



Société Tunisienne
de l'Electricité et du Gaz

RÉFÉRENTIEL TECHNIQUE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE NATIONAL BASSE TENSION



Juillet 2026

AVANT PROPOS

Le présent document a été réalisé dans le cadre des travaux de mise à jour du référentiel technique BT par les représentants de la Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG),

Ce document définit les exigences techniques minimales à prévoir lors de la conception, la réalisation et la maintenance des centrales photovoltaïques (CPV), raccordées au réseau électrique national de distribution et il est destiné aux services techniques de la STEG, aux installateurs et/ou tout intervenant concerné.

Les exigences techniques définies dans le présent document ont pour objectif principal :

- Assurer une performance énergétique acceptable de la centrale photovoltaïque ;
- Adapter la centrale aux exigences techniques de raccordement au réseau électrique national basse tension ;
- Prévoir des moyens nécessaires à la pérennité de la centrale photovoltaïque en la protégeant contre les effets climatiques et les intempéries ;
- Définir des caractéristiques techniques minimales du matériel composant l'installation photovoltaïque ;
- Préciser la maintenance et les conditions d'intervention sur une installation photovoltaïque ;
- Assurer la sécurité des personnes et du matériel.

Ce référentiel technique intègre également les exigences nécessaires à l'incorporation facultative de systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS), dans le but d'améliorer l'efficacité et l'autoconsommation solaire.

SOMMAIRE FIGURES :	8
SOMMAIRE TABLEAUX :	10
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	11
RÉFÉRENCES RÉGLEMENTAIRES.....	13
SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	14
ABRÉVIATIONS.....	16
DÉFINITIONS.....	19
I. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	21
1.1- Introduction.....	22
1.2- Mise en œuvre du générateur photovoltaïque	22
1.2.1- LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	22
II. STRUCTURE PORTEUSE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	26
2.1- Châssis du générateur photovoltaïque.....	27
2.2- Implantation d'une CPV Sur toit terrasse	28
2.2.1- Châssis lesté :	28
2.2.2- Châssis ancré :	28
2.2.3- Préservation de l'étanchéité de la toiture	29
2.3- Implantation au sol.....	29
2.4- Fixation des modules au châssis.....	29
2.5- Protection du générateur contre les ombrages	30
2.5.1- Ombrage lointain	30
2.5.2- Ombrage de proximité.....	30
2.6- Protection du générateur photovoltaïque contre les charges dues aux vents	32
2.6.1- Choix de l'emplacement du générateur photovoltaïque sur le toit	32
2.6.2- Équilibre de la CPV aux charges dues aux vents	32
2.7- Normes de référence pour le calcul de surcharge	33
2.8- Protection de la structure porteuses contre les surcharges statiques	33

2.9- Différents types de charges d'exploitation.....	33
2.9.1- Les charges d'exploitations concentrées :	33
2.9.2- Les charges d'exploitation uniformément réparties.....	33
2.9.3- Classification des toitures de bâtiments :	33
2.9.4- Charge d'exploitation par catégorie de toiture	34
 III. ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE ET RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE	
BASSE TENSION	35
 3.1- Introduction.....	36
 3.2- Configuration du réseau de distribution basse tension public.....	36
3.2.1- Limite en puissance des centrales photovoltaïques raccordées au réseau Basse Tension .	37
3.2.2- Comptage bidirectionnel en basse tension	37
 3.3- Fonctionnement en présence d'un groupeélectrogène	38
 3.4- Onduleurs photovoltaïques	38
3.4.1- Introduction :	38
3.4.2- Normes de référence	38
3.4.3- Fonctionnalités de l'onduleur	39
3.4.4- Protection de découplage de l'onduleur	40
3.4.5- Contrôle de l'isolement de la partie continue de l'installation	40
3.4.6- Isolation galvanique dans les onduleurs.....	40
 3.5- Choix de l'emplacement de l'onduleur.....	41
 3.6- Dimensionnement des onduleurs	42
3.6.1- En fonction de la tension	42
3.6.2- En fonction du courant	43
3.6.3- En fonction du courant pour les panneaux Bifaciaux	44
3.6.4- En fonction de la puissance	45
 3.7- Rendement des onduleurs	45
3.7.1- Rendement maximal.....	45
3.7.2- Rendement européen.....	45
 3.8- Critères d'acceptation des onduleurs par la STEG	45
3.8.1- Caractéristiques techniques minimales exigées :	46
 3.9- Autres critères techniques recommandées	47
 3.10- Conditions de raccordement de l'unité de production au réseauélectrique basse tension..	47
 IV. SYSTEME DE CONVERSION DE PUISSANCE (PCS)	50
 4.1- Introduction.....	51
 4.2- CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES	51
4.2.1- Configurations possibles.....	51

4.2.2-	Fonctionnalités des PCS	52
4.2.3-	Protection de Découplage des PCS.....	53
4.2.4-	Contrôle Permanent de l'Isolement (CPI) de la Partie Continue de l'Installation	54
4.2.5-	Isolation Galvanique dans les PCS	54
4.3-	Dimensionnement des PCS	54
4.3.1-	Type de système	54
4.3.2-	Compatibilité en tension, en courant et en puissance du régulateur DC/DC MPPT (si présent) 55	55
4.3.3-	Rendement des PCS.....	55
4.3.4-	Compatibilité en tension, en courant et en puissance avec la batterie	55
	Conclusion	57
4.4-	CRITÈRES D'ACCEPTATION DES PCS PAR LA STEG	59
4.4.1-	Exigences Générales de Conformité et de Certification	59
4.4.2-	Caractéristiques Techniques Minimales Exigées	61
4.4.3-	Composition du Dossier de Demande d'Acceptabilité	62
4.5-	Mise en oeuvre	63
V.	BATTERIE DE STOCKAGE	64
5.1-	INTRODUCTION.....	65
5.2-	CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES	65
5.2.1-	Normes de référence.....	65
5.2.2-	Modes de fonctionnement	65
5.2.3-	Différentes technologies des BESS	67
5.2.4-	Caractéristiques électriques	68
5.2.5-	Fonctionnalités	69
5.3-	Critères de dimensionnement du bess	69
5.3.1-	Évaluation des besoins énergétiques du site.....	70
5.3.2-	Détermination du rôle de la batterie de stockage.....	70
5.3.3-	Paramètres pour le dimensionnement de la capacité de stockage.....	71
5.3.4-	Calcul de la capacité de stockage :	72
5.4-	Protections	73
5.4.1-	Protection anti-île	73
5.4.2-	Protection contre les surintensités.....	73
5.4.3-	BMS.....	73
5.4.4-	Autres protections	74
5.5-	Critères d'acceptation des batteries par la steg	75
5.6-	Autres critères recommandés	76
5.7-	Mise en œuvre.....	76
5.7.1-	Installation en coffret ou armoire.....	76
5.7.2-	Installation hors local de batterie	77

5.7.3-	Installation en local de batterie	77
5.7.4-	Rack de subjection	78
VI.	CABLAGE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	79
6.1-	Introduction.....	80
6.2-	Câblage de la partie courant continu (dc).....	80
6.2.1-	Dispositions générales	80
6.2.2-	Caractéristiques techniques des câbles de la partie DC	82
6.2.3-	Usage et caractéristiques techniques des connecteurs.....	84
6.2.4-	Mise en œuvre des boîtes de jonction	85
6.2.5-	Caractéristique techniques des Boîtes et des coffrets	87
6.2.6-	Protection contre les courants inverses des modules PV par fusibles	88
6.2.7-	Répartiteur de mise en parallèle des chaînes :.....	89
6.2.8-	L'interrupteur-sectionneur courant continu de l'ensemble de génération PV	90
6.2.9-	Protection des batteries par fusibles	90
6.2.10-	L'interrupteur-sectionneur courant continu de l'ensemble de la batterie	91
6.2.11-	Parafoudre DC	91
6.2.12-	Sections des câbles de la partie DC	94
6.2.13-	Chute de tension dans la partie courant continu	97
6.2.14-	Chute de tension pour les modules bifaciaux.....	98
6.3-	Câblage de la partie courant alternatif (ac)	98
6.3.1-	Coffret AC	98
6.3.2-	Coupure et protection différentielle :.....	102
6.3.3-	Protection contre les surtensions par parafoudre :.....	103
6.3.4-	Choix de la section des câbles de la partie AC	108
6.4-	Mise à la terre et circuit d'équipotentialité.....	110
6.4.1-	La liaison équipotentielle des masses d'une centrale photovoltaïque.....	110
6.4.2-	Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la CPV	114
6.4.3-	Valeur de la résistance de la prise de terre	115
VII.	ÉTIQUETAGE ET SIGNALISATION.....	116
7.1-	Identification des équipements installés.....	117
7.2-	Étiquetage	117
7.3-	Étiquetage sur la partie AC.....	117
7.4-	Étiquetage sur la partie DC.....	118
7.5-	Étiquetage sur l'onduleur.....	118
7.6-	Étiquetage de la batterie.....	119
VIII.	VERIFICATIONS ET ESSAIS D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.....	121

8.1-	INTRODUCTION.....	122
8.2-	Examen d'une centrale photovoltaïque	122
8.3-	Essais et mesures	123
8.3.1-	Mesure de la résistance de terre	123
8.3.2-	Essai de continuité du circuit de mise à la terre	123
8.3.3-	Mesure de polarité et de la tension à vide (VOC)	123
8.3.4-	Mesure du courant Icc et/ou de service	124
8.3.5-	Mesure de l'isolement du circuit courant continu :.....	124
8.3.6-	Essai fonctionnel des appareils de sectionnement, de coupure et de commande	124
8.3.7-	- Essai de la protection de découplage de l'onduleur	124
8.3.8-	Rapport des essais	125
8.4-	Essais et mesures de l'ensemble batterie et pcs.....	125
8.4.1-	Vérifications préalables au commissioning (à froid).....	125
8.4.2-	Vérifications pendant le commissioning (mise en service à chaud)	126
8.4.3-	Autres essais complémentaires	126
IX.	MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.....	128
9.1-	Introduction.....	129
9.2-	Maintenance d'une centrale photovoltaïque	129
9.2.1-	Type de maintenance et périodicité	129
9.2.2-	Actions de maintenance	130
9.3-	Maintenance de l'ensemble batteries et PCS	131
9.3.1-	Maintenance Hors Tension	131
9.3.2-	Maintenance Sous Tension	131
9.4-	Sécurité de l'intervention sur une centrale photovoltaïque	132
9.4.1-	Risque du courant continu.....	132
9.4.2-	Habilitation du personnel	132
9.5-	ÉTAPES DE CONSIGNATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	133
X.	ANNEXE 1. DETERMINATION DES POIDS DES BALLASTS	134
10.1-	Norme de référence :	135
10.2-	Dispositions générales :	135
10.3-	Vitesse de référence	135
10.3.1-	3Valeur de base de la vitesse de référence « vb,0 »	135
10.3.2-	Vitesse de référence du vent « vb »	135
10.3.3-	Vitesse moyenne du vent « vm »	135
10.3.4-	Catégories de terrain	136
10.4-	Pression dynamique de pointe qp(z)	136

10.5- Forces exercés par le vent.....	137
10.5.1- Équilibre d'une CPV sollicitée par les forces de vent.....	137
10.5.2- Équilibre au Soulèvement.....	138
10.5.3- Équilibre au Glissement.....	138

XI. ANNEXE 2. TRAJECTOIRE DU SOLEIL ET OMBRAGE.....	140
--	------------

SOMMAIRE FIGURES :

Figure 1: schéma de raccordement d'une CPV au réseau électrique public	11
Figure 2: schéma de principe d'une CPV raccordée au Réseau Basse Tension (avec onduleurs de chaines)	14
Figure 3: schéma de principe d'une CPV raccordée au Réseau Basse Tension avec BESS	15
Figure 4: Courbe tension- courant d'un module photovoltaïque	24
Figure 5: impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque	24
Figure 6: Châssis lestés sur une toiture	28
Figure 7: châssis ancré sur une toiture.....	29
Figure 8: distance de retrait par rapport à un obstacle (acrotère, murette, etc.).....	31
Figure 9: distance entraxe de deux rangées de modules.....	32
Figure 10: Schéma de liaison à la terre TT.....	36
Figure 11: schéma d'un compteur bidirectionnel pour CPV	38
Figure 12: Courbe LVRT	48
Figure 13: Configurations possibles avec PCS (I).....	52
Figure 14: Configurations possibles avec PCS (II).....	52
Figure 15: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les heures de jour	66
Figure 16: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les heures nocturnes.....	66
Figure 17: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les coupures de réseau	67
Figure 18: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV en mode SAI	67
Figure 19: Composantes de la connexion DC des modules photovoltaïques	81
Figure 20: Composantes de la connexion DC de la batterie	82
Figure 21: Connecteur DC mâle-femelle	84
Figure 22: schéma unifilaire d'une boîte de jonction à 4 chaines.....	85
Figure 23: exemple de schéma unifilaire d'un coffret DC	87
Figure 24: exemple de schéma unifilaire du coffret DC de batteries.....	87
Figure 25: Chute de tension dans les conducteurs CC	98

Figure 26: exemple de schéma unifilaire d'un coffret AC dans un système PV sans stockage.....	99
Figure 27: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur de batterie avec contrôle de commutation externe.....	99
Figure 28: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur de batterie avec contrôle de commutation interne.....	100
Figure 29: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur hybride avec contrôle de commutation externe.....	100
Figure 30: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur hybride avec contrôle de commutation interne pour les consommations critiques.....	101
Figure 31: Protection différentielle	102
Figure 32: Installation des SPD pour une distance inférieure à 10m	107
Figure 33: Installation des SPD pour une distance inférieure à 10m	108
Figure 34: Chute de tension dans les conducteurs CA	109
Figure 35: différentes techniques de mise à la terre des modules dans une IPV (Extrait de l'UTE 15-712-1).....	111
Figure 36: Connexion entre les châssis des modules et la structure de support.....	111
Figure 37: Erreurs courantes dans le câblage des séries photovoltaïques	112
Figure 38: Rondelles bimétal	113
Figure 39: Rondelle crantée	113
Figure 40: cheminement côte à côte des câbles.....	113
Figure 41: modèle d'étiquette pour l'identification des équipements	117
Figure 42: Étiquetage AC	118
Figure 43: Étiquetage câbles CC	118
Figure 44: Étiquetage Danger Électrique.....	118
Figure 45: Étiquetage de l'onduleur	119
Figure 46: Étiquetage de la batterie	120
Figure 47: mesure de la continuité de la mise à la terre.....	123
Figure 48: Essai de polarité et tension à vide.....	123
Figure 49: essai de courant de court-circuit et/ou de service	124
Figure 50: Carte de vitesses de référence	135
Figure 51 : Représentation du coefficient d'exposition $c_e(z)$ pour $c_o = 1,0$ et $k_l = 1,0$	137
Figure 52: Schéma de forces au point 2	137
Figure 53: Schéma de forces au point 1	138
Figure 54: Équilibre au soulèvement.....	138
Figure 55: Équilibre au glissement	139
Figure 56: Hauteur solaire et azimut.....	141
Figure 57: Trajectoire du soleil au centre de la Tunisie/Kairouan (Données http://www.sunearthtools.com)	142

SOMMAIRE TABLEAUX :

Tableau 1: Le classement des toitures dépend de leurs accessibilités	33
Tableau 2: charges d'exploitation des toitures (données à titre indicatif)	34
Tableau 3: tableau récapitulatif des puissances maximales admises pour les CPV.....	37
Tableau 4: Facteurs de surintensité typiques au démarrage	59
Tableau 5: Tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque	92
Tableau 6: Courants admissibles des câbles de chaînes PV	95
Tableau 7: Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés.....	96
Tableau 8: In du parafoudre en fonction du risque	105
Tableau 9: Valeur de δ	105
Tableau 10: UP du parafoudre complémentaire pour distances > 30m	106
Tableau 11: Section du conducteur de mise à la terre.....	114
Tableau 12 : tension d'essai d'isolement et valeur limite de résistance.....	124
Tableau 13: Catégories de terrain	136
Tableau 14: Trajectoire du soleil et ombrage	143

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La réalisation d'une centrale photovoltaïque (CPV) a pour objectif la production de l'énergie électrique par effet photo-électrique. L'énergie électrique, ainsi produite, est destinée à être consommée par le producteur ou, à défaut, injectée partiellement ou totalement sur le réseau électrique national.

Optionnellement, ces installations peuvent disposer d'un système de stockage d'énergie (BESS) qui permet d'optimiser la gestion de l'énergie pour augmenter l'autoconsommation et éventuellement comme support en cas de perte d'alimentation du réseau.

Conformément au cadre réglementaire en vigueur, les CPV en régime d'autoconsommation sont raccordées, au réseau électrique, au même point de raccordement que les installations électriques du producteur en basse tension, de production au distributeur national d'énergie électrique (STEG).

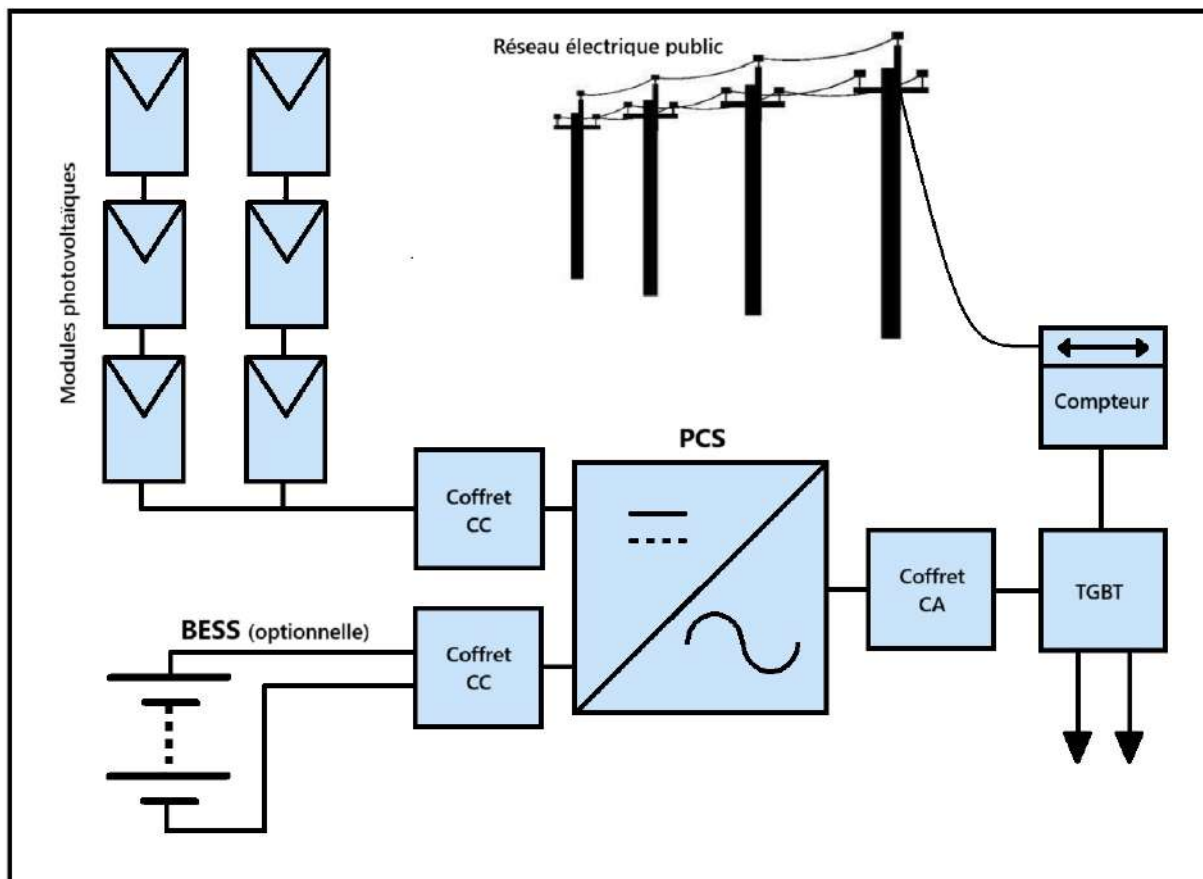


Figure 1: schéma de raccordement d'une CPV au réseau électrique public

Le dimensionnement de la centrale photovoltaïque est établi sur la base des critères principaux suivants :

- L'espace maximal disponible et exploitable ;

- L'historique, ou l'estimation de la consommation électrique annuelle du futur producteur ;
- La puissance souscrite du client ;
- Le budget du futur producteur, etc.
- La capacité d'accueil du réseau.

Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique basse tension est constituée des équipements de base suivants :

- Un ensemble de modules photovoltaïques ;
- Des coffrets et éventuellement des boîtes de jonction et de raccordement faisant l'interconnexion entre les différentes chaînes et groupes photovoltaïques ;
- Des câbles courant continu et courant alternatif ;
- Des organes de sectionnement, de coupure et de protection des côtés AC et DC ;
- Un ou plusieurs onduleurs photovoltaïques (onduleurs de chaînes ou micro-onduleurs) ;
- Des compteurs de l'énergie électrique produite (intégré à l'onduleur) et de l'énergie injectée au réseau.

Si l'installation comprend également un système BESS, les équipements suivants devront être ajoutés :

- Une ou plusieurs batteries de stockage d'énergie électro-chimique, généralement de la technologie lithium-ion ou plomb-acide ou autre ;
- Un ou plusieurs onduleurs de batterie, pour convertir le courant continu de la batterie en un courant alternatif de sortie pour l'injection dans le réseau de consommation. Ces onduleurs peuvent aussi être du type hybride, lesquels intègrent aussi les fonctions des onduleurs photovoltaïques ;
- Des organes de sectionnement, de coupure et de protection de la sortie DC des batteries ;
- Système de contrôle et gestion de la BESS et de la fonction backup de l'onduleur de batterie, qui aide à maintenir la tension, la température et le courant appropriés et la gestion optimale de la charge et décharge de la batterie ;
- Système de climatisation et anti-incendie, pour assurer que le BESS ne soit pas endommagé en raison de températures excessives ou même d'incendies ;
- Optionnellement, mais fortement recommandé, un système de surveillance permettant le stockage des données et des paramètres de fonctionnement du système, ainsi que leur consultation locale et/ou à distance.

La réalisation d'une nouvelle CPV nécessite la mise en œuvre d'équipements et appareils neufs, en bon état et ne portant aucun signe de détérioration. L'implantation des composantes de la CPV doit être accomplie de la façon la plus regroupée possible.

RÉFÉRENCES RÉGLEMENTAIRES

- La loi n° 2015-12 du 11 mai 2015, relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables ;
- Le décret n° 64-9 du 17 janvier 1964, portant approbation du cahier des charges, relatif à la fourniture de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République ;
- Le Décret gouvernemental n° 2016-1123 du 24 août 2016, fixant les conditions et les modalités de réalisation des projets de production et de vente d'électricité à partir des énergies renouvelables ;
- Arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 9 février 2017, portant approbation du cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau basse tension.

SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau pour l'autoconsommation se divisent en deux grands types, selon qu'ils intègrent ou non un système BESS.

Le schéma de principe générique de chacune de ces typologies présente des caractéristiques spécifiques et différenciées à prendre en compte :

a) CPV raccordée au réseau interne Basse Tension sans stockage

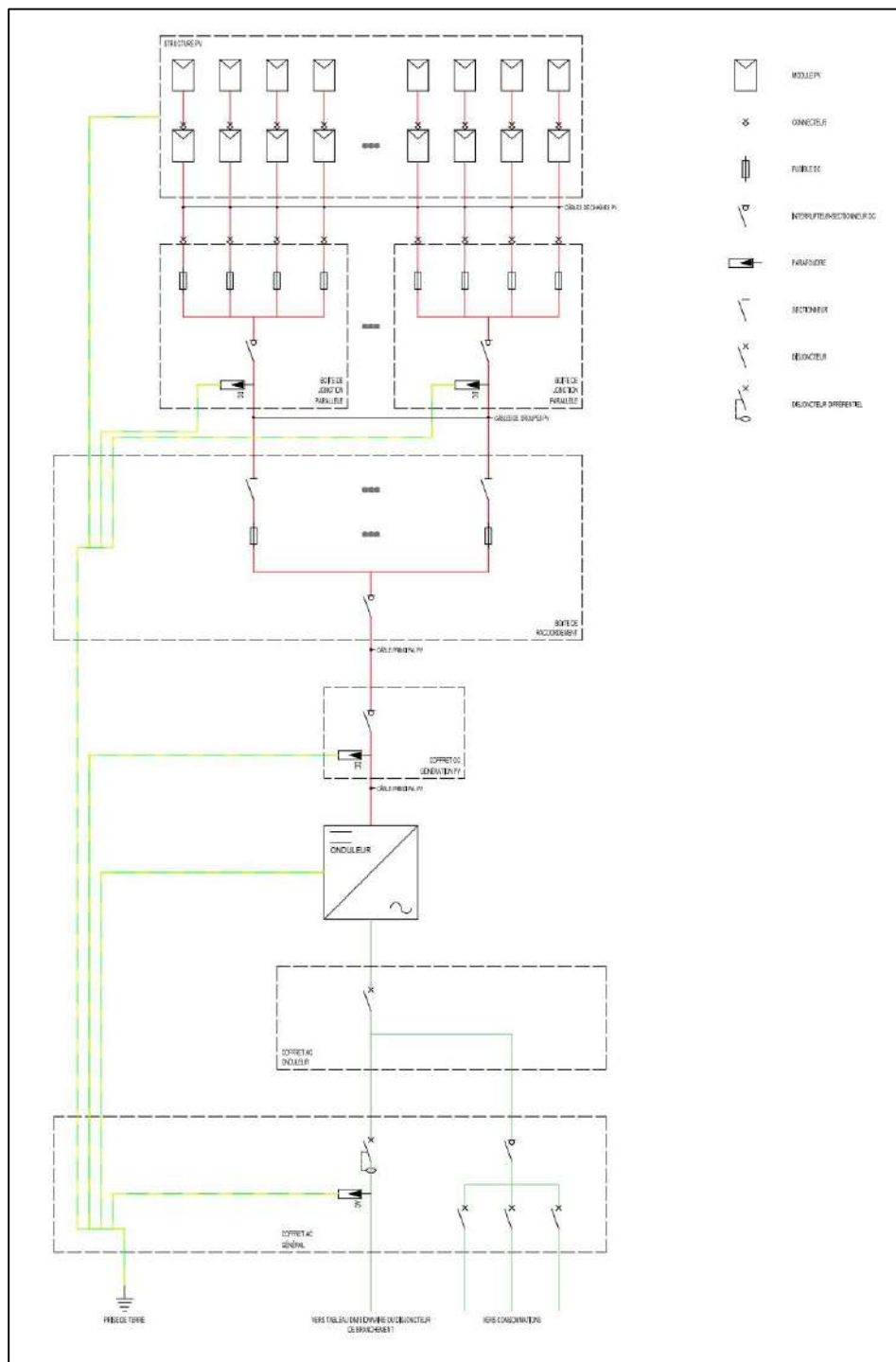


Figure 2: schéma de principe d'une CPV raccordée au Réseau Basse Tension (avec onduleurs de chaînes)

b) CPV raccordée au réseau interne en Basse Tension avec stockage

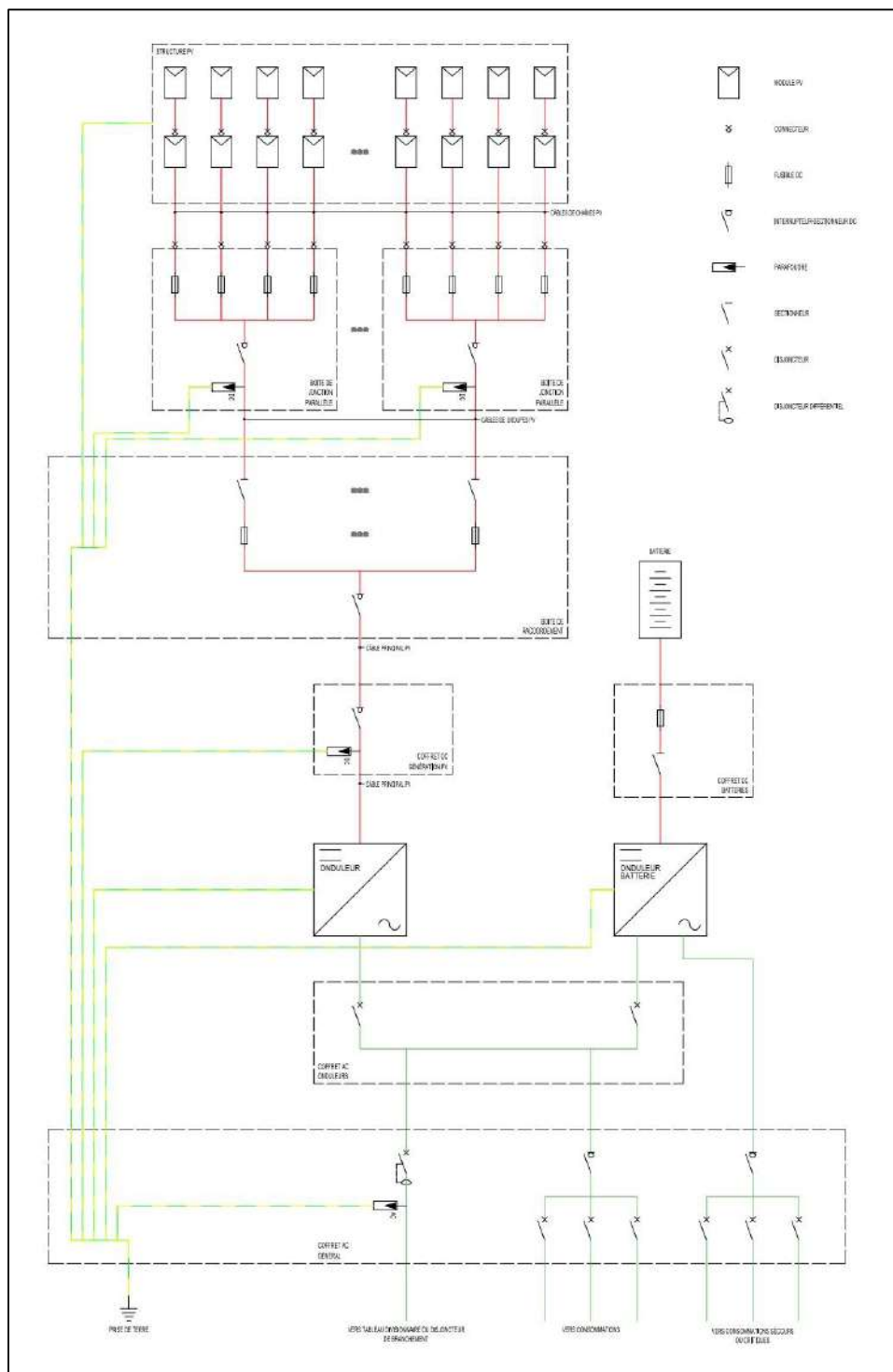


Figure 3: schéma de principe d'une CPV raccordée au Réseau Basse Tension avec BESS

