



MINISTÈRE DES MINES,
DU PÉTROLE ET DE L'ÉNERGIE



Crédit photo: Shutterstock / Installation de panneaux solaires par un ingénieur

MANUEL TECHNIQUE POUR L'INSTALLATION DES SYSTÈMES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

En Coopération avec



Mise en œuvre par



**DIRECTION GÉNÉRALE
DE L'ÉNERGIE**

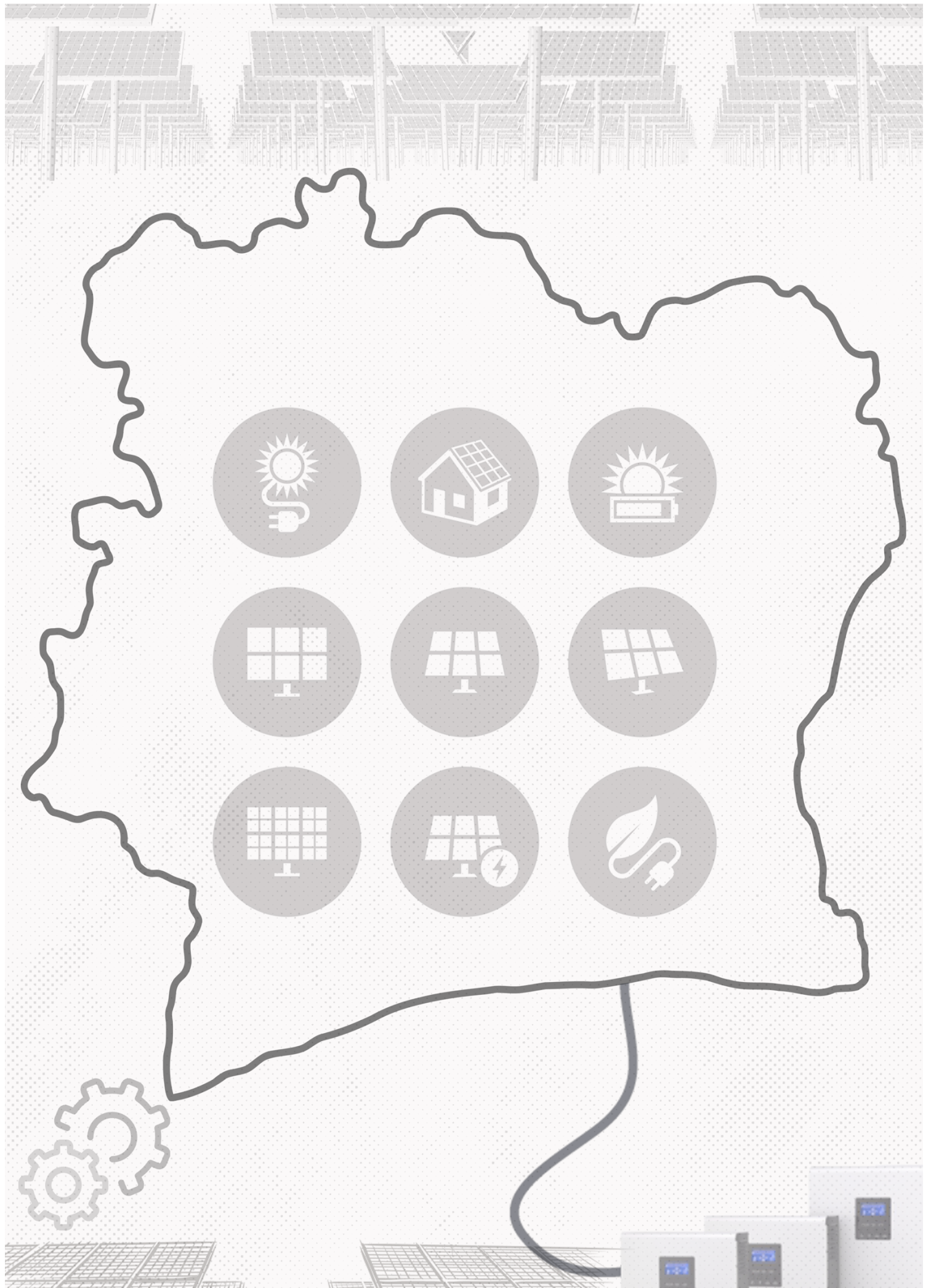


TABLE DES MATIERES

PREAMBULE	8
1 INTRODUCTION	9
2 CADRE REGLEMENTAIRE IVOIRIEN.....	11
2.1 Aspects légaux	11
2.2 Normes	11
2.3 Processus administratif	11
2.4 Certifications	12
3 CONTEXTE CLIMATIQUE	13
4 SECURITE	15
5 PROCESSUS D'INSTALLATION	17
6 STRUCTURE	19
6.1 Toiture.....	21
6.2 Sol.....	26
7 MODULES ET COURANT CONTINU	29
7.1 Installation des modules	29
7.2 Connecteurs.....	32
7.3 Câbles DC	35
7.4 Appareillages, Boîtes de jonction et protections DC	40
8 BATTERIES.....	43
8.1 Dispositions communes	43
8.2 Lithium-ion.....	48
8.3 Plomb.....	52
9 ONDULEURS	56
10 PARTIE AC	61
10.1 Câbles.....	61
10.2 Boîtes de jonction et protections	64
11 Terre et Parafoudre.....	67
11.1 Mise à terre	67
11.2 Parafoudres et paratonnerres	69
12 INTERFACE RESEAU ET SYSTEME	71
12.1 Compteur.....	71
12.2 Découplage et mode autonome selon les normes en vigueur.....	71

12.3	Fonctionnement avec génératrice	75
13	SYSTEME DE MONITORING.....	76
13.1	Station météo	76
13.2	Communication.....	76
13.3	PMS / EMS	77
14	DOCUMENTATION ET SIGNALÉTIQUE	78
14.1	Signalisation	78
14.2	Documentation.....	79
15	MISE EN SERVICE ET ESSAIS.....	81
15.1	Inspection	81
15.2	Tests de performance	84
15.3	Réception	86
16	ANNEXES.....	87
16.1	Cadre légal et réglementaire	87
16.2	Checklist contrôle et réception.....	88
16.3	Références et bibliographie.....	98

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Exemples de corrosion sur des éléments de structure non adaptés.....	20
Figure 2 : Exemples de toitures inadaptées	23
Figure 3 : Exemple de système de fixation en haut de l'onde – Novotegra	24
Figure 4 : Exemple de structure en dôme pour toit plat avec patin de protection - K2.....	25
Figure 5 : Exemple de structure mal fixée (visserie manquante ou mal placée)	27
Figure 6 : Exemple de module mal fixé sur son étrier.....	28
Figure 7 : Exemples de mauvaises pratiques d'installations (source : manuel JA Solar)	30
Figure 8 : Exemples de pinces de module s'étant déplacées à cause d'un mauvais serrage (gauche et centre) et d'une boîte de jonction en bas accumulant l'humidité, le panneau devrait être dans l'autre sens avec la boîte de jonction en haut.	32
Figure 9 : Mauvais exemple de connecteur	33
Figure 10 : Illustration des bonnes pratiques pour les connecteurs (Source : manuel staubli MC4)	34
Figure 11 : Exemple de mauvais (gauche) et bon (droite) câblage des modules - Guide photovoltaïque.....	38
Figure 12 : Exemple de défauts sur les câbles DC et fourreaux (à gauche) et exemple respectant les meilleures pratiques (à droite).....	39
Figure 13 : Exemple de dégradation avancée de câble DC à l'ombre.....	39
Figure 14 : Exemple de boîte de jonction sans presse-étoupe	41
Figure 15 : Exemple de placement incorrect d'étiquette	42
Figure 16 : Exemple de limitation sur l'installation de batterie Lithium-Ion (source : manuel BYD battery-box premium).....	45
Figure 17 : Exemples de placement de la batterie dans une pièce (Source : manuel LG residential battery unit).....	46
Figure 18 : Exemple de rack de batterie	51
Figure 19 : Exemple de batterie domestique avec une mise à la terre manquante et un câblage inadapté ainsi qu'un manque de signalétique	51
Figure 20 : Exemple de batterie trop serrée (gauche) et de batteries installées dans une pièce à vivre, avec un câblage non conforme	55
Figure 21 : Exemple d'installation d'onduleurs en toiture sur une structure adéquate avec une bonne protection des câbles	60
Figure 22 : Exemple de câblage AC / DC non conforme, car sans séparation	63
Figure 23 : Schéma de liaison à la terre (Source : Wiki installation électrique)	65
Figure 24 : Architectures pour systèmes autonomes de charges critiques.....	74

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Recommandations concernant les structures pour installations en toiture	23
Tableau 2 : Recommandations concernant les structures pour installations au sol	27
Tableau 3 : Recommandations concernant l'installation des modules	29
Tableau 4 : Recommandations concernant les connecteurs	32
Tableau 5 : Recommandations concernant le câblage DC.....	35
Tableau 6 : Résumé des liaisons DC principales	38
Tableau 7 : Recommandations concernant les appareillages, boîte de jonction et protection DC	40
Tableau 8 : Recommandations concernant les batteries en général	44
Tableau 9 : Recommandations concernant les batteries Lithium-ion.....	48
Tableau 10 : Standards coupe-feu applicables pour les batteries	50
Tableau 11 : Recommandations concernant les batteries au plomb	53
Tableau 12 : Recommandations concernant l'onduleur	57
Tableau 13 : Recommandations concernant le câblage AC.....	61
Tableau 14 : Résumé des liaisons AC principales	63
Tableau 15 : Recommandations concernant la boîte de jonction et la protection.....	64
Tableau 16 : Recommandations concernant la mise à terre	67
Tableau 17 : Recommandations concernant le parafoudre et paratonnerre	69
Tableau 18 : Types de commutation par architecture	72
Tableau 19 : Checklists contrôle et réception.....	97

ACRONYMES

AC	Alternative Current : courant alternatif
BMS	Battery Management System
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
cm	Centimètre
CODINORM	Association Côte d'Ivoire Normalisation
Cu	Cuivre
DC	Direct Current : courant continu
DGE	Direction Générale de l'Énergie
DOE	Dossier des Ouvrages Exécutés
EPC	Équipements de Protection Collective
EPI	Équipements de Protection Individuelle
EMS	Energy Management System
I	Intensité
kVA	Kilovolt-ampère
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-heure
Li-ion	Lithium-ion
m	Mètre
MALT	Mise A La Terre
mm	Millimètre
mm ²	Millimètre carré
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
PMS	Power Management System
PV	Photovoltaïque
TGBT	Tableau Général de Basse Tension
U	Tension
UV	Ultraviolet
W	Watt
°	Degré
°C	Degré Celsius
Ω	Ohm
-	Borne negative
+	Borne positive
%	Pourcentage

PREAMBULE

Le présent guide a été rédigé dans le cadre du projet financé par la GIZ « Développement du marché et promotion de l'emploi dans le domaine des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique en Côte d'Ivoire » (ProFERE II), et spécifiquement dans le cadre d'une prestation « Conseiller le ministère de l'Énergie de Côte d'Ivoire dans la définition de normes et de procédures de contrôle de la conformité des installations solaires photovoltaïques et des pratiques d'opération et de maintenance (O&M) ».

Le guide se base sur des échanges avec des parties prenantes et visites d'installations en Côte d'Ivoire réalisées dans le cadre d'une mission en janvier 2025 et a été rédigé sur la période mars – mai 2025 sur base du cadre légal, réglementaire et normatif en vigueur.

Ce guide a été rédigé par un consortium constitué de :

- PLANAIR SA, ingénieurs conseils/ www.planair.ch
- INES Plateforme Formation & Evaluation / www.ines-solaire.org

1 INTRODUCTION

Le guide présenté ici regroupe les obligations et les meilleures pratiques pour l'installation de solaire photovoltaïque et de batteries en Côte d'Ivoire. Il traite de toutes les installations fixes au sol, en toiture, raccordées ou non au réseau, avec ou sans batterie. Bien qu'utilisable dans d'autres contextes, ce guide cible plus particulièrement les installations domestiques ou industrielles de quelques kilowatts à plusieurs centaines avec un raccordement en basse tension. Cela exclut les onduleurs raccordés en haute tension et limite la puissance apparente en sortie d'onduleur à 250 kVA par onduleur. **Les spécificités des grandes installations supérieures à 1 MW ne seront pas traitées**, car elles sont souvent encadrées par des appels d'offres avec des spécifications techniques dédiées. Le guide se concentre sur les technologies les plus répandues en Côte d'Ivoire à ce jour, en regardant principalement les panneaux photovoltaïques en silicium et les batteries plomb ou lithium. Les obligations et conseils prodigués sont basés sur les normes applicables en Côte d'Ivoire, mais aussi sur les meilleures pratiques internationales.

La qualité d'une installation est évidemment dépendante de nombreux facteurs, notamment de sa conception. Le dimensionnement, la conception et l'exécution ne sont cependant pas traités dans ce document. Ces problèmes sont abondamment traités dans la littérature, par des formations et outils logiciels. Des références pertinentes sont disponibles en annexe.

Le déroulé du guide suit le déroulé de projet lors de son installation d'une manière générale.

Le **chapitre 2 « Cadre réglementaire ivoirien »** rappelle les textes légaux et normatifs applicables, ainsi que le processus administratif à suivre pour l'installation conforme d'un système photovoltaïque.

Le **chapitre 3 « Contexte climatique »** revient succinctement sur les spécificités climatiques locales pouvant impacter la qualité de l'installation et la mise en œuvre.

Le **chapitre 4 « Sécurité »** revient sur les règles de sécurité à appliquer et les dangers spécifiques de ce type d'installation.

Le **chapitre 5 « Processus d'installation »** décrit les grandes étapes à suivre.

La suite du guide évoque pour chaque élément constituant une centrale photovoltaïque, les obligations, les bonnes pratiques et les pratiques à éviter ou bannir. Seront évoqués :

Au **chapitre 6, « les Structures en toiture et au sol »**.

Au **chapitre 7, « les Modules PV et les éléments DC »**, au **chapitre 8, « les Batteries »** et au **chapitre 9, « les Onduleurs »**.

Au **chapitre 10, « la Partie AC »** comprenant les câbles, les protections et autres éléments électriques.

Au chapitre 11, « la Mise à la terre et la protection des parafoudres et paratonnerres ».

L'Interface réseau et système avec les compteurs, génératrices, et fonction de découplage ou injection au chapitre 12.

« Les Systèmes de monitoring », y compris EMS, PMS, et station météo au chapitre 13.

« La Documentation et signalétique » au chapitre 14. « La Mise en service et les essais » au chapitre 15.

Ce guide n'a pas pour vocation à remplacer une formation spécifique sur le photovoltaïque pour les installateurs. Il peut servir de rappel, mais n'est en aucun cas suffisant pour une mise en pratique directe.

2 CADRE REGLEMENTAIRE IVOIRIEN

2.1 Aspects légaux

Les systèmes photovoltaïques et batteries en Côte d'Ivoire sont encadrés par un corpus réglementaire important. **La loi n°2014-132** régit le code de l'électricité qui doit être respecté par chaque installation et installateur. Les décrets et arrêtés applicables à ce jour sont listés en annexe et encadrent aussi bien la production que la vente, les mini-réseaux et le matériel autorisé.

2.2 Normes

Le décret 2016-1152 rend les normes suivantes obligatoires pour le matériel :

- Les équipements électroniques et électriques traditionnels du bâtiment doivent se conformer **aux standards CEI**.
- Les modules et les batteries entrant sur le territoire ivoirien doivent respecter **les normes respectives, CEI 61730-x et IEC 61427-1 : 2013**.

Le décret 81-388 de 1981 rend l'application de la **NF C 15-100** obligatoire en Côte d'Ivoire. Dès lors, de nombreuses autres normes sont rendues obligatoires, notamment pour le PV :

- UTE C 15-712-1
- UTE C 15-712-2
- XP C 15-712-3

Le respect de ces normes est capital pour une installation solaire standard et conforme. **Les normes ECOSTAND** constituent un guide pour l'installation en mini-réseau spécifique à la CEDEAO qu'il est conseillé de respecter.

- **L'ECOSTAND 109** offre des lignes directrices très concrètes pour l'installation et la mise en œuvre de mini-réseaux solaires.
- **L'ECOSTAND 110** présente des spécifications techniques minimales à respecter très utiles pour les installateurs dans la sélection de leurs composants.
- **L'ECOSTAND 111** propose une checklist de conformité utile pour l'autocontrôle ou la réception.
- **L'ECOSTAND 112** spécifie les normes minimales de performance des onduleurs.

2.3 Processus administratif

Le processus administratif pour l'installation de solaire est consultable sur le site du gouvernement.

Le formulaire de déclaration est disponible en version papier dans les annexes de **l'arrêté 327** ou en ligne sur le site de la [DGE](#).

Pour effectuer une installation solaire de 0.5 kW à 20 kW une déclaration préalable est nécessaire, alors qu'une installation de plus de 20 kW nécessite une autorisation. Les installations inférieures à 0.5 kW ne sont pas tenues de se déclarer.

Bien que légalement autorisé par **le décret 783**, le processus pour injecter le surplus photovoltaïque n'a pour l'instant pas abouti à des autorisations. Des clarifications du processus et des conditions sont en cours d'élaboration.

2.4 Certifications

CODINORM propose une certification des métiers du photovoltaïque. Cette certification n'est pas obligatoire à ce jour pour réaliser des installations. Il est possible de se faire certifier en tant que technicien d'étude ou en tant qu'installateurs de systèmes. Plus d'informations sont disponibles sur le site de [Codinorm](#) ou de la [DGE](#).

3 CONTEXTE CLIMATIQUE

La Côte d'Ivoire présente certaines caractéristiques climatiques ayant un fort impact sur la qualité de l'installation.

En particulier, la température influence directement les performances du photovoltaïque, de la batterie et les caractéristiques des protections électriques. Un soin particulier doit être pris concernant la ventilation de l'ensemble des composants électriques et la climatisation des batteries. Le local technique doit être bien abrité et isolé du soleil et maintenu à une température acceptable pour l'ensemble des composants, notamment si les batteries et onduleurs y sont installés. Les limites de températures de fonctionnement des équipements sont consultables dans les fiches techniques.

Le fort taux d'ensoleillement, globalement propice au photovoltaïque, apporte cependant des contraintes à cause des UV. Les câbles et équipements électriques doivent impérativement être abrités du soleil. La protection des rayons directs est primordiale, mais même à l'ombre, les étiquettes et écrans peuvent se dégrader en extérieur.

La pluie présente une variabilité saisonnière forte. Il n'est pas rare d'observer de longues périodes sèches dans certaines régions, suivi de longues périodes de pluie. Ce phénomène impacte surtout l'encrassement du module et doit être pris en compte dans la conception et la maintenance du système. L'humidité, elle aussi très variable dans le temps et dans l'espace, peut impacter le choix des composants électriques et les performances de la centrale.

En particulier, un degré d'humidité maximal tolérable peut être défini pour les onduleurs et les batteries. La dégradation peut aussi s'accélérer avec un fort taux d'humidité.

La côte sud du pays étant directement exposée à l'océan, la corrosion saline ne doit pas être sous-estimée. A proximité de l'océan, le brouillard salin peut corroder tous les composants métalliques (conducteurs, fixations, modules, électronique). Le choix des composants est dès lors critique et des mesures de protection particulières doivent être mises en place. Par exemple, certains onduleurs peuvent perdre leur garantie à moins de 50 km de la côte. D'autres composants peuvent spécifier une classe de résistance à la corrosion. A quelques kilomètres de la côte, il peut s'avérer nécessaire d'installer l'ensemble des composants électroniques dans un local technique étanche et climatisé maintenant un niveau de corrosion maximal pour maintenir l'ensemble des garanties de performances.

La densité de foudroiement ou niveau kéraunique est très élevé en Côte d'Ivoire. Sur l'ensemble du territoire, la densité de foudroiement dépasse 4 impacts / km² / an et peut monter jusqu'à 32 selon Vaisala. Une protection à la foudre est dès lors quasiment obligatoire sur toutes les installations photovoltaïques. Les parafoudres et paratonnerres sont traités dans le **chapitre 11**.

Le climat local présente aussi des avantages. Il n'y pas de neige ou grêle en Côte d'Ivoire, l'activité sismique est très faible, et il n'y a pas de risque de cyclone ou d'éruption volcanique. Le site du Global Facility for Disaster Reduction and Recovery thinkhazard.org peut être consulté pour visualiser les risques climatiques locaux. Le site Climate Knowledge présente également des ressources intéressantes.

4 SECURITE

Les chantiers photovoltaïques présentent de nombreux risques :

- **Risque de chute.**
- **Risque électrique.**
- **Risque incendie.**
- **Risque chimique des batteries.**

Comme pour tout chantier professionnel, le Code du travail oblige les employeurs à protéger leurs employés et présume le chef d'entreprise responsable.

De fait, **les équipements de protection individuels (EPI) et équipements de protection collective (EPC)** adaptés aux conditions de travail sont fortement recommandés. Les ouvriers sont en général tenus de porter à minima casques de chantier ou casques de travaux en hauteur suivant la situation, chaussures de sécurité et vêtements haute visibilité.

Les lunettes, gants et autres protections sont requis suivant les travaux effectués. En outre, le chantier doit être clairement délimité et les risques signalés.

Sur une toiture, ou pour tout travail en hauteur, un dispositif de sécurité collectif doit être mis en place. S'il y a un risque de chute, il est recommandé d'installer un accès sécurisé et de mettre en place des barrières pour la durée des travaux. Le risque de chute ou le travail en hauteur ne semble pas défini clairement dans la réglementation ivoirienne. A titre d'exemple, la législation française considère un risque de chute de hauteur dès que le travail n'est pas effectué de plain-pied (échelle, escabeau) ou en bordure d'une ouverture. D'autres pays, comme la Suisse, considèrent que des mesures doivent être mises en place à partir d'un risque de chute de plus de 2 m.

La qualité de la structure et de la couverture de la toiture doit être confirmée avant le chantier, notamment pour limiter un risque de chute à travers une toiture fragile. A prévoir conformément à la réglementation en vigueur concernant la protection des travailleurs :

- **Garde-corps périphériques et système d'accroche en toiture sur chaque pan de toiture pour les travaux en extérieur de type point d'ancrage ou ligne de vie.**
- **Échafaudage pour accès à la toiture.**
- **Filet de protection en sous-face de toiture, lorsqu'il existe un risque de chute à travers la toiture.**

La sécurité électrique est encadrée par la réglementation locale et **la NF C 18-510**. Toute manipulation électrique ou à proximité d'installation électrique doit être effectuée par une personne habilitée. La mise en sécurité de l'installation via le processus de consignation est nécessaire.

En particulier, les installations photovoltaïques et les batteries produisent un courant continu qui ne peut être arrêté facilement. Il est dès lors recommandé de considérer sous tension les parties DC directement connectées aux modules PV ou aux batteries.

Comme toute installation avec un risque électrique, les installations photovoltaïques présentent un risque d'incendie. Les incendies sont en général causés par un défaut électrique ou une surchauffe. Les panneaux photovoltaïques et onduleurs ne causent pas plus d'incendies que les autres équipements électriques. Sur les toitures, il existe cependant un risque d'échauffement de la charpente du fait de la température élevée des modules.

Les batteries présentent un risque incendie particulier du fait d'une très grande capacité énergétique et sont difficiles à éteindre une fois enflammées. Par ailleurs, elles peuvent s'enflammer d'elle-même en cas de défaut électrique interne à la batterie.

