inspectés pour détecter les défauts.

- **L'accès et la sortie sécurisés** : assurez un accès et une sortie sécurisés aux zones de travail en hauteur, telles que les installations sur les toits ou les plates-formes en hauteur. Utilisez des échelles, des échafaudages ou des nacelles élévatrices équipés de fonctionnalités de protection appropriés contre les chutes et assurez-vous que les travailleurs sont formés à leur utilisation en toute sécurité.

7.2.6 La préparation aux urgences

- **Le plan d'intervention d'urgence** : élaborer et mettre en œuvre un plan d'intervention d'urgence qui décrit les procédures d'intervention en cas d'accidents, de blessures, d'incendies et d'autres urgences. S'assurer que tout le personnel est formé aux procédures d'urgence et sait comment accéder aux ressources d'urgence.
- **Les premiers soins et l'extinction des incendies** : gardez des trousse de premiers soins et des extincteurs bien approvisionnés dans des endroits accessibles sur le lieu du travail. Former le personnel aux techniques de premiers secours et aux méthodes d'extinction d'incendie pour répondre efficacement aux urgences médicales et aux incendies.

Les normes CEI relatives recommandées

La norme CEI 60364 : Installations électriques des bâtiments : la présente norme fournit des exigences et des lignes directrices pour la conception, l'installation et la maintenance des installations électriques dans les bâtiments, y compris les mesures de sécurité pour les systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

La norme CEI 61439 : Ensembles d'appareillages de commutation et de commande à basse tension : la présente norme spécifie les exigences relatives à la conception, à la construction et aux essais des ensembles d'appareillages de commutation et de commande à basse tension, garantissant leur fonctionnement sûr et fiable dans les systèmes de mini-réseaux photovoltaïques.

Liste de normes utiles

| DESCRIPTION | NORME CEI |
|---------------------------------|-------------------|
| Panneaux solaires | CEI 61215 |
| | CEI 61646 |
| | CEI 61724-1 |
| Batterie | CEI 61427 |
| | CEI 62485 |
| Contrôleurs de charge | CEI 62509 |
| | CEI 62109-1 |
| | CEI 62109-3 |
| | CEI 62093 |
| | CEI CISPR 11 |
| Onduleur | CEI 61000-4 |
| | CEI 61683 |
| | CEI 62109 |
| | CEI 62093 |
| | CEI CISPR 11 |
| | CEI 61000-4 |
| Système global et documentation | CEI 61850-7-4 |
| | CEI 60364 |
| | CEI 61727 |
| | CEI 62446 |
| Autres | CEI61200 |
| | IEEE 2030.10.2021 |

Annexe A : Des exemples d'engagements contractuels

Des exemples d'engagements contractuels établis par l'ingénierie d'études pour la construction d'une unité de production sur un site spécifique

REMARQUE IMPORTANTE :

Les annexes A, B, C, D, E de la présente norme sont données à titre d'exemple. Le contenu, bien que tiré d'un projet réel actuellement utilisé, ne doit en aucun cas être copié ou considéré comme une référence en double pour d'autres situations.

A.1 Les dossiers et les études d'exécution

Pour l'ensemble des sous-stations, le contractant doit fournir l'ensemble des plans d'exécution avant le début des travaux et après une visite de piquetage qui permettra d'enregistrer le site des travaux.

Le dossier d'exécution comprendra au moins :

- Des schémas électriques des installations et des plans de câblage.
- Des plans d'implantation et des plans détaillés de génie civil (locaux techniques, structures porteuses, etc.).
- Toutes les notes de calcul (calcul de la structure et de la résistance des structures en conditions climatiques, calcul des dispositifs de protection et de mesure, calcul des chutes de tension et des sections de conducteurs, ombrages, etc.).
- Toutes les fiches techniques des composants. Le contractant doit identifier la marque et le modèle proposés pour chaque équipement, ainsi que l'origine d'équipement (lieu de fabrication ou dernière transformation majeure).
- La documentation complète du fabricant pour chacun des composants essentiels des installations solaires.

Le dossier d'exécution sera soumis à l'équipe du projet qui formulera ses commentaires et ses opinions, et décidera de sa réalisation avec confirmation du début des travaux.

D'une manière générale, les études d'exécution (phase EXE) relèvent entièrement de la responsabilité du contractant.

A.2 L'acceptation et la mise en service

Les composants livrés seront acceptés avant l'installation en présence d'au moins un représentant du pouvoir adjudicateur ou de son agent, et du contractant. Cette réception, organisée par le pouvoir adjudicateur, consistera d'une vérification visuelle de la conformité qualitative et quantitative des biens livrés par rapport au marché.

Le contractant réalisera les travaux sous la supervision du pouvoir adjudicateur et du chef de projet.

À l'issue des travaux, une réception technique provisoire (RTP) sera réalisée pour valider la conformité des travaux avant la mise en service, suivie du transfert de propriété des travaux au client. La RTP lancera le processus complet de la garantie de 5 ans sur les pièces et la main-d'œuvre.

Un (01) an après le RTP, une nouvelle réception technique finale (RTD) enregistrera la clôture du marché.

Tout élément supplémentaire jugé nécessaire (et non détaillé dans le présent CCTP) par le soumissionnaire sera proposé dans le cahier technique de l'offre.

En aucun cas la partie contractante ne pourra demander une révision de son contrat en cours d'installation.

Dans le cadre de ce contrat, l'implication d'entreprises locales est fortement recommandée.

Le titulaire du contrat s'engage à recruter du personnel local pour les tâches non qualifiées (terrassements, manutention, etc.).

Annexe B :

Des exemples de spécifications techniques des principaux composants de centrales solaires photovoltaïques

B.1 Préambule

Une attention particulière sera portée à la qualité des composants proposés, à l'expérience reconnue des fabricants et au retour d'expérience du fonctionnement des composants dans des environnements climatiques chauds, humides et très isolés.

B.2 Informations générales applicables à tous les composants

B.2.1 Les conditions d'opération

Tous les composants demandés sont destinés à être installés par des entreprises compétentes dans des endroits isolés. Cependant, ces systèmes, une fois installés, fonctionneront dans un environnement avec peu de personnel qualifié. Une fiabilité opérationnelle maximale est attendue.