ABRÉVIATIONS

AC ou CA	Alternative Current (Courant alternatif)
AGM	Absorbent Glass Mat (Batterie au plomb avec séparateur en fibre de verre absorbante)
BESS	Battery Energy Storage System (Système de Stockage d'Énergie par Batterie)
BMS	Battery Management System (Système de gestion de batterie)
BNPI	Bifacial Nameplate Irradiance (Irradiance nominale bifaciale)
BT	Basse Tension
CAN	Controller Area Network (Réseau de Contrôle en Boucle Locale)
CC ou DC	Courant Continu (Direct Current)
IEC ou CEI	International Electrotechnique Commission (Commission Électrotechnique Internationale)
CEM	Compatibilité Électromagnétique
CPI	Contrôle Permanent de l'Isolément
CPV	Centrale Photovoltaïque
DC ou CC	Direct Current (Courant Continu)
DDR	Dispositifs Différentiels à courant Résiduel
DoD	Depth of Discharge (Profondeur de Décharge)
EN	European Norm (Norme Européenne)
EPDM	Ethylene Propylene Diene Monomer (Caoutchouc en éthylène-propylène-diène monomère)
HTA	Haute Tension A (Typiquement entre 1kV et 50kV)
ICC ou ISC	Short-Circuit Current (Courant de Court-Circuit)
IK	Indice de résistance aux chocs mécaniques
IMPP	Current at Maximum Power Point (Courant au Point de Puissance Maximale)
IP	Indice de Protection (contre les solides et les liquides – Ex : IP65)
IRL	Isolant Rigide Lisse
IRO	Isolant Rigide Ordinaire
ISO	International Organization for Standardization (Organisation

	internationale de normalisation)
KVA	Kilovolt-ampere (Kilovoltampère)
KW	Kilowatt
KWc	Kilowatt-crête
KWh	Kilowatt-hour (Kilowattheure)
LBT	Ligne Basse Tension
Li-ion	Lithium-Ion
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Recherche du Point de Puissance Maximum)
NF	Norme Française
NFC	Norme Française de la série C
NT	Norme Tunisienne
OPzV	Batterie au plomb stationnaire régulée par soupape, à électrolyte gélifié
PCS	Power Conversion System (Système de Conversion d'Énergie)
PMPP ou PPPM	Peak Maximum Power Point (Point de Puissance de Pointe Maximale)
PV	Photovoltaic (Photovoltaïque)
PVC	Polychlorure de vinyle
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Système de contrôle et d'acquisition de données)
SLD	Single Line Diagram (Schéma Unifilaire)
SOH	State of Health (État de santé d'une batterie)
SPD	Surge Protection Device (Parafoudre)
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
TGBT	Tableau Général de Basse Tension
THD	Total Harmonic Distortion (Distorsion Harmonique Totale)
TT	Terre-Terre (Schéma de liaison à la terre TT)
UE	Union Européenne
UL	Underwriters Laboratories (Organisme de certification américain)
UPS ou SAI	Uninterruptible Power Supply (Alimentation sans interruption)
UTE	Union Technique de l'Électricité

UV		Ultraviolet
VCO VOC	ou	Voltage Open Circuit (Tension à Vide)
VDE		Verband der Elektrotechnik (Association Allemande de l'Électrotechnique)
VDE-AR		VDE Application Rule (Règle d'application VDE)
VFR		Voltage Frequency Ride-through (Maintien en tension/fréquence)
VMPP		Voltage at Maximum Power Point (Tension au Point de Puissance Maximale)

DÉFINITIONS

Basse tension (BT) :*Réseau électrique dont la tension est inférieure ou égale à 1000 V en courant alternatif ou 1500 V en courant continu.*

Batterie lithium (Li-ion ou LFP) :*Type de batterie rechargeable à haute densité énergétique et longue durée de vie, nécessitant peu de maintenance.*

Batterie plomb-acide (VRLA ou OPzV) :*Technologie de batterie plus économique mais plus encombrante et nécessitant davantage de maintenance.*

BMS (Battery Management System) :*Système électronique assurant la surveillance, la protection et l'équilibrage des cellules des batteries, principalement dans les technologies lithium.*

Branchement STEG :*Point de raccordement d'une installation au réseau électrique national, propriété de la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz.*

CEI / VDE / NFC / UTE :*Organismes et normes internationales (CEI), allemandes (VDE), françaises (NFC/UTE) utilisées comme références techniques.*

Cellule photovoltaïque :*Composant de base d'un module photovoltaïque, qui convertit directement la lumière solaire en électricité par effet photovoltaïque.*

Centrale photovoltaïque :*Installation de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, incluant les modules, onduleurs, protections et raccordement au réseau.*

Chaîne photovoltaïque :*Assemblage en série de plusieurs modules photovoltaïques.*

Côté DC / Côté AC :*Le « côté DC » désigne l'ensemble des circuits en courant continu avant conversion (modules photovoltaïques, coffrets de protection DC, câblage DC, etc.). Le « côté AC » désigne l'ensemble des circuits en courant alternatif après conversion (onduleurs, tableaux AC, équipements raccordés, etc.).*

Effet de papillotement ou Flicker :*Variation de la luminosité perçue due à des variations de tension dans le réseau, causées par des appels de puissance intermittents.*

Eurocodes :*Normes européennes de dimensionnement des structures de bâtiment et de génie civil.*

Groupe photovoltaïque :*Sous-ensemble cohérent d'un générateur photovoltaïque, généralement associé à un onduleur dédié.*

Générateur photovoltaïque :*Ensemble des modules photovoltaïques formant l'élément de production principale d'une installation solaire.*

Injection réseau :*Transfert de l'énergie excédentaire vers le réseau électrique public.*

Installateur photovoltaïque :*Professionnel qualifié pour la conception, l'installation, la mise en service et la maintenance des systèmes photovoltaïques.*

ISC (Courant de court-circuit) :*Courant maximal généré par un module en court-circuit, utilisé pour le dimensionnement des protections.*

Matériel électrique de classe de protection II :*Matériel comportant une isolation renforcée ou double entre les parties actives et accessibles, sans mise à la terre nécessaire.*

Mode backup :Fonctionnement autonome d'un système en cas de coupure du réseau, alimentant les charges critiques via la batterie ou le générateur PV.

Module photovoltaïque :Ensemble de cellules photovoltaïques encapsulées et connectées électriquement, formant l'unité de base des installations solaires.

MPPT (Maximum Power Point Tracking):Fonction permettant d'extraire la puissance maximale du générateur photovoltaïque.

Onduleur de batterie :Convertisseur de puissance qui assure la charge et la décharge d'une batterie, convertissant le courant continu de la batterie en courant alternatif.

Onduleur hybride :Appareil combinant les fonctions d'onduleur solaire et d'onduleur de batterie, permettant le fonctionnement en mode réseau, hors réseau ou backup.

PCS (Power Conversion System) :Système de conversion de puissance incluant l'onduleur, les interfaces de contrôle, et les protections nécessaires pour l'intégration des batteries au réseau électrique.

Point de raccordement du producteur :Point physique où l'installation photovoltaïque est connectée au réseau de la STEG.

Producteur :Personne physique ou morale responsable de la production d'électricité à partir d'une installation photovoltaïque.

Puissance souscrite :Puissance maximale demandée par l'utilisateur et contractualisée avec la STEG.

Structure porteuse :Élément mécanique destiné à supporter les modules photovoltaïques et à les maintenir dans leur orientation optimale.

Surintensité :Dépassement du courant nominal admissible, nécessitant des protections.

Surtension :Excès de tension temporaire ou permanent, nécessitant des dispositifs de protection.

Système de stockage d'énergie par batterie (BESS) :Installation composée d'unités de batteries, d'un onduleur de batterie ou hybride, d'un système de gestion de batterie (BMS), de protections électriques et d'un système de supervision.

Taux d'autoconsommation :Part de l'énergie produite par l'installation consommée directement sur place.

Taux d'autoproduction :Part de la consommation totale couverte par la production photovoltaïque propre.

VMPP / IMPP :Valeurs de tension (VMPP) et de courant (IMPP) correspondant au point de puissance maximale d'un module.

VOC (Voltage Open Circuit) :Tension à vide d'un module, utilisée dans le dimensionnement électrique.

Îlotage :Capacité d'un système à fonctionner en autonomie en cas de défaillance du réseau, en isolant une partie du réseau (mode hors-réseau).



Chapitre I

I. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

1.1- INTRODUCTION

Le générateur photovoltaïque est l'ensemble des modules photovoltaïques interconnectés en série, et éventuellement en parallèle, pour atteindre la tension et le courant dimensionnés suivant les caractéristiques et les limites techniques des onduleurs photovoltaïques en aval.

La puissance du générateur photovoltaïque est la somme des puissances unitaires de tous les modules photovoltaïques installés, cette puissance est exprimée en Kilo Watt crête (kW_c).

1.2- MISE EN ŒUVRE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

1.2.1- LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

1.2.1.1 Normes de référence

- CEI 61 730 : qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)
- CEI 61 215 : Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre- Qualification de la conception et homologation ; pour les modules cristallins
- CEI 61215-1-3 : Modules photovoltaïques (PV) en couches minces à usage terrestre- Qualification de la conception et homologation ; pour les modules couche mince
- CEI 60 904-3 : Dispositifs photovoltaïques - Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence
- EN 62790 : Boîtes de connexion pour module photovoltaïque

NB : Tous les modules photovoltaïques d'une CPV doivent être homologués par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME).

1.2.1.2 Différentes technologies des modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques, généralement utilisés, appartiennent à trois familles principales :

Les modules monocristallins : constitués de cellules de cristaux de silicium encapsulées dans une enveloppe plastique.

Les modules poly cristallins (ou multi cristallins) : constitués de cellules de poly cristaux de silicium encapsulé. Ces poly cristaux sont obtenus par fusion des rebuts du silicium de qualité électronique.

Les modules amorphes : les panneaux « étalés » sont réalisés avec du silicium amorphe au fort pouvoir énergisant et présentés en bandes souples permettant une parfaite intégration architecturale.

Le panneau hybride à air (ou aérovoltaïque)

Ce système combine les technologies photovoltaïques et thermiques pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. La face externe des panneaux utilise le rayonnement solaire pour générer de l'électricité, tandis que la face interne récupère la chaleur du soleil pour produire une source de chauffage. Le système de ventilation intégré permet ensuite de diffuser l'air chaud dans le logement.

Les panneaux solaires organiques

Ce sont des dispositifs photovoltaïques qui convertissent la lumière du soleil en électricité en utilisant des molécules organiques comme semi-conducteurs (carbone, azote...) à la place du silicium cristallin traditionnel.

Les panneaux solaires bifaciaux et bi-verre

Contrairement à un module classique, un panneau solaire bifacial est composé de cellules photovoltaïques sur ses deux faces ce qui lui permet de capter la lumière solaire des deux côtés, et ainsi de générer de l'électricité de manière plus efficace. La face arrière du panneau peut également capter la lumière réfléchiée par le sol ou d'autres surfaces.

Les panneaux solaires en pérovskite

Ces modules sont composés de couches minces de matériaux à base de pérovskite, une structure cristalline particulière. Ces matériaux sont généralement déposés sur un substrat tel que le verre ou un matériau flexible.

1.2.1.3 *Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques :*

Les caractéristiques électriques sont données par le fabricant du module, et sont déterminées dans des conditions d'essais standards définies par la norme CEI 60904-3.

1) Conditions d'essais standards (Standard Test conditions)

Les trois conditions de test Standard sont :

- Irradiation : 1 000 W/m² ;
- Température de cellule : 25 °C ;
- Coefficient Air Masse : 1.5 (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale).

2) Paramètres électriques

Tout module photovoltaïque est caractérisé par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre ce dernier. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe :

V_{CO} : (V_{OC}) tension à vide : Cette valeur représente la tension générée par un module éclairé non raccordé.

I_{CC} : (I_{SC}) courant de court-circuit: Cette valeur représente le courant généré par un module éclairé dont les bornes sont court-circuitées.

P_{PPM} : (P_{MPP}) point de puissance maximale : obtenu pour une tension et un courant optimal V_{MPP} , I_{MPP} .

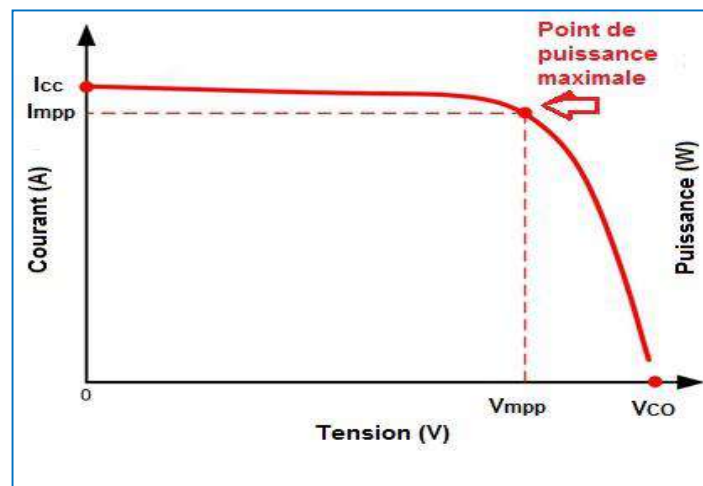


Figure 4: Courbe tension- courant d'un module photovoltaïque

Les paramètres électriques des modules seront utilisés comme base pour le dimensionnement de l'onduleur, des câbles, des dispositifs de protection, etc.

1.2.1.4 Inclinaison et orientation des modules photovoltaïques :

Dans une chaîne photovoltaïque et afin de limiter les pertes d'appariement, les modules photovoltaïques interconnectés doivent être identiques (même marque, type,

INCLINAISON ORIENTATION	INCLINAISON			
	0°	30°	60°	90°
Est	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	0,93	0,90	0,78	0,55

puissance, année de fabrication, etc.) et avoir la même inclinaison et orientation.

Pour assurer une production optimale d'un champ photovoltaïque sur toute l'année, il est **recommandé** d'orienter les modules photovoltaïques vers le plein Sud (Azimut 0°) et de les incliner par rapport à l'horizontale de 30°.

Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptée doivent être justifiées dans le dossier technique de l'installation dans le cas d'une grande déviation par rapport à l'optimale.

Sauf indication contraire du fabricant du module photovoltaïque :

- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en portrait et en paysage
- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en position inverse (Boîte de jonction en bas).

Ombrage de l'installation photovoltaïque

En cas de présence d'un ombrage jugé permanent, un engagement signé par le client doit accompagner le dossier technique.



Chapitre II

II. STRUCTURE PORTEUSE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

2.1- CHASSIS DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le châssis du générateur photovoltaïque est généralement métallique. Ce choix de matériau est justifié par des contraintes telles que :

- Résistance mécanique (vent) ;
- Tenue aux effets des intempéries (corrosions, etc.) ;
- Conductivité thermique ;
- Facilité d'assemblage ;
- Poids, etc.

L'utilisation combinée de différents matériaux (aluminium et acier galvanisé par exemple) peut provoquer une corrosion par contact. Cette corrosion peut être évitée si l'aluminium est anodisé ou en utilisant des couches de séparation en acier inoxydable, en aluminium anodisé ou en matière plastique adaptée.

Au cours de la mise en œuvre de la centrale photovoltaïque, les cadres des modules en aluminium anodisés ne doivent pas être percés ou retravaillés sur site.

La conception et la mise en œuvre de la structure porteuse des modules doit respecter les normes appliquées au niveau des constructions des maisons ou bâtiments et doit respecter les recommandations suivantes :

- La structure doit résister, avec les modules installés, aux surcharges du vent à une vitesse maximale de 120 Km/het à la neige, en accord avec les normes techniques de la construction ;
- La conception et la construction de la structure et le système de lestage, ou ancrage, du châssis du générateur photovoltaïque, permettront les dilatations thermiques nécessaires, sans charges de transmission qui peuvent affecter l'intégrité des modules, selon les indications du fabricant ;
- La structure supportant les modules doit être, sans s'y limiter, en aluminium (anodisé de préférence) ou en acier galvanisé à chaud suivant l'ISO 1461:2009 (Revêtements par galvanisation à chaud sur produits finis en fonte et en acier -- Spécifications et méthodes d'essai) ;
- Les boulons, les rondelles et écrous seront de dimension adéquate en acier galvanisé ou inox ;
- Les éléments de fixation des modules et leurs propres structures ne doivent pas créer des zones d'ombre sur les modules photovoltaïques.

Ces exigences doivent être vérifiées et validées par un bureau du contrôle agréé par les autorités compétentes sous forme d'un certificat. L'installateur est responsable du dit certificat.

Chaque IPV doit être muni par sa propre structure : Le **partage de la même structure** par deux installations photovoltaïques de références différentes est **interdit**.

Dans le cas de présence de **plusieurs installations photovoltaïques simultanément accessible** dans le même emplacement, une identification et séparation de chaque installation PV est obligatoire et une liaison équipotentielle doit être établie.

2.2- IMPLANTATION D'UNE CPV SUR TOIT TERRASSE

Le choix du mode de fixation dépend des caractéristiques statiques du toit. Si le toit peut supporter une charge supplémentaire le châssis du générateur photovoltaïque peut être installé indépendamment (procédé à ballast). Sinon il devra être fixé aux parties porteuses du bâtiment (par ancrage)

2.2.1- Châssis lesté :

La structure est constituée de modules photovoltaïques rigides fixés sur un châssis support indépendante de la toiture (posée librement sur la toiture-terrasse). L'ensemble châssis – modules photovoltaïques comporte un système de lestage assurant sa stabilité vis-à-vis des charges de vent. La charge supplémentaire la plus convenable pour assurer la stabilité du générateur sur le toit est généralement des dalles de terrasse ou des dalles de fondations fabriquées spécifiquement. Au besoin, il faut poser une sous-couche composée de nattes de protection de la couverture contre les arêtes vives. Les châssis doivent être ancrés aux éléments en béton.



Figure 6: Châssis lestés sur une toiture

Avec le procédé à ballast, la stabilité du générateur photovoltaïque est uniquement assurée par son poids propre et une charge supplémentaire ; il n'y a aucune fixation au toit.

2.2.2- Châssis ancré :

Si le procédé de ballast est impossible pour des raisons statiques de la structure porteuse. Il faut alors ancrer solidement le générateur à des éléments porteurs du bâtiment. Pour ce faire, le châssis est monté sur des traverses qui sont soit fixées au plafond du dernier étage, soit sur l'attique. Il est à noter que l'étanchéité des points d'ancrage sur le toit doit être assurée.



2.2.3- Préservation de l'étanchéité de la toiture

Les travaux de mise en œuvre de la centrale photovoltaïque ne doivent pas altérer l'état du bâtiment : étanchéité, esthétique ou autre déformation pouvant nuire à son état général. Une vérification de la qualité de la toiture existante doit avoir lieu au préalable pour déterminer si la toiture existante est encore bonne pour la durée de vie de l'installation ou s'il y a lieu de la réparer avant d'entamer les travaux.

Figure 7: châssis ancré sur une toiture

Pour les toitures revêtues de couches d'étanchéité, il est nécessaire d'adopter une mise en œuvre qui ne risque pas d'abîmer ou de détériorer la qualité de l'étanchéité.

2.3- IMPLANTATION AU SOL

L'ancrage sur lequel repose le châssis du générateur photovoltaïque est réalisé par des fondations en béton sous la forme soit de semelle filante soit de fondations ponctuelles. Des dalles peuvent également être utilisées à titre exceptionnel, lorsque l'épaisseur du sol utilisable est trop mince.

Les fondations en béton sont généralement réalisées sur site, mais des éléments préfabriqués peuvent également être utilisés, avec l'avantage de pouvoir être mis en œuvre immédiatement et indépendamment des conditions météorologiques. La liaison de la fondation au châssis s'effectue soit par le biais d'éléments de fixation adaptés, soit par des réserves prévues dès la conception de la fondation.

Il est à préciser que la mise en œuvre des fondations en béton nécessite des travaux préliminaires de terrassement et de préparation du site. Par ailleurs une plateforme de drainage est recommandée en cas de présence de possibilité d'écoulement des eaux sur le site de la CPV.

2.4- FIXATION DES MODULES AU CHASSIS

Les modules photovoltaïques sont fixés par des rails supports de module et sont pressés contre les rails à l'aide de pince, de préférence dans la zone des quarts. Les pinces intermédiaires de chaque côté entre deux modules et les pinces latérales pour le premier et le dernier modules d'une rangée.

Les pinces doivent reposer suffisamment sur le cadre du module, conformément aux indications du fabricant.

Suivant les recommandations du fabricant des modules il est possible de fixer ces derniers avec des boulons écrous de dimension adéquate, généralement spécifiés par le fabricant, et dans ce cas tous les trous de fixation doivent être utilisés.

Pour les modules photovoltaïques sans cadre, les pinces de fixation sont plus larges et sont munis d'inserts en EPDM (Caoutchoucs en éthylène-propylène-diène monomère). Ces pinces doivent être certifiées par le fabricant des modules.

2.5- PROTECTION DU GENERATEUR CONTRE LES OMBRAGES

Le productible d'une CPV est largement affecté par les ombrages, même partiels, occasionnés sur le site d'implantation. Le courant dans une chaîne est limité par celui du plus mauvais module. Il est alors recommandé de tenir compte des obstacles produisant un masque d'ombrage total ou partiel de la CPV lors du choix du site d'implantation.

On distingue deux types d'ombrages, liés à la conception du générateur photovoltaïque, les ombrages de proximités et les ombrages lointains. Il est à préciser que l'impact des ombrages de proximité est largement plus critique que les ombrages lointains.

2.5.1- Ombrage lointain

L'ombrage lointain représente l'ensemble des obstacles dont l'angle avec lequel on l'observe ne varie pas lorsque l'observateur se déplace de quelques mètres. Cela peut être une colline, une montagne, un bâtiment lointain.

2.5.2- Ombrage de proximité

En général les ombres provoqués par les obstacles proches sont soit :

- les acrotères du toit du bâtiment, les arbres ou les bâtiments de l'entourage
- une rangée de module de la même installation

1) *Distance de recul par rapports aux bordures de toits avec acrotère ou obstacles*

En cas de présence d'un obstacle dans le sens de l'orientation des modules photovoltaïques, et afin de garantir le maximum d'ensoleillement en limitant les effets d'ombrage, il convient de calculer la distance de retrait de la première rangée des modules photovoltaïques conformément à la formule suivante :

$$d = \frac{h - e}{\tan \alpha}$$

Avec :

h : hauteur de l'obstacle

e : hauteur du module par rapport à la surface horizontale

α : Hauteur solaire égale à 26 °(voir annexe 2)

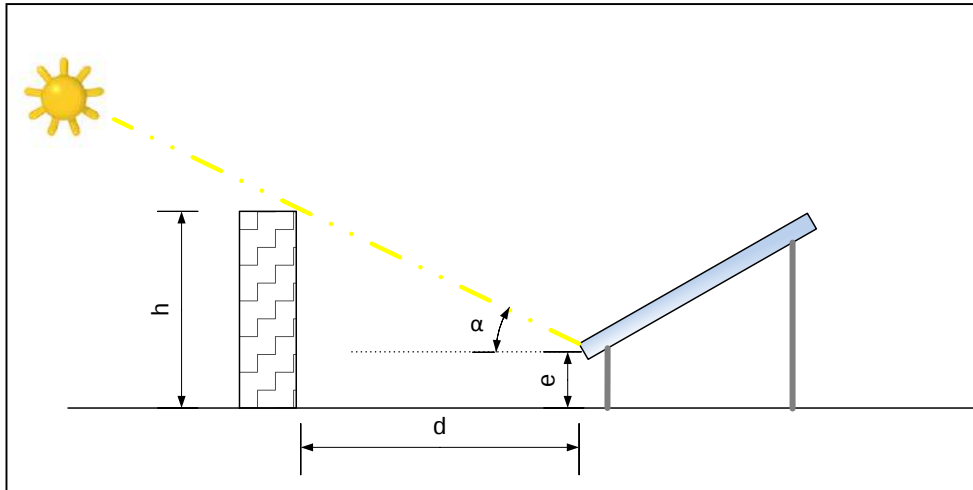


Figure 8: distance de retrait par rapport à un obstacle (acrotère, murette, etc.)