Enfin, elles peuvent dégager des gaz toxiques durant l'incendie. A cause de leur chimie, les batteries plomb-acide ont aussi un risque de corrosion et brûlure chimique en cas de fuite et un risque de dégagement de gaz toxique naturel. C'est pourquoi il est nécessaire de toujours installer les batteries dans des locaux adaptés.

La norme ECOSTAND 109 recommande que les intervenants sur les mini réseaux disposent d'une formation de base en électricité, soient formées sur le PV et accompagnés par une personne habilitée.

5 PROCESSUS D'INSTALLATION

Le processus d'installation mène à la réalisation de la centrale. Il fait suite à un processus d'études et de conceptions permettant de proposer une solution optimale à la configuration locale.

La construction se déroule en général de la manière suivante :

- **Préparation du site et des locaux techniques.**
- **Pose des fondations, structures et chemins de câbles.**
- **Pose des modules avec la connexion des connecteurs entre modules.**
- **Installations des onduleurs, boîtes de jonction et batterie.**
- **Connexions électriques AC / DC et terre.**
- **Pose et connexion des éléments auxiliaires (sécurité, protection incendie, climatisation et ventilation).**
- **Pose et connexion des systèmes de communication.**
- **Configuration du système.**
- **Mise en place de la documentation et de la signalétique.**
- **Connexion au réseau et validation avec le gestionnaire de réseau.**
- **Mise en service et réception.**

L'ordre de ces phases peut différer suivant les besoins et les habitudes.

La phase de préparation du site est très spécifique à chaque projet. Il est nécessaire d'effectuer une inspection détaillée du site pour produire une étude d'exécution fidèle aux conditions locales.

Suivant l'ampleur du chantier, quelques jours à plusieurs semaines avant le début de l'installation photovoltaïque, il est nécessaire de vérifier plusieurs points :

- **Logistique et accès au site.**
- **Mise en sécurité du chantier (barrières, échafaudages, etc).**
- **Préparation du toit (étanchéité, réparation) ou du terrain (coupe, mise à niveau).**
- **Mise en place d'une base de vie pour la durée du chantier.**

Les phases d'études et de préparation ne sont pas traitées directement dans ce guide même si quelques rappels et contrôles seront évoqués pour limiter les mauvaises pratiques lors de l'installation. Le guide repose sur le principe préalable d'un dimensionnement et d'une sélection correcte des composants principaux, des câbles et des protections conformément aux normes en vigueur.

Avant l'installation, il est recommandé de valider les points suivants :

- **Dossier technique complet (cahier des charges, étude, schéma d'implantation, note de calcul électrique, schéma unifilaire, fiches techniques du matériel, etc).**
- **Liste des composants et pièces détaillées.**
- **Instructions de montage compréhensibles et installateurs formés.**
- **Liste des outils et équipements nécessaires.**

Concernant les outils, il est nécessaire de fournir :

- **Pince à sertir adaptée aux connecteurs PV, cosses et douilles.**
- **Mètre.**
- **Clef dynamométrique.**
- **Multimètre.**
- **Pince ampèremétrique.**
- **Ordinateur portable pour la configuration des systèmes de communication et onduleurs.**
- **EPI pour la sécurité des intervenants.**

6 STRUCTURE

La structure de support du système PV ou système d'intégration est un élément critique d'un système photovoltaïque permettant de maintenir la stabilité mécanique et statique de l'installation. Les structures au sol et en toitures se distinguent notamment par leur fixation (fondations propres au sol, points d'accroche ou systèmes lestés en toiture) et par les contraintes esthétiques ou techniques qui découlent du lieu d'installation.

Quel que soit le projet, il est nécessaire d'installer uniquement des structures de marques reconnues, certifiées et adaptées aux conditions climatiques locales, aux types de toits, et aux modules. De préférence, la structure doit être fournie neuve. Il est cependant possible de réutiliser des structures en réemploi, même si cette pratique est encore peu documentée. L'installateur doit veiller à utiliser uniquement des structures requalifiées (intégrité structurelle, absence de corrosion, etc.) par un expert avec une durée de vie de 30 ans minimum.

La statique de la structure doit être vérifiée en amont au moyen d'une note de calcul du fabricant du système de structure. Cette dernière doit aussi définir le lestage adapté au projet en fonction des contraintes de vent du site.

Les positions des étriers, des crochets et autres éléments de fixations, doivent aussi suivre les consignes d'installation des fabricants de la structure et des modules PV. Ces positions doivent être adaptées selon les valeurs de pression d'arrachement au vent du site d'installation.

Les divers couples de serrage de tous les éléments de la structure sont presque toujours spécifiés par le fabricant et doivent être appliqués à l'aide d'une clef dynamométrique.

Un serrage trop lâche peut aboutir à une structure instable alors qu'un serrage trop important peut engendrer un stress mécanique sur les composants et des risques accrus de corrosion et de rupture. Ce point est particulièrement critique pour la fixation des modules sur la structure, quel que soit le modèle.

En cas de non-respect des couples de serrage et des positions des éléments de structures, les garanties des fabricants ne peuvent être appliquées. De plus, des risques des casses, arrachements ou autres problèmes sur la bonne tenue du système peuvent avoir lieu.

Dans tous les cas, la corrosion présente un des risques majeurs liés à la durabilité de la structure dans le temps. Dès lors, les matériaux constituant la structure et leur traitement contre la corrosion doivent être choisis et installés avec le plus grand soin, de manière adaptée aux conditions locales.

Le risque de corrosion se décline en 4 types :

- **Corrosion saline** : plus l'installation est proche de la côte, plus le risque de corrosion saline augmente.

- **Corrosion galvanique** : le raccord de différents matériaux entre eux peut créer un couple galvanique. C'est typiquement le cas du cuivre qui crée une corrosion rapide sur l'aluminium en contact direct, mais aussi en contact indirect via écoulement et projection d'eau de pluie. Des dispositifs de connexion adaptés (matériaux type bimétal, acier inox ou équivalent suivant préconisations du fabricant) seront utilisés pour relier les divers éléments de l'installation entre eux ; par exemple le câble de mise à la terre en cuivre avec la structure ou les modules photovoltaïques.
- **Corrosion due à des modifications des éléments de structure** : Les dommages volontaires ou non sur un revêtement traité contre la corrosion peut rendre cette protection inefficace. C'est pourquoi il faut éviter au maximum de percer de l'acier traité. Le cas échéant, il est nécessaire d'appliquer un revêtement spécial anticorrosion adapté à la structure et aux conditions locales.
- **Corrosion sur la visserie et les éléments de quincaillerie** : les matières des pièces annexes à la structure comme les boulons, vis, etc. sont souvent négligées, mais sont également sujettes aux problèmes de corrosion. La compromission d'une vis au mauvais endroit peut mettre en péril la stabilité mécanique de l'ensemble de la structure. Ces éléments doivent être choisis avec des matériaux résistants aux conditions locales de l'installation.

Proche des côtes, il faut préférer les éléments en aluminium ou acier inoxydable aux éléments en acier galvanisé ou peint. Toutefois, les aciers galvanisés à chaud type Magnelis peuvent être adaptés à de fort niveau de corrosion. **La durée de vie du matériel doit être supérieur à 30 ans.** Les modules avec un cadre aluminium doivent être posés sur des étriers ou rails en aluminium ou en acier inoxydable. Si la sous-structure est en acier, des rondelles synthétiques peuvent être utilisées pour éviter les contacts directs entre l'acier et l'aluminium. Dans tous les cas la visserie **en acier inoxydable A4 ou 316** est recommandée.



Figure 1 : Exemples de corrosion sur des éléments de structure non adaptés

Dans tous les cas, l'installation des structures et fondations doit être effectuée par du personnel formé, avec les outils adéquats, de manière précise et conforme avec le manuel et la note de calcul.

6.1 Toiture

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Fourniture	Utilisation d'un système de structure certifié d'un fabricant spécialisé en structure PV adapté au type de toiture.	Réalisation d'un audit de la toiture pour estimer la viabilité de la construction et la charge supplémentaire admissible.	Toiture en tôle ondulée posé sur les briques Toiture avec revêtement inflammable. Toiture amiantée.
Note de calcul	Réalisation d'une note de calcul pour déterminer le lestage et les nombres de points d'accroche adaptés à la structure.	Réalisation d'une de note calcul directement par le fabricant du système ou via leur calculateur en ligne avec les conditions locales de l'installation. Pour les toitures plates, pose de déflecteur de vent à l'arrière des modules en cas d'installation en shed.	Non-intégration des conditions locales d'installation. Non-respect des notes de calcul.
Inclinaison	Permettre un écoulement de l'eau sur les modules PV pour l'autonettoyage des modules.	Inclinaison des modules PV $\geq 10^\circ$ même sur les toits plats.	Toit plat sans supports modules inclinés.
Dilatation	Respect de l'espacement, pour la dilatation des divers composants de l'installation PV.	A respecter les espaces de dilation préconisés par les fabricants	Structure longue sans espacement de dilatation. (max 12 m)
Infiltration	Non-crédation d'infiltration d'eau dans le bâtiment. En cas de percement de la couverture, les supports et vis doivent être équipés de joints d'étanchéité.	Pour les toitures en tôle ondulée et trapézoïdale, percement sur la partie haute des ondes. Pour les toitures plates utilisation de matériaux synthétiques de protection entre la structure PV (y.c. lestage) et la toiture. Pour les toitures plates, une distance entre l'acrotère et	Travaux impactant l'étanchéité. Présence de fissures ou de rouille sur les éléments porteurs. Utilisation de silicone ou autres matériaux non

		l'installation doit être respectée, afin de ne pas endommager les relevés d'étanchéité. Pour les toitures en pente à tuiles mécaniques des crochets à fixer sur le contre lattage (sans percement de la sous-couverture) est à utiliser. Pour les toitures en pente avec des tuiles plates à double recouvrement des pièces de ferblanterie sont à réaliser et les crochets sont à fixer de préférence dans la contre-latte sans percement de la sous-couverture si possible.	durables en cas de création possible d'infiltration. Installation sur toiture avec tuiles plates à simple recouvrement et tuiles fabriquées à la main.
Terre	Mise à la terre des structures	Relier tous les éléments métalliques à l'aide d'un conducteur de terre de section minimale de 6 mm ² dimensionné correctement	Mix de métaux entraînant une corrosion (alu – cuivre). Les parties anodisées ne sont pas conductrices.
Cheminement en toiture	En toiture terrasse (toit plat), cheminement d'au moins 50 cm de large autour du champ PV. En toiture inclinée distance de 30 cm entre l'installation et le bord de la toiture	Toujours considérer les possibles accès simples et sécurisés pour la maintenance, sans marcher sur les modules	Marcher sur les modules. Marcher à moins de 50 cm du bord de la toiture sans EPC.
Visserie inox	Résistance de la visserie à la corrosion	Visserie recommandée par le fabricant du système à utiliser, à serrer au couple prévu	Utilisation d'attaches en plastique pour maintenir des éléments structurels.
Lame d'air	Lame d'air entre les modules et la toiture	A respecter le mode d'emploi du fabricant de structure	Installation de modules sans structure PV

Tableau 1 : Recommandations concernant les structures pour installations en toiture

Il est essentiel d'utiliser une structure neuve, conçue spécifiquement pour les systèmes photovoltaïques par un fabricant reconnu, et adaptée au type de toiture concernée. Avant l'installation, un audit de la toiture doit être réalisé afin d'évaluer sa viabilité et sa capacité à supporter la charge supplémentaire. En revanche, l'installation sur des toitures en tôle ondulée posée sur des briques, avec des revêtements inflammables ou amiantés, est formellement interdite. La toiture doit pouvoir supporter l'installation PV sur 30 ans. Ci-dessous se trouvent quelques exemples de structures inadaptées.



Figure 2 : Exemples de toitures inadaptées

La réalisation d'une note de calcul est indispensable pour déterminer le lestage et les points d'accroche appropriés à la structure. Il est préférable que cette note provienne directement du fabricant du système ou soit établie à l'aide de son calculateur en ligne, en tenant compte des spécificités locales d'installation.

Il est important d'éviter de négliger ces conditions locales ou de ne pas respecter les recommandations des notes de calcul. Par exemple, l'ensemble des points d'ancrages ou de fixations prévus doit être utilisé. Il est primordial de prévoir un accès sécurisé et pratique pour la maintenance, sans avoir à marcher sur les modules photovoltaïques. Marcher sur les modules est strictement interdit.

Pour garantir un écoulement optimal de l'eau et faciliter l'autonettoyage des modules photovoltaïques, **l'inclinaison des modules doit être d'au moins 10 °**. Sur les toits plats, **les inclinaisons au-dessus de 15 ° sont à éviter**, pour limiter l'ombrage entre les tables.

L'installation sur un toit plat, sans supports inclinés, est à proscrire. Il est crucial de respecter les espacements nécessaires pour permettre la dilatation des composants de l'installation.

Les espacements de dilatation indiqués par le fabricant doivent impérativement être suivis. L'usage de structures longues sans espacement approprié est à éviter.

Un espace suffisant entre les modules photovoltaïques et la toiture doit être respecté pour assurer une ventilation adéquate. Cela doit être réalisé en suivant les consignes du fabricant. L'installation de modules directement sur le toit sans structure est proscrite.

Aucune infiltration d'eau ne doit être générée dans le bâtiment. Lors des perçages de la couverture, il est indispensable d'utiliser des supports et des vis munis de joints d'étanchéité. Sur les toitures en tôle ondulée ou trapézoïdale, les perçages doivent être réalisés sur la partie haute des ondes. Pour les toitures avec des tuiles mécaniques, il est préférable d'utiliser des systèmes de crochet à fixer directement dans le contre-lattage (le percement de la sous-couverture est à éviter) et non des vis à double filetage installé perpendiculairement aux tuiles. Pour les toitures à tuiles plates, en cas de simple recouvrement, il est déconseillé d'installer un système PV, en cas de double recouvrement, il est possible de réaliser une installation PV à la condition d'utiliser une pièce de ferblanterie au niveau de la tuile supprimée pour l'ajout d'un crochet (à fixer dans le contre-lattage sans percement de la sous-couverture). Il est fortement déconseillé de réaliser des installations sur des toitures équipées de tuiles faites main. Pour les toitures plates, des matériaux de protection synthétiques doivent être installés entre la structure photovoltaïque et la toiture.

Il convient également de respecter :

- **En toiture terrasse (toit plat) :** une distance de 50 cm entre l'acrotère et l'installation afin de préserver l'étanchéité et permettre une circulation autour du champ photovoltaïque.
- **En toiture inclinée :** une distance de 30 cm entre le bord de la toiture et le champ PV.

Toute intervention pouvant nuire à l'étanchéité est à proscrire, la présence de fissures ou de rouille sur les éléments porteurs, ainsi que l'utilisation de silicone ou de matériaux non durables, qui risquent d'entraîner des infiltrations.

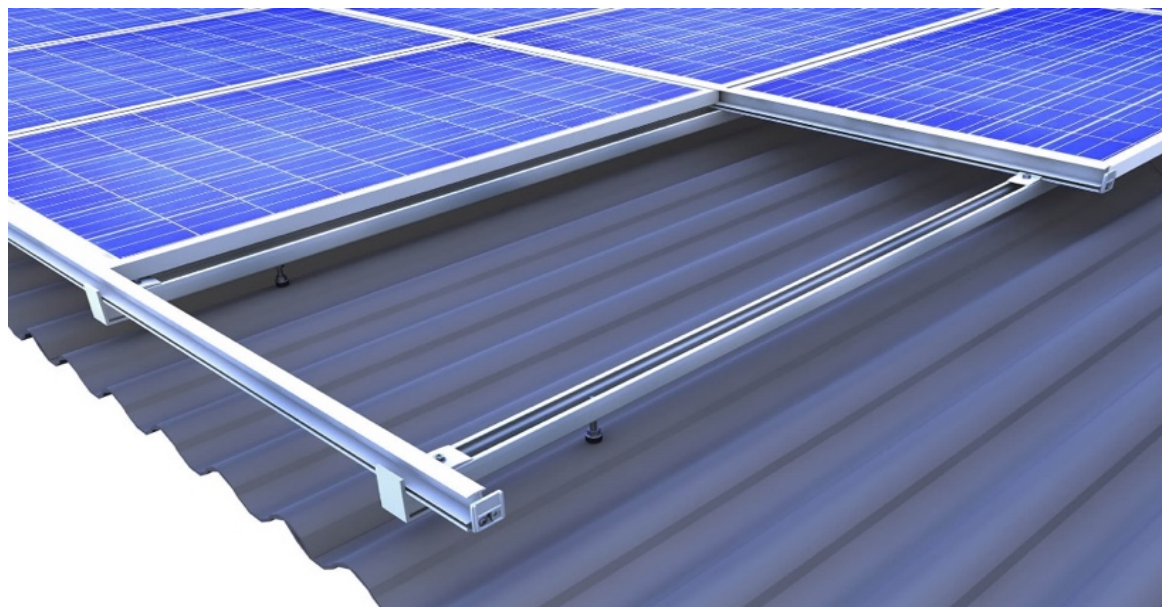


Figure 3 : Exemple de système de fixation en haut de l'onde – Novotegra

Tous les éléments métalliques de l'installation doivent être correctement reliés à la terre, en utilisant un conducteur dimensionné adéquatement. L'utilisation de métaux incompatibles, comme l'aluminium et le cuivre, peut entraîner de la corrosion et doit donc être évitée.

De même, les parties anodisées, qui ne sont pas conductrices, ne peuvent pas être utilisées directement pour la mise à la terre.

La visserie doit être résistante à la corrosion et conforme aux recommandations du fabricant. Il est impératif de respecter le couple de serrage spécifié. L'utilisation d'attaches en plastique pour maintenir des éléments structurels est interdite.



Figure 4 : Exemple de structure en dôme pour toit plat avec patin de protection - K2

6.2 Sol

Éléments	Obligatoires	Bonne Pratiques	Interdits
Fondations	Étude géotechnique pour les pieux. Note de calcul pour les fondations.	Analyse des risques d'érosion, affaissement et inondation.	
Note de calcul	Réalisation d'une note de calcul pour déterminer le lestage et les nombres de points d'accroche adaptés à la structure.	Réalisation d'une note de calcul directement par le fabricant du système ou via leur calculateur en ligne avec les conditions locales de l'installation.	Non-intégration des conditions locales d'installation. Non-respect des notes de calcul.
Espacement	Espacement suffisant entre les tables pour circulation et limiter l'ombrage.	> 1 m en bas de module pour limiter l'ombrage que provoquerait la pousse de la végétation. A respecter les espaces de dilation préconisés par les fabricants. A réaliser des chemins d'accès entre les tables pour un entretien facilité.	
Inclinaison et azimuth	Permettre un écoulement de l'eau sur les modules PV pour l'auto nettoyage des modules.	Inclinaison des modules PV entre 10 ° et 15 ° à cause de la latitude. Marquage de l'azimut en fonction du nord géographique.	Disposition plate sans supports inclinés.
Béton	Respect du dosage et plans.		Utilisation de sable de mer.
Visserie	Visserie inox.	Visserie recommandée par le fabricant du système à utiliser, à serrer au couple prévu.	Utilisation d'attache en plastique pour maintenir des éléments structurels.

Terre	Mise à la terre des structures.	Relier tous les éléments métalliques à l'aide d'un conducteur de terre dimensionné correctement.	Mix de métaux entraînant une corrosion (alu – cuivre). Les parties anodisées ne sont pas conducteur.
Exploitation	Eviter les intrusions et vol sur site.	Mise en place de visserie sécurisée. Mise en place de grillage ou de gardiennage de l'installation.	

Tableau 2 : Recommandations concernant les structures pour installations au sol

Une étude géotechnique doit être réalisée pour les pieux, et une note de calcul doit être fournie pour déterminer la conception des fondations. Il est également nécessaire d'analyser les risques d'érosion, d'affaissement et d'inondation dans la zone d'installation. Une attention particulière dans la réalisation des fondations proches des tranchées doit être maintenue pour s'assurer de la stabilité du sol. Il est crucial de respecter le dosage et les plans de béton spécifiés. L'utilisation de sable de mer est interdite.

Les tables de module ne doivent pas nécessairement être mises à niveau, car elles peuvent être installées de manière parallèle au sol, mais les fondations béton doivent être effectuées avec un niveau. Le sol peut lui-même être corrosif, notamment à cause d'un fort taux de sel. Dans ce cas les fondations doivent en être protégées.



Figure 5 : Exemple de structure mal fixée (visserie manquante ou mal placée)

Un espacement suffisant doit être prévu entre les tables pour faciliter la circulation (en général, au moins 2 m) et éviter l'ombrage, avec une hauteur minimale de 1 m en bas des modules pour prévenir l'ombrage causé par la végétation.

Il est également important de respecter les espaces de dilatation recommandés par les fabricants et de créer des chemins d'accès entre les tables pour faciliter l'entretien de l'installation.

L'inclinaison des modules photovoltaïques doit permettre un écoulement de l'eau pour garantir leur autonettoyage. **Une inclinaison d'au moins 10 °** est donc nécessaire, et le marquage de l'azimut en fonction du nord géographique doit être effectué. L'installation sur une disposition plate sans supports inclinés est interdite.

La visserie utilisée doit être conforme aux recommandations du fabricant du système et serrée au couple prévu avec une clef dynamométrique. L'utilisation d'attaches en plastique pour maintenir des éléments structurels est formellement interdite.



Figure 6 : Exemple de module mal fixé sur son étrier

Tous les éléments métalliques doivent être correctement reliés à la terre, avec un conducteur dimensionné adéquatement. L'utilisation de métaux incompatibles, comme l'aluminium et le cuivre, doit être évitée, car cela peut entraîner de la corrosion.

De plus, les parties anodisées, qui ne sont pas conductrices, ne peuvent pas être utilisées.

Il est important de prendre des mesures pour éviter toute intrusion ou vol sur le site. Cela inclut l'installation de visserie sécurisée, ainsi que la mise en place de grillages ou de systèmes de gardiennage pour protéger l'installation.

7 MODULES ET COURANT CONTINU

7.1 Installation des modules

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Fourniture	Respect des normes IEC 61730 IEC 61215	Utiliser une seule marque, modèle et puissance de module par installation autant que possible.	Modules de marque, puissance, orientation ou inclinaison différentes sur une même chaîne de modules PV ou d'un même MPPT si mise en parallèle.
Installation	Respect du Manuel d'installation	Fixation du module avec une clé dynamométrique. Orientation en portrait, avec un angle > 10 °, boîte de jonction en haut du module de présence sauf si validation par le fabricant. Mise à la terre des cadres à l'aide d'un câble de terre de section minimale de 6 mm². Une même orientation et inclinaison et nombre de modules par entrée MPPT de l'onduleur.	Marcher sur les modules. Emplacement non approprié (proximité point chaud / humide, ombrage proche). Module à plat.
Stockage		Stockage propre, en palette vers le bas. Pour du stockage à long terme (modules de remplacement), il est préférable de connecter ensemble la polarité + et – de ceux-ci ou d'ajouter des bouchons.	Stockage en vrac

Tableau 3 : Recommandations concernant l'installation des modules

Les modules installés doivent obligatoirement répondre à **la norme IEC 61730** selon **le décret 2016-1152**. L'utilisation de **modules certifiés 61215** est fortement conseillée au vu des conditions climatiques présentes en Côte d'Ivoire.