B.2.2 Les conditions environnementales et climatiques

Tous les équipements proposés et installés dans le cadre de ce CCTP doivent impérativement présenter les caractéristiques constructives justifiant leur utilisation avérée dans les conditions suivantes :

- Température ambiante : + 10°C à + 45°C
- Humidité relative : jusqu'à 100%
- Vitesse du vent : jusqu'à 150 km/h (rafale) – zone non cyclonique
- Précipitations : pluie battante continue pendant la période d'hiver
- Présence de nombreux insectes/rongeurs
- Niveau kéraunique très élevé (densité de foudre)

B.2.3 La compatibilité entre les composants

Les soumissionnaires doivent impérativement s'assurer de la compatibilité de connexion et de fonctionnement entre les différents composants, en portant une attention particulière aux points suivants :

- La fourniture de connecteurs PV compatibles (doit être de la même marque) avec les connecteurs précâblés sur les modules PV et le câble solaire fourni et la fourniture de la pince à sertir complète, si nécessaire.
- La fourniture de connecteurs PV compatibles (doit être de la même marque) avec les connecteurs précâblés à l'entrée des boîtes PV à courant continu (CDC-PV) et du câble solaire fourni et la fourniture de la pince à sertir complète, si nécessaire.
- Les presse-étoupes et les bornes de raccordement des différents boîtes CC/CA doivent être compatibles avec les sections de câbles (âme et gaine) fournies et la nature des conducteurs (cuivre et/ou aluminium).
- Les modules PV doivent être strictement identiques et interchangeables pour les 3 centrales (un seul type/marque/puissance de module pour l'ensemble du projet, à l'exception de lampadaires solaires).
- Les structures de support doivent être de la même marque et du même modèle pour les 3 sites.
- Les onduleurs synchrones doivent être de la même marque pour les 3 centrales.
- Les convertisseurs multifonctionnels doivent être de la même marque pour les 3 unités de contrôle.
- Les générateurs de secours doivent être de la même marque pour les 3 centrales.
- Tous les composants (onduleurs, convertisseurs, boîtes CC/CA, TGBT, etc.) sont conçus pour un montage mural sur des murs et des cloisons en maçonnerie, avec un indice de protection minimum IP44 pour éviter l'intrusion d'insectes.

B.3 Les principaux éléments du site

B.3.1 Préambule

Le CCTP s'appuie sur une architecture électrique et une typologie d'équipements validés en phase APD et fournis ici à titre indicatif.

Les soumissionnaires peuvent développer leur offre technique sur l'architecture proposée et proposer librement toute autre configuration, conformément aux spécifications techniques et aux exigences techniques minimales.

B.3.2 Les modules photovoltaïques – description commune

- Fabriqué à partir de cellules à base de silicium cristallin (mono ou poly),
- Les modules à couches minces ne sont pas autorisés,
- Un assemblage en verre (minimum 3.2 mm) Tedlar ou face arrière en verre (modules bi-verre acceptés),
- Composé de 60 ou 72 cellules de 6" connectées en série,
- Une puissance de crête dans des conditions STC supérieures ou égales à 250 Wp,
- Une tolérance de puissance positive,
- Les résultats des flash tests doivent être à disposition et peuvent être demandés à la livraison des modules,
- Livré précâblé avec des boîtes de jonction contenant au moins 3 diodes de dérivation, des connecteurs enfichables PV spécifiques, des boîtes de jonction n'ayant jamais connu de défaut en série avéré,
- Un cadre en aluminium anodisé,
- Une tension maximale du système supérieure ou égale à 1000 Vcc,
- Classe II selon la norme CEI 61140,
- Un étiquetage individuel comprenant : le fabricant, le modèle, le lieu de fabrication, les caractéristiques électriques, le numéro de série,
- Le fabricant affilié à une organisation de recyclage de modules photovoltaïques (ex : Cycle PV),
- La conformité aux normes CEI 61215 et CEI 61730-1-2 et aux directives CE, certifiée par un laboratoire agréé,
- Une garantie d'alimentation de 90% à 10 ans et de 80% à 25 ans,
- Une garantie du produit supérieure ou égale à 10 ans.

B.3.3 Les connecteurs photovoltaïques amovibles

- Des connecteurs photovoltaïques débrochables, prémontés sur des composants et/ou à fournir par la partie contractante, un montage mâle-femelle à fournir systématiquement :
 - Précâblé sur le câble du module
 - Au bout des câbles de chaîne
 - À l'entrée des boîtes PV en courant continu
 - Les caractéristiques minimales à respecter :
 - Une tension nominale de 1000 V CC minimum
 - Classe II
 - Une résistance de contact de 0,5 Ohms maximum
 - Au moins IP 65
- Un assemblage de connecteurs exclusivement de marque identique. Les connecteurs dits « compatibles » de différentes marques ne seront pas acceptés,
- La conformité à la norme NF EN 50521,
- La fourniture de pièces métalliques et plastiques.

B.3.4 Les structures de support de champs photovoltaïques

- Une unité/un élément modulaire pouvant recevoir des modules en mode portrait ou paysage,
- La hauteur du bas des modules par rapport au sol est au minimum de 800 mm,
- La structure est à 100% en aluminium et les vis sont à 100% en acier inoxydable de grade 316 (acier galvanisé non autorisé),
- Conçu pour l'ancrage sur des fondations en béton, telles que les longerons ou les goujons,
- L'inclinaison et l'orientation des champs photovoltaïques pour optimiser la production pendant la saison des pluies,
- Fourni avec toutes les pièces de fixation pour le champ du module, compatible avec les modules livrés,
- Le forage pour mise à la terre,
- Fourni avec les plans de fondation (longrine), y compris le ferrailage, ainsi que les notes de calcul associées (à fournir lors de la phase d'exécution),
- Un dispositif de fixation des modules réduisant le risque de vol : modules PV encastrés/filetés dans des profils spécifiques (par exemple, en forme U) et des plaques d'extrémité fixées avec des clous annulaires ou équivalents. Les équipements à base de vis inviolables sont également autorisés (vis à casser ou en résine).

B.3.5 Les onduleurs synchrones

- Une sortie triphasée + neutre 400 V,
- Une fonction MPPT à haut efficacité (plus de 99%),
- La conformité à la norme CEI 61000-3-2, coefficient de distorsion harmonique inférieur à 3%,
- Un rendement (euro-eta) supérieur à 96%,
- Compatible en tension et en courant avec l'architecture électrique proposée par le contractant,
- Pour chaque onduleur : la puissance nominale (kVA) sera supérieure ou égale à 95% de la valeur de la puissance de crête (kWc) connectée à l'onduleur,
- La fixation au mur,
- Conçu pour fonctionner dans une zone à haute température, IP54 au minimum,
- Une garantie minimale de 5 ans, avec une extension possible,
- Un écran dynamique avec affichage instantané et en valeur cumulée des principales caractéristiques de fonctionnement,
- Conforme à toutes les normes requises, avec réglage possible des paramètres de découplage de tension, de fréquence et d'impédance. Ces réglages des paramètres de protection de découplage doivent pouvoir être effectués à tout moment (et pas seulement lors de la mise en service) par les opérateurs locaux,
- Avec un bus de communication filaire pour l'installation dans un dispositif de surveillance.