Exemple : pour une murette de hauteur $h=1\text{m}$, et une élévation des modules par rapport à la surface du toit de $e= 0.2 \text{ m}$ la distance de recul doit être $d = (1-0.2)/0.487= 1.64 \text{ mètre}$

2) Distance entre deux rangées de modules

Sur une toiture plate, on devra veiller tout particulièrement à l'ombrage généré par les panneaux entre eux (inter ombrage) (Fig.8) Une distance entre les deux rangées doit être respectée, elle est calculée à partir de la formule suivante :

$$d = j \left(\frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right)$$

Avec :

j : arrête latérale du module photovoltaïque

α : Hauteur solaire égale à 26°

β : inclinaison des modules photovoltaïques

h : hauteur du module $= j \cos \beta$

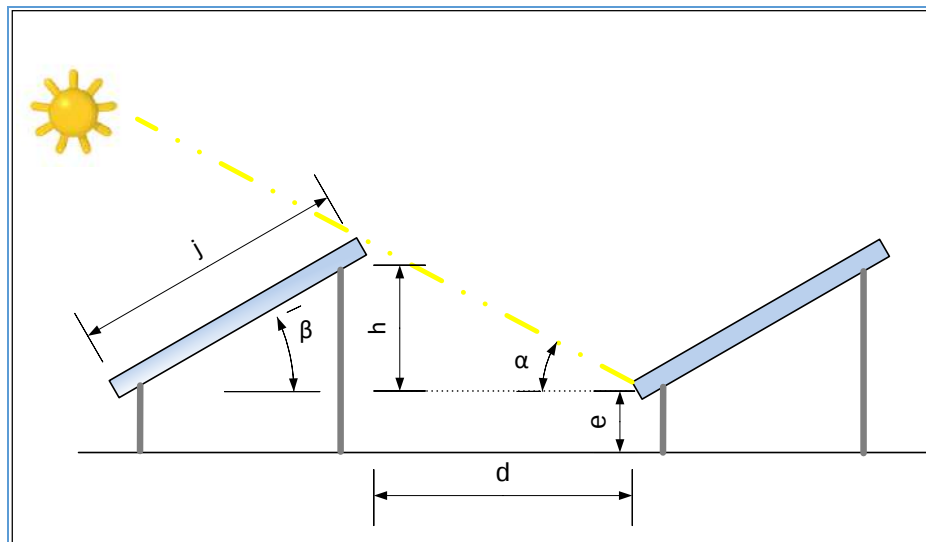


Figure 9: distance entraxe de deux rangées de modules

Exemple : En considérant des modules de longueur d'arête de 1,7 m, la distance inter rangée est

$$d = 1,7 \times (\sin 30^\circ / \tan 26^\circ) = 1,74 \text{ m} \approx 2 \times h \text{ (} h = 0,85 \text{ m)}$$

2.6- PROTECTION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE CONTRE LES CHARGES DUES AUX VENTS

Les installations de panneaux solaires sont sensibles aux sollicitations dues au vent, car celles-ci peuvent engendrer, outre la déformation de la structure, son renversement, son soulèvement ou encore son glissement.

2.6.1- Choix de l'emplacement du générateur photovoltaïque sur le toit

Lors de l'installation de modules photovoltaïques sur une toiture plate, il convient d'effectuer au préalable un calcul des éventuelles sollicitations dues au vent. La connaissance de ces sollicitations, dont l'ampleur est loin d'être négligeable, permet ensuite de choisir le type d'installation et son mode de fixation.

Le choix de l'implantation des modules photovoltaïques doit prévoir un accès aisé à l'installation avec une unité de passage sur au moins deux côtés de chaque rangée de modules (Unité de passage = 90 cm)

2.6.2- Équilibre de la CPV aux charges dues aux vents

Les centrales photovoltaïques sont des immeubles par destination, leur conception doit être dimensionnée de telle sorte que le générateur ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation.

Les bases de calcul du lestage d'une centrale photovoltaïque sur une toiture terrasse sont données en Annexe 1.

L'installateur photovoltaïque est responsable de la résistance du châssis aux efforts dus aux intempéries et de la stabilité de la CPV sur le toit.

À titre indicatif, un générateur photovoltaïque ayant des modules photovoltaïques inclinés de 30°, doit être lesté avec des ballasts de 50 Kg/m² (avec l'hypothèse de vitesse de vent maximale de 120 Km/h)

2.7- NORMES DE REFERENCE POUR LE CALCUL DE SURCHARGE

EN 1991-1-1 : Eurocode 1 - Actions sur les structures - Partie 1-1: Actions générales - Poids volumiques, poids propres, charges d'exploitation bâtiments

2.8- PROTECTION DE LA STRUCTURE PORTEUSES CONTRE LES SURCHARGES STATIQUES

La conception des toitures est régie par différentes conditions initiales lors de l'étude génie civil du bâtiment. En effet, il est tenu en compte si le bâtiment est extensible en hauteur ou non et avec toiture accessible ou non accessible.

L'implantation d'un générateur photovoltaïque sur le toit d'un bâtiment est considérée comme une charge d'exploitation de ce dernier. Il est judicieux de limiter la surcharge de la centrale photovoltaïque à la tolérance de la structure porteuse et d'approcher au maximum l'emplacement des poutres et des poteaux lors du choix de l'implantation du générateur photovoltaïque.

2.9- DIFFERENTS TYPES DE CHARGES D'EXPLOITATION

Lors du calcul de la charge d'exploitation d'une toiture, il y a lieu de différencier deux types de charges :

2.9.1- Les charges d'exploitations concentrées :

La charge concentrée Q_k , peut agir sur n'importe quel point de la toiture et est appliquée sur un carré de 50 mm de côté. Sa valeur est supposée inclure les effets dynamiques.

2.9.2- Les charges d'exploitation uniformément réparties

La charge uniformément répartie q_k agit sur une aire limitée A (m²), projetée verticalement et définie comme suit : $A = L \times D$ ou L est la longueur de l'élément porteur entre appuis ou en porte-à-faux et D est la largeur de l'élément porteur ou la distance entre éléments porteurs parallèle en mètre.

2.9.3- Classification des toitures de bâtiments :

Tableau 1: Le classement des toitures dépend de leurs accessibilités

Catégorie	Usage spécifique
H	Toitures inaccessibles sauf pour entretien et réparations courants.
I	Toitures accessibles pour tous usages.

K	Toitures accessibles pour les usages particuliers.
----------	--

2.9.4- Charge d'exploitation par catégorie de toiture

Tableau 2: charges d'exploitation des toitures (données à titre indicatif)

Catégorie	Usage spécifique	q_k en kN/m ²	Q_k en kN
H	Toiture de pente inférieure à 15% recevant une étanchéité.	1	1,5
I	Toitures accessibles	3	1,5

Il est à noter que les valeurs mentionnées sont relatives à des constructions réalisées conformément aux exigences de l'Eurocode.

Chapitre III

III. ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE ET RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE BASSE TENSION

3.1- INTRODUCTION

Le courant électrique produit par le générateur photovoltaïque sous forme de courant continu est converti en courant alternatif par un ou plusieurs onduleurs photovoltaïques. Dans une CPV la présence de l'onduleur n'est pas limitée à la conversion de l'énergie, en effet il assure d'autres fonctions liées aux mesures, protections, couplage/découplage du réseau, etc.

3.2- CONFIGURATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION PUBLIC

Le réseau de distribution basse tension est composé de ligne électrique émanant de postes de transformations HTA/BT sous une tension 230/400 V. Le neutre des lignes basse tension est mis à la terre au niveau du poste de distribution et est renforcé sur toute sa longueur. Le Schéma de liaison à la terre adopté dans le présent référentiel est le schéma TT (**T** : Neutre à la Terre au niveau du poste de Transformation ; **T** : Masses de l'installation des clients connectés à la terre). Le raccordement des clients au réseau basse tension est soit en monophasé (2fils) ou en triphasé (4 fils).

La tension nominale du réseau est 230/400 V, elle peut fluctuer dans une plage de $\pm 10\%$. La fréquence est 50 Hz avec une tolérance de $\pm 1\%$.

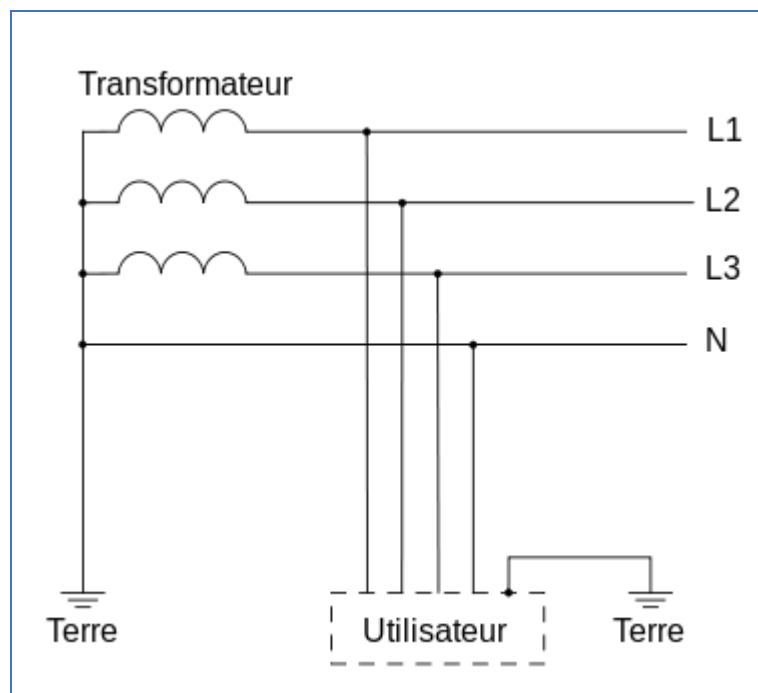


Figure 10: Schéma de liaison à la terre TT

La puissance souscrite du client auprès de la STEG est contrôlée au niveau du tableau de comptage par un disjoncteur magnéto thermique.

3.2.1- Limite en puissance des centrales photovoltaïques raccordées au réseau Basse Tension

La puissance d'une CPV raccordée au réseau électrique ne doit pas dépasser la puissance souscrite par le client.

La STEG réalise une étude de raccordement des CPV ayant des puissances supérieures à 20 kVA. En fonction des résultats de cette étude, la STEG peut exiger la réduction de la puissance de l'installation photovoltaïque ou un renforcement du réseau à la charge du futur producteur.

La puissance d'une CPV pouvant être raccordée sur le réseau basse tension en triphasé est de 200 kVA au maximum.

3.2.1.1 *Pour les clients alimentés en monophasé*

La puissance maximale de l'onduleur doit remplir, à la fois, les deux conditions suivantes :

- la puissance maximale de l'onduleur ne doit pas dépasser la puissance souscrite,
- la puissance maximale de l'onduleur ne doit pas dépasser 6 kVA.

3.2.1.2 *Pour les clients alimentés en triphasé*

Pour les installations photovoltaïques triphasées de puissance supérieure à 6 kVA, il est obligatoire d'utiliser des onduleurs triphasés.

La puissance maximale AC de l'installation photovoltaïque ne doit pas dépasser la puissance souscrite du client.

Tableau 3: tableau récapitulatif des puissances maximales admises pour les CPV

	Puissance CPV Monophasée	Puissance CPV Triphasée
Clients alimentés en monophasé	$P_{CPV} \leq P_{souscrite}$ et $P_{CPV} \leq 6 \text{ kVA}$	Non-Applicable
Clients alimentés en triphasé	$P_{CPV} \leq 1/3 P_{souscrite}$ et $P_{CPV} \leq 6 \text{ Kva}$	$P_{CPV} \leq P_{souscrite}$

P_{CPV} : puissance maximale AC de l'installation photovoltaïque

3.2.2- Comptage bidirectionnel en basse tension

Le compteur de l'énergie existant sera remplacé par un compteur bidirectionnel.

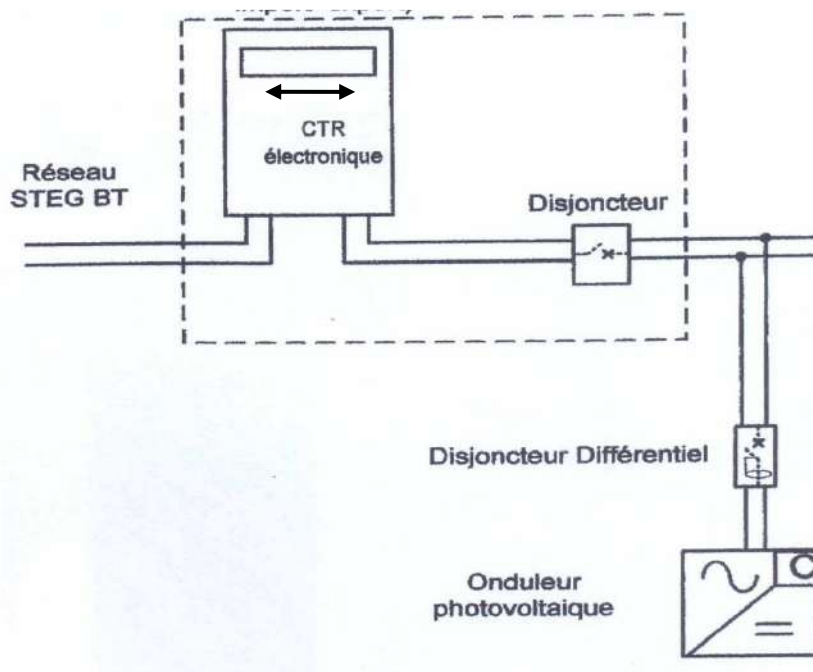


Figure 11: schéma d'un compteur bidirectionnel pour CPV

3.3- FONCTIONNEMENT EN PRESENCE D'UN GROUPEELECTROGENE

Si l'installation électrique du producteur comporte une alimentation de secours par groupe électrogène, ou autre, il y a lieu de prévoir la déconnexion, maintenue par les verrouillages nécessaires, de la CPV lors d'une coupure réseau entraînant la mise en marche du groupe électrogène.

3.4- ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUES

3.4.1- Introduction :

L'onduleur photovoltaïque est un équipement d'électronique de puissance qui converti l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative. Les onduleurs photovoltaïques sont équipés d'au moins un MPPT permettant de tirer la puissance maximale des générateurs photovoltaïques dont la relation courant – tension est non linéaire. Il peut être soit un onduleur de chaîne (connecté à plusieurs modules montés en séries) soit un micro-onduleur (connecté directement au module, fixé sur l'arrière du module ou sur sa structure support).

3.4.2- Normes de référence

- **VDE-AR-N 4105** ou équivalente ; **VDE 0124-100** : générateurs raccordés au réseau basse tension/ exigences techniques minimales pour le raccordement et la marche en parallèle avec le réseau de distribution basse tension.
- **CEI 61727** : Systèmes photovoltaïques (PV) – Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau.

- **Normes de la directive européenne de compatibilité électromagnétique 2014/30/UE :**

- CEI 61000-3-2 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-2 : limites - Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils inférieur ou égal à 16 A par phase)
- CEI 61000-3-12 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-12 : limites - Limites pour les courants harmoniques produits par les appareils connectés aux réseaux publics basse tension ayant un courant appelé > 16 A et ≤ 75 A par phase
- CEI 61000-3-3 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-3 : limites - Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension, pour les matériels ayant un courant assigné inférieur ou égal 16 A par phase et non soumis à un raccordement conditionnel
- CEI 61000-3-11 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-11 : limites - Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension - Équipements ayant un courant appelé inférieur ou égal à 75 A et soumis à un raccordement conditionnel
- CEI 61000-6-3 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 6-3 : normes génériques - Norme sur l'émission pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère
- CEI 61000-6-4 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 6-4 : normes génériques - Norme sur l'émission pour les environnements industriels
- CEI 61000-6-1 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 6-1 : normes génériques - Immunité pour les environnements résidentiels, commerciaux et de l'industrie légère
- CEI 61000-6-2 : Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 6-2 : normes génériques - Immunité pour les environnements industriels

- **Normes de la directive européenne basse tension 2014/35/UE :**

- CEI 62109-1 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : exigences générales
- CEI 62109-2 : Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : exigences particulières pour les onduleurs

3.4.3- Fonctionnalités de l'onduleur

Mise à part sa fonction principale de conversion du courant continu en courant alternatif, l'onduleur photovoltaïque raccordé au réseau doit assurer :

- La synchronisation au réseau électrique,
- L'adaptation du point de fonctionnement de l'onduleur au MPP du générateur photovoltaïque

- La déconnexion automatique par une protection de découplage du générateur photovoltaïque du réseau en cas de perturbation sur le réseau,
- Le contrôle en permanence de l'isolement de la partie courant continu de l'installation,
- La limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible par le réseau ;
- La limitation du taux de l'injection de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde) ;
- La limitation des perturbations électromagnétiques (hautes fréquences) ;
- L'immunité aux signaux de télécommande centralisée du réseau électrique national (fréquence du signal égal à 216,66 Hz) ;
- L'isolation galvanique (entre le champ photovoltaïque et le réseau) est souhaitée.

3.4.4- Protection de découplage de l'onduleur

Toutes les centrales photovoltaïques fonctionnant en parallèle avec le réseau doivent être équipées d'une protection de découplage assurant la déconnexion de la centrale photovoltaïque en cas d'apparition d'une perturbation ou d'une coupure du réseau électrique.

La protection de découplage a pour objet, en cas de défaut sur le réseau de :

- Éviter l'alimentation du défaut pour ne pas garder sous tension un ouvrage électrique défaillant
- Ne pas alimenter les autres installations raccordées à une tension ou à une fréquence anormale
- Ne pas alimenter le réseau lors des travaux de maintenance de ce dernier.

Cette protection de découplage est généralement intégrée à l'onduleur photovoltaïque et dans ce cas l'onduleur doit être certifié conforme aux normes VDE-AR-N 4105 ou équivalente ; VDE 0124-100.

3.4.5- Contrôle de l'isolement de la partie continue de l'installation

Les onduleurs certifiés conforme à la VDE-AR-N 4105 et VDE 0124-100 sont dotés d'un contrôleur permanent de l'isolement (CPI) de la partie continue de l'installation.

3.4.6- Isolation galvanique dans les onduleurs

3.4.6.1 *Onduleurs avec séparation galvanique*

Ces onduleurs sont les premiers à être connectés sur les réseaux de distribution. Ils sont dotés d'une isolation galvanique entre la partie continue de l'installation et la partie alternative. Cette propriété présente l'avantage de limiter l'injection d'une composante continue dans le courant injecté au réseau

Par contre ils présentent les limites suivantes :

- Des pertes relativement importantes impactant le rendement de l'onduleur ;
- Un encombrement et un poids relativement important.

3.4.6.2 *Onduleurs sans séparation galvanique*

Contrairement aux onduleurs équipés de transformateurs et assurant un isolement galvanique, les onduleurs sans séparation galvanique se sont imposés sur le marché par leurs caractéristiques techniques et commerciales dont notamment :

- Un encombrement réduit, et poids plus faible ;
- Un rendement meilleur.

3.5- CHOIX DE L'EMPLACEMENT DE L'ONDULEUR

Les onduleurs doivent être facilement accessibles¹. L'emplacement préférable est à l'intérieur d'un local, ventilé de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation.

Les distances minimales entre onduleurs ou équipements électriques, telles que spécifiées dans les notices des constructeurs doivent être respectées ;

Les onduleurs doivent être fixés à une hauteur comprise entre 1,20 mètre et 1,80 mètre et ne devraient pas être montés sur un mur combustible comme un panneau de bois ou un panneau sandwich combustible. Ils doivent être installés dans un endroit protégé à l'abri des rayons directs du soleil.

Pour les micro-onduleurs, deux possibilités existent pour le montage et la fixation des micro-onduleurs dans une installation PV:

- Fixé à l'arrière du module, on parlera d'AC PV module ;
- Fixé sur la structure support des modules.

¹ Exception pour les micro-onduleurs

3.6- DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

Les onduleurs sont dimensionnés en fonction du générateur photovoltaïque de façon à respecter les compatibilités suivantes :

- Compatibilité en tension
- Compatibilité en courant
- Compatibilité en puissance

3.6.1- En fonction de la tension

Le niveau de tension présent aux bornes de l'onduleur de chaîne résulte de la somme des tensions des modules branchés en série de la chaîne. La tension aux bornes du micro-onduleur correspond à la tension du module auquel il est connecté. La tension du module photovoltaïque et la tension du générateur photovoltaïques sont :

- Fortement affectées par la température (la tension diminue de manière considérable lorsque la température augmente) ;
- Faiblement affectées par le rayonnement solaire (la tension augmente très rapidement, et puis, reste relativement constante par rapport au rayonnement).

Afin d'arriver à la plage de tension MPP qui est un paramètre indiqué sur la fiche technique de l'onduleur, nous devons calculer, à l'aide du coefficient de température du module, les tensions les plus élevées et les plus faibles qui seront produites par le champ PV. Ces tensions doivent être respectivement inférieures à la tension maximale acceptée par l'onduleur.

✓ Tension maximale admissible à l'entrée de l'onduleur

La tension maximale des modules dans une chaîne photovoltaïque est calculée dans les conditions hivernales à une température de -10°C, dans ses conditions la tension à vide des modules est augmentée de :

$$\Delta V^+ = (T_{min} - 25^\circ C) \times \beta$$

Avec :

T_{min} : Température minimale du module prise égale à -10°C

β : coefficient tension/température du module photovoltaïque donnée par le fabricant du module en mV/°C

La Tension maximale à l'entrée de l'onduleur est donc :

$$\sum V_{OCMax} = (V_{OC} + \Delta V^+) \times N_{Mod \text{ en série}}$$

La tension de chaîne maximale doit être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur afin d'éviter la détérioration de l'onduleur.

$$\text{➤ } N_{\text{max}} = E^{-\left(\frac{U_{\text{dcmax}}}{V_{\text{oc}}(\text{à } -10^{\circ}\text{C})}\right)}$$

$$V_{\text{oc}}(\text{à } -10^{\circ}\text{C}) = V_{\text{oc}} * \left(1 + \frac{\beta}{100} * (-10 - 25^{\circ}\text{C})\right); \beta \text{ en } \%/^{\circ}\text{C} \text{ et } T_{\text{min}} = -10^{\circ}\text{C}$$

U_{dcmax} : tension d'entrée maximale de l'onduleur

➤ **Nombre minimal de panneau en série :**

$$E^{+\left(\frac{U_{\text{mpptmin}}}{V_{\text{mp}}(\text{à } 85^{\circ}\text{C})}\right)}$$

$$\text{Avec } V_{\text{mp}}(\text{à } 85^{\circ}\text{C}) = V_{\text{mp}} * \left(1 + \frac{\beta}{100} * (85 - 25^{\circ}\text{C})\right); \beta \text{ en } \%/^{\circ}\text{C} \text{ et } T_{\text{min}} = 85^{\circ}\text{C}$$

β : coefficient tension/température du module photovoltaïque donnée par le fabricant du module en $\%/^{\circ}\text{C}$

α : coefficient courant/température du module photovoltaïque donnée par le fabricant du module en $\%/^{\circ}\text{C}$

U_{mpptmin} : Tension minimale de la plage MPPT de l'onduleur

T_{max} : Température maximale de dimensionnement du module prise égale à 85°C

3.6.2- En fonction du courant

La valeur du courant DC à l'entrée de l'onduleur est :

- Fortement affectée par le rayonnement solaire (relation linéaire directe) ;
- Faiblement affectée par la température (le courant augmente légèrement lorsque la température augmente).

Le courant MPP débité par le générateur photovoltaïque ne doit pas dépasser le courant maximal d'entrée par MPPT de l'onduleur.

➤ **Nombre maximal de chaînes en parallèle :**

$$E^{-\left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{mp}}(\text{à } 85^{\circ}\text{C})}\right)}$$

$$\text{Avec } I_{\text{mp}}(\text{à } 85^{\circ}\text{C}) = I_{\text{mp}} * \left(1 + \frac{\alpha}{100} * (T_{\text{max}} - 25^{\circ}\text{C})\right); \alpha \text{ en } \%/^{\circ}\text{C}; T_{\text{max}} = 85^{\circ}\text{C}$$

α : coefficient courant/température du module photovoltaïque donnée par le fabricant du module en $\%/^{\circ}\text{C}$

Le courant de court-circuit maximal débité par le générateur photovoltaïque ne doit pas dépasser le courant de court-circuit par MPPT de l'onduleur. Le courant de court-circuit

maximal du générateur photovoltaïque est déterminé à partir du nombre de chaînes raccordées en parallèle. Il est égal à

$$\sum I_{SCMax} = (1.25 \times I_{Sc-stc}) \times N_{chaînes \text{ en parallèle}}$$

Le courant de court-circuit maximal débité par le générateur photovoltaïque doit être inférieur au courant de court-circuit par MPPT de l'onduleur afin d'éviter la détérioration de l'onduleur.

Avec :

T_{max} : Température maximale du module prise égale à 85°C

α : coefficient courant/température du module photovoltaïque donnée par le fabricant du module en mA/°C

3.6.3- En fonction du courant pour les panneaux Bifaciaux

En cas d'utilisation de modules bifaces, le choix des dispositifs de protection contre les surintensités de la partie DC et le dimensionnement des câbles de cette partie sont effectués en tenant compte de l'effet cumulé de la face avant aux conditions d'essais normalisées (STC) et de la face arrière à une irradiation dépendant de l'environnement immédiat (mise en œuvre, albédo, ...).

Sans connaissance de l'effet de l'environnement immédiat sur le fonctionnement de la face arrière des modules bifaces, le courant à prendre en compte pour le choix des dispositifs de protection contre les surintensités de la partie dc et le dimensionnement des câbles de cette partie est le courant I_{scBNPI} .

Avec

BNPI = éclairement de plaque signalétique biface

Éclairement le plus élevé auquel est effectuée la vérification de la plaque signalétique des modules bifaces qui correspond à 1000 W/m² à l'avant du module et à 135 W/m² à l'arrière du module, appliqué à toute méthode admise par l'IEC TS 60904-1-2

I_{scBNPI} = Courant de court-circuit d'un module biface, d'une chaîne de modules bifaces, d'un groupe PV biface ou d'un générateur PV biface en conditions d'essai BNPI

Sans indication des termes de BNPI il Est exigé de faire le dimensionnement de la protection soit avec le gain maximal de bifacialité soit avec un gain choisi justifié par l'albédo du terrain en question.

3.6.4- En fonction de la puissance

Les puissances du générateur photovoltaïque et de l'onduleur doivent être mutuellement accordées. Le rapport entre la puissance du générateur photovoltaïque et la puissance nominale AC des onduleurs doit être compris entre 0.9 et 1.3.

$$0.9 \leq \frac{P_{cpv}}{P_{ac\ ond}} \leq 1.3$$

3.7- RENDEMENT DES ONDULEURS

3.7.1- Rendement maximal

Le rendement maximal caractérise l'efficacité de l'onduleur à charge maximale, il est peu significatif pour la conception d'un système puisque l'onduleur fonctionne le plus souvent à charge partielle et rarement à charge maximale.

3.7.2- Rendement européen

Cette grandeur est plus significative que le rendement maximal et est donc utilisée pour caractériser l'efficacité d'un onduleur : le « rendement européen ». Il permet de comparer les onduleurs dans des conditions « européennes » de flux lumineux. Il se calcule à partir des rendements à charge partielle.

$$\eta_{Eur} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%}$$

3.8- CRITERES D'ACCEPTATION DES ONDULEURS PAR LA STEG

Le raccordement d'un onduleur photovoltaïque au réseau électrique national basse tension n'est possible qu'après son acceptation par la STEG sur la base d'un dossier composé :

- Demande détaillant les références des onduleurs en question.
- Fiches techniques des onduleurs
- L'une des certifications suivantes :
 - Certificat de conformité à la norme **VDE-AR-N 4105 ou équivalente, VDE 0124-100:2012-07**, plus **CEI 62109-1:2010** et **CEI 62109-2:2011**
 - Certificat de conformité à la norme **VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE 0124-100:2020-06** plus **CEI 62109-1:2010** et **CEI 62109-2:2011**
- Déclaration (ou certificat) de conformité à la directive européenne de compatibilité électromagnétique **2014/30/EU**
- Déclaration (ou certificat) de conformité à la directive européenne basse tension **2014/35/EU**

NB : Toute la documentation technique doit être disponible sur le site web du fabricant

3.8.1- Caractéristiques techniques minimales exigées :

En plus des critères d'acceptation exigées par la STEG, l'onduleur doit être conforme au cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau BT et approuvé par Arrêté du 09 Février 2017 ou arrêté en vigueur :

1) *Courant d'entrée Max par entrée MPPT :*

Le courant d'entrée max par entrée MPPT de l'onduleur dans tous les conditions météorologiques et de fonctionnement doit être supérieur ou égal au courant DC maximal acceptable par MPPT de l'onduleur selon les spécifications techniques du fabricant ;

2) *Tension nominale :*

La tension nominale de l'onduleur est 230 V en Monophasé et 400 V en Triphasé ;

3) *Plage de tension*

L'onduleur photovoltaïque doit fonctionner dans la plage $[-15\% U_n ; +10\% U_n]$.

4) *Fréquence nominale :*

La fréquence nominale du réseau électrique Tunisien est 50 Hz.

5) *Plage de fréquence*

Tout onduleur photovoltaïque doit être conçu pour pouvoir fonctionner dans la plage de fréquence suivante : $[47.5\text{Hz} ; 52\text{ Hz}]$.

6) *Facteur de puissance :*

L'onduleur doit fonctionner dans la plage : - 0.8 inductif ... + 0.8 capacitif

7) *Taux de distorsion harmonique*

Le taux de distorsion Harmoniques totale en courant ne doit pas dépasser 4%.