Il existe sur le marché des modules de qualité douteuse ou présentant de faux certificats, l'installateur est responsable de son approvisionnement et doit uniquement se fournir auprès de partenaires de confiance.

La bonne installation des modules commence en amont dès la livraison et le stockage. Les palettes doivent être stockées à l'abri des conditions météo, dans un endroit facile d'accès. Au déballage de la palette, il est nécessaire de manipuler les modules à deux personnes avec les deux mains et des gants. Le module ne doit pas subir de choc durant cette manipulation.

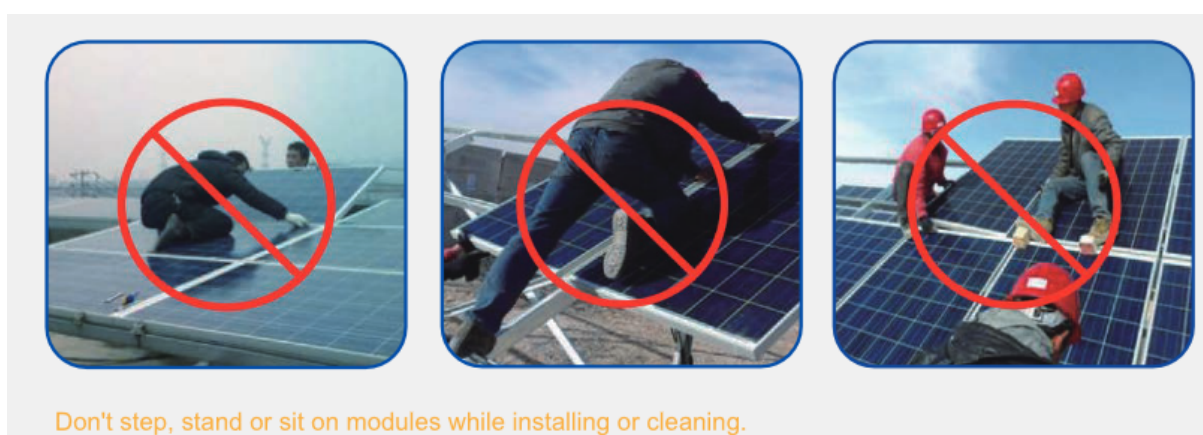


Figure 7 : Exemples de mauvaises pratiques d'installations (source : manuel JA Solar)

Une bonne réalisation passe toujours par une bonne conception en amont. Il est cependant souvent possible de se rendre compte de certains détails uniquement durant la construction. L'installateur doit ainsi veiller lors de la pose des modules à ne pas poser de modules à des endroits inappropriés.

L'orientation des modules influence la charge mécanique garantie par le fabricant. La méthode de pose et les orientations acceptées sont propres à chaque fabricant. Une lecture des manuels attentive est nécessaire. A proximité de zones pouvant subir un fort encrassement (route en terre), l'orientation en portrait est préférable pour limiter l'impact de l'encrassement en bas de module.

Les chaînes de modules PV doivent relier en série et parallèle sur un même MPPT uniquement les modules de même modèle et puissance avec la même orientation et inclinaison (sauf utilisation d'optimiseurs par module ou micro-onduleurs). Les chaînes de modules PV en parallèle sur un MPPT doivent presque toujours comprendre le même nombre de modules, mais une marge de 5 % est souvent possible. Cette marge est à confirmer en lisant le manuel de l'onduleur. L'utilisation de modules différents sur un même champ photovoltaïque est à éviter autant que possible.

Les modules doivent être montés sur des structures dimensionnées et prévues pour leur installation.

La fixation des modules doit se faire avec l'équipement indiqué par le fabricant et doit se faire avec le couple de serrage prévu de préférence avec une clef dynamométrique.

L'utilisation de boulons inoxydables est presque toujours obligatoire. Les cadres des modules étant en aluminium, il est important de ne pas utiliser de matériaux pouvant entraîner une corrosion chimique (cuivre).

Un espacement entre les modules est souvent nécessaire, de même qu'il est souvent nécessaire de laisser un dégagement entre le cadre et la surface bâtit la plus proche.

La mise à la terre du cadre du module est très souvent obligatoire, mais il convient de se référer au manuel du fabricant, car des exceptions existent.

Les câbles DC et connecteurs des modules ne doivent pas reposer directement sur l'étanchéité. Les pratiques concernant les connecteurs et câbles sont détaillées dans les parties suivantes.

Les mauvaises pratiques suivantes sont à proscrire :

- **Installation des modules au-dessus de point chaud ou humide (ventilation) ou sous un ombrage direct proche induisant des risques de hotspot (point chaud) ou dégradation accélérée.**
- **Module posé à plat sur une structure inadaptée présentant un risque d'encrassement élevé.**
- **Module mal fixé présentant un risque de décrochage.**
- **Pose de module non certifié IEC indiquant un matériel de faible qualité.**



Figure 8 : Exemples de pinces de module s'étant déplacées à cause d'un mauvais serrage (gauche et centre) et d'une boîte de jonction en bas accumulant l'humidité, le panneau devrait être dans l'autre sens avec la boîte de jonction en haut

7.2 Connecteurs

Éléments	Obligatoires	Bonne Pratiques	Interdits
Fourniture	NF EN 50521 IP55 minimum.	Utilisation de connecteurs MC4 ou autre et des outils du fournisseur.	Utilisation de connecteurs MC3 pour toutes les nouvelles installations.
Installation	Connexion de connecteurs de même marque et type de modèle.	Protection des connecteurs non connectés. Respect des rayons de courbure en sortie de connecteurs. Attache pérenne des deux côtés du connecteur, en hauteur, sans tension mécanique.	Connexion de connecteurs similaires de marques différentes. Connecteurs en immersion. Utilisation de connecteurs endommagés ou contaminés. Connecteurs trop serrés ou mal enclenchés. Attache directement sur le corps du connecteur.

Tableau 4 : Recommandations concernant les connecteurs

Les connecteurs constituent l'un des points les plus critiques de l'installation photovoltaïque et de nombreux défauts et accidents proviennent du non-respect des meilleures pratiques dans leur installation.

Les connecteurs doivent être de même type et marque lors de chaque connexion mâle/femelle tout le long de la branche DC. Idéalement, un seul type de connecteur est utilisé sur l'ensemble de l'installation pour éviter les erreurs et faciliter la maintenance.

La lecture des manuels des connecteurs apporte de précieuses informations sur les pratiques à respecter. Il est fortement recommandé de les lire.

D'une manière générale, les bonnes pratiques suivantes sont à appliquer :

- Protection des connecteurs ouverts en stockage sur site plus d'une nuit pour limiter la présence de contaminant.
- Sortie sans courbure sur 20 mm du connecteur.
- Disposition du connecteur en surplomb du câble pour limiter l'accumulation d'eau.
- Attache pérenne, résistance aux UV, autour du connecteur sans tension mécanique.
- Respect du serrage du presse-étoupe et de la méthode de connexion (connecteur totalement enclenché, et petite marge entre presse-étoupe et le connecteur). Le bon serrage du connecteur et sa propreté avant serrage contribuent à l'IP du connecteur.
- Ne jamais déconnecter un connecteur sous tension, si un connecteur a été ouvert sous tension et qu'un arc électrique se forme il faudra le remplacer.

Il est strictement interdit :

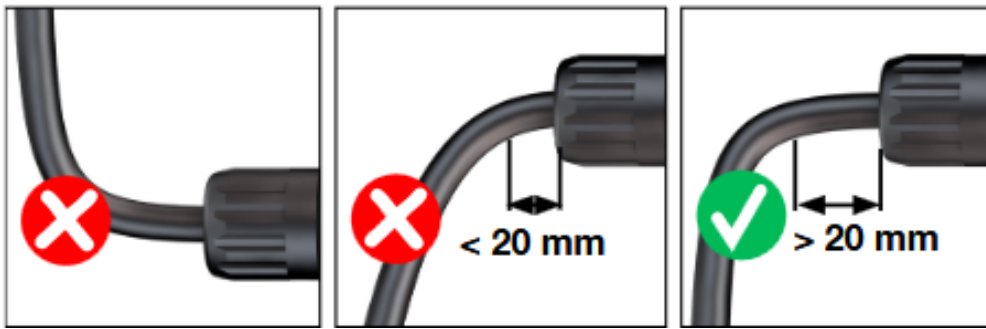
- D'utiliser des connecteurs endommagés ou contaminés.
- De placer les connecteurs en immersion ou sur la surface d'un toit.
- D'utiliser des colles ou peintures sur le connecteur.

La photo ci-dessous prise en Côte d'Ivoire montre plusieurs mauvaises pratiques :

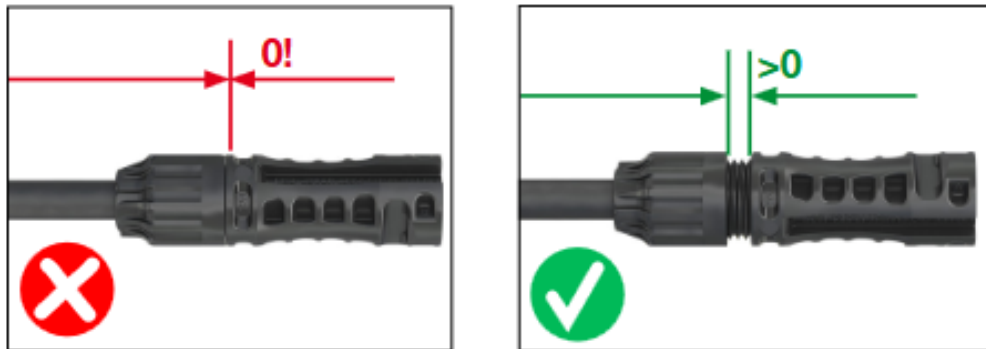
- Connecteur laissé libre, sujet à contamination.
- Ecrou trop serré.
- Connecteur non enclenché.
- Potentiel humidité stagnante.



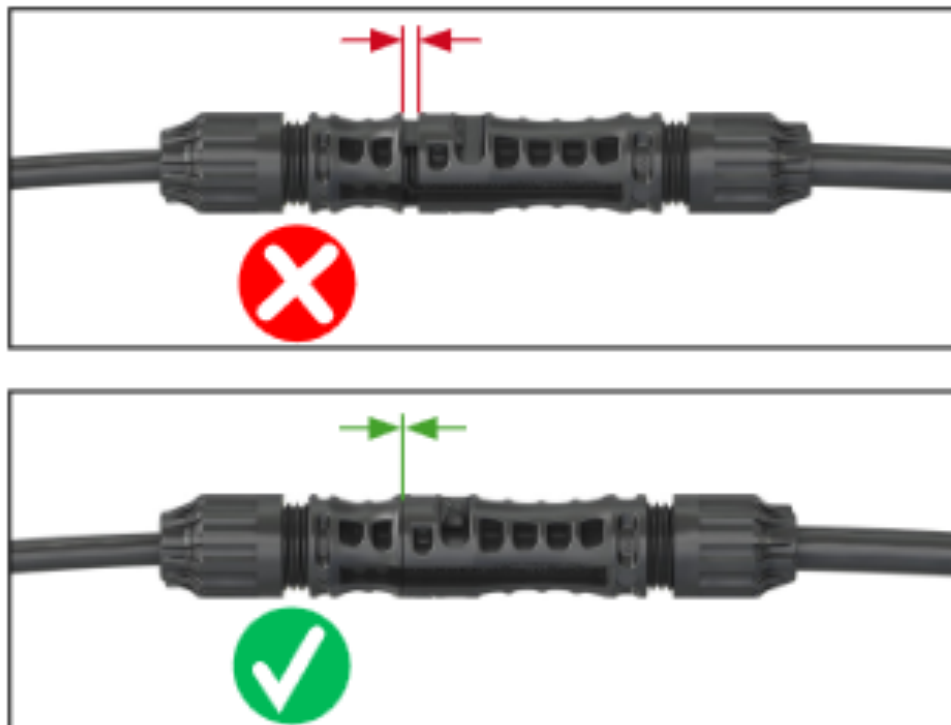
Figure 9 : Mauvais exemple de connecteur



Respect de la courbure en sortie de connecteur



Ecrou borgne avec un léger espace



Clic audible du connecteur

Figure 10 : Illustration des bonnes pratiques pour les connecteurs (Source : manuel staubli MC4)

7.3 Câbles DC

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Fourniture	Câble non-propagateur de flamme (C2) conforme NF EN 50399, mono conducteur, classe II, section > 4 mm ² , température admissible en régime permanent d'au moins 90 °C de la partie conductrice.	Identification des polarités via liseré coloré ou bague.	Utilisation des câbles non solaires sans double isolation ni unipolaires.
Protection externe	Câble anti UV ou tube de protection des UV (y compris à l'ombre) pour solution AN3.	Protection des arêtes coupantes avec un bout plastique. Mise sous gaine métallique mise à la terre pour les câbles > 50 m (enterré avec une protection contre les pressions mécaniques).	Cheminement de câble sans protection sur les murs ou sols. Câbles exposés aux UV.
Installation	Respect du rayon de courbure du câble. Séparation DC/AC et amont/aval des parafoudres. Les câbles ne doivent pas être en contact direct avec l'étanchéité de la toiture (fixation à la structure ou chemin de câble acier galvanisé ou inox avec tôle pleine pour limiter l'exposition aux UV)	Câblage sans tension mécanique. Utilisation de mousse coupe-feu/minérale aux embouchures des tubes et gaines. Minimisation de la longueur des câbles.	Câble en immersion, en stress mécanique. Utilisation de raccord autre que la connexion débrochable. Sur toiture plate : câbles DC directement sur l'étanchéité.
Induction	Minimisation des boucles DC : câble DC + / DC – et câble équipotentiel cheminant côte à côté.		Boucle d'induction de surface importante.
Marquage	“Attention câbles courant continu sous tension”.	Étiquette gravée tous les 5 m et aux extrémités des câbles.	Étiquettes papier sans protection UV.

Tableau 5 : Recommandations concernant le câblage DC

L'installation et le dimensionnement des câbles se fait conformément **aux normes NF C 15-100 et UTE C 15-712-X**. Les câbles doivent ainsi être non-propagateur de flammes (C2) conformément à **la NF EN 50399**, mono conducteur, présenter un isolement classe II et une section supérieure à 4 mm². **La température admissible** en régime permanent de la partie conductrice du câble doit être **d'au moins 90 °C**.

Les câbles monopolaires DC doivent respecter le code normalisé des couleurs : en DC, le fil rouge est réservé à la polarité positive (+), tandis que le fil noir peut être utilisé pour toutes les polarités, y compris le positif (+) et le négatif (-). Pour une résistance aux UV optimale, il est recommandé d'utiliser des câbles noirs avec un léger liseré rouge. Il est interdit d'utiliser des câbles non unipolaires et sans double isolation.

Aucun câble ne doit être exposé au soleil. Tout câble exposé doit circuler dans une goulotte anti-UV en inox ou acier galvanisé. Tous les chemins de câbles devront être capotés (tôle pleine non perforée), et les capots protégés et résistants aux UV fixés mécaniquement aux chemins de câbles. Les chemins de câbles ou goulottes cheminant en extérieur devront être clos par des systèmes à clef ou à vis uniquement démontables à l'aide d'outils. Au vu des conditions climatiques locales, il est fortement recommandé de protéger les câbles DC même s'ils sont à l'ombre des modules, par exemple via l'utilisation d'un tube fendu vers le bas attaché à la structure.

Tous les percements pour la pénétration/sortie des câbles dans les bâtiments doivent être rebouchés de telle sorte à ce que l'ensemble du bâtiment conserve son degré coupe-feu initial et que son aspect visuel soit le moins impacté possible. Le rebouchage des trous doit être effectué avec un mortier et non une mousse. L'usage de mousse minérale ou de mousse coupe-feu résistantes aux UV et pluie est recommandé pour les tubes et fourreaux.

Tout passage de câble dans un percement est à effectuer à l'aide d'un fourreau, afin d'éviter que le câble ne soit pris directement dans le mortier. En aval du percement, le chemin de câble doit remonter vers le percement, afin de ne pas faciliter le guidage des eaux de pluie dans le percement.

Sur les sites au sol des tranchées sont souvent nécessaires. Celles-ci doivent respecter les normes en vigueur. Les câbles doivent être placés à au moins 50 cm de profondeur dans les tranchées sous espace vert. Cette profondeur est portée à 85 cm sous les routes ou trottoirs avec au moins 60 cm de remblai et un grillage avertisseur. Les tranchées sont à réaliser en même temps que les fondations et doivent être suffisamment espacées pour éviter de nuire à la stabilité géotechnique des installations.

L'utilisation de fourreaux et de gaine est à préférer aux câbles directement enterrés pour faciliter la mise en œuvre des attentes, réserves et la maintenance. Un grillage avertisseur rouge doit être posé au-dessus des câbles dans la tranchée à au moins 20 cm au-dessus des câbles. Si une autre canalisation (électrique, gaz, eau...) se trouve à proximité du câble enterré, une distance de 20 cm devra être respectée.

Les câbles positif et négatif d'une même chaîne doivent impérativement circuler dans le même fourreau. Le cas échéant, le conducteur équipotentiel nu de 25 mm² doit circuler dans la même fouille. **Selon l'ECOSTAND 109**, les fourreaux en fond de fouille doivent être annelés rouge, mais les remontés doivent être métallique ou en PVC évacuation pour être résistants aux UV.

Dès lors qu'une possibilité de sectionnement ou de dommages aux câbles apparaît, des câbles ou des conduits renforcés seront employés. Tous les câbles doivent être protégés mécaniquement contre des angles tranchants qui pourraient les endommager. Notamment, ils doivent être protégés lors des sorties des chemins de câble.

Les attaches en plastique sont à éviter tant que possible en particulier aux points exposés aux UV ou à la chaleur. Si elles doivent être utilisées, les colliers doivent être noirs et résistants aux UV même s'ils sont à l'ombre.

Les câbles sont fixés à la structure porteuse ou acheminés grâce à des guides de dimensions adaptées de manière à éviter toute action mécanique induisant une dégradation mécanique et toute stagnation d'eau au niveau des câbles et connecteurs. Les câbles sont protégés des bords anguleux. Sur toiture-terrasse les câbles DC ne doivent pas reposer directement sur l'étanchéité : des chemins de câbles doivent impérativement être prévus.

Les connexions électriques doivent être réalisées de manière à éviter tout faux contact et tout risque de déconnexion accidentelle. Il faut dans tous les cas respecter le rayon de courbure minimum spécifié par le fabricant (entre 5 et 6 fois le diamètre du câble). Dans le cas de la pose sur le système d'intégration (sous les modules), il est demandé d'utiliser le matériel préconisé par le fabricant de structure.

D'une manière générale, le câble ne doit ni être laissé en tension mécanique, ni présenter trop de mou sujet aux balancements et aux frottements. Un peu de mou sur les longueurs de câbles va lui permettre de supporter la dilatation du champ PV du fait des températures élevées. Aucun câble DC ne doit rester en immersion continue ou doit dès lors être certifié **submersible AD8**. L'utilisation de domino ou scotch pour effectuer des raccords DC est interdite.

Le cheminement des câbles DC doit limiter au maximum la formation de boucles d'induction de surface importante afin de diminuer les tensions induites par la foudre. En pratique, si la longueur de câble du module le permet on peut opter pour un câble croisé en chaîne ou alors faire circuler le retour de manière jointive sur toute la longueur.

Les boucles d'induction sont aussi possibles avec le conducteur de masse qui doit dès lors circuler le long des câbles de polarité de manière jointive. Les câbles DC en amont et aval d'un parafoudre ne doivent pas circuler en parallèle pour éviter de propager l'onde électromagnétique sur un câble protégé.

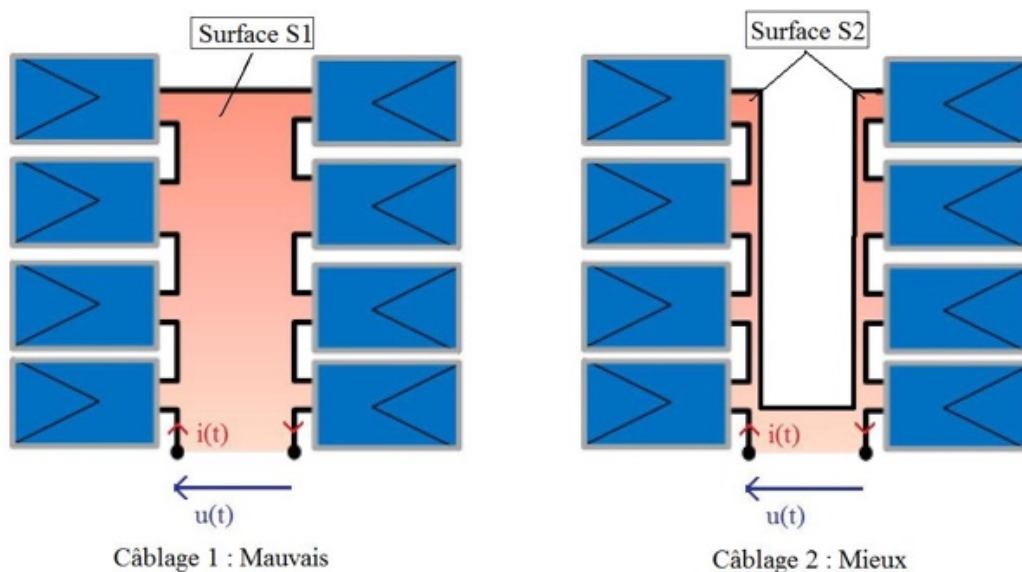


Figure 11 : Exemple de mauvais (gauche) et bon (droite) câblage des modules - [Guide photovoltaïque](#)

Similairement, il est interdit de faire circuler des **câbles AC et DC** en parallèle dans une même gaine. Les câbles AC et DC doivent être séparés dans des gaines, conduites ou goulottes distinctes. La séparation des câbles AC et DC est une exigence normative majeure (**IEC 60364, NFC 15-100, NEC**) justifiée par des risques techniques et sécuritaires dus à la propagation des champs électromagnétiques entre les câbles. Pour les installations solaires, photovoltaïques, il est obligatoire d'utiliser une des solutions suivantes :

- Éviter les cheminements mixtes, et maintenir un espace de 20 cm entre les cheminements.
- Conduites ou gaines séparées par un blindage.
- Espacement minimal de 20 cm.

Pour faciliter l'exploitation, tous les câbles doivent être repérés par un dispositif durable – étiquette gravée tenue par collier (les systèmes à encre sont à exclure). Le repérage proposé doit indiquer la provenance, la destination, le numéro de chaîne et la polarité.

Éléments	Extrémités 1	Extrémités 2	Types de câble	Cheminements	Commentaires
PV -> coffret / onduleur	PV : Connecteur débrochable	Coffret : Connecteur débrochable	Câble DC > 4 mm ²	Fourreaux anti-UV sur les structures ou en tranchées	
Batterie -> coffret / onduleur	Batterie : écrou / boulon / autolock	Coffret : Cosse écrou / boulon	Unipolaire DC	Chemin de câble en nappe simple	Section et longueur égale pour les batteries en parallèles

Tableau 6 : Résumé des liaisons DC principales

Ci-dessous, les défauts suivants peuvent être constatés :

- Tubes non résistants aux UV et non bouchés.
- Arêtes métalliques en contact avec certains câbles.
- Rayons de courbure importants.