B.3.6 Les convertisseurs multifonctionnels

- Des onduleurs réversibles (fonction chargeur en présence d'une source de courant alternatif : réseau ou générateur), IP54,
- Une puissance maximale 3 secondes à 25°C minimum $1,5 \times P_{nom}$,
- Un courant de crête maximum : $2 \times I_{nom}$,
- Une tension nominale de la batterie de 48 V CC / algorithme de charge pour batterie au plomb ouverte,
- Une tension de sortie de 230 V sinusoïdale pure (TDH < 3%), 50 Hz,
- Un rendement maximal supérieur à 95%, un rendement à 10% de P_{nom} > 85%,
- Une possibilité de fonctionnement en parallèle (maître/esclave) et en configuration triphasée (à partir de 3 unités),
- Différents modes de charge (absorption, égalisation, renforcement) avec un seuil de tension, une période et une durée ainsi qu'une compensation de température configurables,
- Des relais activables (minimum 2) en fonction du niveau de tension de la batterie (contact sec),
- Des seuils de tension pour les différents modes de charge (absorption, égalisation, renforcement),

alarmes et protections de batterie faible, avec seuil, période et durée de tension configurables,

- Une protection interne contre les courts-circuits sur la sortie du courant alternatif,
- Une protection contre l'inversion de polarité,
- Une protection contre les surcharges et un redémarrage manuel (non automatique après défaut),
- Un capteur de température externe pour mesurer la température de la batterie (et la compensation de seuil),
- Calcul de l'état de charge (SOC) ou compatible avec ajout dans le bus de communication d'un shunt de mesure de courant de batterie à distance, permettant une connaissance précise de l'état de charge de la batterie.

B.3.7 La batterie d'accumulateurs

- Une batterie à électrolyte liquide, une technologie plomb-acide, avec plaque tubulaire, cellules unitaires de tension nominale de 2V,
- Une capacité minimale de cyclage égale à 1500 cycles sous une profondeur de décharge de 70% (température 20°C, taux de décharge C100),
- Livré chargé à sec, avec électrolyte séparé,
- Un récipient en plastique transparent avec lecture des niveaux d'électrolyte sur les 4 côtés,
- Des bouchons antidéflagrants,
- Un ensemble d'accessoires pour le raccordement électrique et la protection des pièces métalliques sous tension pour un assemblage de 24 éléments en série (composant 1.k), en configuration de 2 rangées de 12 éléments,
- La capacité, la marque et l'année de fabrication sont clairement gravées sur chaque élément,
- Les accessoires de remplissage d'éléments (pompe à main, entonnoir),
- Un densimètre, des gants, des lunettes de protection, des étiquettes de marquage, des consignes de sécurité,
- L'emballage : par unité pour le raccordement de 24 éléments,
- Le râtelier de support (banc).

Annexe C : Des exemples de spécifications de câblage et de dispositifs de protection pour l'installation d'un mini-réseau

C.1 Description du système d'alarme et dispositifs supplémentaires de protection

- Le contractant installera 2 dispositifs de protection contre les décharges profondes, contrôlés par les 2 relais du convertisseur multifonctionnel :
 - Une première alarme visuelle (type de lampe de poche), installée sur le toit du local, sera réglée sur une valeur d'état de charge ou une valeur de tension de batterie.
 - Le deuxième relais contrôlera (ouverture/fermeture) le disjoncteur général, en amont des 2 lignes d'alimentation du réseau. Son ouverture/sa fermeture sera également contrôlée par les valeurs d'état de charge ou de tension de la batterie.

C.1.1 Description des boîtes CDC-PV

- La boîte CDC-PV est située entre le groupe PV et l'onduleur synchrone associé. Chaque onduleur dispose de sa propre boîte CDC-PV, installée à proximité directe de l'onduleur concerné.
- La boîte PVC IP54, pour montage mural, avec une ouverture frontale non cadenassable : le(s) interrupteur(s) sectionneur(s) de chaque boîte doit pouvoir fonctionner en toutes circonstances, sans l'utilisation d'outils, en cas d'urgence (poignée à distance en façade accessible en permanence).
- La conception est selon les exigences du guide UTE 15-712-1, juillet 2013.
- Le câblage interne avec un câble photovoltaïque uniquement (voir ci-dessous).
- L'architecture électrique :
 - Des entrées (+ et -) pour les chaînes photovoltaïques ($V_{co\ max} = V_{co\ STC} * 1.1$) / ($I_{dc\ in\ max} = I_{sc\ STC} * 1.25$), base de connecteur PV amovible,
 - Une mise en parallèle des chaînes si nécessaire,
 - Des sorties presse-étoupe pour les câbles solaires vers les onduleurs,
 - Une protection par fusible de courants inverses, le cas échéant (voir guide UTE C15-712-1), si la valeur du courant inverse (I_r) des modules et le nombre de chaînes en parallèle le justifient.
 - **Pas de canalisation fendue dans la boîte (2 câbles en parallèle par canalisation est interdit).**
- Les caractéristiques des équipements de coupure et de protection :
 - Les commutateurs de déconnexion : la déconnexion de l'ensemble du groupe PV associé à chaque tracker de l'onduleur (si un onduleur double tracker, 2 commutateurs de déconnexion, ou un seul qui peut déconnecter les 2 trackers).
 - La mise en place de parafoudres en aval des interrupteurs-sectionneurs.
 - Les parafoudres photovoltaïques de type 2 conformes à la norme NF EN 50539-11, (avec un indicateur de parafoudre en bon état).
 - Des cartouches de rechange de parafoudres (une unité par boîte).
 - Des fusibles GPV, si le courant I_r des modules et le nombre de chaînes en parallèle le justifient selon la norme UTE C15-712-1, y compris les fusibles de rechange (2 par coffret).
- L'étiquetage de sécurité selon le guide UTE C15-712-1.

C.1.2 L'interrupteur principal du bus à courant alternatif – description

- Le TGBT de courant alternatif regroupera toutes les sorties en courant alternatif des onduleurs synchrones, du groupe générateur, d'entrées (CA entrant) et de sorties (CA sortant) des convertisseurs multifonctionnels et de la prise d'alimentation du réseau. Il agira comme un bus à courant alternatif.
- La boîte en PVC ou le coffret métallique IP54, pour montage mural, avec une porte pouvant être ouverte par une poignée, un décalage à coupe générale en façade (le coffret peut être ouvert sous charge), une grille de ventilation.

- L'architecture électrique :
 - L'accès dans la partie inférieure de la boîte, par presse-étoupe pour câble multibrins souple HO7 RNF (voir type et section ci-dessous).
 - Une protection des câbles par des disjoncteurs ou des fusibles de courbe C (protection de phase, sans rupture du neutre). Le courant nominal des disjoncteurs sera conforme à la section du conducteur protégé, et supérieur ou égal à 1.4 fois le courant de transit maximal dans le régime nominal associé, afin de limiter les risques de surchauffe.
 - Un disjoncteur général en tête, contrôlable (ouverture/fermeture) par les relais du convertisseur multifonctionnel.
 - Une protection contre les surtensions du courant alternatif de type 2.
 - Un commutateur de transfert à 4 pôles.
 - Un compteur général du réseau (affichage électronique ou mécanique).
 - Une prise séparée pour l'alimentation électrique locale (auxiliaire) – voir le schéma de principe en annexe.
- Tel que proposé dans le schéma fonctionnel joint à l'annexe, le départ réseau sera divisée pour accueillir 2 (GPV1 et GPV2) ou 3 (GPV3) départs, chacun équipé de son propre sectionneur.
- Les 2 ou 3 prises réseau seront fabriquées à l'aide de borniers à vis (borniers cage sont interdits) permettant le raccordement électrique au jeu de barres protégé par des cosses tubulaires serties dans des câbles unipolaires destinés au réseau. (NB : pour des raisons d'espace et de fonctionnalité, cette fonction peut être assurée dans un deuxième coffret à proximité).