Le taux de distorsion harmonique totale en courant doit être calculé conformément aux stipulations de la :

- ✓ CEI 61000-3-2 pour les onduleurs monophasés de puissance $\leq 3\text{ KVA}$ et les onduleurs triphasés de puissance $\leq 10\text{ KVA}$
- ✓ CEI 61000-3-12 pour les onduleurs monophasés de puissance comprise entre 3 et 6 KVA les onduleurs triphasés de puissance $> 10\text{ KVA}$

8) *Indice de protection (Norme CEI 60529)*

L'indice de protection de l'onduleur doit être au moins égale à IP 65 indépendamment de l'emplacement de son lieu d'implantation.

9) *Température de fonctionnement :*

La température de fonctionnement de l'onduleur doit être comprise au minimum entre -10 et 50°C ;

10) *Courant résiduel maximal :*

L'onduleur doit se déconnecter à 0.3s et indiquer un défaut si le courant résiduel permanent dépasse :

- 300 mA au maximum pour les onduleurs avec une puissance nominale de sortie ≤ 30 kVA.
- 10 mA par kVA pour les onduleurs avec une puissance nominale de sortie > 30 kVA.

3.9- AUTRES CRITERES TECHNIQUES RECOMMANDEES

Outre les exigences techniques minimales décrites dans le paragraphe précédent, l'onduleur doit être conçu pour avoir :

- Un rendement européen supérieur à 97% pour les onduleurs de chaîne et 95% pour le micro-onduleur ;
- Une dégradation limitée du rendement en fonction de la température ambiante ;
- Une faible autoconsommation durant la nuit ;
- Un niveau sonore acceptable surtout pour les onduleurs installés dans des locaux d'habitations ou bureaux ;

3.10- CONDITIONS DE RACCORDEMENT DE L'UNITE DE PRODUCTION AU RESEAU ELECTRIQUE BASSE TENSION

Le raccordement de l'unité de production au réseau électrique basse tension doit répondre aux conditions suivantes :

1) *Tenue de la tension*

En fonctionnement anormal : l'unité de production doit rester connectée au réseau dans le cas d'une chute de tension d'au moins d'une des trois phases allant jusqu'à 30% de la tension nominale pour une période minimale de 200 ms.

Pour les valeurs de tension comprises entre 30% et 90% de la valeur nominale, une interpolation linéaire est appliquée conformément à la courbe LVRT suivante :

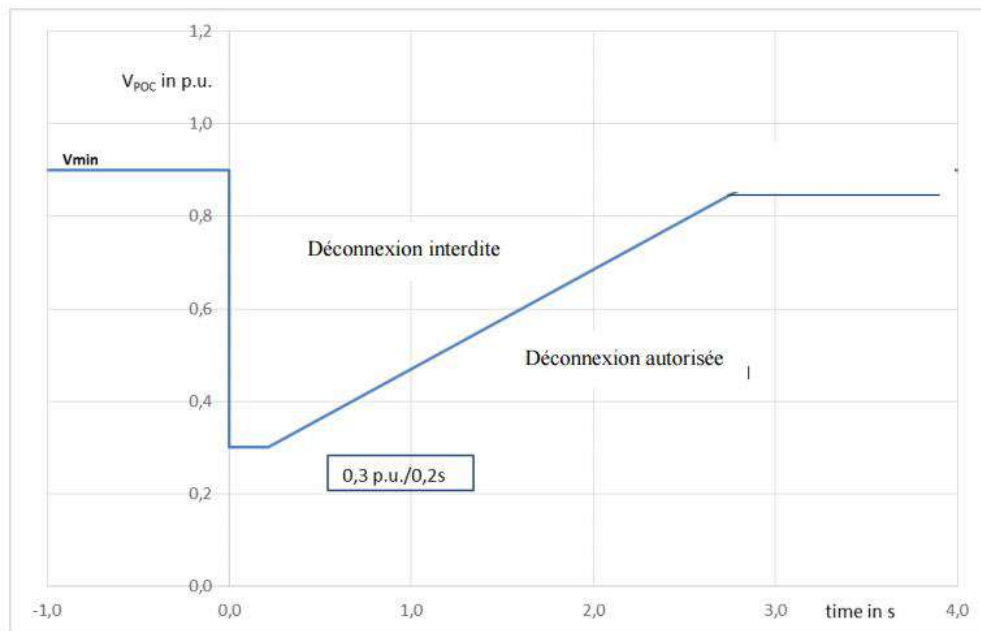


Figure 12: Courbe LVRT

Source : cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'ER raccordées sur le réseau BT

Pendant une chute de tension (une des trois phases <90%), la valeur absolue du courant ne doit pas excéder la valeur du courant avant la chute de tension

2) Harmoniques

Le taux de distorsion harmonique total du courant ne doit pas dépasser 4% au point de raccordement et ne dépasse pas les limites individuelles mentionnées dans les normes CEI 61000-3-2 et CEI 6100-3-12

3) Papillotement :

Le fonctionnement de l'onduleur raccordé au réseau basse tension ne doit pas engendrer de papillotement (Flicker) de court terme dépassant la limite Pst 1 et de long terme dépassant la limite Plt 0.8 au point de raccordement.

4) Déséquilibre :

Le déséquilibre entre phases de l'unité de production d'électricité à partir des ER ne doit pas dépasser 6kWc.

5) Variation de tension : c'est l'augmentation ou diminution de la valeur efficace de la tension :

Les variations de la tension ne doivent pas dépasser la limite de 2 % de la tension nominale au point de raccordement.

$$\Delta u = \frac{\Delta u_{\max}}{U_n}$$

6) *Variation rapide de la tension*

Les variations rapides de tension causées par la connexion ou la déconnexion simultanée des auto-producteurs ne doivent pas dépasser la limite de 3% de la tension nominale au point de raccordement.

La variation de tension rapide peut être évaluée en appliquant la formule suivante :

$$\Delta u = k_i \frac{S_{ng}}{S_k}$$

Avec :

- S_k : puissance de court-circuit au point de raccordement
- S_{NG} : puissance nominale de l'Auto producteur
- k_i : Facteur caractérisant le courant maximal de connexion par rapport au courant nominal de l'unité de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

7) *Immunité vis-à-vis des perturbations*

La CPV doit être conçue pour supporter les perturbations liées à l'exploitation en régime normal du réseau de distribution et faire face à celles qui peuvent être générées lors des régimes exceptionnels.

8) *Temps de reconnexion après une coupure du réseau*

La reconnexion de l'unité de production au réseau n'est possible que lorsque les conditions suivantes sont remplies :

- Pour une interruption longue (>3 min) :
 - ✓ La tension est entre 85% U_n et 110% U_n pendant 60s
 - ✓ La fréquence est entre 47.5 Hz et 50.2 Hz pendant 60s
- Pour une interruption courte (<3 min) :
 - ✓ La tension est entre 85% U_n et 110% U_n pendant 5s
 - ✓ La fréquence est entre 47.5 Hz et 50.2 Hz pendant 5s

9) *Composante continue*

Le courant continu (composante continue du signal alternatif) généré par le(s) onduleur(s) doit être inférieur à 0.5% de son courant assigné.



Chapitre IV

IV. SYSTEME DE CONVERSION DE PUISSANCE (PCS)

4.1- INTRODUCTION

Ce chapitre complète les éléments présentés au chapitre III sur les onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau basse tension, en se concentrant cette fois sur les équipements de conversion associés au stockage d'énergie dans des systèmes en autoconsommation. Il traite des systèmes de conversion de puissance (PCS en anglais), qui permettent d'intégrer des batteries aux installations photovoltaïques afin d'optimiser l'usage local de l'énergie solaire et d'assurer l'alimentation des charges en cas d'indisponibilité du réseau.

Les PCS assurent non seulement la conversion bidirectionnelle de l'énergie entre courant continu (DC) et courant alternatif (AC), mais aussi la gestion intelligente des flux d'énergie entre le générateur photovoltaïque, les batteries, les charges et le réseau.

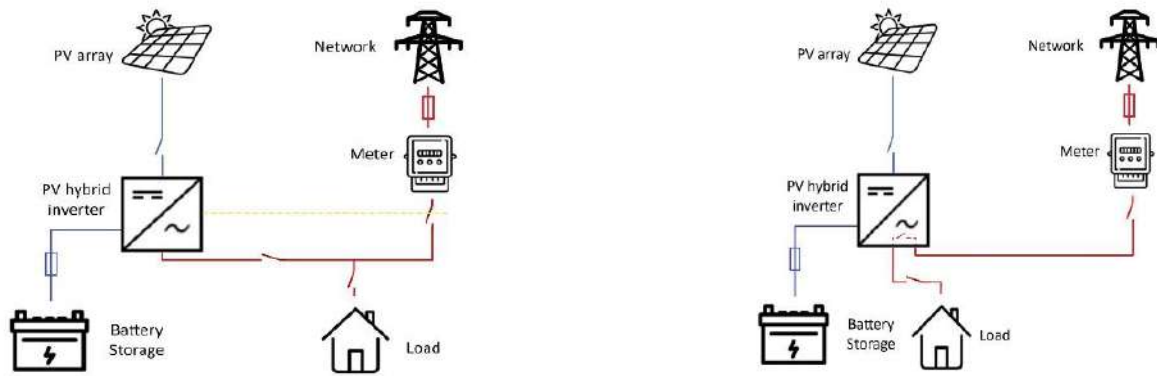
Leurs fonctions peuvent inclure le soutien à l'autoconsommation, la gestion dynamique des charges prioritaires, le fonctionnement en mode secours (îlotage) ou encore la recharge des batteries à partir du réseau.

Ce chapitre présente les principaux modes de fonctionnement disponibles dans les systèmes de stockage, et définit les exigences techniques minimales, les normes applicables et les critères d'acceptation que doivent respecter ces équipements pour leur intégration dans des projets photovoltaïques en Tunisie.

4.2- CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

4.2.1- Configurations possibles

Les schémas suivants montrent les possibles configurations des PCS en relation aux autres composants du système : les charges, le générateur photovoltaïque (panneaux et possibles onduleurs photovoltaïques), les batteries et finalement le réseau.



Couplage PV en courant continu – Backup charge critique avec découplage externe couplage en courant continu – Backup complet à travers du PCS

Figure 13: Configurations possibles avec PCS (I).

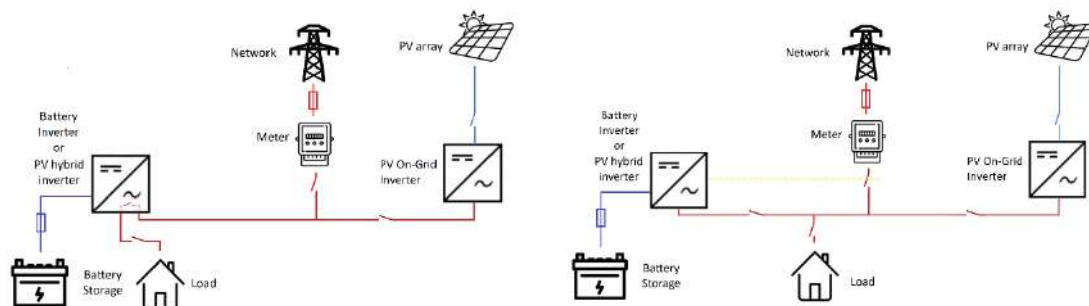


Figure 14: Configurations possibles avec PCS (II).

*Gauche : couplage en courant alternatif – Backup complet à travers du PCS
Droite : couplage en courant alternatif – Backup complet avec contrôle externe*

4.2.2- Fonctionnalités des PCS

Au-delà de leur fonction première de conversion du courant continu (DC) en courant alternatif (AC), les systèmes de conversion de puissance (PCS) doivent assurer un ensemble élargi de fonctionnalités pour une intégration optimale et sécurisée. Ces systèmes sont au cœur de la gestion énergétique et doivent donc gérer non seulement le raccordement au réseau, mais aussi le stockage et l'autoconsommation.

- **Gestion du Raccordement au Réseau et de l'Injection (pour les systèmes connectés au réseau)**
 - La synchronisation précise et continue avec le réseau électrique public.
 - La limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible par le réseau.
 - La limitation du taux d'injection de fréquences harmoniques (assurant un signal proche de la sinusoïde).

- La limitation des perturbations électromagnétiques (hautes fréquences).
- L'immunité aux signaux de télécommande centralisée du réseau électrique national (par exemple, aux fréquences spécifiques utilisées pour la gestion de la charge).
- **Gestion de l'Optimisation Énergétique (pour les systèmes PV connectés)**
 - L'adaptation du point de fonctionnement (MPP - Maximum Power Point) de l'onduleur au générateur photovoltaïque pour maximiser la production d'énergie.
- **Gestion de la Sécurité et de la Protection**
 - La déconnexion automatique par une protection de découplage du système (onduleur/PCS/générateur PV) du réseau en cas de perturbation ou de coupure de ce dernier (fonction anti-îlotage).
 - Le contrôle permanent de l'isolement de la partie courant continu de l'installation, incluant le générateur photovoltaïque et les batteries.
 - L'isolation galvanique entre les sources DC (champ photovoltaïque, batteries) et la partie AC du réseau est souhaitée pour des raisons de sécurité et de qualité du courant.
- **Gestion du Stockage et de la Charge/Décharge**
 - La gestion intelligente des flux d'énergie entre le générateur PV, les batteries, les charges et le réseau.
 - La capacité à charger les batteries à partir de l'énergie solaire et/ou du réseau.
 - La capacité à décharger les batteries pour alimenter les charges et/ou injecter dans le réseau.
 - La gestion de l'état de charge (SOC) des batteries pour optimiser leur durée de vie.
 - La capacité à fonctionner en mode autonome (hors réseau) en cas de coupure de courant, créant un micro-réseau local (pour les PCS avec cette fonctionnalité).

4.2.3- Protection de Découplage des PCS

Toutes les installations (photovoltaïques, de stockage) fonctionnant en parallèle avec le réseau électrique doivent être équipées d'une protection de découplage robuste. Celle-ci assure la déconnexion immédiate du système (onduleur, PCS) en cas de perturbation, de défaillance ou de coupure du réseau.

L'objectif principal de cette protection de découplage est, en cas de défaut sur le réseau, de :

- Éviter l'alimentation du défaut pour ne pas maintenir sous tension un ouvrage électrique défaillant, protégeant ainsi le personnel de maintenance et les équipements.
- Ne pas alimenter d'autres installations raccordées avec une tension ou une fréquence anormale, prévenant ainsi les dommages aux équipements des voisins.
- Ne pas alimenter le réseau pendant les travaux de maintenance, garantissant la sécurité des opérateurs du réseau.

Cette protection de découplage est généralement intégrée directement dans l'onduleur hybride ou le PCS. Dans ce cas, l'appareil doit être certifié conforme aux normes en vigueur pour le raccordement au réseau, telles que : EN 50549-1, IEC 62116 et les normes nationales reconnues comme VDE-AR-N 4105.

4.2.4- Contrôle Permanent de l'Isolement (CPI) de la Partie Continue de l'Installation

Les PCS doivent être dotés d'un Contrôleur Permanent de l'Isolement (CPI) pour la partie courant continu de l'installation. Ce dispositif est crucial pour la sécurité, car il surveille en continu la résistance d'isolement entre les conducteurs sous tension (du générateur photovoltaïque et/ou des batteries) et la terre. En cas de défaillance de l'isolement (par exemple, un défaut à la terre), le CPI doit détecter la condition et, selon le niveau de défaut, déclencher une alarme ou un arrêt de l'onduleur/PCS pour prévenir les risques d'électrocution ou d'incendie. Les normes de sécurité des onduleurs et de raccordement au réseau, telles que : EN 62109-1 et la VDE-AR-N 4105, exigent souvent cette fonctionnalité.

4.2.5- Isolation Galvanique dans les PCS

L'isolation galvanique dans les onduleurs PCS est une caractéristique de conception qui peut être présente de manière optionnelle, à l'image des onduleurs photovoltaïques. Merci de vous référer à la section 3.4.6 pour plus d'informations.

4.3- DIMENSIONNEMENT DES PCS

Le dimensionnement des PCS dépend de plusieurs facteurs clés.

4.3.1- Type de système

Le type de système à concevoir, qu'il soit monophasé ou triphasé, est un premier critère important, car il existe des onduleurs spécifiques pour chaque configuration.

Pour les clients alimentés en monophasé la puissance maximale de la PCS ne doit pas dépasser 6 KVA.

4.3.2- Compatibilité en tension, en courant et en puissance du régulateur DC/DC MPPT (si présent)

Les exigences de Compatibilité en tension, en courant et en puissance des onduleurs réseau sont applicables pour le dimensionnement des onduleurs hybrides et PCS s'ils ont des chaînes photovoltaïques connectés. Merci de vous référer à la section 3.6 pour plus d'informations.

4.3.3- Rendement des PCS

Comme les PCS sont des convertisseurs capables de gérer plusieurs sources d'énergie et stockage, pour comprendre leur rendement total, il faudra considérer les différents chemins de conversion, et multiplier tous les coefficients de rendement. Normalement, les fiches techniques indiquent le rendement de chaque composant (chargeur réseau-batterie, onduleur batterie-réseau, chargeur MPPT) qui fait partie de la PCS. Ainsi, le rendement total d'ensemble onduleur-batterie, peut varier en fonction du type de couplage.

Pour le couplage DC (en considérant charge et décharge de la batterie):

$$\eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE DC}} = \eta_{\text{CHARGEUR MPPT}} \times \eta_{\text{BATTERIE}} \times \eta_{\text{ONDULEUR BATTERIE}}$$

Par exemple, pour un système avec batterie au lithium :

$$\eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE DC}} = 98\% \times 90\% \times 95\% = 84\%$$

Pour le couplage AC (en considérant charge et décharge de la batterie) :

$$\eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE AC}} = \eta_{\text{ONDULEUR RÉSEAU}} \times \eta_{\text{CHARGEUR BAT.}} \times \eta_{\text{BATTERIE}} \times \eta_{\text{ONDULEUR BAT.}}$$

Par exemple, pour un système avec batterie au lithium :

$$\eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE DC}} = 98\% \times 93\% \times 90\% \times 95\% = 78\%$$

Pour le couplage mixte :

$$\eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE MIXTE}} = \frac{kWc AC \times \eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE AC}} + kWc DC \times \eta_{\text{SYSTÈME COUPLAGE DC}}}{kWc AC + kWc DC}$$

4.3.4- Compatibilité en tension, en courant et en puissance avec la batterie

L'intégration réussie d'un PCS avec un système de stockage par batterie est conditionnée par une compatibilité rigoureuse en termes de tension et de courant. Ces facteurs sont essentiels pour garantir la sécurité de l'installation, optimiser son efficacité énergétique et prolonger la durée de vie des équipements.

4.3.4.1 *Compatibilité en tension*

Le PCS doit impérativement être compatible avec la tension nominale de la batterie, car celle-ci est un élément fondamental de la conception du système. Un désaccord entre ces tensions peut entraîner des dommages irréversibles à l'onduleur et aux appareils connectés, mais aussi entraîner des pertes d'efficacité significatives.

Ici, on peut distinguer des systèmes connus couramment comme « très basse tension » (jusqu'à 48V des batteries en série) ou « basse tension », pour des systèmes qui ont des chaînes de batteries en série ou série - parallèle jusqu'à 1000 V.

Considérons le cas suivant :

- Un PCS basse tension de 50 kVA (puissance nominale de sortie CA) accepte, selon sa fiche technique, une plage de tension continue (CC) côté batterie comprise entre 450 V et 850 V.
- Le module de batterie lithium associé, du même fabricant, présente une tension nominale de 51,2 V.

L'objectif est de déterminer le nombre de modules pouvant être connectés en série tout en respectant la plage de tension admissible du PCS.

1. Nombre minimal de modules

La tension totale de la batterie doit être supérieure ou égale à la tension minimale d'entrée du PCS :

$$N_{\min} \times 51,2 \geq 450$$

d'où :

$$N_{\min} \geq 450 / 51,2 = 8,79$$

Le nombre de modules étant un entier, on retient :

$$N_{\min} = 9 \text{ modules}$$

La tension obtenue est alors :

$$9 \times 51,2 = 460,8 \text{ V}$$

Cette valeur est compatible avec la tension minimale d'entrée du PCS.

2. Nombre maximal de modules

La tension totale ne doit pas dépasser la tension maximale admissible par le PCS :

$$N_{\max} \times 51,2 \leq 850$$

d'où :

$$N_{\max} \leq 850 / 51,2 = 16,60$$

En retenant un nombre entier de modules :

$$N_{\max} = 16 \text{ modules}$$

La tension correspondante est :

$$16 \times 51,2 = 819,2 \text{ V}$$

Cette valeur reste inférieure à la limite maximale de 850 V.

Conclusion

Le PCS de 50 kVA est compatible avec une batterie constituée de 9 à 16 modules lithium de 51,2 V montés en série.

La plage de tension obtenue est donc :

- 9 modules : 460,8 V
- 16 modules : 819,2 V

Ces valeurs respectent les limites d'entrée CC du PCS (450 à 850 V).

4.3.4.2 *Compatibilité en courant*

Le PCS est conçu pour gérer les flux de courant bidirectionnels avec la batterie, qu'il s'agisse de la charger ou de la décharger. Il est impératif que la batterie, et plus précisément son système de gestion de batterie (BMS), puisse supporter les courants maximaux de charge et de décharge que l'onduleur peut exiger.

La capacité d'une batterie à délivrer ou accepter du courant est souvent exprimée en "C-rate". Le C-rate indique le taux de décharge ou de charge par rapport à la capacité nominale de la batterie. Le courant (en Ampères) peut être calculé comme suit :

$$I_{\text{charge/décharge batteries}} = C_{\text{rate}} \times C_{\text{batterie}}$$

Où :

- $I_{\text{charge/décharge batteries}}$ est le courant de charge ou de décharge (en Ampères)
- C_{rate} est le taux de C (par exemple, 0.5C, 1C, 2C)
- C_{batterie} est la capacité nominale de la batterie (en Ampère-heure)

Par exemple, une batterie de 100 Ah avec un C-rate de 1C peut fournir 100 ampères pendant une heure. Une décharge à 0.5C signifie la moitié du courant pour deux heures, et une décharge à 2C signifie le double du courant pour 30 minutes.

$$\text{C-rate (h-1)} = \text{Courant (mA)} / \text{Capacité de la batterie (mAh)}$$

Le courant demandé ou fourni par le PCS à la batterie peut être estimé par la relation suivante :

$$I_{PCS} = P_{PCS} / V_{batterie}$$

Où :

- I_{PCS} est le courant géré par le PCS côté batterie (en Ampères)
- P_{PCS} est la puissance du PCS(en Watts)
- $V_{batterie}$ est la tension nominale de la batterie (en Volts)

Lors de la conception du système, le courant maximal de charge ou de décharge sera toujours limité par la valeur la plus restrictive entre les spécifications du PCS (courant maximal de charge/décharge du convertisseur DC/DC interne) et les capacités de la batterie (y compris les limites imposées par son BMS). Il est également crucial de s'assurer que les câbles de raccordement de la batterie et les dispositifs de protection contre les surintensités (tels que les fusibles ou les disjoncteurs) sont correctement dimensionnés pour supporter ces courants maximaux afin de prévenir tout risque de surchauffe ou de dégradation des équipements. Une sollicitation des batteries au-delà de leurs limites de C-rate peut entraîner une réduction significative de leur durée de vie où le coupage par la BMS dans le cas des batteries au lithium.

En résumé, il faut respecter, plutôt dans le cas où le fonctionnement en isolé est possible :

$$I_{MAX\ CHARGE/DÉCHARGE\ BATTERIES} \geq I_{ONDULEUR_BATTERIE}$$

Voici un tableau illustratif des facteurs de surintensité typiques au démarrage et du facteur de puissance pour diverses charges courantes :

Type de Charge	Facteur de surintensité au démarrage (vs courant nominal)	Durée typique de la surintensité	Facteur de Puissance (cos φ) typique en fonctionnement nominal
Pompe à eau	3x à 6x (moteur monophasé) ; 5x à 12x (moteur triphasé)	Quelques centaines de ms à 2 s	0.75 à 0.85
Ascenseur (Moteur)	2x à 10x (selon le type de moteur et le système)	Quelques secondes	0.7 à 0.9
Fraiseuse	3x à 6x (moteur)	< 1 seconde	0.7 à 0.85 (varie fortement avec la charge)

Réfrigérateur	4x à 13x (compresseur)	< 1 seconde (très rapide)	0.65 à 0.75 (peut varier de 0.35 à 0.96)
---------------	------------------------	---------------------------	--

Tableau 4: Facteurs de surintensité typiques au démarrage

Pour le dimensionnement du PCS, il faut donc :

1. **Calculer la puissance apparente continue totale requise (S_{cont_req})** : Basé sur la somme des puissances actives et réactives des charges simultanées.
2. **Déterminer la puissance de pointe requise (S_{peak_req})** : Identifier le plus grand pic de démarrage, éventuellement en considérant $S_{peak_load} = S_{nominale_charge} \times FS$ (Facteur de surintensité).

L'onduleur doit avoir une capacité de surcharge suffisante.

3. **Ajuster pour le détarage thermique** : La puissance nominale de l'onduleur (à 25°C) doit être supérieure à la puissance requise ajustée pour la température la plus élevée du site.

4.4- CRITÈRES D'ACCEPTATION DES PCS PAR LA STEG

Les PCS proposés pour raccordement au réseau de la STEG doivent répondre à un ensemble de critères stricts afin de garantir la sécurité, la performance, la fiabilité et la conformité des installations. Tout matériel ne respectant pas ces critères sera refusé.

4.4.1- Exigences Générales de Conformité et de Certification

- **Conformité aux normes de sécurité et de performance** : Les onduleurs doivent être rigoureusement conformes aux normes internationales et nationales en vigueur. Cela inclut, sans s'y limiter, les stipulations de l'**Arrêté du 09 Février 2017** (ou tout arrêté en vigueur relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie renouvelable sur le réseau BT) ainsi que les séries de normes spécifiques suivantes, dont la pertinence dépendra du type et des fonctionnalités exactes de du PCS :
 - **Sécurité** (le PCS doit être conforme à au moins l'une des normes suivantes relatives à la sécurité électrique des équipements, en fonction du type de convertisseur) :
 - **IEC 62109-1** et **IEC 62109-2** (Exigences de sécurité pour les convertisseurs PV).
 - **IEC EN 62040-1** (Exigences générales de sécurité pour les systèmes UPS, complémentaire si le PCS assure des fonctions d'ASI).
 - **EN 60335-1** et **EN 60335-2-29** (Sécurité des appareils électroménagers et chargeurs de batterie, parfois trouvé aussi).

- **Raccordement au Réseau** : L'onduleur doit démontrer sa conformité aux exigences de raccordement via l'une des normes suivantes, ou équivalentes reconnues. Souvent la liste complète des standards acceptés par chaque model n'est pas reflété directement sur la fiche technique. Il faudra la demander spécifiquement au fabricant :
 - **IEC 61727** : Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau des systèmes PV.
 - **EN 50549-1** : Exigences générales de connexion pour les générateurs raccordés au réseau basse tension (référence principale dans l'UE).
 - **VDE-AR-N 4105**: Normes reconnues dont la certification facilite la démonstration de conformité (référence principale en Allemagne).
- **Anti-îlotage** : La présence d'un dispositif de protection anti-îlotage est obligatoire pour garantir la sécurité du réseau et du personnel d'intervention. La conformité à la norme IEC 62116 (méthodes d'essai anti-îlotage) est recommandée, sauf si l'onduleur est certifié selon une norme de raccordement au réseau reconnue (telle que : EN 50549-1, VDE-AR-N 4105 ou équivalente) qui intègre déjà ces exigences.
- **Compatibilité Électromagnétique (CEM)** : la conformité à la directive 2014/30/UE est obligatoire. Cette conformité devra être démontrée par l'application d'au moins une des normes suivantes, en fonction du type d'équipement :
 - **IEC 61000 (ex. IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-12)** – pour les équipements raccordés au réseau.
- **Certification des fabricants et conformité aux essais** : Les fabricants doivent être certifiés, idéalement selon une norme de management de la qualité reconnue telle que l'**ISO 9001** (le cas échéant, à considérer comme un atout). Les modèles d'onduleurs proposés doivent avoir réussi des essais de performance rigoureux, réalisés par des organismes indépendants et accrédités
- **Vérification de l'efficacité énergétique et de la fiabilité** : Une preuve de l'efficacité opérationnelle et de la fiabilité à long terme devra être fournie. Celle-ci pourra prendre la forme :
 - De résultats de tests réalisés par un organisme tiers accrédité (si disponibles),
 - Ou de données constructrices documentées, complétées si possible par des références d'installations réelles en fonctionnement depuis au moins deux ans.