Figure 12 : Exemple de défauts sur les câbles DC et fourreaux (à gauche) et exemple respectant les meilleures pratiques (à droite)



Figure 13 : Exemple de dégradation avancée de câble DC à l'ombre

7.4 Appareillages, Boîtes de jonction et protections DC

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Étanchéité	En extérieur, boîtier IP44 et IK07, avec connecteurs DC depuis le PV.	Utilisation de presse-étoupe pour les grosses sections ou la communication.	Ouverture dans les boîtes de jonction.
Chaînes de modules PV parallèles	Boîte de jonction avec fusible et sectionneur.		Utilisation de « Y » pour plus de 2 chaînes de modules PV en parallèle sans fusible.
Emplacement	Emplacement conforme NF C 15-100 facilitant la manœuvre, visite et entretien.		Disposition en hauteur Absence de clef sur place pour ouvrir les boîtiers.
Étiquetage	Étiquette gravée et visible : “Attention câbles courant continu sous tension” et “Ne pas manœuvrer en charge”. Coffret DC : étiquetage gravé et visible indiquant “Coupure d’urgence entrée onduleur”	Repérage des polarités des câbles.	Marquage papier non-durable.

Tableau 7 : Recommandations concernant les appareillages, boîte de jonction et protection DC

Les aspects liés à la foudre et la mise à la terre sont traités dans le **chapitre 11**.

Au vu des modules actuels, il est pratiquement impossible de pouvoir connecter 3 chaînes de modules PV ou plus en parallèle sans fusible et de rester dans les courants de court-circuit tolérables pour les modules. **La norme ECOSTAND 109** préconise l’emploi de boîte de jonction avec fusibles et interrupteurs sectionneurs pour toutes les chaînes PV mises en parallèle.

Les connecteurs « Y » sont interdits.

En extérieur, les boîtiers doivent impérativement être étanches (**IP44 et IK07**). Le même standard peut s’appliquer en intérieur. Les sorties de câbles des boîtes de jonctions sont étanchéifiées par presse-étoupe ou joint torique pour éviter les intrusions et limiter la corrosion.

Il est fortement recommandé d'utiliser des connecteurs débrochables pour la liaison avec les modules PV. Les appareils doivent être installés de manière accessible à une hauteur d'environ 1 m de haut. L'ensemble des composants internes doivent être manipulables et visibles facilement. Le coffret doit s'ouvrir avec une clef ou un outil qui doit être livré avec la centrale.

Une étiquette « **ne pas déconnecter en charge** » doit être fixée à proximité des connecteurs. Chaque boîte de jonction doit être identifiée de manière pérenne (gravure).

Si l'onduleur n'intègre pas de sectionneur DC, il est nécessaire d'en ajouter un pour chaque onduleur. Une étiquette « **Coupure d'urgence entrée onduleur** » sera fixée sur le coffret DC de chaque dispositif de coupure d'urgence.

La photo ci-dessous démontre la nécessité d'un système totalement étanche avec presse-étoupe et connecteurs DC. La disparition du numéro de chaîne de modules PV sur les étiquettes démontre bien l'intérêt de solution avec gravure.

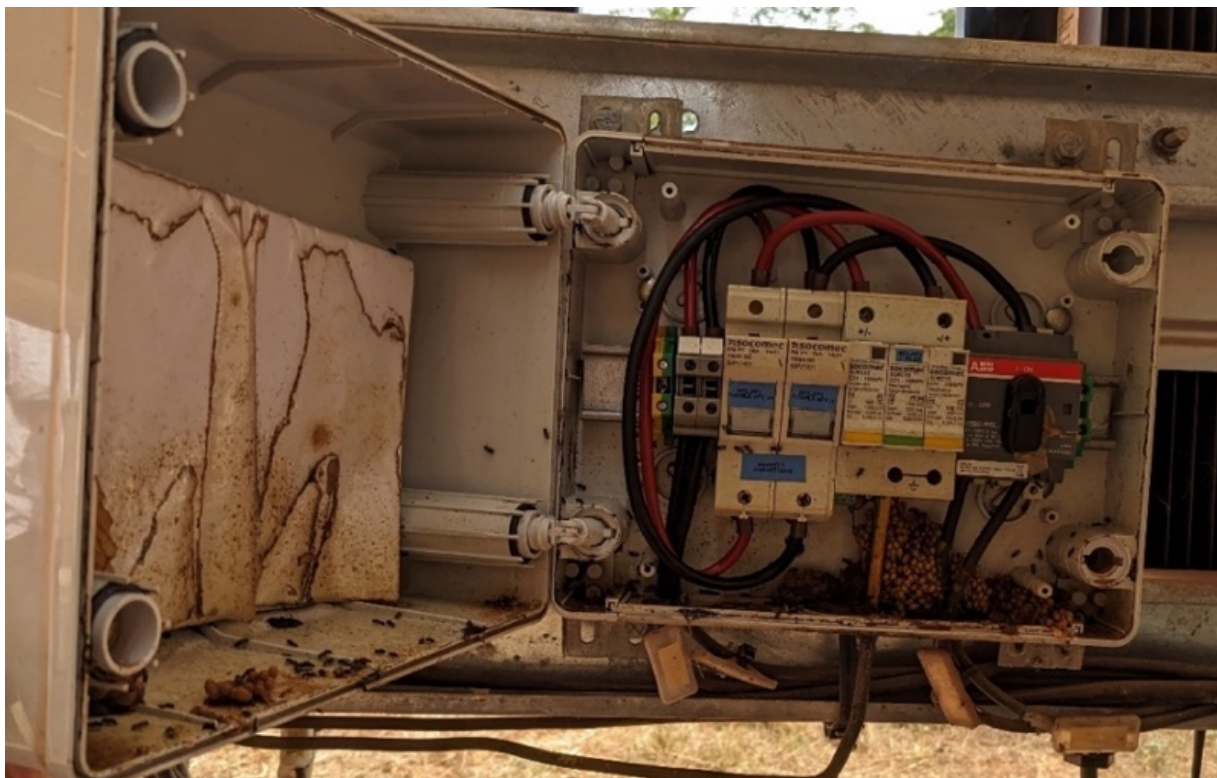


Figure 14 : Exemple de boîte de jonction sans presse-étoupe

La photo suivante montre quant à elle le placement incorrect de l'étiquette « **ne pas manœuvrer en charge** » qui empêche la bonne lecture des composants et de leur état.



Figure 15 : Exemple de placement incorrect d'étiquette

8 BATTERIES

A travers ce guide, **seule l'installation des batteries plombs et lithium ion** sera évoquée. Les autres chimies devraient pour l'instant n'avoir qu'une place anecdotique ou expérimentale en Côte d'Ivoire. Les réglementations électriques et incendies peuvent évoluer rapidement, car les batteries sont encore un sujet relativement récent. L'installateur doit nécessairement vérifier l'évolution des meilleures pratiques et du cadre réglementaire régulièrement.

La première partie évoque le concept de local technique applicable à n'importe quel type de batterie. Les mesures particulières à mettre en place seront évoquées par chimie dans les parties suivantes. L'ensemble des propositions cible particulièrement les batteries inférieures à 1 MWh. Les dispositions peuvent s'appliquer à des systèmes plus grands, mais les systèmes sont en général intégrés en usine en container et des spécificités sur la protection incendie sont nécessaires.

Le dimensionnement, le choix de la batterie et la conception du local technique exercent une influence considérable sur le succès du projet, notamment du point de vue énergétique. L'installateur doit veiller à l'installation dans les règles de l'art pour maximiser les performances et la durée de vie.

8.1 Dispositions communes

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Normes		IEC 62485-2 NF EN 61427-1 NF EN 61427-2	
Local	Local technique ou pièce dédiée avec ventilation, avec accès restreint, non inflammable, sans vibration, protégé contre l'eau.	Accès vers l'extérieur de plain-pied avec porte antipanique.	Installation dans une pièce à vivre, chaude, humide, avec objet inflammable ou explosif, ou endroit exposé à l'eau.
Emplacement	Batterie espacée (> 1 m) des sources de chaleur, froid, fenêtre et ouverture, sans soleil externe direct ou objet métallique pouvant tomber, surélevée du sol.	Au plus proche de l'onduleur selon manuel batterie et onduleur pour limiter chute de tension, mais séparé.	Pose dans mur, plafond, escalier, voie de secours, zone instable.

Signalétique		Signalétique à l'entrée du local. Étiquetage des chaînes de modules PV. Documentation sur place.	
Manutention	Stockage avant installation respectant le manuel.		Stock de batteries au soleil. Usage de solvant ou peinture sur les batteries. Intervention interne à la batterie (désassemblage).
Étiquetage	Étiquette de signalisation à proximité de l'interrupteur sectionneur en entrée batterie : "Coupure batterie" et "Isoler les sources avant toute intervention". Devant et dans le local batterie signalisation : "Risque électrique".		

Tableau 8 : Recommandations concernant les batteries en général

La manutention et le stockage d'une batterie avant son installation constituent des étapes cruciales. En effet, une batterie stockée dans de mauvaises conditions peut se dégrader rapidement et perdre sa garantie fabricant. Le stockage au soleil ou sur un site avec une température non contrôlée est proscrit. Lors de la manutention, les chocs, les étincelles, les courts-circuits doivent absolument être évités.

Quel que soit le type de batterie, l'emplacement de celle-ci est primordial. Un espace dédié, idéalement dans un local fermé utilisé uniquement pour la batterie, est nécessaire. Cet espace doit obligatoirement être ventilé, entouré de matière non inflammable, non explosive, stable, sans vibration, sans humidité excessive et étanche à l'eau. Idéalement, le local est accessible de plain-pied directement vers l'extérieur pour faciliter la maintenance et l'accès pompier en cas de problème.

La porte du local doit être de type anti-panique et verrouillable uniquement de l'extérieur. L'installation de batterie dans une pièce à vivre ou des locaux chauds et humides est à proscrire. Il est interdit de placer la batterie dans les chambres, salons, cuisines, salle d'eau, couloirs, grenier, etc. Dans la mesure du possible, la batterie sera installée dans un local propre avec parois coupe-feu pour 2 h, à proximité, mais séparée du local onduleur et du tableau électrique.

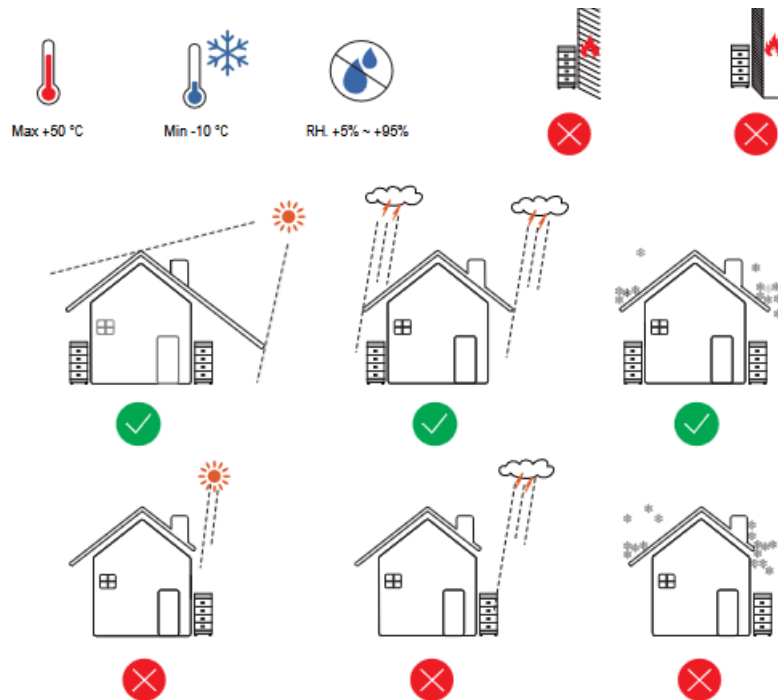


Figure 16 : Exemple de limitation sur l'installation de batterie Lithium-Ion (source : manuel BYD battery-box premium)

Les conditions de garanties de la batterie font état d'une garantie de performance variable selon les températures. Pour maintenir ces garanties, le local et la batterie doivent être maintenus dans une plage de température (en général entre 10 et 30 °C) pour rester valides.

Au vu des conditions climatiques de Côte d'Ivoire, il est presque obligatoire de climatiser le local de la batterie ; ou à minima de prévoir une ventilation spécifique. Cet aspect doit normalement être pris en compte lors de la phase de conception et l'étude du projet, mais l'installateur peut se rendre compte d'une divergence avec les conditions d'études et doit dès lors rester attentif sur ce point.

Pour la même raison, il est fortement conseillé de disposer d'une sonde de température ambiante dans le local technique en plus des sondes spécifiques aux batteries pour activer les ventilations, climatisations ou alarmes. La ventilation doit être protégée des intrusions d'insectes et de l'eau de pluie et ne doit pas contrevenir à l'étanchéité globale du site. Attention, la climatisation représente une consommation importante. Le dimensionnement de celle-ci ainsi que sa température de consigne doivent être étudiés soigneusement. A titre d'exemple, **les batteries Li-Ion** mentionnent une capacité de stockage à une température **entre 25 et 28 °C**, mais une température de fonctionnement du négatif à **50 ou 55 °C**.

Les batteries plomb peuvent spécifier **des performances à 20 °C** qui se trouvent drastiquement réduits au-delà. Quelle que soit la technologie, dès 30 °C, la puissance de charge et décharge peut être limitée et la dégradation de la batterie peut s'accélérer. Une température de consigne du local technique entre 25 et 28 °C est recommandé, mais doit être affiné selon les besoins et les technologies. L'humidité et le niveau de corrosion doivent aussi être contrôlés.

Au sein de cette pièce dédiée, la batterie doit être suffisamment espacée (au moins 1 m) des différentes sources de chaleur ou de froid (ouvertures, fenêtre, etc.) ou des combustibles et être protégée des UV. Aucun objet métallique ne doit pouvoir tomber sur la batterie. Cela se matérialise pour la création d'une zone d'exclusion horizontale de 50 cm autour de la batterie et verticale depuis 10 cm sous les bornes de la batterie jusqu'au plafond. L'accès à l'ensemble des batteries doit être possible facilement et il est recommandé de prévoir une voie d'évacuation de 75 cm de large maintenue à tout moment.

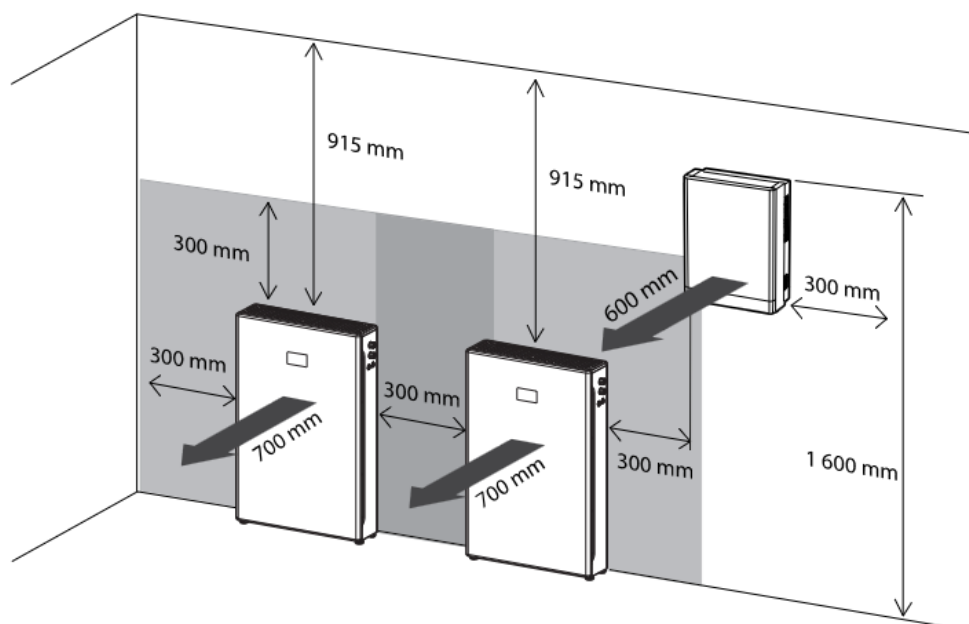


Figure 17 : Exemples de placement de la batterie dans une pièce (Source : manuel LG residential battery unit)

La batterie doit être disposée sur un sol stable, en général avec un support dédié surélevé. Le poids d'une batterie est souvent assez élevé, la charge statique du sol doit être confirmée en amont de l'installation, surtout pour les systèmes de plusieurs dizaines de kWh.

Il est préférable de placer la batterie au plus proche de l'onduleur pour limiter les chutes de tension, mais des distances minimales d'en général 60 cm sont à respecter pour la ventilation des composants.

Des conditions spécifiques peuvent s'appliquer pour chaque fabricant, il est obligatoire de lire le manuel d'installation et les conditions de garanties pour chaque modèle. La pose de batterie dans les escaliers, murs, plafonds ou voies d'évacuations est interdite.

La séparation physique de batteries avec différentes compositions chimiques est recommandée. Enfin, quel que soit le type de batterie, une signalétique adaptée doit être apposée à l'entrée du bâtiment, sur la porte du local technique, sur toutes les installations électriques susceptibles d'être alimentées par la batterie et à proximité de la batterie.

L'étiquetage des chaînes de modules PV de manière similaire au câble DC du PV décrite au chapitre 7 est obligatoire. Un dossier technique décrivant l'installation complète doit être à disposition dans le local technique. Une coupure d'urgence spécifique à la batterie à travers un bouton-poussoir est recommandée.

La signalisation de l'armoire ou du local technique doit mentionner au minimum :

- **Présence d'alimentations multiples DC.**
- **L'interdiction de fumer.**
- **Le danger d'explosion.**
- **Le risque de brûlure.**
- **Le risque de chocs électriques.**
- **L'accès interdit sauf au personnel habilité.**
- **Avertissement chimique approprié.**

Pour les solutions en site isolé, il est fortement recommandé d'installer un système d'alarme visuel et sonore prévenant d'un défaut pouvant indiquer un risque incendie, électrique ou chimique. La mise à disposition d'un extincteur adapté aux risques locaux dans chaque local batterie est fortement recommandée.

La performance des batteries doit suivre **les normes NF EN 61427-1 ou NF EN 61427-2.**

8.2 Lithium-ion

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Normes	IEC 62619.	IEC 62485-5.	
Racks et BMS	BMS spécifique compatible.	BMS en lot avec racks.	Mix de cellule de modèle, série ou d'âge différent.
Local technique	Installation possible en local technique ou en volume fermé. < 15 kWh : coffret ou armoire incombustibles, ouvrable uniquement via clefs ou outils, permettant le dégazage. Local technique ou > 15 kWh : parois (verticale, sol et plafond) coupe-feu 2 h REI 120, dalle en béton armé, porte coupe-feu EI 30, extinction et détection de fumée en selon fabricant.	Mesure de la température du local batterie > 15 kWh : Pour > 100 kWh, concept incendie de détection automatique de fumée et chaleur, extinction et évacuation.	Installation dans les pièces à vivre tel que défini dans les mesures générales.
Électrique	Mise à la terre des racks et modules.		Connexion des polarités opposées.
Étiquette	Étiquette de signalisation à proximité de l'interrupteur sectionneur en entrée batterie : "Coupure batterie" et "Isoler les sources avant toute intervention". Devant et dans le local batterie signalisation : "Risque électrique".		

Tableau 9 : Recommandations concernant les batteries Lithium-ion

Il est recommandé de se fournir uniquement en batterie respectant la **norme IEC 62619** bien que ce ne soit pas obligatoire à ce jour en Côte d'Ivoire. La **norme IEC 62485-5** constitue une référence importante spécifique à la sécurité des systèmes Li-ion.

S'il est évidemment obligatoire de s'équiper d'un **BMS (Battery Management System)** par rack compatible avec la batterie, il est très fortement recommandé de se fournir directement du BMS officiel du fournisseur du rack de batteries. Le mix de cellules d'âge ou de modèle différents sur un rack est proscrit. Attention, le paramétrage de certains **BMS** est généralement uniquement possible par le fabricant. La batterie et son **BMS** doivent être choisis avec le plus grand soin et si possible une validation explicite du fabricant doit être obtenue pour les conditions locales et l'usage prévu.

Du fait de la masse combustible importante, la protection incendie est un point critique dans les locaux techniques de **batterie LI-ION**. Ce type de batterie doit impérativement être disposé dans un local propre ou dans une enveloppe sécurisée dédiée.

La **norme XP C 15-712-3** définit les exigences relatives à l'emplacement des batteries dans les installations électriques, en tenant compte de leur capacité énergétique et du type de bâtiment. Trois configurations principales sont possibles selon la capacité des batteries. Pour les installations avec un local batterie dédié, il est obligatoire de prévoir une aération suffisante et d'éventuels dispositifs de détection en conformité avec les recommandations du fabricant.

Ce local doit répondre à plusieurs exigences de protection contre les risques d'incendie : toutes les parois (murs, sol, plafond) doivent présenter un degré coupe-feu d'**au moins deux heures (REI 120)**, le sol doit être en béton armé, la porte d'accès doit offrir une protection coupe-feu d'au moins ½ heure (**EI 30**), et il doit être équipé d'un moyen d'extinction ainsi que d'un détecteur de fumée.

Pour les batteries d'une capacité supérieure à 15 kWh au sein d'une même installation installée dans un encapsulant, les mêmes règles s'appliquent à l'exception du niveau de protection coupe-feu des parois, qui peut être réduite à une heure au lieu de deux. En revanche, lorsque la capacité est inférieure à 15 kWh, les batteries peuvent être installées dans un coffret ou une armoire à condition que celui-ci soit constitué de matériaux incombustibles et situé à plus de 1 mètre d'une source de chaleur ou de combustible. Le local peut déroger à l'obligation de protection coupe-feu.

Éléments	< 15 kWh	> 15 kWh
Sans encapsulant / Coffret spécial	Local REI 120	Local REI 120
Batterie encapsulée / Coffret / Armoire	Distance > 1 m des sources de chaleur et combustible	Local REI 60

Tableau 10 : Standards coupe-feu applicables pour les batteries

Dans le cas spécifique des locaux d'habitation :

- Dans les immeubles collectifs, les batteries doivent être placées dans un local technique commun aux services généraux.
- Pour les maisons individuelles, les batteries doivent être installées en dehors des pièces principales, des pièces d'eau (salles de bain, cuisines, WC), des circulations, des dégagements et des greniers. Ces règles visent à garantir un niveau élevé de sécurité, tant pour les personnes que pour les biens, en cas de défaillance ou d'incident lié au stockage d'énergie.
- Les batteries dans la gamme domestique viennent en général dans des coffrets conçus en usine intégrant le BMS ainsi qu'une protection coupe-feu et un agent d'extinction automatique. Mais cela n'affranchit pas l'installateur du respect des bonnes pratiques d'installations.

En dehors de ces spécifications, les batteries lithium ion venant en rack ou armoire pré construite en usine, l'installation est relativement aisée. Le câblage doit être effectué de sorte à éviter la connexion en court-circuit des polarités opposées. Chaque module et le rack doivent être mis à la terre avec un câble jaune-vert en cuivre de 6 mm².

Pour les batteries venant sous forme de modules séparés à poser en rack (ex : Pylontech), le câblage entre les modules doit être effectué conformément au manuel (câble autolock du fournisseur, code couleur). La connexion de plusieurs racks ensemble se fait selon les standards en vigueur, l'installateur peut se référer à la partie précédente Câbles DC.