C.1.3 la boîte de batterie CDC

- Une boîte en PVC ou un coffret métallique IP54, pour montage mural, avec une porte pouvant être ouverte par une poignée, un décalage à coupe générale en façade (le coffret peut être ouvert sous charge), une grille de ventilation.
- Une boîte contenant des fusibles (Gg) et des sectionneurs (spécifiques au courant continu), conformes aux règles de protection des personnes et des biens proposées dans les schémas annexés.
- Une connexion d'entrée et de sortie sur jeu de barres uniquement, avec borne sertie.
- Des presse-étoupes compatibles avec les câbles unipolaires HO7 RNF de section comprise entre 1x70 mm² et 1x120 mm².

C.2 Description de canalisations principales

Remarque 1 : dans tous les cas, le TGBT assurera au minimum les fonctions de protection des personnes et des biens.

Remarque 2 : le TGBT du GPV1 et du GPV2 sera identique.

Remarque 3 : pour le GPV3, une conception avec relais à distance et couplage multi-sources sur un seul bus est fortement recommandée.

Remarque 4 : Si toutes les fonctions requises pour le TGBT ne sont pas compatibles dans un seul coffret, la partie contractante peut externaliser les fonctions associées dans des coffrets/coffrets annexes (par exemple : la carte de protection sortante pour l'alimentation auxiliaire, l'onduleur de source, les départs multiples du réseau, la protection supplémentaire du groupe électrogène, le couplage éventuel de plusieurs onduleurs synchrones, etc.). Chaque câble reliant le TGBT au coffret annexe doit être protégé à l'entrée par un disjoncteur/fusible approprié.

C.2.1 Les goulottes PV – courant continu

- Identification : champ photovoltaïque-CDC – onduleur synchrone.
- Câble solaire, mono-conducteur, double isolation, classe II.
- Conformité au guide UTE C32-502.
- Température maximale de fonctionnement du conducteur : 120°C.
- Résistance à la tension continue : 0.9/1.8 kV.
- Couleur noire.
- Marquage sur le câble : marque et caractéristiques techniques.

C.2.2 Le câblage à courant alternatif : Onduleur / TGBT

- Câble en cuivre HO7 RNF (flexible), 5GX.
- Conforme à la norme EN 50525-2-21.
- Tension de fonctionnement de 0.6/1 kV.

C.2.3 Les goulottes en courant alternatif : Convertisseur multifonctionnel / TGBT

- Câble en cuivre HO7 RNF (flexible), 5GX.
- Conforme à la norme EN 50525-2-21.
- Tension de fonctionnement de 0.6/1 kV

C.2.4 Le câblage à courant continu : Convertisseur multifonctionnel / Batterie CDC

- Câble en cuivre HO7 RNF (flexible), unipolaire.
- Conforme à la norme EN 50525-2-21.
- Tension de fonctionnement de 0.6/1 kV.

C.2.5 Le câblage à courant continu : Batterie CDC / Batterie

- Câble en cuivre HO7 RNF (flexible), unipolaire.
- Conforme à la norme EN 50525-2-21.
- Tension de fonctionnement de 0.6/1 kV.

C.2.6 Le câble d'équipotentielle / le conducteur de protection

- Un câble en cuivre unipolaire HO5 V/K (flexible) / section minimale 16 mm² pour toutes les connexions équipotentielle et de mise à la terre.
- Conforme à la norme NFC 32-201.

C.2.7 Autres conduits/les passages de câbles entre le TGBT et toute boîte auxiliaire

- Si, des boîtes/coffrets supplémentaires sont envisagées pour remplir toutes les fonctions requises du TGBT, le contractant a le droit de proposer les courants alternatifs de type HO7 RNF ou 1000 R2V.

C.2.8 L'étiquetage / le marquage

- Le contractant appliquera sur chacun des composants un étiquetage et un marquage extrêmement clairs, durables (plaques rigides gravées) et conformes au DOE et au DEM. L'étiquetage doit être aussi complet et explicite que possible.
- Une signalisation de sécurité complète sera également affichée.

C.2.9 L'équipement de sécurité

- En plus des ÉPI fournis pour la manipulation des batteries, le contractant doit installer 1 extincteur dans chaque centrale électrique (extincteur à gaz de classe E), soit un total de 3 extincteurs.

C.2.10 La surveillance – description

- Chaque centrale hybride sera équipée d'un équipement de surveillance (centralisé) unique. L'ensemble dit « de surveillance » doit permettre de répondre, au minimum, à 3 fonctions :
 - L'affichage en temps réel des principales données instantanées du fonctionnement de la centrale photovoltaïque, au moins :
 - Heure, date.
 - Caractéristiques de fonctionnement du côté en courant continu.
 - Caractéristiques de fonctionnement du côté en courant alternatif.
 - Énergie distribuée quotidiennement, en kWh.
 - Énergie totale cumulée produite depuis la mise en service, en kWh (MWh).
 - L'enregistrement sur support externe (carte SD ou clé USB) des principales données du fonctionnement de l'ASI, en 15 minutes maximum, avec une autonomie de stockage minimale d'un an.
- Toute surveillance doit être effectuée par bus RS485 (pas de communication Wifi ou Bluetooth), qui doit intégrer tous les composants (onduleurs synchrones, convertisseurs multifonctionnels, shunt/relais externe si nécessaire).
- L'unité de surveillance sera alimentée par le réseau électrique via l'alimentation auxiliaire dédiée.
- Le système de surveillance doit avoir un écran. Si ce n'est pas le cas, le contractant fournira l'ordinateur ou la tablette nécessaire pour lire les informations du système.
- Le contractant doit fournir tous les câbles RS485 et les connecteurs RJ45 nécessaires à la mise en œuvre complète du système de surveillance pour chaque installation.
- La surveillance sera assurée par des équipements de télésurveillance par télécommunications aériennes (réseau local GSM DATA), y compris le modem GSM, l'alimentation et la mise en service. L'abonnement DATA requis sera payé pour la première année d'exploitation (entre les 2 réceptions) par le contractant. Les données transmises doivent être exploitables sur une plateforme en ligne (type de plateforme de surveillance pour les fabricants d'onduleurs) et accessibles depuis un ordinateur connecté à Internet, gratuitement. Les soumissionnaires sont invités à s'informer à l'avance de la faisabilité et du coût de l'abonnement aux données dans le contexte local, ainsi qu'à toute limite et à tout risque.

Annexe D : Synthèse de dispositifs de protection contre la foudre pour les mini-réseaux photovoltaïques

D.1 Le principe général de fonctionnement

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter le niveau de surtensions (par exemple, d'origine atmosphérique) transmises par les câbles à un niveau compatible avec la tension de résistance aux chocs d'équipements de l'installation et d'équipements alimentés par cette installation.