- **Marquage CE** : Le PCS devra porter le marquage CE s'il est commercialisé ou distribué au sein de l'Union européenne avant d'être exporté en Tunisie. Dans les autres cas, le marquage CE ne sera pas obligatoire, mais pourra être considéré comme un gage de conformité aux normes internationales de sécurité et de qualité.

4.4.2- Caractéristiques Techniques Minimales Exigées

Outre les exigences générales, les onduleurs hybrides doivent impérativement présenter les caractéristiques techniques minimales suivantes :

- **Compatibilité avec le réseau électrique (selon Arrêté du 09 Février 2017) :**
 - **Tension nominale** : 230 V en Monophasé et 400 V en Triphasé.
 - **Plage de tension de fonctionnement** : [-15% Un ; +10% Un].
 - **Fréquence nominale** : 50 Hz.
 - **Plage de fréquence de fonctionnement** : [47.5 Hz ; 52 Hz].
 - **Facteur de puissance** : Le PCS doit pouvoir fonctionner dans une plage de -0.8 inductif à +0.8 capacitif en **mode raccordé au réseau (grid-tie)**. (En mode de secours, le facteur de puissance est déterminé par la charge connectée).
 - **Taux de distorsion harmonique totale (THD)** : Ne doit pas dépasser 4%.
 - **Courant résiduel maximal** : LE PCS doit se déconnecter en 0.3s et indiquer un défaut si le courant résiduel permanent dépasse : 300 mA au maximum pour les onduleurs ≤ 30 kVA, ou 10 mA par kVA pour les onduleurs > 30 kVA.
- **Compatibilité avec le générateur photovoltaïque :**
 - **Courant d'entrée Max par entrée MPPT** : Le courant de court-circuit maximal débité par le générateur photovoltaïque (calculé aux conditions météorologiques plus critiques de l'endroit, ou au moins s'ils sont inconnus à -10 °C) ne doit pas dépasser le courant DC maximal acceptable par MPPT de l'onduleur.
- **Compatibilité avec le système de stockage (Batterie) :**
 - Compatibilité avérée avec les technologies de batteries courantes (Li-ion, plomb-acide).
 - La tension d'entrée/sortie DC de l'onduleur doit être conforme à la tension nominale et la capacité de courant de la batterie.
- **Efficacité et Performance thermique :**
 - **Rendement de la conversion DC/AC (côté onduleur batterie)** : $\geq 95\%$.
 - **Rendement du MPPT (si présent)** : $\geq 98\%$.

- **Dégradation du rendement** : La dégradation du rendement doit être limitée en fonction de l'augmentation de la température ambiante.
- **Autoconsommation** : Faible autoconsommation durant la nuit.
- **Température de fonctionnement** : La plage de température de fonctionnement de l'onduleur doit être au minimum entre -10°C et 60°C.
- **Protection et Sécurité** :
 - **Indice de protection (IEC 60529)** :
 - IP65 au minimum si l'onduleur est installé à l'extérieur non couvert.
 - IP54 si l'onduleur est installé à l'extérieur couvert par un auvent.
 - IP22 si l'onduleur est installé à l'intérieur et bien protégé.
 - Protection intégrée contre les surtensions (AC et DC) et les courts-circuits.
 - Systèmes de sécurité incendie et de protection thermique intégrés.
- **Garantie** : Une garantie minimum de 5 ans sur les équipements, avec les informations de garantie du fabricant clairement fournies.

4.4.3- Composition du Dossier de Demande d'Acceptabilité

Le dossier de demande d'acceptabilité des PCS doit inclure impérativement :

- La fiche technique complète du PCS(détaillant performances, certifications, dimensions, etc.).
- Les manuels d'utilisation et d'installation du PCS.
- Les certificats de conformité aux normes mentionnées ci-dessus (CE, CEI, VDE, UL, EN, NT).
- Les rapports de tests détaillés effectués par un organisme agréé et indépendant.
- Les certificats d'acceptation antérieurs ou les références d'installations validées par des entités reconnues.
- Le plan de maintenance préventive et de mise à jour du logiciel du PCS.
- Les schémas unifilaires (SLDs) internes ou les schémas blocs du PCS.
- Les informations relatives au système de surveillance (monitoring) et aux services cloud associés.
- Les informations sur la garantie du fabricant.

4.5- MISE EN OUVRE

L'installation du PCS et de son système de stockage par batteries requiert une mise en œuvre rigoureuse afin de garantir la sécurité des personnes et des biens, d'assurer une performance optimale et de maximiser la durée de vie des équipements.

Le local ou espace destiné au PCS doit être sèche, ventilé, sécurisé, accessible pour la maintenance, et conçu pour protéger aussi bien les équipements (PCS / onduleurs) que les personnes. Les caractéristiques principales d'une salle technique appropriée sont résumées à continuation :

- Proximité des champs PV, batteries et transformateur pour limiter les longueurs de câbles.
- Hauteur libre : minimum 2,5 m pour ventilation et accès.
- Ventilation forcée ou climatisation pour maintenir T° entre 15 °C et 30 °C.
- Hygrométrie <95 % HR, éviter condensation.
- Salle étanche à la poussière et à l'eau.
- Éclairage normal suffisant pour les opérations d'entretien et éclairage d'urgence.
- Extincteurs adaptés (CO₂ ou gaz inerte, éviter poudre).
- Chemins de câbles bien dimensionnés, séparant AC/DC et puissance/communication.
- Portes métalliques avec verrouillage sécurisé.
- Espace libre autour des équipements.
- Accès uniquement au personnel autorisé (badge, cadenas, clé).
- Absence de stockage de matières inflammables.
- Sol isolant ou tapis diélectriques devant armoires.

Enfin, pour garantir la sécurité, la performance et la validité de la garantie, toutes les étapes de mise en œuvre, d'exploitation et de maintenance doivent être réalisées en stricte conformité avec les manuels d'installation et d'utilisation des fabricants, ainsi qu'avec leurs conditions de garantie spécifiques.

Chapitre V

V. BATTERIE DE STOCKAGE

5.1- INTRODUCTION

Les batteries de stockage constituent un élément fondamental des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national, notamment dans le cadre de systèmes de stockage d'énergie (BESS). Leur conception, installation, exploitation et maintenance doivent impérativement respecter les exigences techniques et réglementaires établies par la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) ainsi que les normes nationales et internationales en vigueur.

Ce référentiel définit les prescriptions minimales relatives aux batteries de stockage afin d'assurer la sécurité, la performance, la fiabilité et la conformité réglementaire des installations.

5.2- CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

5.2.1- Normes de référence

Les batteries doivent être conformes aux normes internationales adoptées en Tunisie, notamment :

- **IEC 62619** : Batteries lithium-ion stationnaires — Exigences de sécurité
- **IEC 62620** : Batteries lithium-ion — Performances et essais
- **IEC 61427** : Batteries pour systèmes photovoltaïques stationnaires
- Prescriptions de l'arrêté ministériel tunisien relatif aux exigences techniques de raccordement des installations d'énergies renouvelables (Arrêté du 9 février 2017)
- Réglementation locale sur la sécurité incendie et la gestion des déchets dangereux.

La conformité à ces normes est obligatoire pour l'homologation et l'acceptation technique.

5.2.2- Modes de fonctionnement

L'utilisation de systèmes de batteries dans les systèmes de production décentralisée permet de maximiser l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque et/ou de fournir une alimentation de secours en cas de panne de réseau.

Les équipements de conversion (PCS), notamment les onduleurs hybrides, permettent de configurer différents modes d'utilisation du système, en privilégiant un mode par rapport à un autre ou en limitant l'utilisation de certains modes, selon les objectifs de l'installation.

En général, le passage d'un mode à l'autre se fait de manière dynamique pendant le fonctionnement de l'équipement, sans intervention de l'utilisateur.

- **Mode autoconsommation (Jour)** : L'énergie produite par le système photovoltaïque est utilisée pour optimiser l'autoconsommation. L'excédent

d'énergie sert à recharger les batteries et, s'il reste un surplus, il peut être injecté dans le réseau (facturation nette ou net billing).

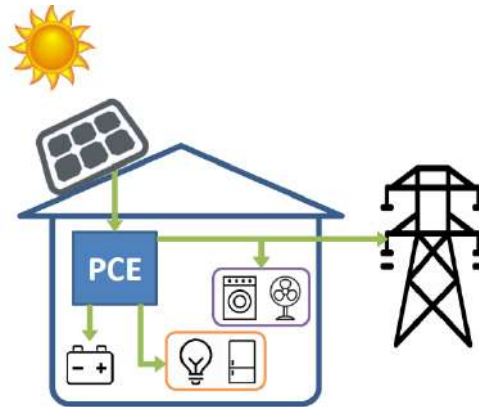


Figure 15: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les heures de jour

- **Mode autoconsommation (Nuit) :** L'énergie stockée pendant la journée peut être utilisée pour couvrir la consommation nocturne, maximisant ainsi l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque.

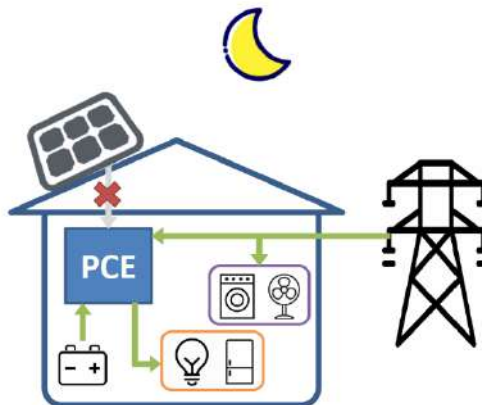


Figure 16: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les heures nocturnes

- **Mode secours (fonctionnement en île) :** En cas de panne du courant du réseau et selon le PCS, ce mode peut alimenter toutes les charges ou uniquement celles connectées à un port CA spécifique (secours).

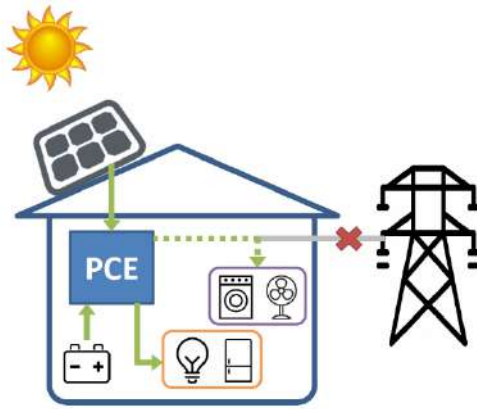


Figure 17: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV pendant les coupures de réseau

- **Mode chargeur (UPS) :** Le système recharge les batteries avec l'énergie du réseau, fournissant ainsi une solution de secours en cas de panne de réseau. Comme précédemment, en cas de panne de réseau, selon le PCS, toutes les charges peuvent être alimentées ou uniquement celles connectées à un port spécifique (secours).

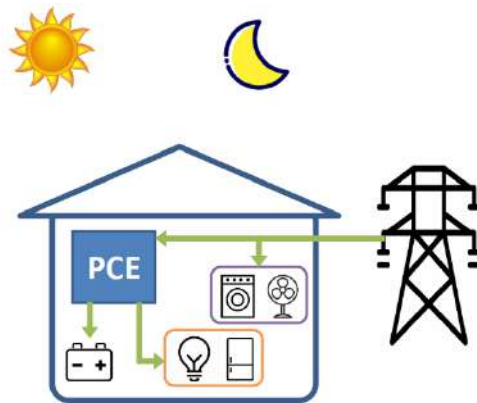


Figure 18: Diagramme du comportement du système d'autoconsommation PV en mode SAI

5.2.3- Différentes technologies des BESS

Les batteries à choisir pour chaque installation doivent évidemment être compatibles avec l'onduleur à batterie ou l'onduleur hybride sélectionné.

Le choix de la technologie de la BESS ainsi que sa capacité de stockage dépendent à la fois de critères de sécurité (lieu d'installation, difficulté d'accès, conditions de température et d'humidité, possibilités de ventilation, entre autres) et de critères techniques liés à la disponibilité énergétique de la BESS.

De façon général, les technologies de batteries acceptées dans le cadre des installations photovoltaïques en Tunisie comprennent :

- **Batteries lithium-ion (Li-ion):**

Il s'agit de batteries qui utilisent des réactions électrochimiques de charge et décharge entre une cathode en oxyde métallique lithié et une anode en matériau carboné. Les ions lithium migrent de la cathode vers l'anode lors de la charge et font le chemin inverse lors de la décharge, le tout à travers un électrolyte à base de sels de lithium.

Elles sont caractérisées par leur haute densité énergétique (volume et poids réduits) et temps de réponse rapide, leur longévité, leur efficacité énergétique, leur relative facilité d'installation et leur flexibilité pour s'adapter à une vaste gamme d'applications.

Par contre, son coût est encore élevé par rapport aux batteries de plomb-acide, elles sont très sensibles à la température et présentent un risque d'incendie important, et les méthodes de recyclage ne sont pas encore mises en œuvre à l'échelle industrielle.

- **Batteries plomb-acide scellées (OPzV, AGM) :**

Il s'agit de batteries qui utilisent des réactions électrochimiques de charge et décharge entre une électrode positive en dioxyde de plomb (PbO₂) et une électrode négative en plomb spongieux (Pb), immergées dans un électrolyte d'acide sulfurique dilué. Cet électrolyte, soit en forme liquide ou gélamineuse, est essentiel au fonctionnement du système.

Ces batteries sont reconnues pour leur robustesse et coût maîtrisé, fiabilité et maturité commerciale, couvrant une large gamme d'applications. Outre leur installation rapide et facile, elles présentent une recyclabilité élevée et bien développée industriellement.

En revanche, elles présentent une densité énergétique faible avec un poids important, une durée de vide relativement courte avec une dégradation importante avec le temps, et un processus de charge relativement lent en raison de leur potentiel de surchauffe.

La sélection de la technologie doit être justifiée dans le dossier technique.

5.2.4- Caractéristiques électriques

Les batteries doivent satisfaire aux spécifications électriques suivantes :

- Capacité nominale définie en kilowattheures (kWh), adaptée aux besoins du producteur et validée par étude énergétique,
- Tension nominale conforme à la configuration électrique du BESS,
- Courants maximaux de charge et décharge respectant les limites des équipements,
- Profondeur de décharge (DoD) et durée de vie cyclique garanties par le fabricant,

- Efficacité énergétique élevée et taux d'autodécharge maîtrisé.

5.2.5- Fonctionnalités

Dans le cas des batteries plomb-acide, la gestion de la charge et de la décharge est à la charge du système de conversion d'énergie ou PCS (onduleur photovoltaïque et onduleur batterie ou, à défaut, l'onduleur hybride).

Dans le cas des batteries au lithium, les batteries doivent être équipées d'un système de gestion (BMS) qui gère le processus de charge en communication avec le PCS et d'accord aux paramètres configurés par le fabricant ou modifiés sur place. Néanmoins, il est également recommandé de configurer les valeurs recommandées par le fabricant sur chaque onduleur, tant pour la charge que pour la décharge, pour maintenir la sécurité de l'installation en cas de perte de communication entre le PCS et le BMS.

De façon générale, les systèmes de régulation doivent garantir les fonctionnalités suivantes :

- Surveillance continue des paramètres critiques (tension, courant, température, SOC, SOH),
- Réglage du cycle de charge et de décharge (tension de flottation, tension d'absorption, temps d'absorption, courant de charge maximal, courant de décharge maximal, tension de déconnexion, tension de reconnexion, tension de pré-alarme pour batterie faible),
- Protection contre les situations dangereuses (surcharge, décharge profonde, surchauffe),
- Capacité de communication conforme aux protocoles standards (Modbus, CAN, Ethernet),
- Intégration aux systèmes de supervision et contrôle de l'installation.

Des dispositifs de gestion thermique et de sécurité incendie doivent être prévus conformément à la réglementation applicable.

5.3- CRITERES DE DIMENSIONNEMENT DU BESS

Le dimensionnement d'une batterie de stockage (BESS) dans un système photovoltaïque d'autoconsommation couplé au réseau est un processus complexe qui prend en compte plusieurs facteurs techniques et économiques pour garantir l'optimisation de la consommation d'énergie tout en assurant la sécurité et la pérennité de l'installation.

Le dimensionnement des batteries doit être réalisé selon une méthode rigoureuse prenant en compte :

- La demande énergétique et les profils de consommation spécifiques,

- La production photovoltaïque disponible et sa variabilité,
- La capacité de stockage nécessaire pour assurer les objectifs fonctionnels (autonomie, secours, optimisation, temps de délestage moyen),
- Les conditions d'exploitation (température, environnement),
- Les limites techniques imposées par le système d'inversion et de gestion de l'énergie (performances de l'onduleur et la batterie, caractéristiques spécifiques des équipements, etc.),
- La durée de vie attendue et la maintenance prévisionnelle.

Ce dimensionnement doit être documenté et validé dans le cadre de l'étude technique préalable.

Voici les principales étapes du processus de dimensionnement :

5.3.1- Évaluation des besoins énergétiques du site

La première étape consiste à déterminer les besoins énergétiques du site, notamment la consommation énergétique annuelle, les pics de demande et les périodes où la production solaire est insuffisante ou absente. Cela comprend :

- **Analyse des consommations** : On commence par analyser les profils de consommation des appareils ou des installations qui bénéficieront de l'autoconsommation (appareils électriques, équipements industriels, etc.).
- **Identification des périodes de demande** : Il est essentiel de comprendre quand la consommation d'énergie est maximale (par exemple, en soirée ou la nuit) et de déterminer si cette demande peut être couverte par la production photovoltaïque.

Pour le dimensionnement du BESS, nous nous baserons sur la *Consommation énergétique journalière (en kWh)* pour la période la plus critique (en tenant compte des différents jours de la semaine, de la saisonnalité tout au long des mois de l'année ou en fonction des spécificités du type de consommation).

5.3.2- Détermination du rôle de la batterie de stockage

Une fois que la consommation et la production sont connues, il est important de définir le rôle de la batterie dans l'installation, qui peut être :

- **Autoconsommation** : La batterie permettra de stocker l'excédent d'énergie solaire produit pendant la journée pour l'utiliser lorsque la production est insuffisante (nuit ou mauvaise météo).

- **Secours en cas de panne** : Si l'objectif est aussi de fournir de l'énergie en cas de coupure du réseau, cela influencera la taille de la batterie pour s'assurer qu'elle peut couvrir une période d'autonomie en cas de coupure prolongée.
- **Optimisation des coûts** : La batterie permet de maximiser l'autoconsommation et de réduire l'achat d'électricité sur le réseau, ce qui peut rendre l'installation économiquement avantageuse.

5.3.3- Paramètres pour le dimensionnement de la capacité de stockage

Le dimensionnement de la batterie dépend des éléments suivants :

5.3.3.1 *Profondeur de décharge (DoD)*

La profondeur de décharge fait référence à la quantité d'énergie qui peut être extraite d'une batterie avant qu'elle ne soit trop déchargée et initie une dégradation irréversible. Plus la profondeur de décharge est importante, plus la capacité de stockage peut devenir grande. En général les valeurs suivantes peuvent être considérées :

- **Batteries Li-ion** : DoD de 85%-90%.
- **Batteries plomb-acide** : DoD plus faible, environ 60%-80%.

5.3.3.2 *Autonomie souhaitée*

Il s'agit de la période pendant laquelle la batterie doit pouvoir alimenter le site en l'absence de production solaire (par exemple, pendant la nuit). On peut l'envisager de quelques heures - ce qui permet soit de mieux ajuster les courbes de production et de consommation, soit d'assurer l'alimentation électrique en cas de panne de réseau - à quelques jours lorsque l'alimentation est très instable.

Pour les systèmes photovoltaïques en autoconsommation raccordés au réseau, l'autonomie du BESS est généralement comprise entre 10h et 24h, et est rarement supérieure.

L'autonomie souhaitée influencera le dimensionnement de la batterie :

$$\text{Consommation (kWh)} = \text{Consommation quotidienne (kWh)} \times \text{Autonomie (jours)}$$

Lorsque l'autonomie est inférieure à 24 heures et seulement de quelques heures, il est parfois pratique d'utiliser la puissance de consommation maximale pendant les heures de pointe de la journée :

$$\text{Consommation (kWh)} = \text{Puissance maximale (kW)} \times \text{Autonomie (heures)}$$

5.3.3.3 *Performance de la batterie*

La charge et la décharge de la batterie entraînent des pertes d'énergie qu'il faut compenser. Cette performance varie selon la technologie choisie :

- **Batteries Li-ion** : Performance du 95%.
- **Batteries plomb-acide** : Performance plus faible, environ 85%.

5.3.3.4 *Performance de l'onduleur de batterie*

L'onduleur de batterie convertit le courant alternatif généré par l'onduleur photovoltaïque au courant continu, stockable dans la batterie, puis retransformé en courant alternatif, utilisable par les appareils électroménagers ou les appareils standards. Ces conversions, dans les deux sens, entraînent toujours des pertes liées aux performances de l'onduleur, bien que celles-ci aient considérablement diminué avec l'évolution technologique.

À des fins de calcul, cette performance peut être estimée, en absence de valeurs spécifiques fournies par les fabricants, au 90%.

5.3.3.5 *Facteur de sécurité*

Il est conseillé d'ajouter un facteur de sécurité au dimensionnement pour compenser les imprécisions des calculs de la demande et leur croissance, pertes énergétiques dues au câblage et autres facteurs imprévus. Ce facteur de sécurité est souvent compris entre 5% et 10%.

5.3.4- Calcul de la capacité de stockage :

La capacité de stockage en kWh nécessaire est calculée comme suit :

$$C_{BAT} [kWh] = E_{CONS} [kWh] * (1+F_s) / (DoD [\%] * R_{BAT} [\%] * R_{OND} [\%])$$

C_{BAT} = Capacité nominale de la batterie, en kWh

E_{CONS} = Consommation journalière de la batterie, en kWh

DoD = Profondeur de décharge maximale acceptable, en %

R_{BAT} = Performance de la batterie, en %

R_{OND} = Performance maximale de l'onduleur de batterie, en %

F_s = Facteur de sécurité, en %

Exemple : Supposons que nous voulons dimensionner une batterie Li-Ion pour couvrir une consommation moyenne quotidienne de 5 kWh avec une autonomie maximale de 24 heures en cas de coupure du réseau.

La consommation de conception sera donc :

Consommation journalière, $E_{CONS} = 5 \text{ kWh} \times 1 \text{ jour} = 5 \text{ kWh}$

La profondeur de décharge maximale de la batterie à prendre en compte (DoD) sera donc de 90%, tandis que son rendement de charge et de décharge R_{BAT} peut être considéré du 95 %.

Pour le PCS, nous appliquerons un rendement moyen R_{OND} de 90 %.

Pour les hypothèses de calcul, nous considérerons un facteur de sécurité F_S de 5 %.

Ainsi, la capacité de stockage minimale nécessaire de la batterie sera la suivante :

$$C_{BAT} \geq (1 + 0,05) \times 5 \text{ kWh} / (0,9 \times 0,95 \times 0,9) = \mathbf{6,82 \text{ kWh}}$$

5.4- PROTECTIONS

L'installation d'un système de stockage d'énergie par batterie (BESS) dans une centrale photovoltaïque couplé au réseau nécessite une série de protections électriques et de mesures de sécurité pour assurer la protection des équipements, des utilisateurs et de l'environnement. Le respect strict des normes électriques, des exigences de sécurité incendie et des systèmes de gestion des risques permet d'optimiser la performance de l'installation tout en garantissant la sécurité et la durabilité du système.

Toutes ces protections doivent être mises en œuvre conformément aux normes et réglementations locales et internationales, en s'assurant que chaque composant du système est adapté aux spécifications techniques et de sécurité de l'installation.

5.4.1- Protection anti-îlot

Les équipements connectés au réseau doivent être dotés d'une protection anti-îlotage. Les normes internationales prévoient deux types de protection : active (algorithme de surveillance et action de protection de l'îlotage) et passive (réseau fonctionnant hors de portée pendant certaines périodes, ouverture du circuit de génération du réseau).

5.4.2- Protection contre les surintensités

La batterie doit prévoir une protection contre les surintensités DC sur toutes ses bornes, en veillant à ce que la borne la plus proche ou la plus adjacente soit celle de la batterie, dimensionnée pour son courant nominal et dotée d'un étiquetage adapté à la conception électrique (schéma unilinéaire ou apparenté) du système. On peut considérer que l'équipement protège de manière à ce que le courant ne dépasse pas 120 à 125 % du courant nominal.

Certaines normes précisent que cette protection peut être un fusible à ouverture rapide en DC ou, dans certains cas, un disjoncteur. De plus, l'équipement connecté au réseau, pour chacun de ses ports CA, doit prévoir une protection contre les surintensités.

5.4.3- BMS

Le système de gestion de batterie (BMS) est un dispositif utilisé, entre autres, pour atténuer les risques d'incendie dus à la surchauffe ou à la décharge excessive des batteries. Ce dispositif surveille la température actuelle et la tension du parc de batteries afin de maintenir le système dans sa plage de fonctionnement sûre. Les parcs de batteries au lithium, tels que le lithium-polymère ou le lithium-ion, doivent utiliser un BMS.

Le BMS surveille variables comme surchauffe, surintensité, surtension et décharge excessive, et peut ainsi mettre si nécessaire la batterie, ou à défaut, l'ensemble du BESS, en sécurité.

Le dimensionnement du dispositif doit permettre de mesurer les variables à contrôler avec la rigueur nécessaire à la topologie du BESS. Par exemple, le dispositif doit être capable de mesurer la tension de tous les modules de batteries nécessitant une mesure individuelle.

5.4.4- Autres protections

5.4.4.1 *Systèmes de détection incendie automatiques adaptés à la technologie des batteries*

Le risque d'incendie est une préoccupation majeure dans les installations photovoltaïques avec batterie de stockage. Les batteries lithium-ion, en particulier, peuvent présenter un risque d'incendie en cas de surcharge, de défaillance interne ou de température excessive.

- **Systèmes de détection incendie** : L'installation de détecteurs de fumée et de chaleur dans la zone de stockage des batteries est recommandée pour détecter tout signe précoce d'incendie.
- **Extincteurs automatiques** : Il peut être nécessaire d'installer des systèmes d'extinction automatique adaptés, comme les systèmes à gaz (ex : CO₂) ou à poudre, dans la salle où sont stockées les batteries.
- **Compartmentation des batteries** : Les batteries doivent être placées dans des compartiments séparés et résistants au feu pour limiter la propagation d'un incendie en cas de défaillance.
- **Alarmes de sécurité** : liées aux paramètres critiques de fonctionnement.

5.4.4.2 *Protection contre les chocs et les vibrations*

Les systèmes de batteries doivent être protégés contre les chocs et les vibrations qui peuvent altérer leur performance ou entraîner une dégradation prématurée :

- **Racks de montage rigides** : Les batteries doivent être montées sur des racks robustes et stables qui absorbent les vibrations et minimisent les risques mécaniques.
- **Protection contre l'humidité** : Les équipements doivent être installés dans un environnement sec et protégé de l'humidité, afin de prévenir la corrosion des composants métalliques et les risques électriques.

5.4.4.3 *Contrôle d'accès et sécurité des installations*

L'accès aux équipements de stockage et aux onduleurs doit être strictement limité :

- **Portes sécurisées et accès contrôlés** : Des zones d'accès limité doivent être établies pour les installations de batteries et d'onduleurs, avec des portes sécurisées et verrouillées.
- **Alarme et surveillance** : Un système d'alarme et des caméras de surveillance peuvent être mis en place pour prévenir tout accès non autorisé et pour assurer une surveillance continue.

5.4.4.4 *Protection contre les surchauffes*

Les batteries et les onduleurs peuvent générer de la chaleur pendant le processus de charge et de décharge. Il est crucial de maintenir la température dans des limites sûres :

- **Ventilation et climatisation** : Les zones contenant des batteries doivent être bien ventilées, voire climatisées, pour maintenir une température stable et éviter la surchauffe.
- **Capteurs de température** : Des capteurs de température intégrés aux systèmes BMS peuvent activer des dispositifs de refroidissement ou déclencher une alarme en cas de température excessive.