Figure 18 : Exemple de rack de batterie

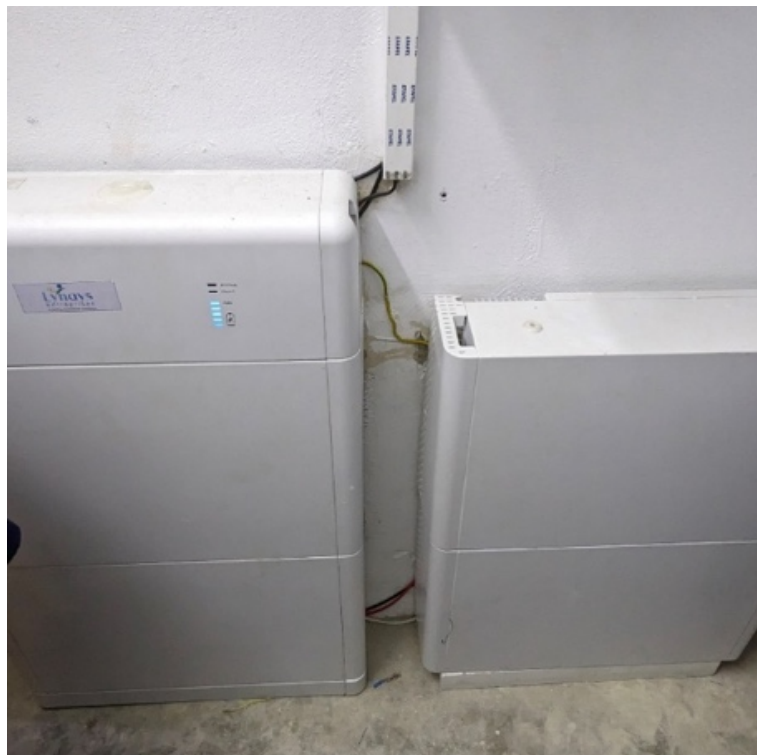


Figure 19 : Exemple de batterie domestique avec une mise à la terre manquante et un câblage inadapté ainsi qu'un manque de signalétique

8.3 Plomb

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Normes	NF EN 61427-x.	IEC 60896-11. IEC 60896-21. IEC 60896-22. EN 50342-X.	
Local	Ventilation en hauteur dédiée vers l'extérieur. Si le local est dépendant à une habitation : pas de communication entre le local et l'habitation. Pas d'équipement électrique hors fonction de sécurité.		
Installation	Respect du manuel. Bouchon adapté et serrage des cosses avec clé dynamométrique. Cache bornes électriques.	Sonde de température place en suspension entre les batteries. Examen visuel des batteries à la réception. Utilisation de vêtement antistatique.	Serrage à vue sans clef dynamométrique. Utilisation d'outil créant des étincelles, point chaud à proximité. Connexion des polarités opposées.
Électrolyte	Sol ou bac de rétention ou armoire étanche et résistant chimiquement à l'électrolyte Disposition pour lire le niveau des électrolytes sans manipulation et faciliter la maintenance Instrumentation sur place : densimètre, thermomètre et rince œil		Maintien des éléments en position verticale. Bac d'acide stocké au soleil.
Électrique	Conformité du modèle avec l'onduleur	Protection des chaînes de modules PV individuels via fusible ou disjoncteur	Mix de cellules de modèle, série ou d'âge différent.

	Conducteurs unipolaires avec protection (fusible ou disjoncteur) clairement identifiés. Longueurs de câbles identiques pour toutes les batteries en parallèles. Protection électrique si tension > 60 V.	Fusible de protection de l'ensemble. Sectionneur AC pour chaque onduleur.	
Étiquetage	Étiquette de signalisation à proximité de l'interrupteur sectionneur en entrée batterie : "Coupure batterie" et "Isoler les sources avant toute intervention". Devant et dans le local batterie signalisation : "Risque électrique".		

Tableau 11 : Recommandations concernant les batteries au plomb

La performance des batteries doit suivre **les normes NF EN 61427-1 ou NF EN 61427-2**. La **norme IEC 62485-X** constitue aussi une bonne référence bien qu'elle ne soit pas spécifique au plomb. Il est conseillé d'utiliser des batteries répondant uniquement **aux normes IEC 60896-11, 60896-21 ou 60896-22**.

Les batteries plomb demandent en général plus de main-d'œuvre, car elles sont nettement plus volumineuses que le Lithium pour une capacité équivalente. Elles viennent sous forme de modules individuels à disposer dans une pièce dédiée et à raccorder à la main. Elles peuvent nécessiter un remplissage d'électrolyte ou d'eau sur site en fonction de la technologie. Lors de la manutention, tous les éléments avec électrolytes doivent être maintenus en position verticale pour éviter les fuites de liquide.

La tension et la polarité de chaque élément doivent être vérifiées avant la connexion en série. Les décharges électrostatiques, souvent sous-estimées, peuvent suffire à enflammer les gaz hydrogène créés par la batterie lors de sa charge. L'installateur doit éviter autant que possible les frottements sur la batterie avec les tissus, surtout synthétiques. La surface de la batterie peut être nettoyée avec un coton humide.

La batterie plomb doit être impérativement disposée dans une enveloppe ou un local dédié. Le local ou l'enveloppe étanche doit inclure une ventilation propre évacuant les gaz vers l'extérieur du bâtiment. Le dimensionnement de la ventilation est décrit dans **le guide UTE C 15-712-2 et XP C 15-712-3**. La ventilation doit impérativement être en hauteur pour évacuer au mieux l'hydrogène, plus léger que l'air.

La batterie doit être surélevée, sur un sol avec bac de rétention ou dans une armoire étanche. Les matériaux utilisés pour le bac ou l'enveloppe doivent être résistants chimiquement à l'électrolyte.

Si local technique est dépendant à une habitation il ne doit pas exister de communication entre le local et l'habitation, le passage des câbles doit être obstrué avec un plâtre et l'accès au local doit pouvoir se faire par l'extérieur. **Le local technique** ne doit pas inclure d'équipement électrique hors fonction de sécurité. Le sol du local doit être étanche et résister chimiquement à l'électrolyte (carrelage par exemple ou peinture résistance à l'électrolyte). De préférence, les batteries devront être placées dans des bacs de rétention étanches et résistants à l'électrolyte dimensionnés pour pouvoir contenir au moins le volume de l'électrolyte de la batterie qu'ils contiennent.

Le manuel de la batterie doit être vérifié dans tous les cas pour analyser les dispositions particulières à l'installation du modèle. Notamment, le couple de serrage des cosses DC doit être respecté scrupuleusement en utilisant une clef dynamométrique sous peine d'endommager la batterie. Le serrage sans pince dynamométrique est interdit. Les extrémités de câbles ne doivent pas être nues, de préférence recouvertes par une gaine thermo rétractable et/ou des bouchons de cosse.

Une sonde de température doit être installée au milieu de la chaîne en suspension sans contact direct avec le sol ou les batteries. Les batteries doivent être maintenues accessibles et le niveau d'électrolyte doit pouvoir être lu sans manipulation (surélévation des rangées adjacentes). Enfin, un densimètre, un thermomètre et rince œil (risque chimique) doivent être mis à disposition dans le local batterie. Le remplissage de l'électrolyte doit se faire par une personne formée en suivant scrupuleusement le manuel de l'installateur. L'opérateur doit utiliser des gants chimiques, des lunettes chimiques et un tablier antiacide, et disposer d'un rince-œil à proximité. En aucun cas, les bidons d'acides ne doivent rester sur chantier ou être stockés au soleil.

Concernant la conception électrique, chaque batterie en parallèle doit pouvoir être isolée par un boîtier fusible propre. De plus, un dispositif de protection sur l'ensemble du système de stockage est nécessaire. Toutes les chaînes de modules PV DC en parallèle sur une même boîte de jonction doivent être identiques en section et longueur pour maintenir la chute de tension de manière uniforme. La température des éléments en série et parallèle doit aussi être identique. La connexion électrique doit d'abord s'effectuer en série puis en parallèle. A la fin de l'installation, des embouts ou couvertures plastiques doivent être installés pour protéger des contacts accidentels.

Un sectionneur AC doit être accessible et condamnable pour chaque onduleur. La compatibilité entre l'onduleur et la batterie doit être vérifiée pour chaque couple onduleur-batterie. Il est interdit de mixer des modules de batteries d'âge ou de modèle différent sur une même chaîne.



Figure 20 : Exemple de batterie trop serrée (gauche) et de batteries installées dans une pièce à vivre, avec un câblage non conforme

9 ONDULEURS

Il existe différentes typologies d'onduleurs. Dans le but de simplifier la lecture du document, les **onduleurs avec optimiseurs externes** et les **micro-onduleurs** ne seront pas traités spécifiquement, car ils ne sont pas encore présents en grand nombre en Côte d'Ivoire.

La sélection d'un ou plusieurs onduleurs appropriés au site et à ses besoins n'est pas traitée, car elle fait partie de la conception, mais elle est primordiale pour assurer le fonctionnement du système.

Voici cependant quelques rappels pour que l'installateur puisse s'alarmer d'une solution incorrecte :

- **Dimensionnement de l'onduleur PV** : le ratio de puissance DC / AC installé est généralement compris entre 1 et 1,5.
- **Pour les systèmes autonomes** : l'onduleur batterie doit mentionner explicitement ses fonctions autonomes. Certains onduleurs batteries ne présentent pas de capacité de grid forming et seront déconnectés sans présence du réseau.
- **La bonne maîtrise de la puissance AC** à fournir pour les systèmes autonomes est critique. La puissance totale des onduleurs doit être supérieure à la demande et doit pouvoir gérer les courants d'appels.
- **Onduleurs explicitement compatibles avec la batterie et son BMS** le cas échéant.
- **Le courant assigné du tableau électrique** où est raccordée l'installation photovoltaïque doit être supérieur au courant d'emploi des onduleurs (courant maximal en sortie d'onduleur indiqué dans la fiche technique).

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Normes	Lecture du manuel IEC 62109 EN 50549 (anti-ilotage) ECOSTAND 112	IEC 50549 IEC 61727 IEC 62116 IEC 62477	
Installation	Onduleur dans un lieu correctement ventilé, ombragé, fixé solidement sur un mur ou support dédié et respectant les distances entre onduleurs. Installation d'une casquette de protection au-dessus de l'onduleur si celui-ci est exposé au soleil Armoire de protection contre les contacts directs.	Éviter les onduleurs avec écran afficheur en extérieur à cause des UV. Utilisation de visserie et supports adaptés, non corrodable. Respecter les distances entre l'onduleur et les éléments voisins.	Proche d'une zone de chaleur, humide, inflammable, explosive, poussiéreuse.
Chaîne de modules PV	Une même orientation et inclinaison de modules par entrée MPPT de l'onduleur.	Un seul modèle de module par onduleur. Ratio DC/AC entre 1,2 et 1,5.	Modules de marque, puissance, orientation ou inclinaison différentes sur une même chaîne de modules PV.
Protection	Mise à la terre + sectionneur DC + parafoudre. Protection de découplage intégrée à l'onduleur.	Parafoudre Type II intégré. Sectionneur AC si pas de dispositif de sectionnement intégré à l'onduleur.	
Étiquetage	Gravé et visible : "Risque de présence de deux sources de tension" et "Isoler les sources avant toute intervention".		

Tableau 12 : Recommandations concernant l'onduleur

L'onduleur doit à minima respecter **la norme IEC 62109**. Il est nécessaire de lire **le manuel d'installation de l'onduleur**, car la méthode de pose et la configuration peuvent largement varier suivant les modèles.

Le poids additionnel des onduleurs doit être prévu pour leur fixation sur la structure. Ils devront être protégés des conditions extérieures tels que le soleil et la pluie directe. Cette protection doit respecter les distances minimales à l'onduleur et permettre la ventilation naturelle telle que décrite dans le manuel de l'onduleur. Les enveloppes métalliques devront être mises à la terre selon les normes et être résistantes à la corrosion. La visserie et les supports doivent aussi être résistants à la corrosion (acier galvanisé, inox, aluminium).

Une attention particulière doit être portée sur le choix des métaux en contact pour prévenir la corrosion chimique (pas de contact du cuivre vers l'aluminium). Une distance d'**au moins 20 cm** (variable selon modèle et consultable dans la notice de l'onduleur) doit être conservée entre les onduleurs et tout obstacle pour favoriser la ventilation et la dissipation thermique.

La casquette de protection pour les onduleurs sera dimensionnée pour avoir une largeur environ égale à trois fois la profondeur de l'onduleur pour exercer correctement sa fonction à tout moment de la journée.

Le matériau constituant la casquette devra être durable (acier galvanisé ou autre). Les onduleurs avec un écran afficheur sont à éviter en extérieur, car même à l'ombre les UV rendent souvent illisible et inutilisable l'écran.

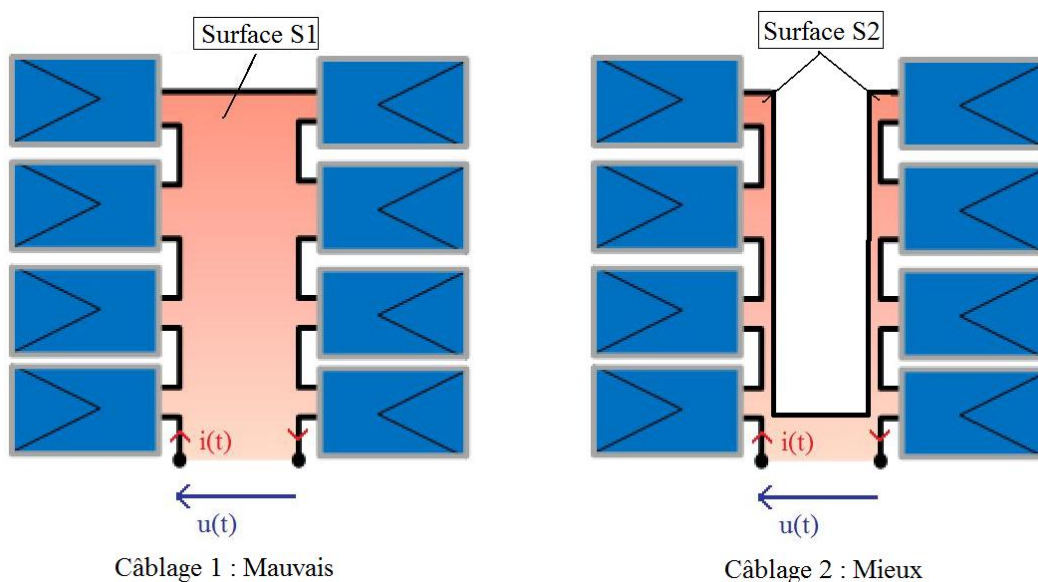
Il est totalement interdit de placer l'onduleur proche de zones de chaleur, de combustible, sur des matériaux inflammables, de zone humide ou dans un environnement poussiéreux. Au bord de la côte, la corrosion saline peut endommager rapidement l'onduleur, il peut être nécessaire de mettre l'onduleur dans une pièce climatisée étanche.

L'ensemble des câbles connectés à l'onduleur doit être fixé solidement à une structure pour éviter une déconnexion intempestive. L'onduleur doit conserver son niveau d'étanchéité et l'ensemble des ouvertures doivent être fermées proprement avec un bouchon ou une mousse.

Les chaînes de modules PV reliées en série et parallèle sur un même MPPT sont constituées uniquement de modules de même modèle et puissance avec la même orientation et inclinaison (sauf utilisation d'optimiseurs par module ou micro-onduleurs). Les chaînes de modules PV en parallèle sur un MPPT doivent presque toujours comprendre le même nombre de modules, mais **une marge de 5 % est souvent possible**. Cette marge est à confirmer en lisant le manuel de l'onduleur.

L'utilisation de modules différents sur un même champ photovoltaïque est à éviter autant que possible. Le déséquilibre maximum entre les différentes MPPT est propre à chaque onduleur et doit être vérifié dans le manuel.

Au vu du niveau kéraunique local, les onduleurs doivent être munis de parafoudre DC type II si le bâtiment n'est pas équipé de paratonnerre. Sinon il convient de mettre un type I et des **interrupteurs DC** qui leur permettent de respecter les préconisations du **guide UTE C15-712-1** sans coffret DC additionnel (le coffret du site ayant une fonction principale de sectionnement proche au champ PV). L'onduleur doit impérativement être mis à la terre. De préférence, l'onduleur doit aussi **inclure un parafoudre AC type II**.



Dans les bâtiments équipés d'un paratonnerre ou situés à proximité d'une structure susceptible d'être frappée par la foudre (antennes, arbres hauts, etc.), une protection contre les surtensions (parafoudre) doit être installée."

- **Un parafoudre de Type 1 (classe I)** doit être installé en tête d'installation (tableau général basse tension - TGBT).
- **Des parafoudres de Type 2 (classe II)** doivent être ajoutés en aval pour protéger les circuits sensibles (tableaux divisionnaires).

Les parafoudres doivent être installés en coordination avec le système de mise à la terre du paratonnerre (liaison équipotentielle).

Dans les bâtiments non équipés d'un paratonnerre, un **parafoudre de Type 2 (classe II)** (standard pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique (foudre indirecte) ou les perturbations du réseau).

Les câbles reliant les parafoudres à la terre (**liaison EP**) doivent être **HO7 VK vert / jaune**, avec :

- **6 mm² Cu (parafoudres type 2).**
- **16 mm² Cu (parafoudres type 1).**

Pour une puissance inférieure à 250 kVA pour une installation raccordée au réseau l'onduleur devra intégrer un système de découplage permettant d'arrêter l'onduleur en cas de panne sur le réseau et d'éviter d'injecter de l'électricité sur celui-ci.

Pour une puissance supérieure à 250 kVA en sortie d'onduleur il faudra se renseigner auprès du gestionnaire de réseau afin de respecter ses préconisations.

Pour les onduleurs ou contrôleurs de charge de batterie, le paramétrage est une étape clef. En particulier pour les batteries plombs, il est toujours nécessaire de rentrer les paramètres spécifiques de la batterie dans l'onduleur.

Par exemple :

- **Marque et modèle.**
- **Charge d'égalisation pour les batteries ouvertes, interdite pour les batteries étanches.**
- **Seuils de charge et température.**

Pour les batteries li-ion, ces paramètres sont gérés par le BMS.



Figure 21 : Exemple d'installation d'onduleurs en toiture sur une structure adéquate avec une bonne protection des câbles

10 PARTIE AC

La partie AC est déjà couverte par le processus Securel et les normes NF C 15-100. Il est recommandé que la partie AC soit réalisée par un électricien qualifié. Les problèmes de dimensionnement et de conception ne sont pas traités dans ce document, les explications qui suivent partent du principe que la partie AC est bien dimensionnée. Ici aussi, les principes de dimensionnement sont établis par une personne qualifiée dans le respect des normes.

10.1 Câbles

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Installation	Respect du rayon de courbure du câble. Mise en œuvre des câbles selon guide pratique UTE C 15-520 et respectant la NF C 15-100.	Câblage sans tension mécanique ou balancement excessif. Passages de câbles vers l'intérieur du bâtiment réalisés selon les modes d'intégration au bâti adaptés.	Isolation du câble endommagée, câble plié, câble noyé dans le mortier.
Cheminement		Séparation des câbles claires.	Câbles AC / DC en parallèle dans une même gaine sans protection. Câbles amont et aval du parafoudre en parallèle dans une même gaine sans protection.
Tube	Tube et fourreaux de protection résistants.	Utilisation de mousse coupe-feu aux embouchures des tubes et gaines.	Câble en immersion si non adapté.

Tableau 13 : Recommandations concernant le câblage AC

Le câble doit être sélectionné de manière adaptée pour les conditions électriques et les conditions de pose. **Les types de câbles U1000R2V ou H07 RNF (3G ou 5G) sont conseillés.**

Tous les câbles doivent être protégés mécaniquement contre des angles tranchants qui pourraient les endommager. Notamment, ils doivent être protégés lors des sorties des chemins de câble. Il est recommandé d'utiliser un chemin de câble capoté avec le capot fixé par un dispositif à clef ou à vis, uniquement démontable à l'aide d'un outil, ou d'une clef.

Il faut dans tous les cas respecter le rayon de courbure minimum spécifié par le fabricant ainsi comme la température minimale de pose du câble. Le câble ne doit pas être soumis à des tensions ou un balancement excessif.

Les câbles de courant fort et de courant faible (terre, câble d'arrêt d'urgence) seront séparés afin d'éviter tout courant induit.

De même, **les câbles DC et AC** ainsi que les câbles en amont et en aval d'une protection de foudre ne doivent pas circuler en parallèle sans disposition pour éviter la propagation électromagnétique.

Les passages de câbles vers l'intérieur du bâtiment sont réalisés selon les modes d'intégration au bâti, par le biais d'accessoires adaptés (par exemple tuiles à douille, passe-câble, manchon, collerette dans le cas d'une paroi verticale).

Tous les percements pour la pénétration/sortie des câbles dans les bâtiments doivent être rebouchés de telle sorte à ce que l'ensemble du bâtiment conserve son degré coupe-feu initial et que son aspect visuel soit le moins impacté possible. Le rebouchage des trous doit être effectué avec un mortier et non une mousse.

Tout passage de câble dans un percement est à effectuer à l'aide d'un fourreau, afin d'éviter que le câble ne soit pris directement dans le mortier. En aval du percement (côté soumis aux intempéries), le chemin de câble doit remonter vers le percement, afin de ne pas faciliter le guidage des eaux de pluie dans le percement. Cette préconisation est applicable aussi au niveau des coffrets électriques.

En toiture-terrasse (pente < 5 %) une crosse sera utilisée pour faire passer les câbles à l'intérieur du bâtiment.

Sur les sites au sol, des tranchées sont souvent nécessaires. Celles-ci doivent respecter les normes en vigueur et protéger les câbles des tassements ou autres dégradations. Les câbles doivent être placés à au moins 85 cm de profondeur dans les tranchées sous les voies accessibles aux voitures ou sous les trottoirs, avec au moins 60 cm de remblai et un grillage avertisseur. Sous les espaces inaccessibles aux véhicules et en dehors des trottoirs les câbles peuvent être à 50 cm.

Les tranchées sont à réaliser en même temps que les fondations et doivent être suffisamment espacées pour éviter de nuire à la stabilité géotechnique des installations.

L'utilisation de fourreaux et de gaine est à préférer aux câbles directement enterrés pour faciliter la mise en œuvre des attentes, réserves et la maintenance. Un grillage avertisseur rouge doit être posé au-dessus des câbles dans la tranchée.

Pour faciliter l'exploitation, tous les câbles doivent être repérés par un dispositif durable – étiquette gravée tenue par collier (les systèmes à encre sont à exclure).

Le repérage proposé doit indiquer la provenance, la destination et le numéro de chaîne de modules photovoltaïques.

Éléments	Extrémités 1	Extrémités 2	Types de câble	Cheminements	Commentaires
Onduleur -> TGBT	Onduleur : Spécifique.	TGBT : Borne à cages ou vis.	Câble U1000R2V ou H07 RNF – 3G ou 5G.	Chemin de câble ou nappe simple en tranchée.	
Groupe électrogène -> TGBT	Génératrice : Spécifique.	TGBT : Borne à cages ou vis.	Câble U1000R2V ou H07 RNF – 3G ou 5G.	Chemin de câble ou nappe simple en tranchée.	Section et longueur égale pour les batteries en parallèles.