Il est généralement placé entre chaque conducteur actif et la masse de l'équipement, lui-même relié à la terre, et parfois entre conducteurs actifs.

Un parafoudre, installé entre les conducteurs actifs et la terre, protège l'isolation.

Un parafoudre, installé entre les conducteurs actifs, protège l'équipement.

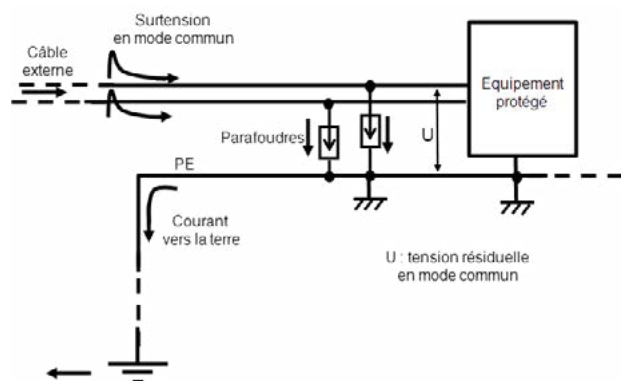


Figure D.1. Le courant en mode commun traversant les parafoudres se ferme à travers la terre

Sous tension normale, le parafoudre agit presque comme une résistance infinie et le courant qui le traverse est nul ou négligeable.

En revanche, lors de l'apparition d'une surtension, dès que la tension aux bornes du parafoudre dépasse un certain seuil, le parafoudre devient conducteur, laissant passer un courant, ce qui limite la tension à ses bornes et, donc, aux bornes de dispositif à protéger.

Pour chaque cas d'utilisation, le parafoudre est choisi principalement en fonction des paramètres suivants :

- U_c : tension maximale de fonctionnement aux bornes de dispositifs de protection contre les surtensions.
- Le niveau de protection : U_p , qui doit être inférieur à la surtension admissible par les dispositifs à protéger : U_w (données fournies par le fabricant).
- IMP ou I_n : intensité du courant que le parafoudre devra supporter pendant la durée de la surtension.
- La résistance et le fonctionnement contre les courants de court-circuit.
- Le fonctionnement en fin de vie ou en court-circuit.

D.2 Les caractéristiques d'un parafoudre

Pour répondre à la protection des différentes surtensions dues à la foudre, 2 types d'impulsions normalisées ont été définis selon la norme CEI 61643-11 :

- Type 1 : impulsion d'essai de 10/350 μ s, cette onde conventionnelle se rapproche le plus de l'onde directe du courant de foudre.
- Type 2 : impulsion d'essai de 8/20 μ s, cette onde est la plus proche des ondes de courant en raison des effets indirects de la foudre.

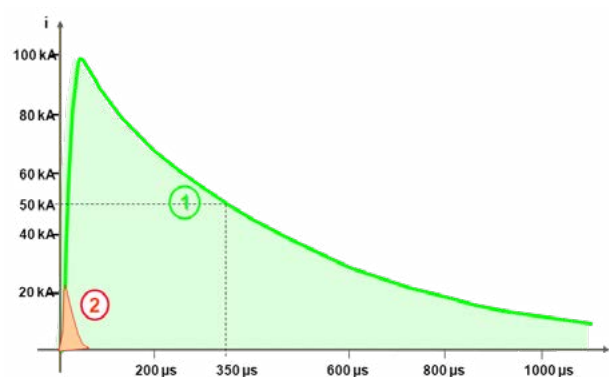


Figure D.2. Impulsions normalisées des 2 types d'ondes du courant de foudre.

Pour chaque impulsion normalisée de type 1 ou 2, un parafoudre a été défini dont les caractéristiques sont décrites ci-dessous.

D.2.1 Le parafoudre en courant alternatif de type 1

- Une protection correspondant à des impulsions de 10/350 μ s.
- Le parafoudre de tête recommandé pour la protection d'équipements sujets à une surtension due à un coup de foudre direct ou à risque de courant maximal de foudre, tels que les structures équipées de paratonnerres ou d'une alimentation électrique du réseau aérien lorsque la foudre se produit sur le dernier mât.
- Placé aux entrées de ligne dans le TGBT principal d'un site soumis à un risque élevé de foudre.
- Les paramètres principaux :
 - I_{imp} : le courant d'impulsion défini par le courant de crête et la charge Q.
 - U_p : le niveau de protection (la tension de crête aux bornes de dispositifs de protection contre les surtensions lors du passage du courant nominal de décharge).
 - U_c : la tension de fonctionnement.
 - Le type de déconnexion en fin de vie.

D.2.2 Le parafoudre en courant alternatif de type 2 AC

- Une protection correspondant à des impulsions de 8/20 μ s.
- Le parafoudre à usage général recommandé pour les endroits relativement exposés mais non soumis au courant direct de foudre.
- Placé aux entrées des lignes à basse tension dans les bâtiments si le risque de courant direct de choc est faible, mais aussi et surtout dans les distributions divisionnaires en plus du parafoudre principal.

Les paramètres principaux :

- I_n : le courant nominal/de décharge (valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 μ s que le parafoudre est capable d'écouler 15 fois).
- U_p : le niveau de protection (la tension de crête aux bornes de dispositifs de protection contre les surtensions lors du passage du courant nominal de décharge).
- U_c : la tension maximale en service permanent aux bornes du parafoudre sans affecter son fonctionnement.
- Le type de déconnexion en fin de vie.

La désignation de parafoudre T1+T2 signifie généralement que le parafoudre de type 1 a une capacité de forme d'ondes (10/350 μ s) et surtout un niveau de protection U_p équivalent à la coordination entre un parafoudre de type 1 et un parafoudre de type 2, inférieur au maintien d'un équipement électronique.

D.3 La protection contre les surtensions pour les circuits à courant continu dans la gamme basse tension (circuits photovoltaïques)

Comme pour la partie de courant alternatif, il existe des parafoudres de type 1 et 2, spécifiquement conçus pour le fonctionnement en courant continu d'une part, et adaptés aux spécificités électriques des générateurs photovoltaïques, d'autre part.

Pour faire le bon choix de parafoudres en courant continu et en courant alternatif dans une installation photovoltaïque, il est utile de se référer aux indications des normes CLC TS 51643-32 ou CEI 61643-32 et CEI 61643-12 pour déterminer les possible parafoudres et fusibles photovoltaïques adaptés aux installations photovoltaïques.

Les caractéristiques spécifiques du parafoudre photovoltaïque à courant continu sont déterminées par les critères suivants, conformément à la norme CEI 60364-7-712 :

- I_n : courant nominal de décharge supérieur ou égal à 5 kA de forme d'onde 8/20 μ s.
- I_{imp} : courant impulsionnel de forme d'onde 10/350 μ s caractérisant les parafoudres de type 1.