5.5- CRITERES D'ACCEPTATION DES BATTERIES PAR LA STEG

L'acceptation des batteries est conditionnée par :

- a) La présentation des certificats de conformité aux normes en vigueur, notamment :
 - IEC 61427
 - IEC 62619
 - IEC 62620
 - Certificat de conformité CE
- b) La fourniture d'une documentation technique exhaustive, contenant au moins :
 - Fiches techniques des principaux composants du BESS.
 - Justification du choix de la technologie de la BESS.
 - Dimensionnement de la batterie.
 - Schéma électrique unifilaire de la connexion de la BESS, avec détail du câblage et les protections électriques.
 - Description des mesures anti-incendie et de climatisation adoptée.

- c) Pour batteries avec une capacité supérieure à 100 kWh, l'inclusion des essais fonctionnels préalables réalisés en usine, notamment tests de capacité, résistance interne et cycles partiels.
- d) La démonstration que le modèle de BESS proposé est compatible avec l'onduleur utilisé.

Il faut assurer en tout cas la traçabilité complète des équipements livrés.

Tout matériel ne respectant pas ces critères sera refusé.

5.6- AUTRES CRITERES RECOMMANDES

Afin d'assurer la fiabilité et la sécurité de l'installation, il est recommandé :

- e) D'opter pour une architecture modulaire facilitant l'évolution et la maintenance,
- f) D'intégrer des dispositifs avancés de détection des anomalies et alertes,
- g) De garantir la compatibilité avec l'ensemble des équipements connectés,
- h) De respecter les réglementations environnementales relatives au recyclage et à la gestion des déchets en fin de vie,
- i) D'assurer des protections électriques renforcées contre les surtensions, surintensités et défauts d'isolement.

5.7- MISE EN ŒUVRE

On doit tenir compte des facteurs suivants pour la mise en œuvre de la batterie :

- protection contre les influences externes (par exemple : température, humidité, feu, eau, chocs, vibrations, source de chaleur extérieure, rayonnement solaire) ;
- protection contre les risques générés par les batteries liées aux émanations de gaz suite à un emballement thermique (par exemple : court-circuit interne à la batterie).
- dans le cas où il peut y avoir émission de gaz en fonctionnement normal, le risque d'explosion associé doit être pris en compte.

5.7.1- Installation en coffret ou armoire

Pour des BESS avec une capacité totale inférieure à 15 kWh la batterie d'accumulateurs peut être installée à minima dans une enveloppe type coffret ou armoire, tout respectant les caractéristiques suivantes :

- Être en matériaux incombustible,
- Avoir un fond (ou étagère le cas échéant) conçu pour supporter le poids de la batterie,

- Ne pouvoir s'ouvrir qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil,
- Permettre le dégazage en cas d'emballlement thermique de la batterie,
- Garantir une ventilation adéquate et, si nécessaire, un contrôle climatique permettant de maintenir la température dans la plage recommandée.

Son emplacement doit respecter les caractéristiques suivantes :

- Être situé à au moins 1 m de distance de toute source de chaleur, de toute chaudière et de tout stock de combustibles tels que fioul, gaz, bois, etc. Ces éléments sont à identifier au moment de la conception,
- Ne pas être à risque d'incendie (BE2) au titre de la NF C 15-100,
- Être adapté au poids de l'enveloppe.

5.7.2- Installation hors local de batterie

Pour des BESS avec une capacité totale supérieure à 15 kWh la batterie d'accumulateurs peut être installée hors local tout respectant les caractéristiques suivantes :

- La batterie doit être installée dans un volume fermé respectant la réglementation incendie.
- La porte ou trappe d'accès ne doit pouvoir s'ouvrir qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil.
- Un moyen d'extinction doit être prévu ainsi qu'un détecteur de fumée selon les prescriptions du fabricant de la batterie.

5.7.3- Installation en local de batterie

Les dimensions du local seront déterminées en prenant en compte :

- Le nombre et l'encombrement des éléments d'accumulateurs de la batterie à installer.
- L'encombrement des éléments annexes (câblage y compris cheminements et supports).
- Les conditions d'accès suffisantes pour permettre l'installation et la maintenance (y compris dispositifs éventuels de manutention).

Les prescriptions suivantes doivent être respectées :

- Le sol doit être conçu pour supporter le poids de la batterie.
- Dans le cas d'un établissement recevant des travailleurs, la porte du local doit être de type antipanique et verrouillable uniquement de l'extérieur.

- L'accès est réservé aux personnes averties ou qualifiées.
- L'emballage thermique d'un élément de batterie génère des gaz. Il est nécessaire de prévoir dans le local une aération suffisante et d'éventuels dispositifs de détection suivant les prescriptions du fabricant.
- Un moyen d'extinction doit être prévu ainsi qu'un détecteur de fumée selon les prescriptions du fabricant de la batterie.

5.7.4- Rack de subjection

Dans le cas où les batteries sont installées sur des racks, ceux-ci doivent être homologués par le fabricant de batteries, garantissant leur stabilité, une dissipation thermique efficace, leur facilité d'accès aisé pour la maintenance et leur conformité aux normes mécaniques en vigueur.



Chapitre VI

VI. CABLAGE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

6.1- INTRODUCTION

Le câblage des différentes composantes d'une centrale photovoltaïques (CPV) nécessite la mise en œuvre des câbles et des appareils de sectionnement, coupure et protection qui répondent aux exigences des normes relatives aux centrales photovoltaïques.

Le présent chapitre traite des composantes du câblage d'une centrale photovoltaïque qui sont principalement :

- Les câbles du côté courant continu (DC) de la CPV entre les modules et l'onduleur photovoltaïque
- Les connecteurs
- Les boîtes de jonction de chaînes de modules
- Les boîtes de raccordement des groupes de modules
- Le(s) coffret(s) DC
- Les câbles du côté courant alternatif (AC)
- Le(s) coffret(s) AC

Dans le cas où l'installation intègre un système BESS, les composants de câblage supplémentaires suivants doivent également être pris en compte :

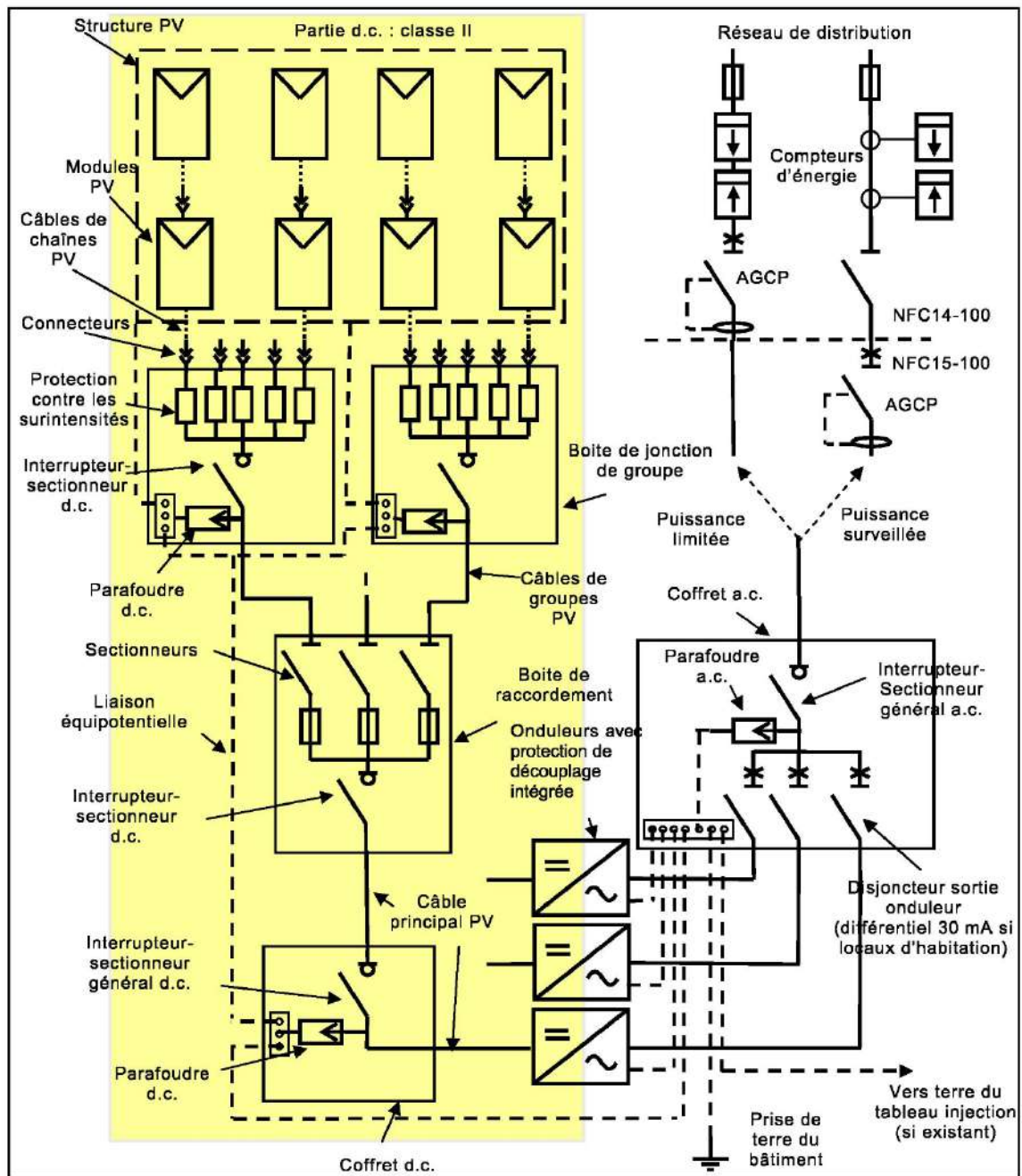
- Les câbles du côté courant continu (DC) entre la batterie et l'onduleur de batterie ou onduleur hybride
- Le coffret de protections DC de la batterie
- Le câblage de communication entre les différents composants, le système de suivi et la connexion internet ou router

Il est à noter que tous les composants du câblage courant continu (câbles, interrupteurs, connecteurs, modules etc.) doivent être de classe II de protection, répondre aux spécificités des centrales photovoltaïques et doivent être choisis en fonction des valeurs de courant et de tension maximum des chaînes de modules interconnectés constituant le générateur photovoltaïque.

6.2- CABLAGE DE LA PARTIE COURANT CONTINU (DC)

6.2.1- Dispositions générales

a) Schéma de câblage entre les modules et l'onduleur photovoltaïque ou



hybride

Figure 19: Composantes de la connexion DC des modules photovoltaïques

b) Schéma de câblage entre la batterie et l'onduleur de batterie ou hybride

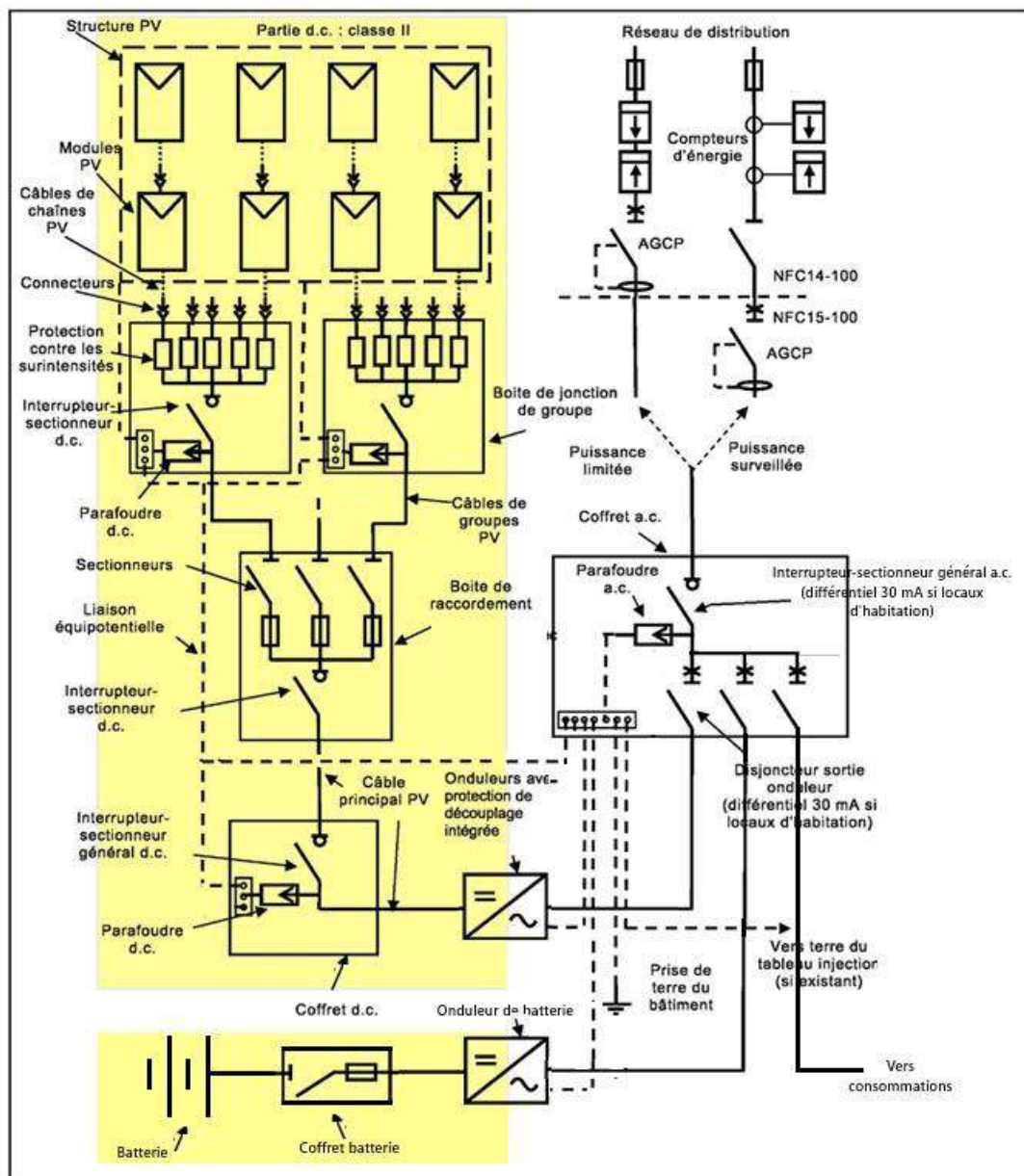


Figure 20: Composantes de la connexion DC de la batterie

6.2.2- Caractéristiques techniques des câbles de la partie DC

6.2.2.1 Normes de références

CEI 60228 : Âmes des câbles isolés

DIN EN 50265-2-1 : Méthodes d'essai communes aux câbles soumis au feu - Essai de résistance à la propagation verticale de la flamme sur un conducteur ou câble isolé - Partie 2-1 : Procédures - Flamme de type à prémélange 1 kW.

6.2.2.2 *Caractéristiques techniques minimales*

Les câbles de la partie DC sont des câbles photovoltaïques, ce sont des câbles unipolaires spécifiques soumis à des conditions de fonctionnement particulières. Ces câbles doivent être conçus avec une âme de classe 5 en cuivre étamé, pour fonctionner avec des températures ambiantes comprises entre -40 °C et +90°C.

Le câble doit avoir les caractéristiques techniques minimales suivantes :

- Type de câble : unipolaire, double isolation, résistant aux ultraviolets;
- Section des câbles : normalisée ;
- Respect des normes des câbles pour courant continu.

Ainsi, il est prévu que :

- La température maximale admissible sur l'âme en régime permanent est de 90°C ou 120°C.
- La température maximale admissible sur l'âme en régime de court-circuit est de 250°C.
- Tension maximale en courant continu : 1,8 kV.
- Tension assignée en courant alternatif : U_0/U : 0,6/1 (1,2) kV
 - U_0 : la valeur efficace entre l'âme d'un conducteur
 - U : la valeur efficace entre les âmes conductrices de deux conducteurs

6.2.2.3 *Marquage*

Le câble doit porter un marquage continu sur la gaine externe du câble, marquage imprimé ou indenté en relief dans la gaine. Le marquage doit être lisible et comporter au moins les indications suivantes :

- Section,
- Code de désignation PV1000-F,
- Référence du fabricant ou le code usine.

Pour assurer un repérage des câbles dc, chaque polarité doit être repérée par une couleur, la couleur noire étant réservée pour la polarité négative, la couleur rouge étant réservée pour la polarité positive.

6.2.2.4 *Acheminement des câbles :*

Les câbles de la partie DC d'une centrale photovoltaïque doivent :

- Être Protégés des conditions climatiques sévères et des rayonnements ultraviolets afin de ralentir le processus de vieillissement et à minimiser les risques de point chaud et d'arc ;
- Respecter la convention internationale, le conducteur positif en rouge et le conducteur négatif en bleu ou en noir ;

- Cheminercôte à côte et le câble d'équipotentialité doit emprunter le même cheminement pour éviter les boucles de câblage préjudiciables en cas de surtensions dues à la foudre ;
- Respecter le rayon de courbure des câbles
- Être posés sans contact avec des arêtes tranchantes pour éviter les dommages mécaniques ;
- Être choisis et mis en œuvre de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit ; cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la classe II (isolation double).
- Cheminerdans des conduits protégés, non encastrés, distincts de ceux des circuits alternatifs, sauf ponctuellement au niveau des croisements.
- Être posés en utilisant des matériels de fixation appropriés. Les matériels d'installation utilisés à l'extérieur comme les colliers de câblage, par exemple, doivent être résistants aux intempéries. Les options de fixation listées ci-après peuvent être utilisées :
 - Tube PVC (IRO ou IRL)(dans les locaux)
 - Tube annelé (gaines)(dans les locaux)
 - Chemins de câble métalliques avec couvercle
 - Les colliers de câblage (en inox pour les zones exposées au soleil)

6.2.2.5 Protection mécanique des câbles :

La protection mécanique des câbles doit être spécifiée pour :

- Préserver le câble des dommages de toutes natures (mécanique, solaire, intempérie, rongeurs,...).
- Assurer la sécurité des personnes.
- Ne pas être accessible.

À cet égard,les chemins de câble métalliques doivent être prévus pour chaque installation. Le choix de la protection mécanique adéquate doit être justifié.

6.2.3- Usage et caractéristiques techniques des connecteurs

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne PV dont la tension U_{COmax} est supérieure à 60 V (deux modules et plus), doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle-femelle à assembler doit être de même type et de même marque. Il est à noter que La norme NF EN 62852 ne définit pas de



Figure 21: Connecteur DC mâle-femelle

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

Les connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 62852 en vigueur et avoir les caractéristiques minimales suivantes :

- Degré de protection minimal : IP 65
- Chaque couple mâle/femelle doit être de même marque et de même type
- Sertissage avec un outil validé par le constructeur
- Démontables avec un outil (par construction ou installation) si accessible à personne non avertie

Les connecteurs doivent supporter :

- les tensions maximales à -10°C des chaînes
- un courant $> 1.25 \times I_{sc_stc}$ des chaînes ou groupe de chaîne en parallèles

6.2.4- Mise en œuvre des boîtes de jonction

6.2.4.1 Définition :

C'est une enveloppe dans laquelle des chaînes photovoltaïques sont reliées électriquement en parallèle.

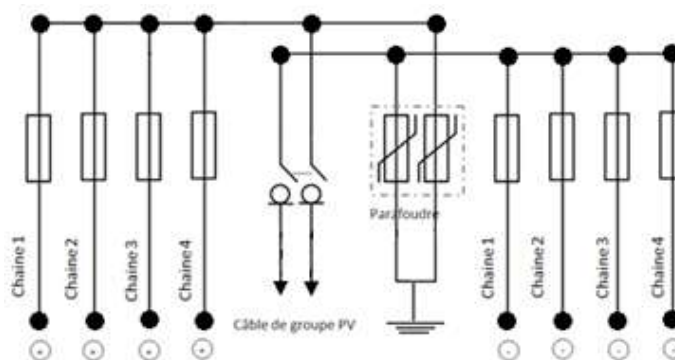


Figure 22: schéma unifilaire d'une boîte de jonction à 4 chaînes

La polarité plus dans un côté, la polarité moins dans l'autre et l'interrupteur sectionneur au milieu pour assurer une séparation.

Cette disposition augmente la sécurité en cas de déconnexion ou connexion de l'une des polarités afin d'éviter le risque de contact accidentel entre les deux polarités.

6.2.4.2 Conditions de mise en œuvre des boîtes de jonction

L'utilisation d'une boîte de jonction en amont du câble photovoltaïque principal, est possible dans les cas suivants :

- Limiter le nombre de câbles entre les modules photovoltaïques et les coffrets électriques en aval ;
- Lorsque le nombre de chaîne de module est strictement supérieur à 2 ;

6.2.4.3 *Règles de mise en œuvre des boîtes de jonction*

La mise en œuvre des boîtes de jonction utilisées pour la mise en parallèle des chaînes (une chaîne est un circuit dans lequel les modules PV sont connectés en série) devra se conformer aux dispositions constructives suivantes :

- Assurer une prévention contre tout phénomène de condensation ;
- Être implantées en un lieu accessible pour les exploitants et comportant des étiquettes de repérage et de signalisation du danger, Les étiquettes doivent être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux intempéries (température, humidité, UV,...).
- Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être isolée individuellement par le biais de porte fusible et/ou déconnectée par d'autres liaisons dé-connectables (connecteur débrochable par exemple) sans risque pour l'opérateur.
- Lorsque la protection par fusibles s'impose, ils doivent être appropriés pour le courant continu et installés à la fois sur la polarité positive et la polarité négative de chaque chaîne.
Pour permettre les interventions de maintenance, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité des boîtes de jonctions équipées de dispositifs de protection.
- Une Disposition des bornes positives et négatives de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soient improbables.
- Un marquage visible et inaltérable indiquant que les parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension après sectionnement de l'onduleur courant continu.

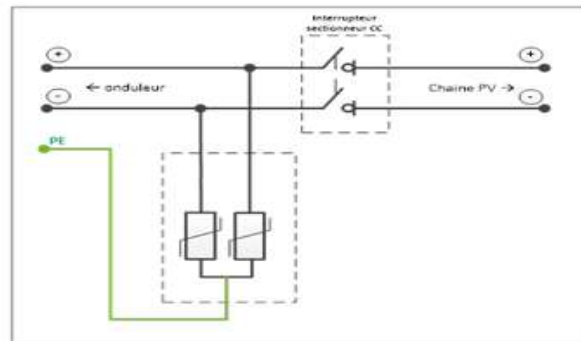
6.2.4.4 *Le coffret courant continu (DC) à l'arrivée des modules PV sur l'onduleur :*

Ce coffret DC abrite les équipements de sectionnement, de coupure et de protection suivants :

- ✓ La coupure sur le côté continu ;
- ✓ Le sectionnement du côté de génération de l'installation photovoltaïque pour des besoins de maintenance ou autre ;
- ✓ La protection contre les surtensions ;
- ✓ La protection contre les surintensités dans certains cas.

Le coffret DC est installé en amont de l'onduleur photovoltaïque et dans un emplacement le plus proche possible de ce dernier.

Figure 23: e



NB : la protection intégrée est possible pour les onduleurs de puissance ≥ 40 kVA. Si la protection intégrée ne répond pas aux exigences du référentiel, l'équipement par un coffret (DC) est exigé.

protection intégrée
de
Si la protection
pas aux exigences

6.2.4.5 Le coffret courant continu (DC) à l'arrivée des batteries sur l'onduleur :

Ce coffret DC est requis seulement dans le cas où l'installation intègre un système BESS, et abrite les équipements de sectionnement, de coupure et de protection suivants :

- ✓ La protection par fusible de chaque chaîne de batteries en parallèle ;
- ✓ Le sectionnement de l'ensemble de la batterie pour des besoins de maintenance ou autre.

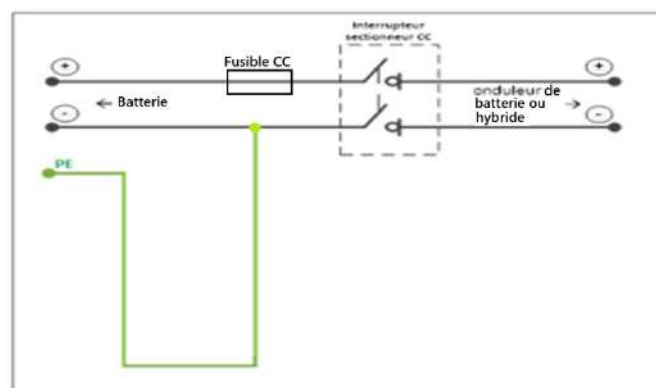


Figure 24: exemple de schéma unifilaire du coffret DC de batteries

Le coffret de la batterie est installé en aval de l'onduleur de batterie et dans un emplacement le plus proche possible de ce dernier.

NB : en fonction des indications du fabricant spécifique de la batterie, il faut confirmer si le pôle négatif doit être mis à la terre ou bien la connexion doit rester flottante.

6.2.5- Caractéristique techniques des Boites et des coffrets

6.2.5.1 Normes de références

NF EN 61439 : Ensembles d'appareillage à basse tension

NFC15-100 : Installations électriques à basse tension

Norme CEI 60364-7-712 : Installations électriques des bâtiments – Partie 7-712: Règles pour les installations et emplacements spéciaux

6.2.5.2 *Caractéristiques techniques minimales*

Les équipements électriques doivent faire l'objet d'une disposition de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe. Les armoires ou coffrets contenant des parties actives accessibles doivent :

- Pouvoir être fermés soit au moyen d'une clef, soit au moyen d'un outil.
- Avoir une enveloppe non propagatrice de la flamme
- Avoir un degré de protection d'au moins IP 44 et IK 07 (IP 65 si installé à l'extérieur)
- Assurer une protection contre les contacts directs lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB (Avoir une protection contre des corps étrangers solides plus grands que 12 mm ou le contact accidentel avec un doigt)

6.2.6- Protection contre les courants inverses des modules PV par fusibles

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

Si le générateur PV est constitué d'une chaîne unique, le courant de défaut inverse n'existe pas, et aucun dispositif de protection contre les surintensités n'est exigé.

Si le générateur PV est constitué de deux chaînes en parallèle, le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à I_{scmax} . Les modules de la chaîne en défaut sont toujours capables de supporter ce courant inverse et aucun dispositif de protection des chaînes contre les surintensités n'est exigé.

Si le générateur PV est constitué de N_c chaînes en parallèle ($N_c > 2$), le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à $(N_c - 1) I_{scmax}$. Un dispositif de protection des chaînes contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes du générateur N_c est supérieur à N_{cmax} , nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

Pour les modules photovoltaïques pouvant supporter un courant inverse supérieur à $2 \times I_{ccmax}$, il y a lieu de prévoir une étude de protection des chaînes de modules contre les courants inverses.

Exemple : caractéristiques techniques du module photovoltaïque en annexe

$$I_{RM} = 16 \text{ A}$$

$$I_{scSTC} = 8,4 \text{ A}$$

$$1 + I_{RM}/I_{scSTC} = 2.86$$

Pour ces modules le nombre de chaînes maximales sans protection est $N_{cmax}=2$

Pour les générateurs PV avec un nombre de chaînes N_c supérieur à N_{cmax} , l'utilisation de dispositifs de protection contre les courants inverses est donc à prévoir.

6.2.6.1 Dimensionnement du dispositif de protection des modules PV

$$1.1I_{scMax} \leq I_n \leq I_{RM}$$

I_n : Courant assigné des dispositifs de protection

En général le calibre du fusible de protection contre les courants inverses est donné par le fabricant des modules au niveau de la fiche technique.

6.2.6.2 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à la NF EN 60269-6, soit des disjoncteurs conformes à la NF EN 60947-2. Ces dispositifs doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.

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

- La tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension U_{comax} du générateur photovoltaïque ;
- Le courant assigné I_n est déterminé au paragraphe correspondant
- Les fusibles doivent posséder le marquage gPV conformément à la NF EN 60269-6 et les disjoncteurs doivent posséder le marquage pour une utilisation en courant continu (indication «courant continu » ou par symbole) et être indépendants du sens de passage du courant.

6.2.7- Répartiteur de mise en parallèle des chaînes :

Le répartiteur (collecteur) DC doit être conçu pour fonctionner dans les conditions extrêmes du générateur photovoltaïque. La tension nominale doit être supérieure à la tension maximale du générateur à vide (-10°C) et le courant doit être supérieur à 1.25 fois le courant de court-circuit du générateur PV.