Tableau 14 : Résumé des liaisons AC principales



Figure 22 : Exemple de câblage AC / DC non conforme, car sans séparation

10.2 Boîtes de jonction et protections

La température de fonctionnement influence directement les caractéristiques des protections électriques, une attention particulière sera portée à cet aspect lors de la conception.

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Boîte de jonction	En extérieur, boîtier IP44 et IK07.	Boîte de jonction étanche et utilisation de presse-étoupe.	Ouverture dans les boîtes de jonction. Présence de pièces sous tension hors d'un tableau et sans protection IP3X.
Protections	Présence d'un sectionneur AC par onduleur ; omnipolaire ; cadenassable. Présence d'un disjoncteur en amont de chaque onduleur (disjoncteur différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA dans les locaux d'habitation) avec calibre et pouvoir de coupure adaptée. Application du principe de sélectivité totale entre disjoncteurs de l'onduleur et disjoncteur général du site dans les bâtiments recevant du public. Parafoudre AC si absent dans l'onduleur.	Ensemble de disjoncteurs de mêmes marques. Ajout d'un sectionneur AC séparé de l'onduleur à proximité des onduleurs en toiture pour faciliter les opérations de maintenance.	
Arrêt d'urgence	Pour les bâtiments recevant du public ou les sites isolés.	Bouton-poussoir et bobine MX coupant la centrale PV à l'entrée du bâtiment.	Arrêt d'urgence intégré à l'onduleur.
Étiquetage	Coffret AC : étiquetage gravé et visible "Coupure d'urgence sortie onduleur"		

Tableau 15 : Recommandations concernant la boîte de jonction et la protection

De même que pour la partie DC ; en extérieur, les boîtes de jonction doivent impérativement être étanches (IP44 et IK07). Le même standard peut s'appliquer en intérieur. Les sorties de câbles des boîtes de jonctions sont étanchéifiées par presse-étoupe ou joint torique pour éviter les intrusions et limiter la corrosion. Il est recommandé d'installer les équipements de manière accessible à une hauteur d'environ 1 m de haut. L'ensemble des composants internes doivent être manipulables et visibles facilement.

Le coffret doit s'ouvrir avec une clef ou un outil qui doit être livré avec la centrale à moins qu'il ne se trouve dans un local où seules les personnes qualifiées peuvent accéder. Le coffret doit être protégé **IP2X** (protégé contre l'intrusion d'objets de plus de 12,5 mm).

Sur le circuit en amont de chaque onduleur un sectionneur AC est nécessaire. Il doit être omnipolaire et cadenassable afin de pouvoir procéder à la consignation de l'installation lors des travaux d'installations jusqu'à la mise en service et aux opérations de maintenance. Un étiquetage gravé et visible doit indiquer « **Coupure d'urgence sortie onduleur** ».

Un disjoncteur doit être installé entre l'onduleur et le sectionneur AC. Dans les locaux d'habitation, ce disjoncteur doit être différentiel avec une sensibilité inférieure ou égale à 30 mA pour protéger les habitants contre les contacts indirects. Pour les autres types de bâtiments, il s'agira d'identifier le schéma de liaison à la terre du site afin de respecter les règles générales suivantes :

- En schéma TT coupure au premier défaut.
- En schéma TN coupure au premier défaut.
- En schéma IT coupure au second défaut.

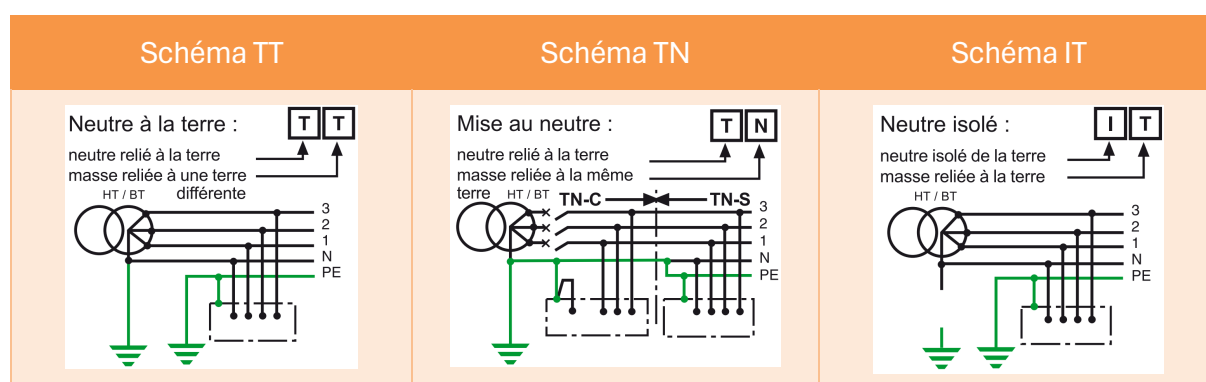


Figure 23 : Schéma de liaison à la terre (Source : [Wiki](#) installation électrique)

En règle générale, si le site est raccordé en basse tension au réseau le schéma de liaison à la terre est TT. Lorsque l'installation électrique est raccordée au réseau public par l'intermédiaire d'un transformateur HT/BT le schéma de liaison à la terre est de type TN ou IT.

Les disjoncteurs doivent avoir un pouvoir de coupure prenant en considération les courants de court-circuit maximum susceptible d'apparaître en provenance du réseau.

Dans les bâtiments recevant du public (restaurants, hôtels, écoles, établissements de soins, magasins, salle de spectacle ...), l'application du principe de sélectivité totale entre disjoncteurs de l'onduleur et disjoncteur général du site doit être respectée afin que le disjoncteur immédiatement en tête de l'onduleur côté AC disjoncte et que le disjoncteur encore en amont (disjoncteur général du site) ne disjoncte pas. Dans ce type de bâtiment un arrêt d'urgence de type bouton poussoir doit être installé à proximité de l'arrêt d'urgence de l'alimentation électrique du site. Ce bouton poussoir permet de couper l'alimentation de l'onduleur en cas d'intervention des services de secours.

Il agit sur **une bobine MX (bobine à manque de tension)** qui pilote le disjoncteur principal des onduleurs photovoltaïques. Les câbles électriques reliés à l'arrêt d'urgence doivent être résistants au feu de catégorie CR1.

Si l'onduleur n'intègre pas de sectionneur AC et que le tableau général PV n'est pas dans la même pièce, il est nécessaire de rajouter un sectionneur pour chaque onduleur à proximité de celui-ci.

Le coffret AC comprend l'ensemble des composants assurant l'arrivée, le regroupement, la protection et le comptage de l'énergie AC. Ce coffret doit regrouper l'ensemble des onduleurs du site et respecter les spécifications suivantes :

- Enveloppe non-propagatrice de flamme.
- Intérieur du coffret protégé IP3X (protégé contre objets de plus de 2,5 mm).
- Ouverture possible seulement à l'aide d'un outil.
- Protections électriques minimums.
- Un interrupteur sectionneur.
- Un disjoncteur différentiel installé en amont de chaque départ onduleur.
- Parafoudres AC, omnipolaires, avec dispositif de protection en fin de vie et dérivation à la terre si celui-ci n'est pas intégré à l'onduleur.
- Un ensemble des protections électriques de la même marque est recommandé.
- Un bornier de mise à la terre suffisant pour l'ensemble des onduleurs et la prise de terre. Des emplacements en réserve sont recommandés.
- Il doit être prévu 30 % d'espace additionnel disponible à l'intérieur des goulottes existantes dans le coffret.
- L'ensemble des câbles sont serrés selon le couple de serrage approprié. L'utilisation d'une clé dynamométrique pour les connectiques avec des câbles de section supérieure à 16 mm² est obligatoire.
- Étiquette gravée et visible indiquant : « Coupure d'urgence sortie onduleur ».

11 Terre et Parafoudre

11.1 Mise à terre

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Base	Mise à la terre commune de toutes les structures métalliques avec étiquette : masse, structure, onduleur, parafoudre, cadre modules PV. Relier la terre PV à la terre du site.	Liaison principale : section = 16 mm ² Cuivre Jaune vert. Liaison équipotentielle : section minimale 6 mm ² Cuivre jaune-vert. Absence de polarité DC à la terre.	Pas de cuivre nu en contact avec l'aluminium. Perforation du cadre du module.
Installation au sol		Si distance > 50 m au sol, terre enterrée section > 25 mm ² en cuivre nu.	
Boucle d'induction	Minimisation des boucles d'induction.	Pose du conducteur de terre le long des câbles actifs.	

Tableau 16 : Recommandations concernant la mise à terre

Pour rappel, la liaison principale à la terre du système doit être vert-jaune de 16 mm² ou en cuivre nu de 25 mm². En pratique, la résistance maximale de la prise de terre doit être inférieure à un maximal de 100 Ohms pour les installations courantes et inférieure égale à 10 Ω pour les installations avec parafoudres. La prise de terre doit être réalisée en un point unique avec des piquets de terres, éventuellement complétés avec la tresse de cuivre nu en fouille.

Les structures métalliques, les supports des modules, les châssis ainsi que les chemins de câbles métalliques sont à relier à une liaison équipotentielle, elle-même reliée à la terre de l'installation. Les liaisons équipotentielles en toiture doivent être réalisées en cuivre isolé vert-jaune d'une section minimale de 6 mm². Des dispositifs de connexion adaptés (bimétal, acier inox ou équivalent suivant préconisations du fabricant) doivent être utilisés pour relier les cadres des modules et la structure d'intégration à la liaison équipotentielle, afin d'éviter tout contact direct entre le cuivre et l'aluminium.

En cas d'existence de plusieurs terres, elles devront toutes être reliées entre elles. Une mise à la terre perforant le cadre du module ou autre altération du module non validée par le fabricant est proscrite. La continuité de la mise à la terre doit être assurée même en cas d'anodisation en utilisant des rondelles éventails ou des vis inox autotaraudeuses. La continuité doit aussi être assurée même en cas où la connexion d'un module est défaillante.

Selon l'ECOSTAND 109 :

- L'onduleur doit être relié à la terre par la liaison AC et par une cosse plate en acier zingué ou chromé.
- Les canalisations métalliques doivent être mises à l'équipotentiel via des cosses à griffe, plates, à agrafes ou par des bornes en laiton.
- Les câbles DC et liaisons d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte afin de limiter les surfaces de boucles. Le conducteur d'équipotentialité doit aussi être protégé du soleil, et cheminer sous les modules, dans une goulotte anti-UV ou dans un chemin de câbles capotés.
- L'installateur doit assurer la continuité de ces conducteurs d'équipotentialité jusqu'à la barrette générale de terre du coffret AC, interconnectée à la terre existante sur le site.
- Dans le cas où un regroupement de conducteurs d'équipotentialité a lieu en dehors du coffret AC, il faut raccorder les différents conducteurs individuellement à une barrette de terre intermédiaire, de manière indépendante. Cela signifie que plusieurs conducteurs ne peuvent être vissés ensemble dans le même raccord de terre.
- Les terres et masses raccordées à la barrette de terre devront l'être par un dispositif individuel.
- Chacun des raccords doit être repéré par un dispositif durable – étiquette gravée tenue par collier (les systèmes à encre sont à exclure).
- La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle avec un câble de section minimale égale à 6 mm² cuivre.
- Pour les installations au sol, il est recommandé d'utiliser un conducteur en cuivre nu de 25 mm² enterré si la distance est supérieure à 50 m.
- Pour les sites autonomes, un isolement galvanique entre la partie DC et la partie AC est exigé, cet isolement peut être interne à l'onduleur ou externe. Cela permet de protéger l'onduleur en cas de défaut d'isolement et permet le libre choix du schéma de liaison à la terre du côté AC.
- Sauf avis contraire du fabricant du module, il est déconseillé de mettre à la terre une des polarités DC.
- Sur les grandes installations avec du personnel qualifié disponible sur place, le régime de neutre IT est à privilégier avec un contrôleur permanent d'isolement.

11.2 Parafoudres et paratonnerres

Éléments	Obligatoires	Bonnes Pratiques	Interdits
Liaison paratonnerre	Mise à la terre commune. Raccord à chaque intersection avec les cages maillées.		
Parafoudre	Protection des équipements sensibles et des entrées ou sorties des bâtiments.	Sectionneur en amont du parafoudre pour maintenance si celui-ci non débrochable.	Installation sans parafoudre.
Installation	Lien parafoudre – barrette de terre < 50 cm.	Le déport de la liaison principale se fait en Cuivre jaune-vert 16 mm ² ou en Cuivre nu 25 mm ² .	

Tableau 17 : Recommandations concernant le parafoudre et paratonnerre

L'installation et le dimensionnement de paratonnerre demandent une expertise qui sort du périmètre de ce guide. Le niveau kéraunique de la Côte d'Ivoire rend systématique l'ajout des paratonnerres pour toutes les installations au sol. Sur le bâti, le photovoltaïque n'influence pas directement le choix du paratonnerre. Si le bâtiment ne possède pas de paratonnerre, l'installation PV ne nécessite pas d'en ajouter.

S'il existe un paratonnerre, il est nécessaire de le raccorder en commun sur la barrette de terre. En cas de paratonnerre en cage maillé sous la structure, la structure du PV doit être raccordée avec une pince équipotentielle à chaque intersection avec celui-ci.

Pour tous les câbles entre entrée et sortie d'un bâtiment ou des équipements, il est impératif d'ajouter une protection parafoudre. Notamment :

- Type 2 Côté AC de l'onduleur.
- Type 2 Coté DC de l'onduleur.
- Type 2 sur les chaînes de modules PV DC PV directement sous les modules s'ils sont à plus de 10 m du local technique ou de l'onduleur.
- Type 2 à toutes entrées et sorties du local technique.
- Type 1+Type 2 à l'introduction principale.
- Type 1 + Type 2 sur les chaînes de modules PV DC de la batterie.
- Si l'installation est équipée d'un paratonnerre, le côté AC doit être protégé en Parafoudre de types 1 + 2 à proximité de l'onduleur.

Les câbles en amont et aval d'une protection ne doivent pas cohabiter dans une même gaine sans blindage. La distance entre la barrette de terre et le parafoudre ne doit pas dépasser 50 cm. Le raccordement du parafoudre à la prise de terre doit être réalisé avec un câble de terre en cuivre (**type HO7 VK vert / jaune**) de section minimale **6 mm² pour le type 2 et 16 mm² pour le type 1** ou au moins de la section des conducteurs sous tension si celle-ci est supérieure aux valeurs minimales indiquées.

12 INTERFACE RESEAU ET SYSTEME

12.1 Compteur

La pose du compteur pour les systèmes raccordés au réseau national est assurée par CIE.

Pour les systèmes off-grid, le mode opératoire doit être vu avec le gestionnaire. Pour les systèmes gérés par **CI-Energies**, c'est aussi **CIE** qui s'occupe des compteurs. Pour rappel, la procédure CIE est la suivante ;

Avant toute installation, le client doit :

- Avoir un contrat actif avec la CIE (abonnement résidentiel, commercial ou industriel).
- Avoir une installation électrique conforme aux **normes SECUREL** (vérifiée par un agent SECUREL).
- Avoir payé les frais de raccordement qui varie en fonction de la puissance souscrite.

Pour un nouveau branchement :

Dépôt du dossier en agence CIE ou en ligne (www.cie.ci) avec ;

- Formulaire de demande.
- Une pièce d'identité.
- Attestation de conformité SECUREL.
- Facture de paiement des frais de raccordement.
- Programmation de la visite technique par la CIE (délai : 1 à 3 semaines).

Pour un remplacement de compteur (défaillant ou obsolète) :

- Signaler la panne au service client CIE.
- Un technicien intervient sous 48 h à 72 h (en zone urbaine).

Le jour de l'intervention, le technicien :

- Vérifie la conformité de l'installation (disjoncteur, section des câbles, etc.).
- Pose le compteur (monophasé ou triphasé selon le contrat).
- Scelle le compteur (pour éviter les fraudes).
- Enregistre l'index initial (0 kWh pour un nouveau compteur).

12.2 Découplage et mode autonome selon les normes en vigueur

Le passage en mode autonome doit être prévu et anticipé dans la conception s'il est désiré.

Selon la **NFC 15-712-1** et la **XP C 15-712-3**, les onduleurs doivent inclure une protection contre les découplages certifiés **EN 50549-1** (ou **DIN VDE 0126-1-1** avant 1^{er} janvier 2025).

Si l'installation n'a pas été prévue pour fonctionner en mode autonome cela veut dire que les onduleurs se déconnectent en cas de panne du réseau.

Pour assurer le passage en mode autonome, en plus d'une batterie et d'un onduleur capable de se substituer au réseau (grid forming), un appareil de commutation omnipolaire est nécessaire au point de connexion au réseau. Il a pour fonction de physiquement déconnecter le système de réseau pour pouvoir éviter toute injection accidentelle sur le réseau.

Pour les installations avec une puissance totale installée inférieure à 250 kVA, **la protection est de type B.1** ou peut être intégrée à l'onduleur.

Pour les puissances supérieures, la protection est de **type H**, conformément à l'**UTE C 15-400**.

Eléments	PV avec ou sans batterie, SANS mode autonome	PV+batterie on-grid AVEC mode autonome	PV + batterie off-grid
Norme installation	NF C 15-712-1	XP C 15-712-3	NF C 15-712-2
Découplage onduleur	EN 50549-1	EN 50549-1	-
Protection	≤ 250 kVA : B.1 ou intégrée > 250 kVA : H	≤ 250 kVA : B.1 ou intégrée > 250 kVA : H	-
Conséquence panne réseau	Arrêt de l'onduleur	Découplage réseau et continuité de l'alimentation du consommateur	-

Tableau 18 : Types de commutation par architecture

Les installations purement off-grid (sans raccordement ou connexion au réseau) dépendant de **la NF C 15-712-2** ne sont pas tenues de respecter **la norme EN 50549-1**. Cependant, il est recommandé d'utiliser des onduleurs capables de respecter cette norme dans le cas où le système off-grid serait relié au réseau plus tard.

Ces pratiques peuvent évoluer en fonction des besoins et des préconisations du gestionnaire de réseau.

Il existe principalement 2 architectures de systèmes autonomes. Soit l'onduleur batterie fonctionne en parallèle du tableau général basse tension et doit alors fournir l'ensemble de la consommation, soit l'onduleur dessert uniquement les charges critiques via une connexion en série de celles-ci lors que le réseau tombe.

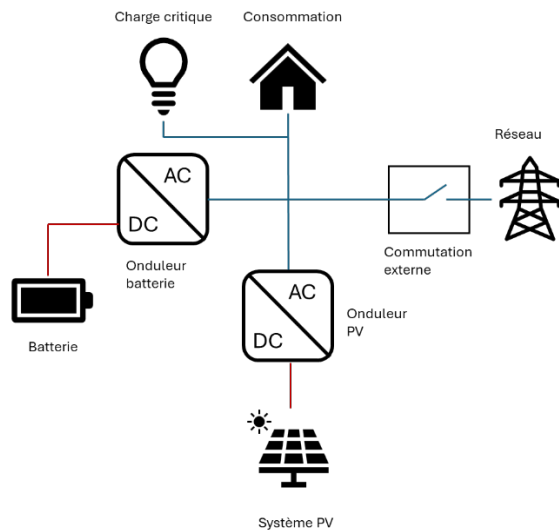
Dans les deux cas, un dimensionnement correct de la puissance à servir est nécessaire et doit inclure l'estimation des courants d'appels.

Si l'ensemble de la charge d'un bâtiment doit être couverte de manière autonome, le fonctionnement en parallèle de la consommation est à préférer (schéma A ci dessous). La charge critique peut être dans le circuit commun ou dans un circuit interne séparé avec commutation des charges non critiques en cas de panne réseau.

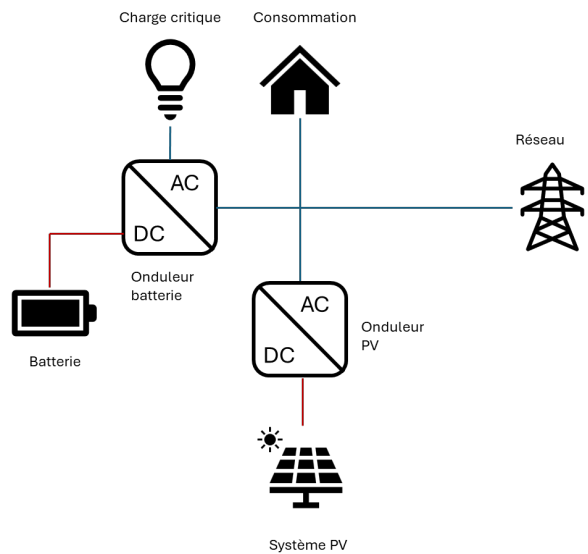
Si la charge critique est alimentée directement à la borne de l'onduleur, les schémas faisant passer les charges non critiques hors de l'onduleur sont préférables (B et C). D'autres variantes existent, notamment dans le couplage DC du PV et de la batterie.

D'une manière générale, il est conseillé d'éviter une dépendance trop forte sur l'onduleur (D).

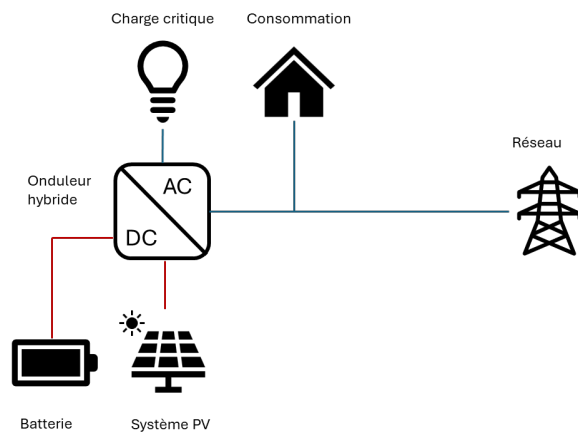
Dans tous les cas, le système doit inclure une protection de découplage interne ou externe pour empêcher l'injection vers le réseau en cas d'arrêt de celui-ci.



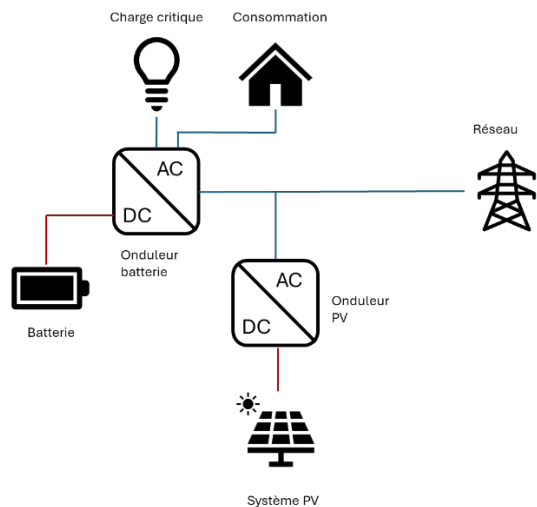
A) Schéma avec commutation externe (variante à préférer).



B) Schéma avec charge critique sur l'onduleur batterie



C) Schéma avec charge critique sur onduleur hybride



D) Schéma avec l'ensemble des charges sur onduleurs batterie ou hybride (à éviter)

Figure 24 : Architectures pour systèmes autonomes de charges critiques

12.3 Fonctionnement avec génératrice

Similairement au fonctionnement en régime autonome, le fonctionnement avec génératrice est un élément à prendre en compte dès la conception. La gestion du système et ses interactions avec son environnement doivent être clairement réfléchies et définies.