ISCPW : la résistance à courant de court-circuit d'un parafoudre. Le parafoudre et son sectionneur (interne ou externe) doivent avoir un courant ISCPW supérieur à I_{scmax} du générateur photovoltaïque. Un parafoudre avec un sectionneur interne doit également interrompre le courant de court-circuit généré par la batterie. Sinon, un sectionneur externe spécifié par le fabricant doit être installé.

- U_{cpv} : la tension maximale en service permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie en courant continu du générateur photovoltaïque (la tension doit être choisie de manière à ce que le parafoudre ne conduise pas la tension en circuit ouvert des modules, dans les pires conditions ; en pratique, on considère $U_{cpv} > U_{oc_MAX}$, la valeur de la

tension en circuit ouvert par 1000 W/m^2 et dans les conditions les plus froides.

- U_p : le niveau de protection en fonction des dispositifs à protéger. Conformément à la norme CEI 60364-7-712 :2017, U_p doit être inférieur à la tension de résistance aux impulsions U_w des dispositifs et des circuits à protéger. En pratique, il est souvent recommandé de maintenir une marge de sécurité d'au moins 20% entre la valeur de résistance de tension de l'équipement U_w et U_p .

REMARQUE : pour les installations photovoltaïques, le tableau ci-dessous, qui est tiré de la norme internationale CEI 61643-32, donne des indications sur les valeurs U_w , si ces informations ne sont pas précisées par les fabricants d'onduleurs ou d'autres équipements.

| UOC, MAX (V) | U _w (V) | | | |
|--------------|---|----------|--------------------|---|
| | Module PV de classe B à isolation de base | Onduleur | Autres équipements | Module PV de classe A et autres équipements avec isolation double/renforcée |
| 100 | 800 | ≥2500 | 800 | 1500 |
| 150 | 1500 | | 1500 | 2500 |
| 300 | 2500 | | 2500 | 4000 |
| 424 | 4000 | | 4000 | 4000 |
| 600 | 5000 | 4000 | 4000 | 6000 |
| 800 | | | 5000 | 6000 |
| 849 | | | 6000 | 8000 |
| 1000 | 6000 | 6000 | 6000 | 8000 |
| 1500 | 8000 | 8000 | 8000 | 12000 |

Tableau D.1. Valeurs u_w selon la norme CEI 61643-32.

La tension U_p des parafoudres externes doit être coordonnée avec les caractéristiques des dispositifs intégrés dans les contrôleurs photovoltaïques et les onduleurs à protéger. Les fabricants doivent donc fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres. Ces parafoudres doivent être conformes aux normes CEI 61643-31 et CEI 61643-11.

- La norme CEI 61643-31 pour les parafoudres installés du côté courant continu du générateur photovoltaïque.
- La norme CEI 61643-11 pour les parafoudres installés du côté courant alternatif de l'installation.



Figure D.3. Exemples de parafoudre pv en courant continu de type 2

D.4 L'installation des parafoudres

Les parafoudres sont généralement installés sur toute ligne entrant ou sortant du site abritant les équipements à protéger (en pratique pour les mini-réseaux : le champ photovoltaïque et les composants du local technique).

Un seul parafoudre peut protéger l'ensemble de l'installation, sur la même ligne, si la longueur de la canalisation entre le parafoudre et l'équipement le plus éloigné est inférieure à 10 m. Sinon, des parafoudres doivent être installés à chaque extrémité de la liaison.

Le montage des parafoudres dépend du schéma de raccordement à la terre de l'installation, il existe donc deux types de protection :

- Mode commun : protection entre les conducteurs actifs et la terre.
- Mode différentiel : protection entre les conducteurs actifs (entre phase et neutre ou entre polarité positive et négative).

En revanche, pour que la protection contre la foudre soit efficace, les connexions entre le parafoudre et les conducteurs actifs et la borne de terre doivent être les plus courtes possibles (<50cm), l'impédance de ces connexions réduisant la protection assurée par le parafoudre en augmentant la tension aux bornes du dispositif à protéger en cas de courant de foudre.

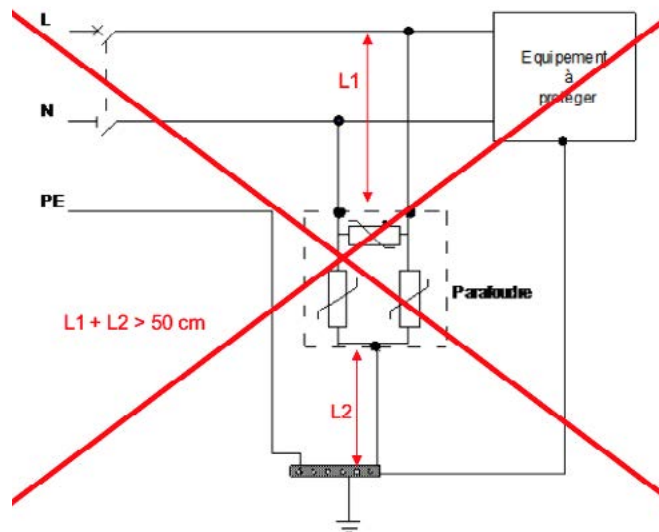
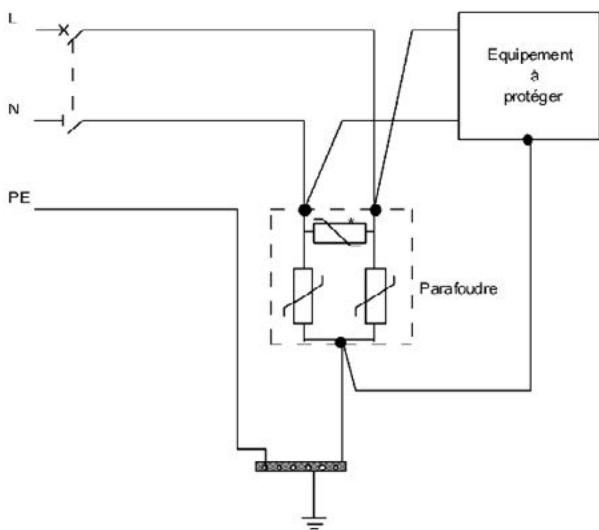


Figure D.4. Règle dite «50cm» pour la mise en service des parafoudres.

D.5 La mise hors service du parafoudre en fin de vie

Les éléments utilisés dans la fabrication des parafoudres sont susceptibles de se détériorer par vieillissement lent de ses composants provoquant un emballement thermique ou brutal par court-circuit. Pour que cela ne mette pas en danger le circuit et la sécurité de fonctionnement, il est nécessaire de fournir une protection conduisant à sa déconnexion :

- Soit par un système de déconnexion thermique interne (à l'exception des éclateurs sans risque d'emballement thermique).
- Soit par un disjoncteur ou des fusibles en amont du parafoudre.

Lorsque le dispositif de coupure mettant le parafoudre hors service a fonctionné, la protection contre les surtensions n'est plus assurée et le parafoudre doit être remplacé. L'utilisateur doit être informé de la situation par l'utilisation d'un signal visuel ou par transmission à distance. Certains parafoudres disposent d'un dispositif reflétant l'état du parafoudre et permettant de le remplacer avant sa durée de vie afin d'assurer la continuité de la protection.