Le répartiteur doit assurer une protection contre les contacts directs lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB (Avoir une protection contre des corps étrangers solides plus grands que 12 mm ou le contact accidentel avec un doigt)

6.2.8- L'interrupteur-sectionneur courant continu de l'ensemble de génération PV

Pour permettre les opérations de coupure d'urgence, de réparation et de maintenance des centrales photovoltaïques, un interrupteur DC doit être prévu, à proximité de l'onduleur, pour déconnecter l'onduleur du générateur photovoltaïque.

L'interrupteur-sectionneur DC doit être conçu pour fonctionner dans les conditions extrêmes du générateur photovoltaïque. La tension nominale doit être supérieure à la tension maximale du générateur à vide (-10°C) et le courant doit être supérieur à 1.25 fois le courant de court-circuit du générateur PV.

La manœuvre de l'interrupteur-sectionneur DC doit assurer une ouverture/fermeture omnipolaire et simultanée des deux polarités du circuit continu.

La commande de l'interrupteur-sectionneur DC doit être facilement reconnaissable et rapidement accessibles.

Note : Pour les onduleurs de puissance supérieure ou égale à 40 kVa, le dispositif de coupure peut être intégré dans la même enveloppe.

6.2.9- Protection des batteries par fusibles

Dans une installation avec plusieurs chaînes de batteries en parallèle, ceux-ci doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant prendre naissance dans les chaînes en défaut.

Si la batterie est constituée d'une chaîne unique, le courant de défaut inverse n'existe pas, mais un dispositif de protection contre les surintensités pour cette unique chaîne est de toute façon exigé.

6.2.9.1 Dimensionnement du dispositif de protection des batteries

$$E_{chaîne\ Bat} [Wh] / (V_{Bat} [V] * h_{min}[h]) \leq I_n \leq P_{MAX\ Ond} [W] / V_{Bat} [V]$$

E_{chaîne Bat} : Énergie maximale de stockage de la chaîne (ou l'ensemble le cas échéant) de batterie, en Wh

V_{Bat} : Voltage nominale de la batterie, en V

h_{min} : Temps minimal de décharge de la batterie, en h. Typiquement 10h pour installations résidentielles.

I_n : Courant assigné des dispositifs de protection

P_{MAX Ond} : Puissance maximale de l'onduleur de batterie ou hybride, en W

En général le calibre du fusible de protection contre les courants inverses est donné par le fabricant des modules au niveau de la fiche technique.

6.2.9.2 *Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités*

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à la NF EN 60269-6, soit des disjoncteurs conformes à la NF EN 60947-2. Ces dispositifs doivent être mis en œuvre sur le pôle positif quelle que soit la configuration de l'installation.

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

- La tension assignée d'emploi (U_e) doit être 20% supérieure ou égale à la tension maximale de charge ou d'égalisation U_{eq} de la batterie ;
- Le courant assigné I_n est déterminé au paragraphe correspondant
- Les disjoncteurs doivent être omnipolaires et posséder le marquage pour une utilisation en courant continu (indication «courant continu» ou par symbole) et être indépendants du sens de passage du courant.

6.2.10- L'interrupteur-sectionneur courant continu de l'ensemble de la batterie

Pour permettre les opérations de coupure d'urgence, de réparation et de maintenance des centrales photovoltaïques, un interrupteur DC doit être prévu à proximité de l'onduleur de batterie, pour déconnecter ceci complètement et laisser la batterie complètement en repos.

L'interrupteur-sectionneur DC doit être conçu pour fonctionner dans les conditions extrêmes de l'onduleur de batterie. La tension nominale doit être supérieure à la tension maximale de charge de la batterie et le courant doit être au moins 1,25 fois supérieur au courant DC de pointe (puissance maximale) de l'onduleur de batterie.

La manœuvre de l'interrupteur-sectionneur DC doit assurer une ouverture/fermeture omnipolaire (simultanée ou non) des deux polarités du circuit continu.

L'interrupteur-sectionneur DC du pôle positif peut être substitué par un fusible sectionnable. Dans ce cas, le courant doit être égal ou supérieur au courant DC de pointe (puissance maximale) de l'onduleur de batterie

La commande des interrupteur-sectionneur DC doit être facilement reconnaissable et rapidement accessible.

6.2.11- Parafoudre DC

6.2.11.1 *Caractéristiques et mise en œuvre*

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter le niveau de surtensions transmises par les câbles à un niveau compatible avec la tension de tenue aux chocs des matériels de l'installation et des matériels alimentés par cette installation. Il est généralement placé entre

un conducteur actif et la masse de l'équipement à protéger, elle-même reliée à la terre et parfois entre conducteurs actifs.

Les parafoudres de type 2 sont conçus pour être installés sur des sites où la probabilité d'impact direct de foudre est estimée à une faible valeur. Les parafoudres de type 2 protègent l'ensemble de l'installation et résistent aux ondes de choc de type 8/20 μ s.

Installation avec paratonnerre

La mise en œuvre de parafoudre(s) est obligatoire côté générateur DC :

- Structure métallique des modules PV connectée au paratonnerre : Type 1 ;
- Centrale PV de production au sol avec paratonnerre : Type 1 ;
- Structure métallique des modules PV non connectée au paratonnerre : Type 2.

Dans le cas de mise en œuvre de parafoudres Type 1, l'un est mis en œuvre côté modules, l'autre est mis en œuvre côté onduleur.

Installation sans paratonnerre

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie DC d'une installation PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche de l'onduleur.

Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m (voir Figures 11 et 12), la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près des modules si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité de l'onduleur est supérieur à 50% de la tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque U_w (voir tableau ci-dessous).

Tableau 5: Tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque

Tension maximale système inférieure ou égale à [V]	U_w [V]		
	Module PV de classe A ^{a)}	Module PV de classe B ^{a)}	Convertisseur PV ^{b)}
100	1500	800	2500 (exigence minimale)
150	2500	1500	
300	4000	2500	
600	6000	4000	4000
1000	8000	6000	6000
	Toutes les tensions sont extraites des normes : a) NF EN 61730-2 b) CEI 62109-1		

NB : Pour les onduleurs intégrant des dispositifs de protection contre les surtensions, les dispositifs doivent remplir les exigences mentionnées dans ce document.

Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes avec l'équipement des interrupteurs sectionneurs.

6.2.11.2 *Section des câbles de connexion du parafoudre*

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6mm² Cu ou équivalent pour le type 2 et égale à 16mm² Cu pour le type 1.

6.2.11.3 *Dimensionnement*

Les caractéristiques des parafoudres installés côté DC sont définies comme suit :

Choix de I_n :

I_n courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (en kA)

Les parafoudres de type 2 ont une valeur minimale du courant nominal de décharge I_n de 5 kA.

Un courant nominal de décharge supérieur à la valeur exigée procurera une durée de vie plus longue au parafoudre.

Choix de I_{max} :

I_{max} courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20 μ s (en kA)

Choix de I_{imp} : Le courant de choc I_{imp} des parafoudres de type 1 est choisi par défaut avec une valeur minimale de 12,5 kA.

- ✓ La tension max du générateur PV ne doit pas dépasser U_{cpv} du parafoudre :

$$U_{cpv} < \sum V_{oc} \text{ (-10 C)}$$

- ✓ La tension U_p : niveau de protection doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension assignée de tenue aux chocs U_w des matériels à protéger.

$$U_p \leq 80\% * U_w$$

- ✓ Courant I_n : courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (en kA), les parafoudres de type 2 ont une valeur minimale du courant nominal de décharge I_n de 5 kA.

$$I_n > 5 \text{ kA}$$

- ✓ Le parafoudre doit avoir un courant supérieur au courant I_{sc_max} du générateur :

$$I_{scpv} > 1,25 * I_{sc} \text{ du générateur PV}$$

- ✓ En présence d'onduleurs multi-MPPT, il est obligatoire de mettre en œuvre un parafoudre sur chaque entrée MPPT.

6.2.12-Sections des câbles de la partie DC

Le choix des sections des câbles de polarité côté DC s'effectue selon les critères majeurs suivants :

- Le courant dans les câbles de chaînes /groupes
- Type des câbles
- Mode de pose et coefficients de correction
- Les protections (fusible, disjoncteur DC)
- La chute de tension maximale admise

6.2.12.1 *Méthode de détermination de la section des câbles DC*

- Détermination de la section de câble :

La température ambiante utilisée pour dimensionner les câbles DC :

Enterré : 25 °C

Local technique : 50 °C

Dans un chemin de câble non exposé au soleil : 50 °C

Dans un chemin de câble exposé au soleil : 80 °C

La valeur du courant admissible d'un câble dépend du type de câble et est généralement donné par le constructeur.

Pour le calcul du courant admissible corrigé à utiliser la valeur du courant admissible indiqué la norme NF C 15-100 en vigueur. Les facteurs de correction, pour une température maximale à l'âme de 90°C et 120 °C, à appliquer sont donnés dans les tableaux de la norme C15-100 et/ou guide UTE C15-712.

6.2.12.2 Courant dans les câbles de chaînes/groupes

✓ Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau ci-dessous.

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans un câble de chaîne	Avec protection ?	I _n Courant assigné des dispositifs de protection des modules	I _z Courant admissible des câbles de chaînes
1	-	-	NON	-	$I_z \geq I_{scmax}$
2	-	I_{scmax}		-	$I_z \geq I_{scmax}$
Nc	-	$(Nc - 1) I_{scmax}$		-	$I_z \geq (Nc - 1) I_{scmax}$
Nc	1	$(Nc - 1) I_{scmax}$	OUI	I _n déterminé par le Tableau 5	$I_z \geq I_2$ si $Nc < 20$ $I_z \geq I_n$ si $Nc \geq 20$
	Np > 1	$(Nc - 1) I_{scmax}$			$I_z \geq k_p I_2$ si $Nc/Np < 20$ $I_z \geq k_p I_n$ si $Nc/Np \geq 20$

Tableau 6: Courants admissibles des câbles de chaînes PV

NOTE : Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I₂ est pris égal à 1,3 I_n.

Pour les fusibles, le courant I₂ est pris égal à 1,45 I_n.

Afin de dimensionner la section des câbles de chaînes à ce qui est strictement nécessaire à la Sécurité électrique, il est proposé une détermination du courant admissible des chaînes de câbles en fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I₂ :

✓ **Pour Nc < 20 ou Nc/Np < 20**, le risque d'occurrence est significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I₂ ou à k_p I₂ ;

✓ **Pour Nc ≥ 20 ou Nc/Np ≥ 20**, le risque d'occurrence n'est pas significatif.

La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n ou à k_p I_n.

Le coefficient k_p est utilisé si Np, le nombre de chaînes par dispositif de protection, est supérieur à 1.

Il permet de prendre en compte les courants fournis par les chaînes directement en parallèle sur la chaîne en défaut, et ne passant pas par un dispositif de protection.

Il se calcule par la formule suivante : $k_p = 1 + (N_p - 1) / (N_c - N_p)$.

Il est toujours supérieur à 1 et tend vers 1 quand Nc est grand.

Le choix du courant admissible I_z des câbles de chaînes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

✓ **Protection des câbles de groupes PV**

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

Si le générateur PV est constitué de deux groupes en parallèle, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à $I_{sc_max_GROUPE}$.

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

Un dispositif de protection des câbles de groupes PV contre les surintensités n'est exigé que si leur courant admissible est inférieur au courant inverse maximal de groupe.

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

N_a Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	Avec protection ?	I_n Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	I_z Courant admissible des câbles de groupes
1	-	NON	-	$I_z \geq I_{sc_max_GROUPE}$
2	$I_{sc_max_GROUPE}$		-	$I_z \geq I_{sc_max_GROUPE}$
$N_a > 2$	$(N_a - 1) I_{sc_max_GROUPE}$		-	$I_z \geq (N_a - 1) I_{sc_max_GROUPE}$
$N_a > 2$	$(N_a - 1) I_{sc_max_GROUPE}$	OUI	$I_n \geq 1,1$ $I_{sc_max_GROUPE}$	$I_z \geq I_2$ si $N_a < 20$ $I_z \geq I_n$ si $N_a \geq 20$

Tableau 7: Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés

NOTE 1 : Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à $1,3 I_n$. Pour les fusibles, le courant I_2 est pris égal à $1,45 I_n$.

NOTE 2 : Calcul de $I_{sc_max_GROUPE} = N_c / N_a I_{sc_max}$ avec $I_{sc_max} = 1.25 * I_{sc_STC}$

La détermination du courant admissible des câbles de groupes est fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- Pour $N_a < 20$, le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 .
- Pour $N_a \geq 20$, le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b du Paragraphe 433.1 de la NF C15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n .

Le choix du courant admissible I_z des câbles de groupes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

✓ Protection du câble principal PV

Le câble principal d'un générateur PV doit être dimensionné avec un courant admissible I_z supérieur ou égal à $I_{sc_max_GEN}$.

NOTE : Calcul de $I_{sc_max_GEN} = N_c I_{sc_max}$ avec $I_{sc_max} = 1.25 I_{sc_STC}$

Le choix du courant admissible I_z du câble principal PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la NF C 15-100 en vigueur.

6.2.13- Chute de tension dans la partie courant continu

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension dans la partie DC d'une centrale photovoltaïque.

La chute de tension recommandée dans la partie DC de la CPV est de 1%, toutefois la chute maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3 % à une valeur de courant égal à I_{mpp_STC} (STC : conditions d'essais normalisées). Le calcul de cette chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

- La résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1,25 \times \rho_0$) ;
- La tension de référence dans les calculs est la tension U_{mpp_STC} ;
- Le courant de référence dans les calculs est le courant I_{mpp_STC} ;
- La chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur, et on retient le cumul le plus important.

$$u = U_A - U_B = 2 \times \rho \times \frac{L}{S} \times I_{mppSTC}$$

$$\Delta u \text{ (en \%)} = 100 \times \frac{u}{U_A}$$

Avec :

u : Chute de tension en Volt

ρ : Résistivité des conducteurs en service normal = 0.023 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre

L : La longueur simple de la canalisation en mètre

S : Section des conducteurs, en mm^2

I_{mppSTC} : Courant d'emploi dans les conditions de test Standard

U_A : Tension de référence calculée sur la base de U_{mppSTC}

Δu : la chute de tension relative en %

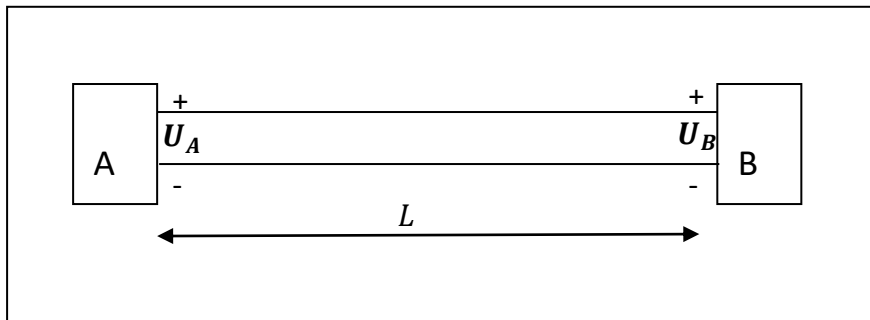


Figure 25: Chute de tension dans les conducteurs CC

6.2.14- Chute de tension pour les modules bifaciaux

En cas d'utilisation de modules bifaces, la chute de tension côté DC est calculée en tenant compte de l'effet cumulé de la face avant aux conditions d'essais normalisées (STC) et de la face arrière à une irradiation dépendant de l'environnement immédiat (mise en œuvre, albédo, ...).

Sans connaissance de l'effet de l'environnement immédiat sur le fonctionnement de la face arrière des modules bifaces, le courant à prendre en compte pour la chute de tension côté DC est le courant I_{mpp_BNPI} .

6.3- CABLAGE DE LA PARTIE COURANT ALTERNATIF (AC)

6.3.1- Coffret AC

Selon la configuration du système, l'armoire AC suivra une disposition légèrement différente et intégrera des composants différents :

6.3.1.1 Système photovoltaïque connecté au réseau sans stockage :

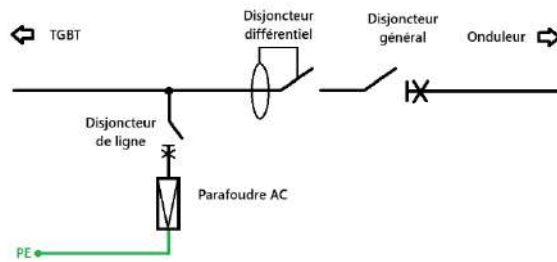


Figure 26: exemple de schéma unifilaire d'un coffret AC dans un système PV sans stockage

Dans cette configuration il faut assurer la protection générale (incluant différentiel et disjoncteur) à la sortie de l'onduleur photovoltaïque vers le tableau général. Une protection par parafoudre contre les surtensions atmosphériques sera ajoutée toujours qu'elle ne soit pas assurée au niveau du TGBT.

6.3.1.2 Système photovoltaïque avec BESS et onduleur de batterie :

i. Contrôle de commutation à l'arrivée du réseau :

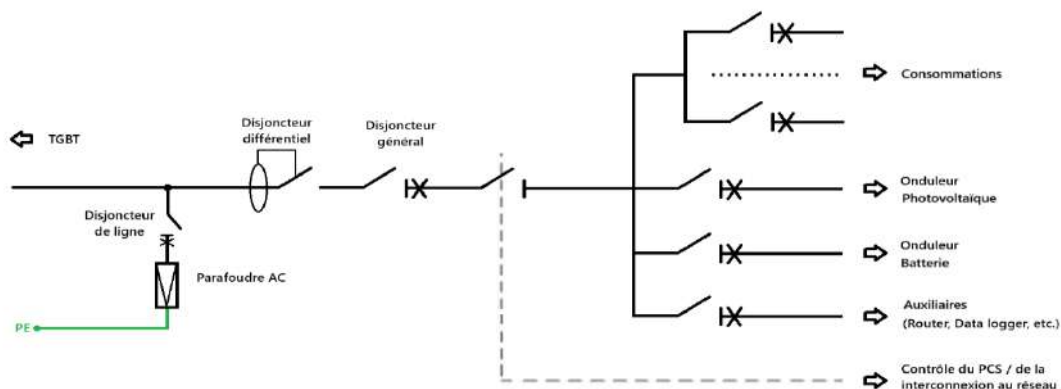


Figure 27: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur de batterie avec contrôle de commutation externe

Dans cette configuration, en plus des protections générales (différentiel, disjoncteur et parafoudre) il faut ajouter sur la connexion principale un contacteur de déconnexion complète avec le réseau de distribution en cas de panne, commandé directe ou indirectement par la PCS. Il faudra ajouter aussi disjoncteurs spécifiques pour l'ensemble des onduleurs photovoltaïques, les onduleurs de batterie, les services auxiliaires et les lignes de consommation.

ii. Contrôle de commutation interne pour les charges critiques :

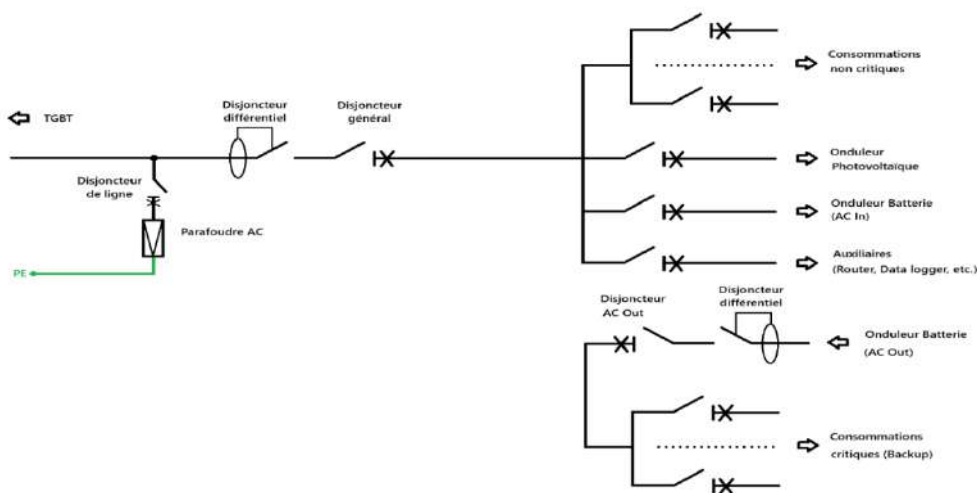


Figure 28: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur de batterie avec contrôle de commutation interne

Cette configuration se caractérise du fait que les consommations critiques sont alimentées directement par une sortie spécifique de l'onduleur de batterie, avec sa propre protection différentielle et disjoncteur. D'autre côté, après les protections générales composées par différentiel, disjoncteur et parafoudre à l'arrivée de la connexion principale au réseau de distribution, on ajoute aussi disjoncteurs spécifiques pour l'ensemble des onduleurs photovoltaïques, l'entrée aux onduleurs de batterie, les services auxiliaires et les lignes de consommation non-critiques.

6.3.1.3 Système photovoltaïque avec BESS et onduleur hybride :

i. Contrôle de commutation à l'arrivée du réseau :

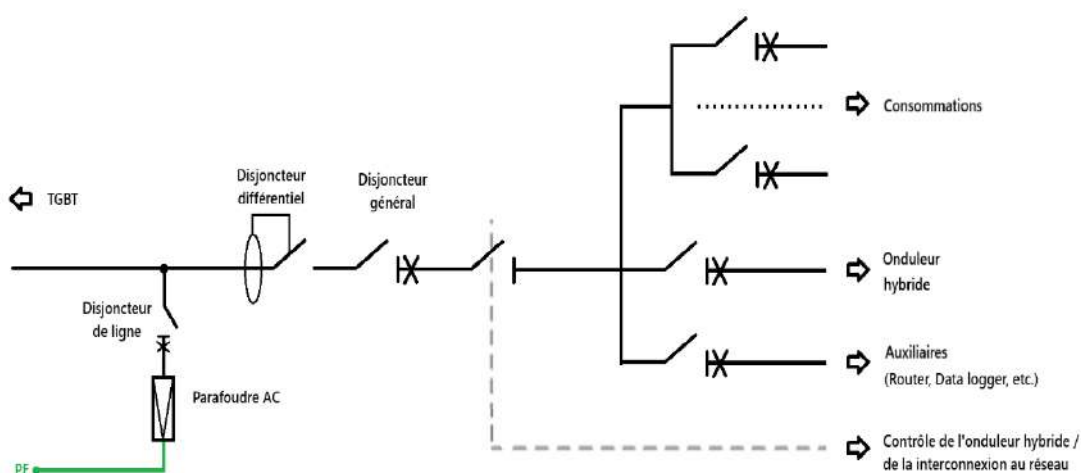


Figure 29: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur hybride avec contrôle de commutation externe

Cette configuration, de façon similaire au cas i) de la section précédente, prévoit un contacteur de déconnexion complète avec le réseau de distribution en cas de panne après

les protections générales (différentiel, disjoncteur et parafoudre), commandé directe ou indirectement par la PCS. On ajoute aussi disjoncteurs spécifiques pour l'ensemble des onduleurs hybrides, les services auxiliaires et les lignes de consommation.

ii. Backup uniquement pour les charges critiques :

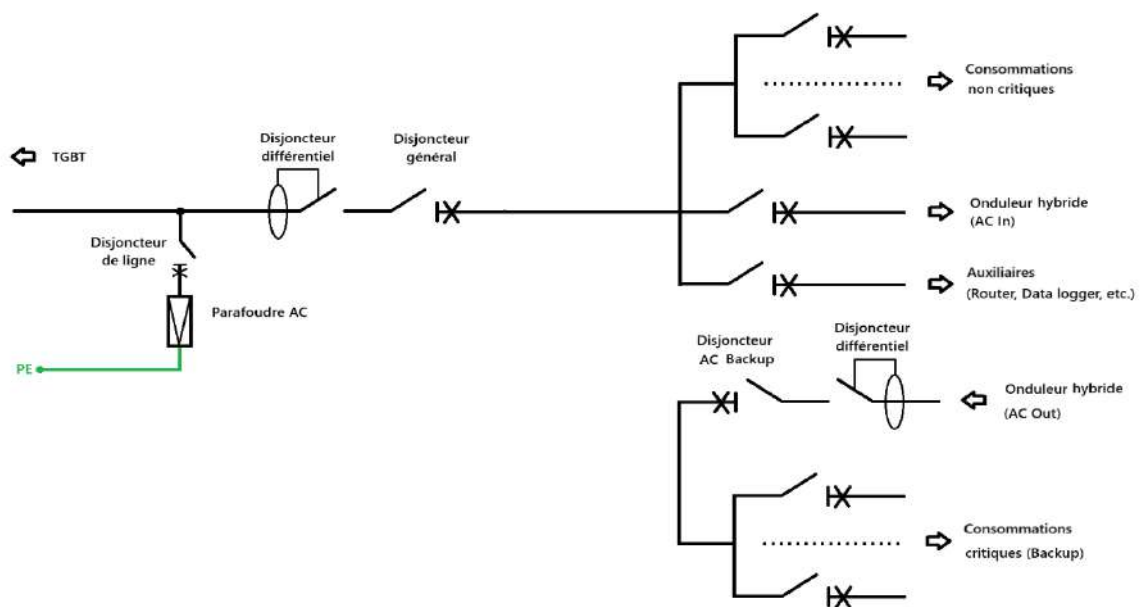


Figure 30: coffret AC dans un système PV avec BESS et onduleur hybride avec contrôle de commutation interne pour les consommations critiques

Cette configuration est pratiquement la même que l'antérieure, mais uniquement une partie des consommations sont prises en compte par l'onduleur hybride (sortie secours ou backup) en cas de panne du réseau. De cette façon, les consommations critiques sont aussi alimentées directement par une sortie spécifique de l'onduleur hybride, avec sa propre protection différentielle et disjoncteur, mais une partie des consommations sont alimentées uniquement à partir du réseau de distribution. Ainsi, après les protections générales composées par différentiel, disjoncteur et parafoudre à l'arrivée de la connexion principale au réseau de distribution, on ajoute aussi disjoncteurs spécifiques pour les lignes de

consommation non critiques, en plus de l'entrée aux onduleurs de batterie et les services auxiliaires.

6.3.2- Coupure et protection différentielle :

6.3.2.1 *Caractéristiques et mise en œuvre*

Afin de permettre l'arrêt de l'onduleur par coupure du réseau d'alimentation AC, suite à un défaut ou pour les opérations de maintenance, un disjoncteur différentiel ou un interrupteur différentiel associé à un disjoncteur pour la protection contre les surintensités doit (vent) être installé(s) en sortie et à proximité de l'onduleur.

Ce disjoncteur ou interrupteur permet la coupure de l'onduleur en cas d'intervention sans nécessité d'intervenir au niveau du disjoncteur général qui n'est pas toujours situé à proximité de l'onduleur.

En cas de présence de plusieurs onduleurs un disjoncteur de protection différentiel sera installé en sortie et à proximité de chaque onduleur avec étiquette numérotée pour repérage. Cela permet la coupure d'un onduleur sans arrêter le fonctionnement des autres et assurer la protection de la liaison correspondante en cas de court-circuit en sortie onduleur.

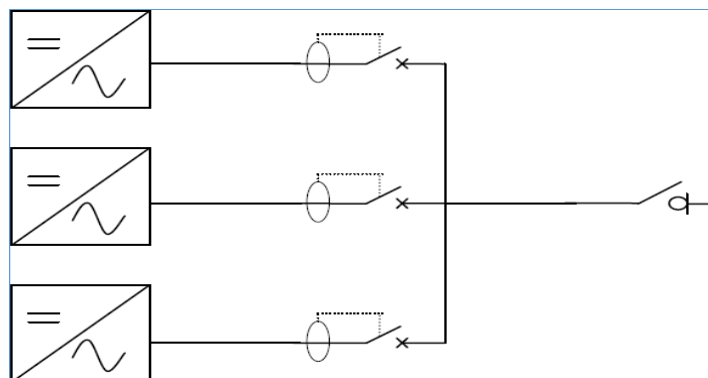


Figure 31: Protection différentielle

6.3.2.2 *Dimensionnement :*

Pour qu'un disjoncteur assure la protection contre les surcharges, il convient de définir trois types de courant :

- I_B : Le courant maximal d'emploi dans les conducteurs
- I_N : Le courant assigné du disjoncteur ou courant nominal du disjoncteur
- I_Z : Le courant maximal admissible dans les conducteurs

Deux conditions sont à respecter pour qu'un disjoncteur assure la protection contre les surcharges : $I_B \leq I_N$ et $I_N \leq I_Z$

6.3.2.3 *Sensibilité du disjoncteur différentiel*

L'onduleur intègre une unité de surveillance de courant résiduel complète permettant de distinguer le courant de défaut et le courant résiduel. Si le système détecte que le courant résiduel dépasse le seuil, l'onduleur se déconnecte immédiatement du réseau électrique.