Il est recommandé par **la norme ECOSTAND 109** d'installer le groupe électrogène à au moins 10m de l'installation photovoltaïque et de la batterie. Dans tous les cas, l'abri du groupe doit être disjoint du local général pour limiter la transmission des vibrations.

L'installation de groupe électrogène n'est pas le sujet du présent document, mais il est rappelé ceci :

- **Le local doit permettre la circulation des personnes.**
- **L'évacuation de l'air chaud et l'échappement de fumée doivent être maîtrisés, notamment en prenant en compte le vent dominant.**
- **Le fuel doit être stocké dans un abri sécurisé et propre sans équipement électrique.**
- **Un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu.**

13 SYSTEME DE MONITORING

13.1 Station météo

L'installation de station météo pour mesurer l'irradiance, la température externe, la vitesse du vent ou l'humidité, n'est pas obligatoire.

Cependant, elle est fortement conseillée pour les systèmes de plus d'1 MWc. Les différents capteurs doivent être installés à un endroit représentatif de l'installation. Par exemple, la sonde de température de module doit être placée au centre d'un module, lui-même au centre d'une table au milieu de l'installation. Le capteur d'irradiance ne doit pas être soumis à un ombrage spécifique n'exerçant pas une influence sur l'ensemble de la centrale. L'anémomètre doit être placé légèrement en hauteur par rapport aux éléments de la centrale pouvant créer des turbulences.

Évidemment, aucun de ses éléments ne doit créer d'ombrage proche sur un module.

13.2 Communication

L'accès au système de monitoring de l'onduleur est obligatoire. Il est très fortement recommandé de connecter l'onduleur à internet pour pouvoir y accéder à distance, notamment sur les sites isolés. L'utilisation de modem avec antenne 4G et avec carte SIM est fortement recommandée si aucun réseau internet n'est disponible. En local, le routeur et le switch permettent de se connecter aux différents équipements de manière centralisée.

La configuration ou la modification du système doit se faire via un accès sécurisé avec mot de passe pour éviter des modifications accidentelles ou des actes de malveillances. Un réseau interne dédié est recommandé pour les systèmes isolés.

L'accès à distance aux paramètres doit être segmenté et d'une manière générale en lecture uniquement. Il est recommandé de pouvoir uniquement modifier les paramètres sensibles, notamment du BMS, via un système d'accès segmenté en local.

L'ajout d'un **système d'acquisition de donnée externe** pour les sites off-grid est souvent nécessaire, notamment pour stocker et accéder aux données des différents composants tels que l'onduleur, la station météo, les températures internes, les systèmes de climatisation ou encore la consommation. Le stockage de ces données en local en backup est recommandé. La durée de ce stockage dépend de l'accessibilité du site et des délais d'intervention, mais plusieurs mois de donnée sont souvent nécessaires.

L'intégration d'un système SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) sur une centrale photovoltaïque au sol de plusieurs MWc permet une supervision fine et centralisée de l'ensemble des équipements depuis un poste de contrôle distant. Ce système assure l'acquisition en temps réel de données critiques telles que les tensions et courants aux différents niveaux (strings, onduleurs, postes de transformation), la puissance active et réactive injectée, les températures cellules, batterie, ambiantes et internes aux armoires, ainsi que l'irradiation solaire mesurée par les pyranomètres ou cellules de référence.

Ces données sont ensuite analysées pour détecter tout comportement anormal ou dérive de performance en comparant la production théorique et réelle, facilitant ainsi un diagnostic rapide des défauts (perte de production, échauffement anormal, déséquilibre de phase, etc.).

Le SCADA permet également l'envoi de commandes à distance pour piloter certains équipements (relais, onduleurs, sectionneurs), assurant une réactivité accrue en cas de dysfonctionnement.

En optimisant la maintenance prédictive et en réduisant les temps d'indisponibilité, le SCADA joue un rôle essentiel dans la fiabilité et la rentabilité des installations photovoltaïques de grande taille. La configuration de ce système doit s'effectuer en suivant les différents manuels des systèmes concernés.

Il est recommandé de privilégier au maximum les connexions câblées et de limiter les systèmes sans fil pour limiter les interférences. Ces systèmes doivent cependant être protégés de la foudre. L'utilisation de câble de communication blindé est fortement recommandée pour limiter les pertes de données dues aux perturbations électromagnétiques. Les câbles de communication doivent circuler dans une gaine séparée des câbles DC ou AC.

Le système de monitoring doit être centralisé dans une armoire étanche dans un local technique protégé du soleil et des conditions extrêmes. Le niveau de protection à la corrosion doit être adapté aux conditions locales.

13.3 PMS / EMS

Le choix du **PMS (Power Management System)** et de l'**EMS (Energy Management System)** est un élément critique pour les centrales mêlant plusieurs sources de production. L'installation en tant que telle présente rarement un défi, mais la configuration et les vérifications doivent être effectuées en accord avec le fabricant.

L'**EMS** doit notamment contrôler la stratégie énergétique des onduleurs et du générateur. Cette stratégie doit être bien définie en amont avec le maître d'œuvre. Le groupe électrogène peut par exemple démarrer ou s'éteindre sous différentes conditions :

- **Seuil de SOC ou tension de la batterie.**
- **Planning horaire.**
- **Seuil de puissance de consommation.**
- **Seuil d'irradiation ou production PV cumulée sur un jour.**
- **Charge d'égalisation des batteries.**

14 DOCUMENTATION ET SIGNALÉTIQUE

14.1 Signalisation

L'ensemble des composants principaux et tableaux électriques doivent être signalés et numérotés avec une étiquette pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (mainteneur, contrôleur, exploitant du réseau public de distribution, services de secours). L'ensemble des étiquettes sur des systèmes à l'extérieur sont de préférence gravées et sont disposées à des emplacements bien visibles (face avant boîte de jonction, extrémités des câbles, face avant des coffrets...). L'utilisation d'étiquettes imprimées est tolérée en intérieur.

La liste typique est disponible dans les normes, mais inclue en général :

- Onduleurs, avec les mentions “Risque de présence de deux sources de tension” et “Isoler les sources avant toute intervention”.
- Racks batteries.
- Boîtes de jonction et coffrets DC (étiquette indiquant : “Coupure d’urgence entrée onduleur”) et coffrets AC (étiquette indiquant “Coupure d’urgence sortie onduleur”) avec marquage sur la face avant
- Câbles DC (avec repérage des polarités des câbles), avec la mention “Attention câbles courant continu sous tension”.
- Câbles AC.
- Tableaux électriques.
- Protection et sectionnement, en particulier une étiquette indiquant “Sectionnement général - Installation photovoltaïque” sera placée au niveau du sectionneur en tête de l’installation photovoltaïque.
- Le cas échéant dispositif de coupure d’urgence pour les services de secours.

Sur les parties DC le marquage indiquera :

Sur les faces avant des boîtes de jonction, coffrets DC et extrémités des câbles : “Attention : Câbles courant continu sous tension”. Ce marquage est très important, car les parties actives peuvent rester alimentées même en cas de sectionnement de l’onduleur côté continu.

A l’intérieure des boîtes de jonction et coffrets DC, près des sectionneurs fusibles, parafoudres : “Ne pas manœuvrer en charge”.

Signalétique sur Bâtiment à destination des services de secours :

Un panneau d’avertissement dédié au risque photovoltaïque sera apposé de façon visible sans ambiguïté à l’extérieur du bâtiment pour informer les services de secours en cas d’intervention.

Sur le plan d’intervention/d’évacuation du bâtiment une indication mentionnera la présence d’une installation photovoltaïque et l’emplacement du disjoncteur général de branchement de l’installation PV et le cas échéant des dispositifs de coupure d’urgence.

Ce marquage a pour objectif de donner aux services de secours les informations leur permettant de sécuriser la zone rapidement en cas d'intervention.

A proximité de l'appareil général de commande et de protection du site : des mentions complémentaires "Câbles DC photovoltaïques sous tension à l'extérieur du bâtiment".

En cas de présence de batteries sur site :

Marquage à l'entrée du local batterie pour signaler la présence de celui-ci : « **Local batterie** ».

A l'entrée et dans le local batterie marquage pour indiquer : si la tension en sortie de batterie peut dépasser 60 V « **Risque électrique** ».

Si les batteries présentent un risque de dégagement gazeux inflammable : « **Risque d'explosion** : interdiction de fumer et d'approcher une flamme dans le local batterie ».

Si les batteries présentent un risque de fuite d'électrolyte : "Risque de fuite d'électrolyte, porter des gants et lunettes de protection adaptés".

Un panneau avertisseur indiquera "Tension dangereuse : risque de choc électrique".

Une étiquette de signalisation sera placée à proximité de l'interrupteur sectionneur en entrée batterie : « **Coupure batterie** ».

Une bonne pratique consistera à mettre en place dans le local batterie la liste des noms et contacts des personnes responsables de ce local afin de permettre au service de secours de rapidement contacter ces personnes pour avoir des informations à propos des dangers du local batterie.

14.2 Documentation

Les documents sous pochette étanche (schéma électrique et d'implantation des composants de l'installation PV avec coordonnées de l'exploitant) seront disposés sur la porte de l'armoire électrique :

- **Schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque.**
- **Plan d'implantation des panneaux photovoltaïques et des principaux composants (onduleurs, boîtes de jonction), y compris câblage.**
- **Fiches techniques.**
- **Procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque et consignes de sécurité.**

Le propriétaire de l'installation photovoltaïque recevra un DOE (dossier des ouvrages exécutés) qui devra impérativement comprendre :

- L'ensemble des plans et schéma mis à jour.
- L'ensemble des notes de calcul mises à jour.
- L'ensemble des fiches techniques des produits utilisés.
- La liste de tout le matériel utilisé avec les références et la provenance des divers matériaux.

-
- L'ensemble des certifications.
 - Une attestation de bon montage établie par l'installateur, visant la bonne fixation et la résistance à l'arrachement des panneaux photovoltaïques sur les éléments de construction supportant les panneaux.
 - Une attestation établie par l'installateur certifiant que l'installation respecte le guide UTE C15-712-1.
 - Procédure d'intervention et consignation.
 - L'attestation d'un contrôleur de conformité électrique indépendant (type Securel).

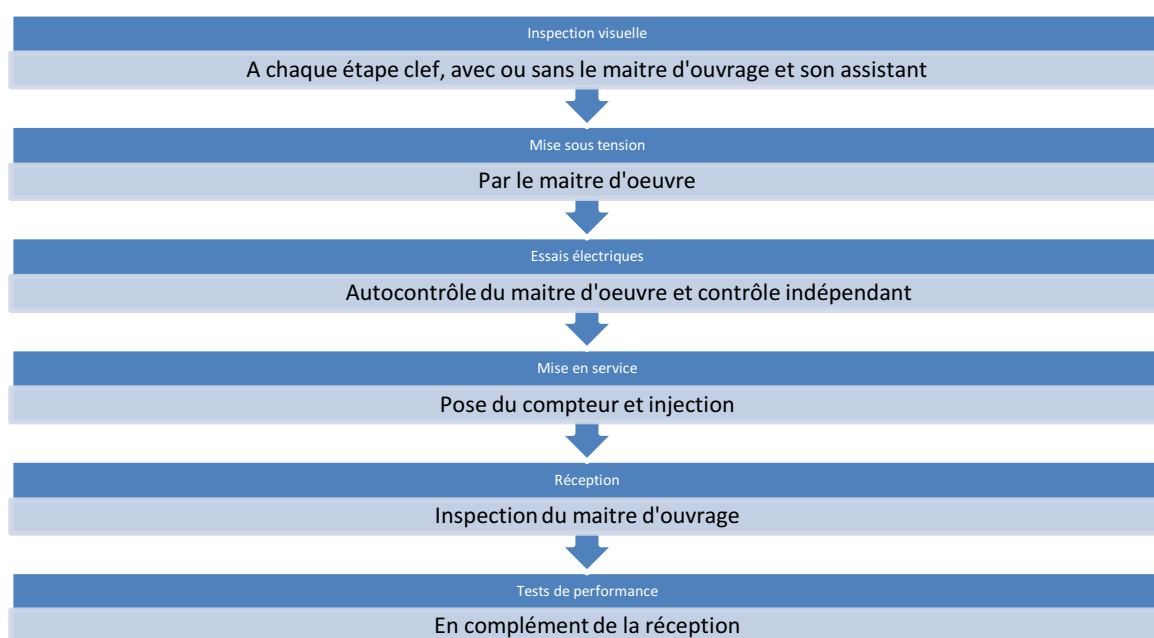
15 MISE EN SERVICE ET ESSAIS

15.1 Inspection

Durant toute la durée du chantier, des inspections visuelles régulières doivent être effectuées. Ces inspections visuelles permettent de se rendre compte des défauts au fur et à mesure et d'apporter des corrections.

Par exemple, il est recommandé de faire une inspection complète des structures avant la pose des modules. L'utilisation d'une checklist similaire au contrôle de réception avec une illustration des défauts typiques est recommandée.

Ce guide peut aussi servir de référence. En complément, le rapport de l'IEA PVPS « Quantification of technical risks in PV Power system » illustre et évalue de nombreux défauts affectant les modules, les câbles DC, les connecteurs, les structures et l'onduleur.



Le couple de serrage des structures (PV et Batterie) et des cosses (Batteries et boîtes de jonction) doit être vérifié. Le positionnement et les caractéristiques de chaque élément de l'installation modules, onduleurs, batterie, câbles, protections doivent être conformes aux documents d'exécution.

L'étiquetage de tous les circuits, protections, coffret AC et DC, boîte de jonction, onduleur, batterie doit être vérifié ont été réalisés conformément aux spécifications de ce guide issues des normes en vigueur. La présence du schéma de câblage sur le site, de la procédure d'arrêt et de la procédure d'urgence (si applicables) doit aussi être confirmée. Les fixations sur toit et les entrées de câbles dans le bâtiment doivent être étanches aux intempéries.

Enfin, les câbles ne doivent pas être endommagés durant l'installation, l'isolation doit être intacte et ne pas présenter de coupure ou de marque de pli. Pour réduire les effets des tensions induites par la foudre, la surface délimitée par les câbles de chaque chaîne PV doit être la plus faible possible.

Les préparatifs avant la mise sous tension recommandée par l'**ECOSTAND 109** sont :

- **Vérification que l'ensemble des équipements sont à l'arrêt.**
- **Vérification que les interrupteurs, sectionneurs et disjoncteurs sont ouverts.**
- **Insertion des fusibles.**
- **Lecture de la procédure de mise en tension de chaque manuel.**

A la suite de l'inspection visuelle, les tests électriques doivent être effectués selon la **norme IEC 62446-1**, les équipements de protection individuels doivent être impérativement portés (gants isolants, lunettes de protection, chaussures de sécurité, vêtement couvrants adaptés) :

Test de continuité de la mise à la terre :

- **But :** Vérifier que toutes les parties métalliques de l'installation PV sont correctement reliées à la terre pour éviter tout risque de choc électrique.
- **Procédure :** Vérifier que les liaisons à la terre de l'installation PV sont conformes aux plans d'exécution puis réaliser un essai de continuité électrique en mesurant la résistance de la connexion à la terre, qui doit être inférieure à un certain seuil, souvent 0,5 Ω .

Test de polarité des câbles CC :

- **But :** Vérifier que les connexions du système PV sont correctement réalisées, particulièrement les câbles d'entrée et de sortie de l'onduleur.
- **Procédure :** Vérifier que les bornes positives et négatives sont correctement reliées et identifiées pour garantir que le système fonctionne correctement. Effectuer une mesure des polarités avec un voltmètre adapté (capable de supporter V_{OCmax} de la chaîne de modules PV) entre le pôle négatif et le pôle positif. Si une polarité inverse est constatée, il est nécessaire de contrôler les modules et les diodes de dérivation pour vérifier qu'ils n'ont pas été endommagés par cette inversion de polarité.

Test de protection contre les courts-circuits :

- **But :** Tester les dispositifs de protection contre les courts-circuits (fusibles, disjoncteurs).
- **Procédure :** Vérifier le bon fonctionnement des dispositifs de protection, et s'assurer qu'ils déclencheront en cas de court-circuit.

Mesure de la tension en circuit ouvert (Voc) :

- **But :** Vérifier que les chaînes de modules sont correctement câblées en mesurant la tension de chaque chaîne PV à vide, c'est-à-dire non reliées à l'onduleur (sectionneur ouvert). Permet aussi de vérifier que le nombre de modules en série dans chaque chaîne est conforme au document d'exécution.

- **Procédure** : Dans des conditions d'éclairement stable, mesurer la tension Voc sur un module PV, calculer la valeur correspondante pour une chaîne de modules puis mesurer la tension de chaque chaîne de modules pour s'assurer qu'elle correspond à la valeur calculée. Si la tension est inférieure aux attentes, cela signifie qu'un ou plusieurs modules sont connectés avec la mauvaise polarité ou un défaut. Attention, la vérification de la tension sur **des connecteurs MC4** ou similaire doit se faire uniquement avant leur enclenchement. La vérification de la tension peut se faire au sein des boîtes de jonction en amont des connecteurs. Aucun connecteur enclenché ne doit être débranché.

Mesure du courant de court-circuit (Isc) :

- **But** : Vérifier que le courant généré par les modules PV est conforme aux spécifications et que les chaînes PV qui ont des caractéristiques identiques produisent à 110% près les mêmes courants pour des conditions d'éclairement stable.
- **Procédure** : L'établissement du courant de court-circuit est dangereux et il convient de respecter la procédure décrite dans **la norme 62446-1**. Mesurer le courant de court-circuit avec une pince ampèremétrique en sortie des modules ou des chaînes de modules pour vérifier que le système produit bien la puissance attendue.

Test de l'isolement électrique :

- **But** : Vérifier que le système est isolé de manière adéquate pour éviter les courts-circuits et les risques d'électrocution.
- **Procédure** : Effectuer un test d'isolement des conducteurs sous tension avec un testeur d'isolement. Les valeurs de résistance doivent être conformes aux spécifications du fabricant.

Du côté AC, les tests doivent être effectués en conformité avec **la NF EN 62446-1** et **la NF C 15-100** et **la procédure Securel**.

La mise sous tension s'effectue dans l'ordre prescrit par l'**ECOSTAND 109** :

- Fermeture du circuit de la batterie.
- Fermeture des bus DC.
- Fermeture des circuits PV.
- Mesure en charge.

Concernant les batteries, la première charge doit impérativement s'effectuer selon le manuel, avant de connecter la partie consommation.

Après la mise en tension, il est nécessaire d'effectuer la configuration des équipements selon le manuel. Par exemple, les seuils de charges de la batterie, la puissance maximale, le comportement en découplage réseau, les paramètres de la génératrice doivent être configurés. En particulier, les onduleurs doivent accepter la charge d'égalisation pour les batteries plomb ouvert, mais l'interdire pour les batteries plomb étanches.

Une fois le système principal configuré, les auxiliaires ne doivent pas être oubliés. Les systèmes de climatisation et de sécurité incendie peuvent avoir leur propre procédure de mise en service à réaliser par des personnes qualifiées. La bonne configuration et la communication avec ces systèmes doivent être vérifiées.

En complément, il est possible de réaliser différents tests, tels que :

- **Thermographie des modules et connecteurs.**
- **Courbe U-I.**

La mise en tension du réseau est uniquement à effectuer une fois le reste des tests effectués.

15.2 Tests de performance

Les indicateurs clefs de performance de la partie photovoltaïque ne sont pas toujours vérifiables facilement. Sur les grands systèmes, la mesure des indicateurs tels que la performance ratio, le productible ou la disponibilité doivent être vérifiés après 1 an de fonctionnement et doivent être ajustés en fonction des conditions climatiques. Il est cependant possible de comparer les valeurs journalières simulées avec les valeurs mesurées pour se donner une idée lors des premiers jours de fonctionnement de la centrale.

Après la mise en service de la batterie, les performances du système doivent être évaluées en conditions réelles. Il est recommandé de tester la batterie **au moins 4 heures** après sa mise sous tension avec les auxiliaires allumées. Durant ces tests, il est recommandé d'effectuer des mesures comparatives aux valeurs de l'onduleur avec une pince ampérométrique pour vérifier la cohérence des mesures. La température pouvant largement influencer les performances globales de la batterie et des onduleurs, les tests doivent avoir lieu durant un jour représentatif.

La capacité réelle de la batterie doit être testée avec un protocole de décharge rigoureux. Souvent ce protocole est proposé par le fournisseur ou par un cahier des charges, auquel cas il convient de le respecter. Ce protocole doit spécifier une charge avec une puissance constante cohérente avec la puissance maximale que le système doit pouvoir livrer, sur une durée ou une profondeur de décharge donnée.

Il est conseillé de partir de l'état de charge minimal, de charger jusqu'au maximum puis de recharger jusqu'au minimum. Sauf indication contraire explicite, toutes les autres sources d'énergie doivent être déconnectées durant ce test. Le test peut être répété 3 fois pour confirmer les mesures sur les plus gros systèmes.

Pour les systèmes off-grid sans consommateur déjà raccordé, un protocole avec une charge fictive doit être mis en place. Pour les grandes centrales, un banc de charge peut être utilisé pour simuler une consommation. Pour les petites centrales, des méthodes plus artisanales avec des équipements électriques avec forte consommation type plaque de cuisson ou autres systèmes résistifs peuvent être envisagés.

De manière similaire, un protocole de test de la puissance doit être mis en place. Il doit pouvoir tester la capacité des onduleurs et de la batterie à livrer la puissance maximale désirée dans des conditions réalistes pendant au moins 15 min voir 1 h.

Il est recommandé d'effectuer ce test en partant d'un état de charge de 50 %.

Outre la capacité à fonctionner à puissance nominale, ce test doit servir à mesurer le temps de réaction de la batterie pour suivre les ordres de charge et décharge et atteindre la puissance désirée au point de livraison.

Un autre test à la moitié de la puissance nominale est conseillé. Le temps de réponse peut aussi être quantifié en testant différent ordre de puissance à chaque minute par exemple en charge et décharge :

- 0 à 50 %
- 50 à 80 %
- 80 à 0 %
- 0 à 100 %

L'efficacité roundtrip de la batterie doit aussi pouvoir être évaluée selon un protocole proche des conditions réelles d'exploitation. L'évaluation finale sur les systèmes entiers peut se faire sur les données d'une année d'exploitation en enregistrant **chaque 10 min** la puissance et l'état de charge au point de livraison et en s'assurant que l'état de charge finale est égale à l'état de charge initial. Il faut alors comparer le ratio d'énergie livrée par l'énergie consommée pour obtenir l'efficacité totale du système.

La disponibilité peut aussi être un critère à vérifier lors de la première année de fonctionnement de la batterie et doit être définie clairement de manière contractuelle.

L'ensemble des fonctionnalités du système doivent être testés. Par exemple, un test doit être proposé pour chacun de ces aspects :

- **Synchronisation au réseau ou au générateur.**
- **Passage du mode réseau au mode autonome et inversement.**
- **Gestion du réactif.**
- **Black start.**

Les équipements auxiliaires doivent aussi être vérifiés. En particulier, les performances de la climatisation et des systèmes de communication sont souvent critiques et un protocole de test doit être spécifié.

Tous les essais et tests de performance doivent être consignés dans un rapport.

15.3 Réception

La réception s'effectue à la fin de l'ensemble des travaux avec le maître d'ouvrage. Le contrôle doit vérifier que l'ensemble des équipements livrés correspondent bien à la commande, que les normes sont bien respectées et que les tests et performances sont au niveau attendu.