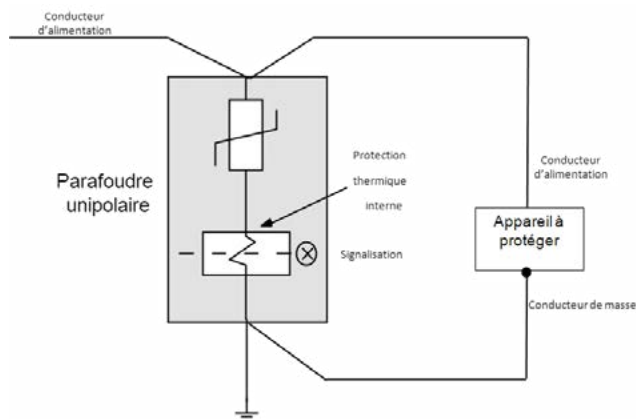


Figure D.5. Exemple de mise hors service d'un spd defectueux par protection thermique interne

Annexe E : Synthèse de dispositifs de protection contre la foudre pour les mini-réseaux photovoltaïques

Les principaux risques de la foudre pour un système de production photovoltaïque autonome et/ou hybride sont les points suivants :

- La destruction complète par l'impact de la foudre sur l'installation (coup de foudre direct).
- Les surtensions transportées par les conducteurs électriques (y compris les conducteurs d'équipotentialité), provenant des canalisations principales (entre le champ photovoltaïque et le local technique, entre le groupe électrogène et le local technique, et le plus souvent, provenant du réseau de distribution). Ces surtensions temporaires peuvent entraîner :

- La destruction des modules photovoltaïques,
- La destruction du groupe électrogène, le cas échéant,
- La destruction des composants électroniques : onduleurs, chargeurs, convertisseurs, batteries.

Les figures et le tableau ci-dessous résument les principes de mise en œuvre des dispositifs de protection contre les foudres (SPF) pour les installations avec et sans IEPF.

La norme recommande de connecter le réseau de terre de l'installation photovoltaïque à la connexion à la terre de l'IEPF si la distance la plus courte entre les deux est inférieure à la distance de séparation « s » telle que définie dans la norme CEI 62350-3.

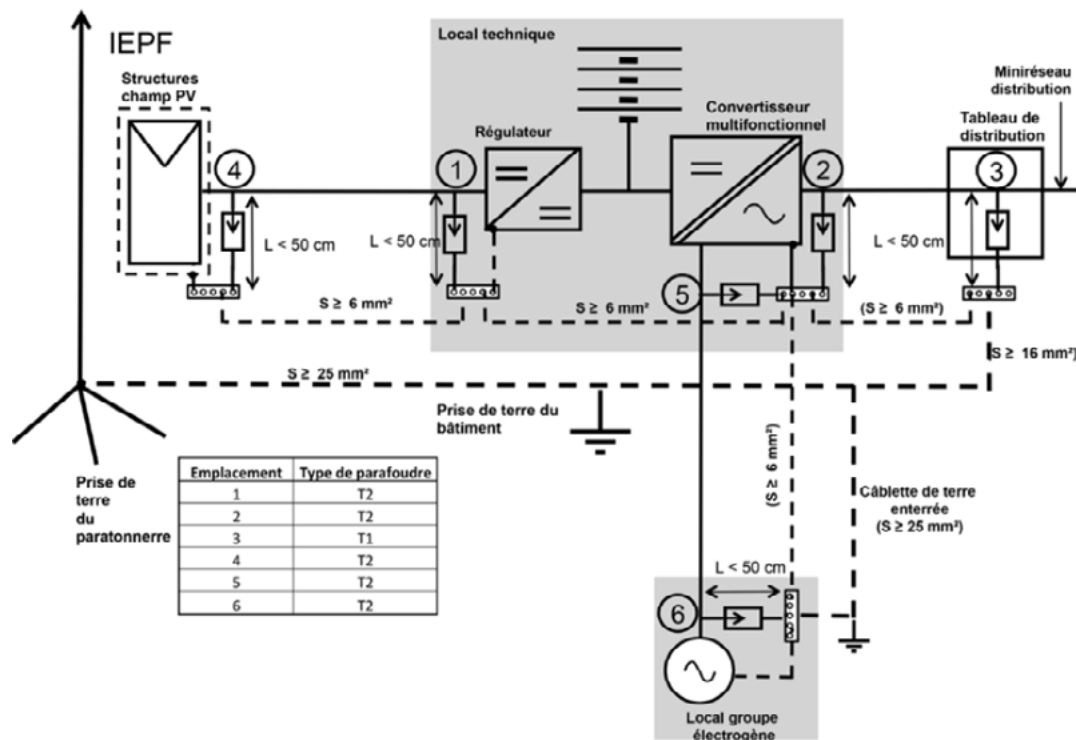


Figure E.1 : Exemple : mise en place de parafoudres dans une installation hybride autonome sans iepf. S'il existe un onduleur pv sur le bus en courant alternatif, des parafoudres du cote pv-cc et du cote ca doivent être mises en place pour la protection de l'onduleur.