Une checklist de réception est proposée en annexe. Il est recommandé d'effectuer un rapport photo pour détailler la liste de réception et de documenter les appareils électriques de manière individuelle.

16 ANNEXES

16.1 Cadre légal et réglementaire

- **Loi n°2014-132** : Code de l'électricité

Impliquant le respect de **la norme NF C 15-100**, par extension rendant applicable **les normes UTE C 15-712-1, UTE C 15-712-2, et XP C 15-712-3**.

- **Décret n°2016-782** : Conventions de concession pour la production, le transport, et le dispatching de l'électricité.
- **Décret n°2016-783** : Réglementation sur la vente de l'énergie électrique par les producteurs indépendants.
- **Décret n°2016-786** : Définition des tarifs de vente.
- **Décret n°2016-787** : Réglementation de la production sur mini-réseaux et systèmes autonomes.
- **Décret n°2016-1152** : Liste des normes applicables :
- Impliquant entre autres l'obligation du respect des **normes CEI 61730-x et IEC 61427-1 : 2013**.
- **Arrêté n°074 MPEER/CAB/DGE** : Code de raccordement au réseau électrique.
- **Arrêté n°103 MPEER/CAB/DGE** : Typologie des micro-réseaux.
- **Arrêté n°105 MPEER/CAB/DGE** : Seuils de puissance pour l'autoproduction et conditions d'autorisation.
- **Arrêté n°326 MMPE/DGE** : Commission pour l'examen des demandes d'autorisation et d'agrément.
- **Arrêté n°327 MMPE/DGE** : Seuils de puissance et conditions d'autoproduction.
- **Arrêté n°328 MMPE/DGE** : Modalités d'agrément des opérateurs.
- **Arrêté n°329 MMPE/DGE** : Conditions d'achat et clients autorisés.
- **Arrêté n°532 MMPE/MFB/MINEDDTE** : Liste des équipements et matériels exonérés sur la TVA, droits de douane et opérations bancaires.
- **Arrêté 134 MPEER/MCLU** : Mesures EE dans le bâtiment et évaluation de conformité.
- **Arrêté 156 MMPE/MCLU/MT/MINEDDTE/MCI** : Audit énergétique obligatoire.
- **Circulaire 1956/SEPMBPE/DGD** : Programme de vérification de conformité aux normes des marchandises à destination de CDI.
- **DIRECTIVE N°02/2022/CM/UEMOA** relative à la promotion et au développement des énergies renouvelables dans les états membres de l'UEMOA.

16.2 Checklist contrôle et réception

L'utilisation d'une checklist individuelle pour les équipements types onduleurs, boîte de jonction, batteries est recommandée pour pouvoir facilement numéroter et identifier les défauts.

Structure et cheminement en toiture		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Accès au toit sécurisé	Oui	Pour chaque toit ou zone
Solution de sécurité permanente pour prévenir du risque de chute	Oui	Pour chaque toit ou zone
Chemin en toiture sans marcher sur les modules	Oui	Pour chaque toit ou zone
Toiture adaptée pour la pose d'un système PV pour 30 ans, en bon état	Oui	Pour chaque toit ou zone
Absence d'infiltration ou de dégradation de l'étanchéité	Oui	Pour chaque toit ou zone
Structure PV neuve spécialisée adaptée au type de toit	Oui	Pour chaque table
Montage de la structure conforme au manuel	Oui	Pour chaque table
Lestage conforme à la note de calcul	Oui	Pour chaque table
Inclinaison > 10°	Oui	Pour chaque table
Lame d'air : Espace entre module et toiture suffisant	Oui	Pour chaque table
Présence de joint de dilatation pour les structures > 12 m	Oui	Pour chaque table
Tôle ondulée : fixation sur la partie haute	Oui	Pour chaque table
Toit plat : Protection synthétique en le PV et le toit	Oui	Pour chaque table
Toiture Tuile : Fixation du système d'intégration sur le contre lattage, la panne ou le chevron suivant notice fabricant	Oui	Pour chaque table

Utilisation de silicone non durable contre les infiltrations	Non	Pour chaque table
Mise à la terre de l'ensemble des structures Cu > 6 mm ²	Oui	Pour chaque table
Présence de couple électrolytique (cuivre – aluminium)	Non	Pour chaque table
Visserie résistante à la corrosion	Oui	Pour chaque table
Attache en plastique sur les structures	Non	Pour chaque table
Passage des câbles par chatière, passe-câbles ou équivalent	Oui	Pour chaque chemin de câble
Traversée des isolants par accessoires adaptés	Oui	Pour chaque chemin de câble
Traversée d'une paroi verticale : manchon + collerette d'étanchéité	Oui	Pour chaque chemin de câble
Traversée d'une toiture-terrasse : crosse avec ouverture dirigée vers le bas	Oui	Pour chaque chemin de câble
Autres défauts de la pénétration toiture	Non	Pour chaque chemin de câble

Structure et cheminement au sol

Critère	Réponse attendue	Affectation
Site au sol sécurisé	Oui	Pour chaque zone
Chemin entre les tables permettant l'entretien	Oui	Pour chaque zone
Fondations conformes à la note de calcul	Oui	Pour chaque zone
Absence d'érosion, affaissement ou inondation	Oui	Pour chaque zone
Structure neuve spécialisée adaptée	Oui	Pour chaque zone
Hauteur en bas de module > 1 m	Oui	Pour chaque zone
Inclinaison ≥ 10 °C	Oui	Pour chaque zone
Présence de joint de dilatation pour les structures > 12 m	Oui	Pour chaque table

Mise à la terre de l'ensemble des structures Cu > 6 mm ²	Oui	Pour chaque table
Présence de couple électrolytique (cuivre – aluminium)	Non	Pour chaque table
Visserie résistante à la corrosion	Oui	Pour chaque table
Fixation des structures conformes (absence de jeu)	Oui	Pour chaque table
Attache en plastique sur les structures	Non	Pour chaque table
Présence d'un paratonnerre relié à la prise de terre de l'installation PV	Oui	Pour le site
Tranchée conforme aux normes et stabilisée	Oui	Pour le site
Modules et partie DC		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Modules PV conformes aux normes en vigueur	Oui	Pour chaque module
Modules PV conformes et implantés selon plan d'implantation	Oui	Pour chaque module
Installation selon manuel (boîte de jonction en haut, étrier stable)	Oui	Pour chaque module
Mise à la terre du module si nécessaire Cu > 6 mm ²	Oui	Pour chaque module
Absence d'ombrage proche sur les modules	Oui	Pour chaque module
Propreté et intégrité des modules	Oui	Pour chaque module
Modules PV connectés selon plan des connexions électriques des chaînes PV	Oui	Pour chaque module
Connecteurs PV conformes aux normes en vigueur	Oui	Pour chaque type de connecteur
Connecteur installé dans le respect du manuel (rayon de courbure respecté, attaché, sans tension)	Oui	Pour chaque type de connecteur
Connexion de 2 connecteurs différents (mâle et femelle) de marques ou modèles différents	Non	Pour chaque type de connecteur

Connecteurs non protégés ou non enclenchés	Non	Pour chaque type de connecteur
Câbles DC conformes aux normes en vigueur	Oui	Pour chaque type de câble
Polarité des câbles DC identifiée	Oui	Pour chaque type de câble
Raccordement des modules conforme au schéma de câblage	Oui	Pour toutes les chaines
Présence d'une seule orientation et inclinaison de module d'une même marque par chaine et par chaines en parallèles reliées à un même MPPT	Oui	Pour toutes les chaines
Câbles cheminant avec le conducteur d'équipotentialité	Oui	Pour toutes les chaines
Câbles attachés ou cheminant dans un conduit adapté	Oui	Pour toutes les chaines
Câbles DC protégés des UV	Oui	Pour toutes les chaines
Absence d'arêtes tranchantes à proximité des câbles DC	Oui	Pour toutes les chaines
Respect du rayon de courbure	Oui	Pour toutes les chaines
Séparation entre câbles AC et DC	Oui	Pour toutes les chaines
Séparation amont et aval des parafoudres	Oui	Pour toutes les chaines
Tube et fourreaux bouchés avec des mousses minérales	Oui	Pour toutes les chaines
Présence de boucle d'induction	Non	Pour toutes les chaines
Etiquetage durable et visible de l'ensemble des câbles	Oui	Pour toutes les chaines
Boîte de jonction et appareillage PV		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Respect du degré de protection IP44 et IK07 pour le matériel extérieur	Oui	Pour chaque coffret
Fermeture du coffret à clef, avec clef disponible sur site	Oui	Pour le site
Matériel accessible	Oui	Pour chaque coffret

Presse étoupes en partie basse du coffret des grosses sections et connecteurs PV débrochables externes	Oui	Pour chaque coffret
Fusibles et interrupteurs sectionneurs pour toutes les chaînes	Oui	Pour chaque coffret
Identification pérenne et visible de chaque boîtier	Oui	Pour chaque coffret
Parafoudre côté DC conforme aux prescriptions	Oui	Pour chaque coffret
Matériel (marque, calibre, positionnement) conforme au schéma électrique	Oui	Pour chaque protection
Serrage des borniers conforme aux préconisations	Oui	Pour chaque protection
Onduleurs		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Onduleurs conforme aux normes en vigueur avec protection découplage EN50549	Oui	Pour chaque onduleur
Installation stable de l'onduleur dans un espace adapté, ventilé et ombragé (casquette en extérieur), respectant les distances avec les éléments autour selon manuel	Oui	Pour chaque onduleur
Proximité de matériaux inflammables, dégageant de la chaleur ou explosifs	Non	Pour chaque onduleur
Mise à la terre de l'onduleur	Oui	Pour chaque onduleur
Dispositifs de sectionnement amont et aval de l'onduleur	Oui	Pour chaque onduleur
Parafoudre DC et AC	Oui	Pour chaque onduleur
Marquage de l'onduleur durable et visible	Oui	Pour chaque onduleur
Absence de défaut d'isolement et indication de production (LED verte en façade onduleur)	Oui	Pour chaque onduleur

Partie AC		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Câbles AC conformes aux normes en vigueur	Oui	Pour chaque câble
Chemin de câble partie AC soumise aux UV capoté en tôle pleine inox ou acier galvanisé	Oui	Pour chaque câble
Câbles cheminant avec le conducteur d'équipotentialité	Oui	Pour chaque câble
Câbles attachés ou cheminant dans un conduit adapté	Oui	Pour chaque câble
Câbles AC protégés des UV	Oui	Pour chaque câble
Absence d'arêtes tranchantes à proximité des câbles AC	Oui	Pour chaque câble
Respect du rayon de courbure	Oui	Pour chaque câble
Séparation des câbles AC et DC	Oui	Pour chaque câble
Séparation amont et aval des câbles reliés aux parafoudres	Oui	Pour chaque câble
Tube et fourreaux bouchés avec des mousses minérales	Oui	Pour chaque câble
Etiquetage durable et visible de l'ensemble des câbles	Oui	Pour chaque câble
Boîte de jonction et appareillage AC		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Respect du degré de protection IP44 et IK07 pour le matériel extérieur	Oui	Pour chaque coffret
Fermeture du coffret à clef, avec clef disponible sur site	Oui	Pour le site
Matériel accessible	Oui	Pour chaque coffret
Choix de disjoncteur AC conforme au schéma électrique et disjoncteur différentiel adapté	Oui	Pour chaque câble
Presse étoupe en bas de coffret et utilisation de cosse adaptée	Oui	Pour chaque coffret

Protection des câbles avec disjoncteurs ou fusibles	Oui	Pour chaque coffret
Identification pérenne et visible de chaque boîtier	Oui	Pour chaque coffret
Parafoudre côté AC conforme aux prescriptions	Oui	Pour chaque protection
Matériel (marque, calibre, positionnement) conforme au schéma électrique	Oui	Pour chaque protection
Serrage des borniers conforme aux préconisations	Oui	Pour chaque protection
Coupure d'urgence et arrêt d'urgence		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Présence de coupure d'urgence côtés AC et DC	Oui	Pour le site
L'onduleur s'arrête si le bouton d'arrêt d'urgence est déclenché	Oui	Pour le site
Dispositifs de coupure d'urgence adaptés et conformes au schéma électrique	Oui	Pour le site
Mise à la terre		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Conformité au schéma de liaison à la terre (côté AC)	Oui	Pour le site
Aucune polarité reliée à la terre (côté DC)	Oui	Pour le site
Conformité de la prise de terre	Oui	Pour le site
Interconnexion des prises de terre	Oui	Pour le site
Mise à la terre des masses	Oui	Pour le site
Mise à la terre des chemins de câbles métalliques	Oui	Pour le site
Mise à la terre des blindages	Oui	Pour le site
Identification des conducteurs de protection	Oui	Pour le site

Section des conducteurs de protection conforme	Oui	Pour le site
Continuité conforme des conducteurs de protection	Oui	Pour le site
Section de mise à la terre conforme pour modules/structures	Oui	Pour le site
Liaison équipotentielle conforme si parafoudre	Oui	Pour le site
Batterie		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Local batterie : ventilation et emplacement adaptés (absence d'élément inflammable, salubrité)	Oui	Par local
Local batterie : degré coupe-feu adapté à la taille et au type d'installation	Oui	Par local
Local batterie : Système de prévention et protection incendie adapté (détecteur de fumée, extincteur)	Oui	Par local
Local batterie : Ventilation et climatisation conformes aux notes de calcul	Oui	Par local
Batterie conforme au schéma électrique	Oui	Par local
Batteries éloignées des sources de chaleur et ouverture	Oui	Par local
Surélévation de la batterie	Oui	Par local
Signalétique appropriée au type de batterie	Oui	Par local
Mise à la terre des racks et masses métalliques	Oui	Par rack
Câbles DC conformes aux spécifications du manuel (type de câble, section, longueur) avec identification	Oui	Par rack
Sectionneur DC avec fusible ou disjoncteur dans un coffret pour chaque batterie	Oui	Par rack
Présence de dégât sur les batteries	Non	Par batterie
Batterie paramétrée et configurée	Oui	Par batterie

Batterie plomb		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Sonde de température placée au centre des modules	Oui	Par batterie
Serrage des bornes avec clef dynamométrique selon manuel	Oui	Par batterie
Bac récupérateur d'électrolyte	Oui	Par batterie
Présence d'EPI et instruments de mesures spécifiques aux batteries	Oui	Par batterie
Longueur de câble DC identique pour toutes les batteries en parallèle	Oui	Par batterie
Coupure d'urgence des batteries	Oui	Par batterie
Présence de permutateur de sources omnipolaires pour groupe électrogène	Oui	Par batterie
Système de communication et monitoring		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Accès en connexion local aux onduleurs, BMS et autres contrôleurs	Oui	Par site
Accès au système de supervision à distance avec mot de passe	Oui	Par site
Station météo installée conformément au manuel	Oui	Par site
Dossier d'exploitation à destination de l'exploitant et DOE (dossier des ouvrages exécutés) à destination du propriétaire de l'installation PV		
Critère	Réponse attendue	Affectation
Fiches techniques des composants	Oui	Par site
Calepinage et plan des chaînes	Oui	Par site
Schéma électrique du système photovoltaïque	Oui	Par site
Plan des connexions électriques des chaînes PV	Oui	Par site

Carnet de câbles	Oui	Par site
Notes de calculs statiques fondations et structures	Oui	Par site
Notes de calculs thermiques du local	Oui	Par site
Contrôles et mesures électriques	Oui	Par site
Test des performances	Oui	Par site
Existence de la procédure d'intervention sur le système PV	Oui	Par site
Transmissions des garanties et certificats	Oui	Par site

Tableau 19 : Checklists contrôle et réception

16.3 Références et bibliographie

Normes utiles pour les installateurs :

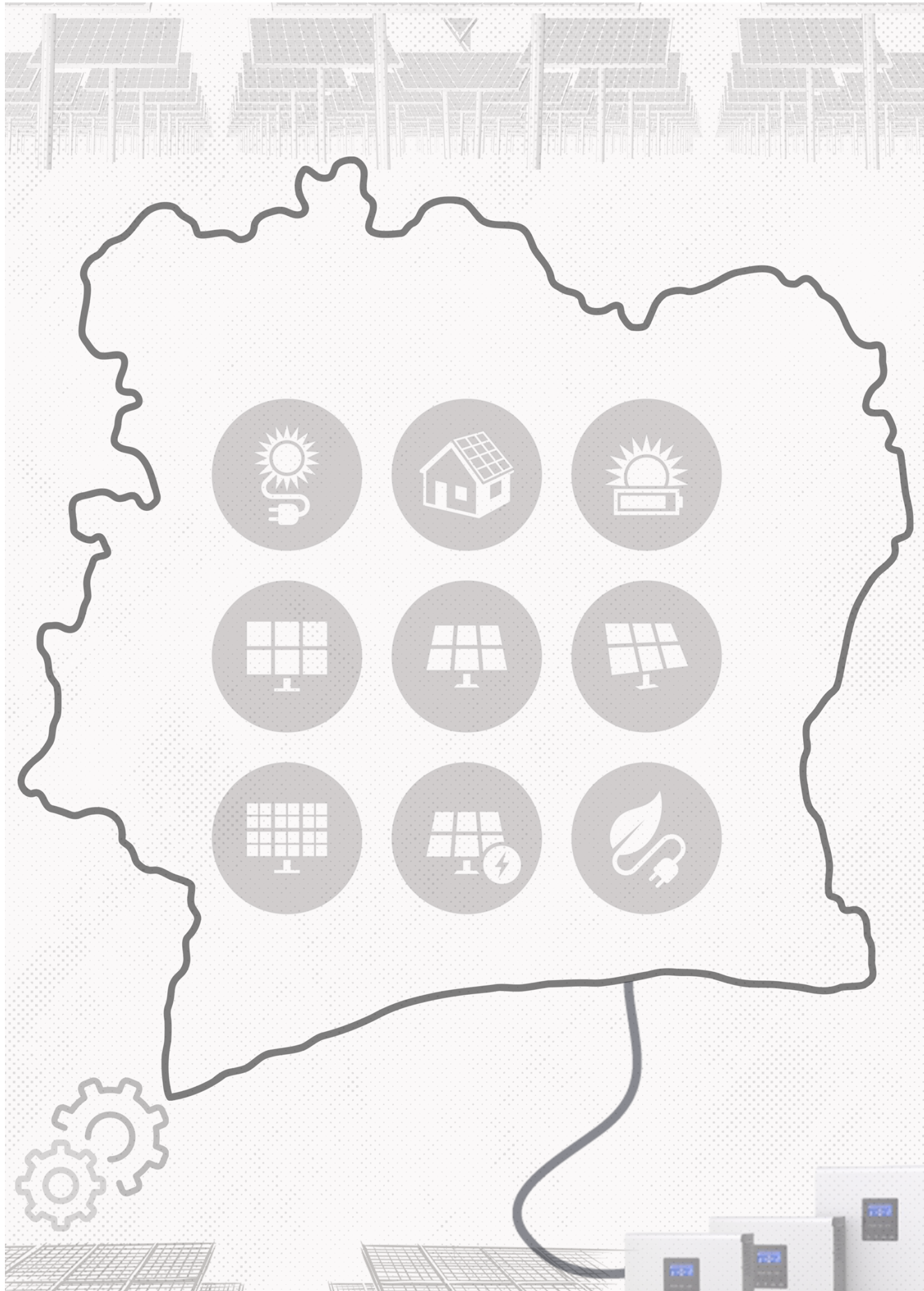
- **ECOSTAND 109 : 2022** Lignes directrices pour l'installation des mini-réseaux solaires.
- **ECOSTAND 110 : 2022** Norme de prescriptions techniques minimales d'installations des mini-réseaux solaires photovoltaïques.
- **ECOSTAND 111 : 2022** Norme d'exigence techniques minimales d'inspection d'une installation du mini-réseau solaire photovoltaïque.
- **ECOSTAND 112 : 2022** Norme minimale de performance énergétique pour les onduleurs de mini-réseau.
- **UTE C 15 712-1** – Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution.
- **UTE C 15 712-2** – Installations photovoltaïques avec stockage d'énergie.
- **XP C 15 712-3** – Règles d'installation des systèmes photovoltaïques en autoconsommation.
- **IEC 62446-1 : 2016** – Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 1 : Installations raccordées au réseau.
- **IEC 62446-2 : 2020** – Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 2 : Installations hors réseau.
- **IEC 62485-2** Exigences de sécurité pour les batteries d'accumulateurs et les installations de batteries - Partie 2 : Batteries stationnaires.
- **IEC 62485-4** Exigences de sécurité pour les batteries d'accumulateurs et les installations de batteries - Partie 4 : Batteries au plomb à soupapes pour appareils portables.
- **IEC 62485-5 : 2020** Exigences de sécurité pour les batteries d'accumulateurs et les installations de batteries - Partie 5 : Fonctionnement en toute sécurité des batteries ions-lithium stationnaires.
- **NF EN 61427-1** : Accumulateurs pour le stockage de l'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais - Partie 1 : applications photovoltaïques hors réseaux.
- **NF EN 61427-2** : Accumulateurs pour le stockage de l'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais - Partie 2 : applications en réseaux.

Guides en français :

- Méthode de détection des dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques – Agence Qualité Construction Hespul – **Juin 2019**.
- Guide complémentaire de conception des installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution – **Hespul, ADEME, CONSUEL & SER – 2025**.
- Directives techniques pour les installations électriques à basse tension - **guide AFSEC 03 – 2020**.
- Directives techniques pour l'installation de mini-réseaux photovoltaïques - **guide AFSEC 08 – 2024**.

Guides en anglais :

- The Ultimate Safety Guide for Solar PV Connectors – **PVEL heliovolta**.
- Technical guidelines for the installation of photovoltaic mini-grids - **AFSEC guide 08: 2024**.
- Grid connected PV systems with battery energy storage systems installation guidelines – **pacific power association & seiapi – 2020**.
- Requirements and guidelines for installation of off-grid solar systems for public facilities – **World Bank Lighting Africa**.
- Solar PV Installation Guidelines – **SAPVIA – 2017**.
- Engineering, procurement & construction : Best practice guidelines 2.0 – **Solarpower Europe**.
- Engineering, procurement & construction : Best practice guidelines Sub-Saharan Africa Edition – **SolarPower Europe**.
- Quantification of technical risks in PV Power Systems – **IEA PVPS – 2021**.
- Foundations of Off-Grid Solar in Haiti: Installation, Operations, and Maintenance of Off-Grid Solar Systems – **USAID / NREL**.
- Best Practices in PV System Installation – Solar Access to Public Capital 1.0 **NREL – 2015**.





Crédit photo: Shutterstock / Installation de panneaux solaires par une ingénieure

Publié par

Ministère des Mines, du Pétrole
et de l'Energie (MMPE)

Direction Générale de l'Energie
(DGE)

Adresse

Immeuble SCIAM, 15ème Etage
BP V 50 Abidjan, Côte d'Ivoire

Contacts

T (+225) 27 20 21 50 03

E info@energie.gouv.ci

Auteurs

PLANAIR SA & INES

Crédits Photos

Shutterstock / GIZ ProFERE II /
Auteurs du document

L'élaboration de ce manuel a été rendue possible grâce au financement du Ministère fédéral de la Coopération économique et du Développement (BMZ), avec le cofinancement de l'Union européenne (UE), et le soutien de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH à travers le Projet ProFERE II.

Abidjan - Côte d'Ivoire
Juin 2025