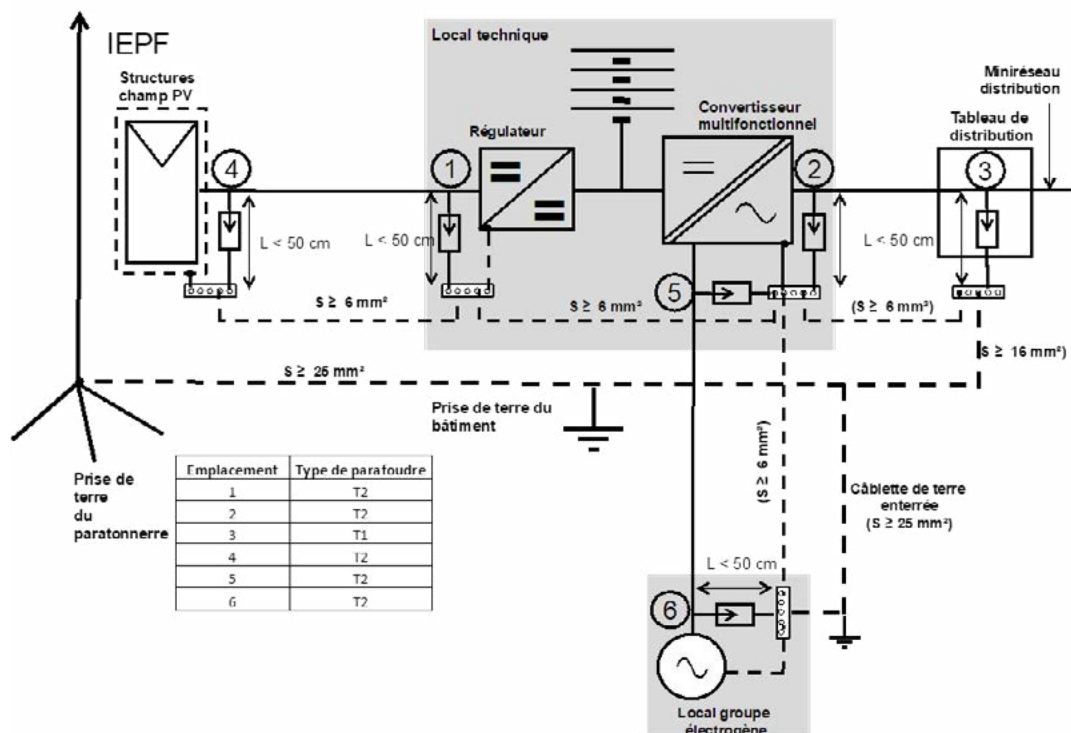


Figure E.2 : Exemple : mise en place de parafoudres dans une installation hybride autonome avec iepf et conforme a la distance de separation (le conducteur de descente et la terre ne sont pas connectes). S'il existe un onduleur pv sur le bus en courant alternatif, des parafoudres du cote pv-cc et du cote ca doivent etre mises en place pour la protection de l'onduleur.

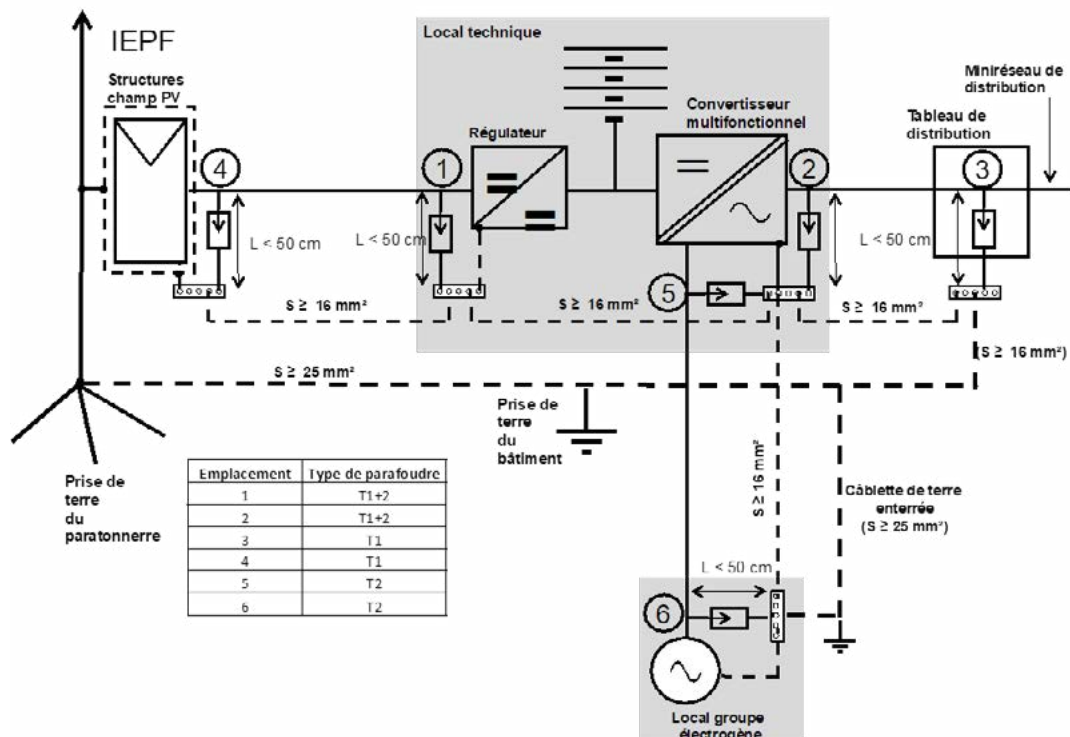


Figure E.3 : Exemple : mise en place de parafoudres dans une installation hybride autonome avec iepf non isole (le conducteur de descente et la terre ne sont pas connectes). S'il existe un onduleur pv sur le bus en courant alternatif, des parafoudres du cote pv-cc et du cote ca doivent etre mises en place pour la protection de l'onduleur.

| INSTALLATION | | CÔTÉ CC | | CÔTÉ CA | | | |
|--------------------------------|-------------------------------|--|--------|--------------------|--------|----------------------|------------|
| | | Module PV – Contrôleur ou onduleur PV | | Convertisseur – GE | | Convertisseur - TGBT | |
| Location des parafoudres | | 4 1 | 4 1 | 6 5 | 6 5 | 2 3 | 2 3 |
| Distance entre les parafoudres | | < 10m | > 10m | < 10m | > 10m | < 10m | > 10m |
| Avec IEPF | SPF non isolé UP < UW | T1T1+2 | T1T1+2 | T1T1+2 | T1T1+2 | T1+2T1 | T1+2 T1 |
| | SPF isolé 50% UW < UP < UW | -T2 | T2T2 | T1T1+2 | T1T1+2 | T1+2T1 | T1+2 T1 |
| | SPF isolé UP < 50% UW | -T2 | -T2 | -T2 | T2T2 | T2T1 | T2T1 |
| Sans IEPF | 50% UW < UP < UW | -T2 | T2T2 | -T2 | T2T2 | -T2 | T2T2 |
| | UP < 50% UW | -T2 | -T2 | -T2 | -T2 | -T2 | -T2 |

Tableau E.1 : Tableau sommaire précisant le type de parafoudre à installer dans chaque cas.

Bibliographie

Pour le stockage d'énergie, les séries de documents suivantes doivent être considérées :

1. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 1 : Vocabulaire
2. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 2-1 : Paramètres unitaires et méthodes d'essai - Spécifications générales
3. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 2-2 : Paramètres unitaires et méthodes d'essai - Essais d'application et de performances
4. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 2-200 : Paramètres unitaires et méthodes d'essai - Étude de cas de systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) situés dans une station de recharge de véhicules électriques avec énergie PV
5. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 3-1 : Planification et évaluation des performances des systèmes de stockage de l'énergie électrique - Spécification générale
6. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 3-2 : Planification et évaluation des performances des systèmes de stockage de l'énergie électrique - Exigences supplémentaires pour les applications relatives à l'intégration de sources d'énergie renouvelable et à forte consommation
7. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 3-3 : Planification et évaluation des performances des systèmes de stockage de l'énergie électrique - Exigences supplémentaires pour les applications à forte consommation d'énergie et d'alimentation de secours
8. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 4-1 : Lignes directrices sur les questions environnementales - Spécifications générales
9. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 5-1 : Considérations de sécurité pour les systèmes EES intégrés au réseau - Spécifications générales
10. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 5-2 : Exigences de sécurité pour les systèmes EES intégrés au réseau - Systèmes à base électrochimique
11. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique (EES) - Partie 5-3 : Exigences de sécurité pour les systèmes EES intégrés au réseau – Mise en place d'une modification non planifiée d'un système à base électrochimique