Le disjoncteur différentiel installé à l'extérieur de l'onduleur doit être capable de détecter le courant résiduel suite à un défaut d'isolement. La sensibilité nécessaire pour déclencher le disjoncteur différentiel doit être supérieure à la valeur seuil du courant résiduel généré par l'onduleur.

Pour la protection des personnes, la sensibilité du disjoncteur différentiel nécessaire est de 30 mA dans les locaux d'habitation.

6.3.3- Protection contre les surtensions par parafoudre :

6.3.3.1 *Caractéristiques et mise en œuvre*

Pour chaque CPV, un parafoudre au moins est obligatoire pour la partie AC d'une CPV raccordée au réseau public de distribution à basse tension, il est toujours installé dans le coffret AC quel que soit la distance séparant l'onduleur au disjoncteur de branchement.

Les parafoudres, installés au niveau de la partie AC de la centrale photovoltaïque, doivent être de type modulaire.

Le schéma de liaison à la terre étant de type TT, des parafoudres appropriés doivent être prévus selon la norme CEI 61643-11.

6.3.3.2 *Section des câbles de connexion du parafoudre*

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6mm² Cu ou équivalent pour le type 2 et égale à 16mm² Cu pour le type 1.

6.3.3.3 *Dimensionnement :*

Suivant le guide UTE C 15-443 :

- U_c : la tension maximale de régime permanent
- U_t : la tenue aux surtensions temporaires
- I_n : le courant nominal de décharge
- N_k : le niveau kéraunique local, (voir annexe)
- LBT : est la longueur en km de la ligne BT aérienne alimentant l'installation
- BT : Basse tension
- U_p : le niveau de surtension aux bornes du parafoudre

1) Choix de la tension maximale de régime permanent U_c du parafoudre

La valeur d' U_c est choisie en fonction de la tension simple (U_0) du réseau électrique ainsi que du schéma des liaisons à la terre de l'installation.

Le parafoudre doit avoir une valeur U_c supérieure ou égale à la valeur donnée dans le tableau 2 ci-dessous pour un réseau de tension 230/400 V.

Pour les autres tensions de réseaux, se référer au tableau de la NF C 15-100 en vigueur.

✓ Choix de la tenue aux surtensions temporaires U_t

Le parafoudre doit résister aux surtensions temporaires U_t minimales dues à des défauts BT sans modification de ses caractéristiques ou fonctionnalités.

Il existe aussi d'autres types de surtensions temporaires dues à des défauts HT. Ces surtensions sont prises en compte par la norme NF EN 61643-11 (C 61-740) afin de garantir une fin de vie sans danger du parafoudre.

✓ Choix en fonction du courant de court-circuit et du courant de suite éventuel

La tenue au court-circuit du parafoudre associé à son dispositif de protection (disjoncteur ou fusible) doit être au moins égal au courant maximal de court-circuit présumé au lieu de l'installation du parafoudre.

Lorsque l'installation est alimentée par le réseau de distribution publique à basse tension par un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amonts (fusible AD), la valeur de 3 kA est suffisante.

Pour les parafoudres ayant un courant de suite, il y a lieu de s'assurer que la valeur d'interruption de ce courant de suite (déclarée par le constructeur) est au moins égale au courant maximal de court-circuit présumé au lieu de l'installation.

Les parafoudres susceptibles de générer un courant de suite sont ceux qui correspondent au mode de fonctionnement par amorçage.

2) Choix d' I_n

À l'origine d'une installation alimentée par le réseau de distribution publique, le courant nominal de décharge I_n recommandé est de 5 kA pour les parafoudres de type 2.

Une valeur plus élevée donnera une durée de vie plus longue.

Le tableau ci-dessous permet d'optimiser le choix d' I_n en fonction du paramètre F.

Estimation du risque F	I_n (kA)
$F \leq 40$	5

$40 < F \leq 80$	10
$F > 80$	20

Tableau 8: I_n du parafoudre en fonction du risque

Choix de I_n dans le cas des parafoudres de type 2

Le niveau d'exposition aux surtensions de foudre dénommé F est évalué par la formule suivante :

$$F = NK (1,6 + 2LBT + \delta)$$

Où :

N_k : est le niveau céramique local

LBT : est la longueur en km de la ligne BT aérienne alimentant l'installation.

Pour des valeurs supérieures ou égales à 0,5 km, on retient $LBT = 0,5$.

δ : est un coefficient prenant en compte la situation de la ligne aérienne et celle du bâtiment.

La valeur de δ est donnée dans le tableau ci-dessous.

Situation de la ligne aérienne(BT) et du bâtiment	Complètement entouré de structures	Quelques structures à proximité ou inconnue	Terrain plat ou découvert	Sur une crête, présence de plan d'eau, site montagneux
δ	0	0,5	0,75	1

Tableau 9: Valeur de δ

Valeurs de δ selon la situation de la ligne aérienne et du bâtiment

3) Cas particulier de la présence d'un paratonnerre sur le bâtiment

Lorsqu'un paratonnerre (voir NF C 17-100 et 17-102) est installé sur le bâtiment, le parafoudre installé à l'origine de l'installation doit être de Type 1 avec I_{mp} minimal 12.5 KA.

4) Choix d' U_p

U_p est le paramètre le plus important pour caractériser le parafoudre. Il indique le niveau de surtension aux bornes du parafoudre.

La détermination d' U_c , U_t et I_n donne des limites au choix de la valeur U_p .

En conséquence pour éviter des itérations successives U_p n'est fixé qu'après U_c , U_t et I_n .

Le niveau de protection (U_p) du parafoudre doit être coordonné à la tension de tenue aux chocs du matériel à protéger.

À l'origine d'une installation, la valeur maximale d'Up est de 2,5 kV. Si un matériel sensible est installé à moins de 30 m de canalisation de l'origine de l'installation, la valeur maximale d'Up est de 1,5 kV. Dans le cas de matériels installés à plus de 30 m de canalisation de l'origine de l'installation se conformer au tableau ci-dessous.

Up du parafoudre placé à l'origine de l'installation	Catégorie de surtension du matériel installé à plus de 30 m de canalisation de l'origine de l'installation	Up du parafoudre complémentaire placé à proximité du matériel à protéger
≤ 1,5 kV	II	≤ 1,5 kV
	> II	Parafoudre nonnécessaire
≤ 2,5 kV	Catégorie II	≤ 2,5 kV
	> II	Parafoudre nonnécessaire

Tableau 10: UP du parafoudre complémentaire pour distances > 30m

Définition des valeurs Up pour les parafoudres complémentaires

6.3.3.4 Règle des 50 cm pour parafoudre DC et AC

Une longueur de câble de 1 m traversée par un courant de foudre de 10 kA génère une tension de 1 000 Volts. La tension à laquelle est soumis un équipement protégé par un parafoudre, est la somme de la tension U_p du parafoudre,

U_d de son déconnecteur et de la somme des tensions inductives des conducteurs de raccordement ($U_1 + U_2 + U_3$).

Il est donc indispensable que la longueur totale des conducteurs de raccordement $L = (L_1 + L_2 + L_3)$ soit aussi courte que possible : 0.50 m.

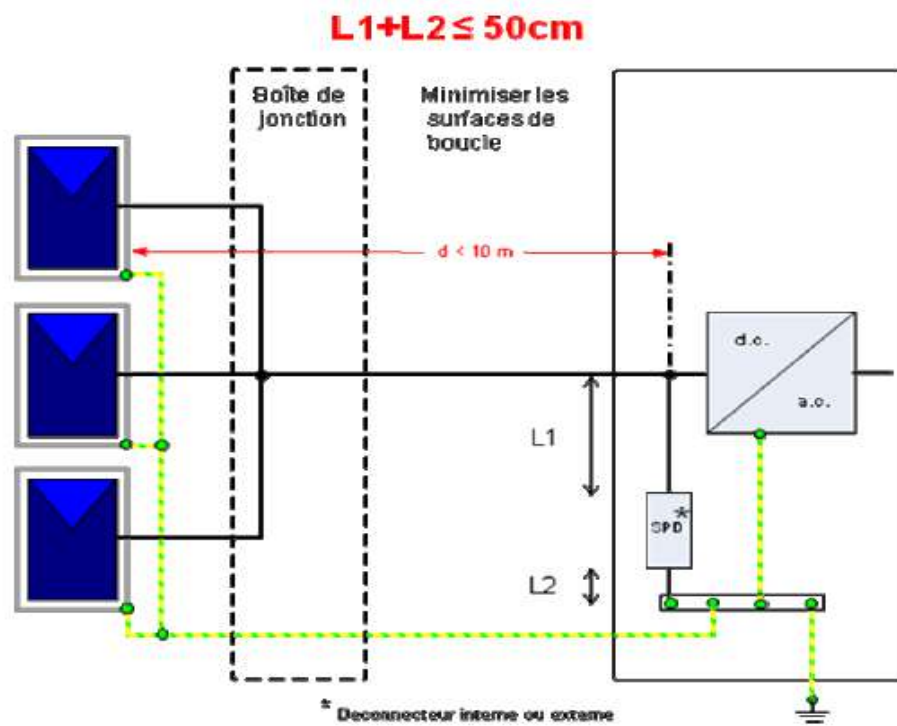


Figure 32: Installation des SPD pour une distance inférieure à 10m

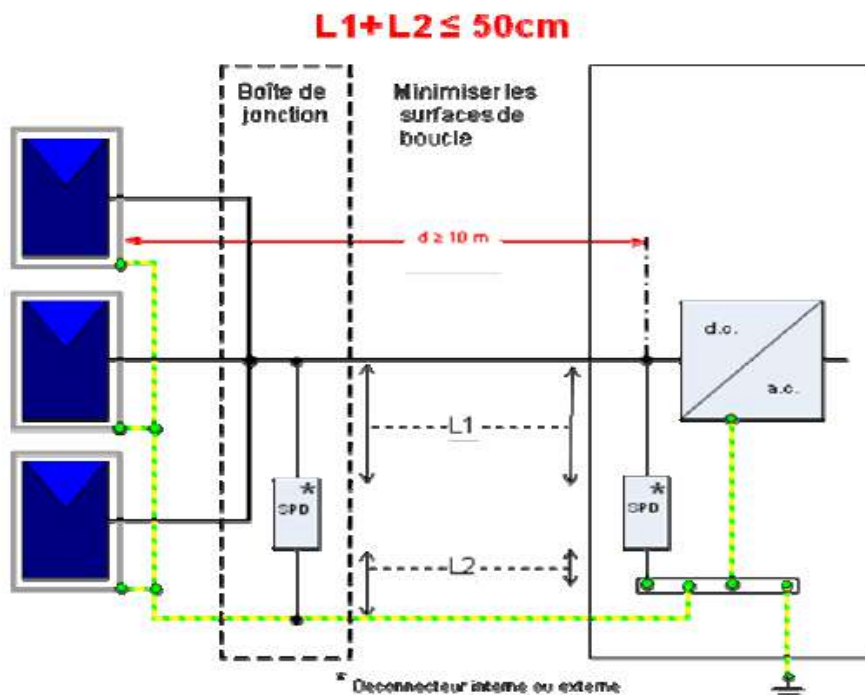


Figure 33: Installation des SPD pour une distance inférieure à 10m

6.3.4- Choix de la section des câbles de la partie AC

Le choix des sections des câbles côté AC s'effectue selon les critères majeurs suivants :

- Le courant d'emploi maximal
- Type des câbles
- Mode de pose et coefficients de correction
- Les protections (disjoncteur AC)
- La chute de tension maximale admise

La température ambiante utilisée pour dimensionner les câbles AC :

- Enterré : 25 °C
- Local technique : 50 °C
- Dans un chemin de câble non exposé au soleil : 50 °C
- Dans un chemin de câble exposé au soleil : 80 °C

6.3.4.1 Courant admissible des câbles AC

La valeur du courant admissible d'un câble dépend du type de câble et est généralement donné par le constructeur. Pour le calcul du courant admissible corrigé à utiliser la valeur du courant admissible indiqué la norme NF C 15-100 en vigueur.

6.3.4.2 Chute de tension dans la partie courant alternatif

Pour les CPV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur et le disjoncteur de branchement est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % de façon à limiter d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur et le réglage de sa protection à maximum de tension.

Il est obligatoire de Tenir compte lors du calcul des chutes de tension du changement de section des câbles éventuelles entre le(s) onduleur(s) et le disjoncteur de branchement, les chutes de tension sont calculées à l'aide des formules suivantes :

$$u = U_A - U_B = b \left(\rho x \frac{L}{S} x \cos \varphi + \lambda x L x \sin \varphi \right) I_{max}$$

$$\Delta u \text{ (en \%)} = 100 x \frac{u}{U_A}$$

Avec

u : Chute de tension en Volt

b : coefficient égal à 1 pour les circuits triphasés et 2 pour les circuits monophasés

ρ : Résistivité des conducteurs en service normal = $0.023 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$ pour le cuivre et $0.037 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$ pour l'Alu

L : La longueur simple de la canalisation en mètre

$\cos \varphi$: étant le facteur de puissance en absence d'indication précise, le facteur de puissance est pris égal à 0.8 ($\sin \varphi = 0.6$)

S : Section des conducteurs, en mm^2

λ : étant la réactance linéique des conducteurs = $0.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ pour un câble multiconducteur (valeur donnée à titre indicatif)

I_{max} : courant maximal d'emploi traversant les câbles délivré par l'onduleur

Δu : la chute de tension relative en %

U_A : tension simple

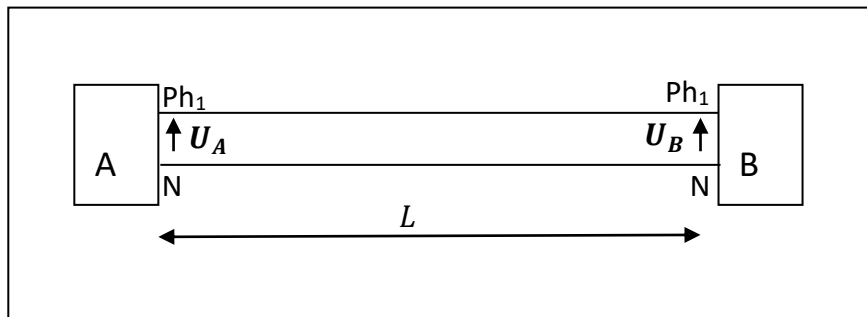


Figure 34: Chute de tension dans les conducteurs CA

6.4- MISE A LA TERRE ET CIRCUIT D'EQUIPOTENTIALITE

La protection de la centrale photovoltaïque contre les effets des surtensions nécessite la mise en œuvre de mesures visant à minimiser les effets dus à des surtensions induites dont les plus importants sont :

- ✓ Les parties métalliques non conductrices de la centrale photovoltaïque (structures métalliques des modules, les structures métalliques support, les chemins de câbles métalliques et les masses de tout matériel), doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection elle-même reliée à une prise de terre unique.
- ✓ Cheminement des câbles, y compris celui de la liaison équipotentielle, de façon à éviter les boucles susceptibles de favoriser la génération de surtensions dues au champ magnétique rapidement variable
- ✓ Mise en place de parafoudres reliés à la masse des appareils protégés.

6.4.1- La liaison équipotentielle des masses d'une centrale photovoltaïque

6.4.1.1 *Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la partie DC de la CPV*

1) *Raccordement des modules photovoltaïques à la Liaison équipotentielle de la centrale*

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection elle-même reliée à la terre. Ces structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium.

Un essai de continuité doit être effectué sur l'ensemble du circuit de mise à la terre. Le contrôle des continuités doit être réalisé sous tension et courant de mesure spécifique (4 / 24 V ; 200 mA). La valeur maximale autorisée **ne doit pas dépasser 1 Ω** . Le but de cet essai est de vérifier la bonne continuité du conducteur de la protection équipotentielle nécessaire pour faire circuler le courant de défaut vers la terre.

La Figure suivante illustre des exemples de mise en œuvre :

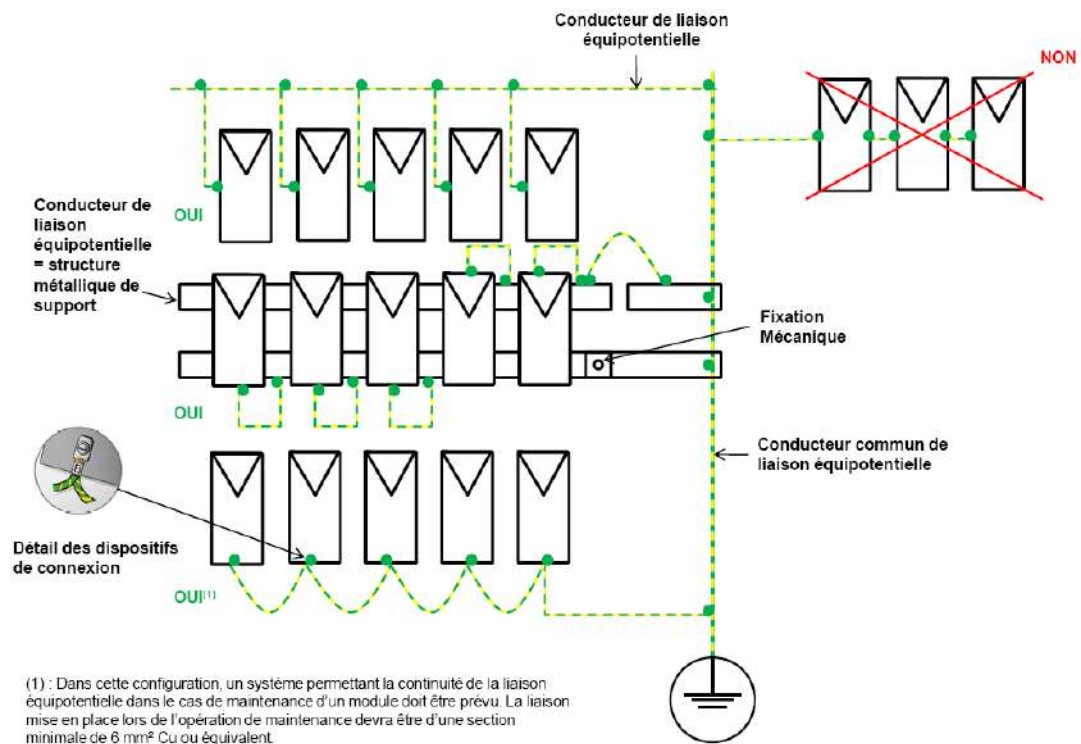


Figure 35: différentes techniques de mise à la terre des modules dans une IPV (Extrait de l'UTE 15-712-1)

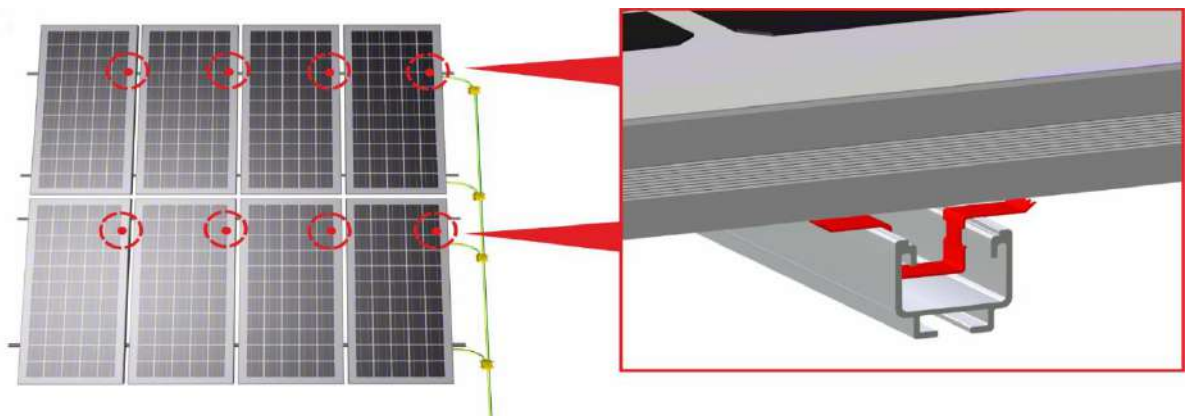


Figure 36: Connexion entre les châssis des modules et la structure de support

Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre du bâtiment.

Les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent. Les conducteurs isolés doivent être repérés par la double coloration vert-et-jaune.

NB : Les chemins de câbles métalliques ne peuvent pas être utilisés comme conducteur d'équipotentialité.

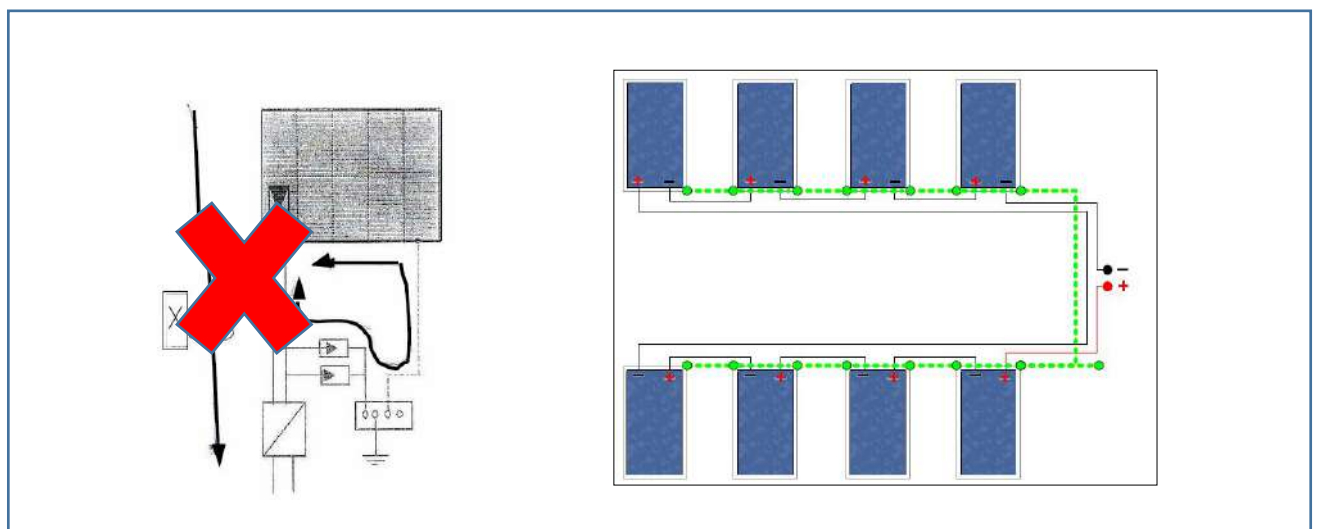
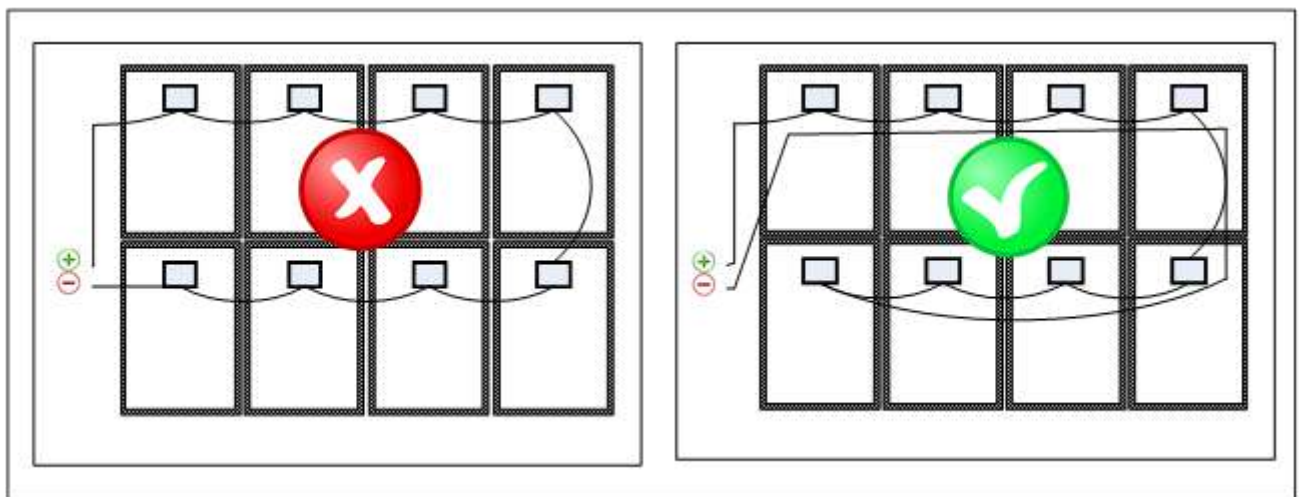


Figure 37: Erreurs courantes dans le câblage des séries photovoltaïques

- La connexion de la terre pour les panneaux avec cadre peut se faire par boulonnage inox dans les trous prévus pour la terre. Le cuivre ne pouvant être en contact avec l'aluminium, on utilise des cosses étamées ou des rondelles bimétal.



Figure 38: Rondelles bimétal

-Dans la mesure du possible, la liaison d'équipotentialité doit cheminer à la terre principale le plus directement possible. Dans tous les cas, il ne doit y avoir qu'une seule terre commune pour le bâtiment et la Centrale photovoltaïque. Si la mise à la terre existante est mauvaise et que l'on doit créer une nouvelle terre, on devra l'interconnecter à la première, avec un câble en cuivre de 25 mm² de section.

En cas de présence de deux installations photovoltaïques distants de moins de 20m, les deux terres doivent être interconnectés.

-Les cadres des modules sont très souvent anodisés (L'anodisation est un traitement de surface qui permet de protéger l'aluminium par oxydation anodique avec une couche électriquement isolante de 5 à 50 micromètres. Elle octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur). C'est une couche isolante et il faut donc la gratter pour assurer la conduction. Pour cela le plus simple est d'utiliser des rondelles/écrous crantés qui font le travail lors du serrage.



Figure 39: Rondelle crantée

2) *Cheminement des câbles*

Le champ magnétique reste faible, même à 10 m d'impact, ce qui limite le courant induit. Par contre, la tension induite est proportionnelle à la variation du champ magnétique de l'ordre de 0.5 µs, cette variation brusque provoque de fortes tensions induites. Enfin ces deux inductions sont proportionnelles à la surface de la boucle d'induction : on réduira le plus possible cette valeur par un câblage limitant la « surface » du câblage (y compris pour les liaisons équipotentiels). Dans la pratique, on essaiera toujours de minimiser cette surface en mettant en place un câblage adapté.

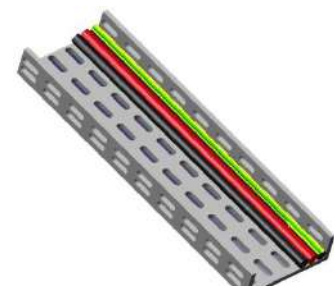


Figure 40: cheminement côte à côte des câbles

La surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible. Les câbles DC et le câble d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte comme le montre l'illustration de la figure 20.

Le chemin de câble doit être en arborescence pour éviter les boucles d'induction.

6.4.2- Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la CPV

L'ensemble des masses de l'installation photovoltaïque doit être relié à la terre par un conducteur d'équipotentialité.

Les sections des câbles Vert/Jaune de liaison équipotentielle doivent avoir une section minimale de 6 mm².

1) *Section de Conducteur principal de mise à la terre :*

Section du conducteur actif	Section du conducteur de protection (Sans paratonnerre)	Section du conducteur de protection (Avec paratonnerre)
< 16 mm ²	10 mm ²	25 mm ² minimum
16 mm ² ≤ S ≤ 35 mm ²	16 mm ²	
35 mm ² < S	0,5 x S	

Tableau 11: Section du conducteur de mise à la terre

2) *Prise de terre*

La prise de terre est un des éléments les plus essentiels dans le système de protection des personnes en présence d'une installation électrique en général.

Plusieurs méthodes sont possibles pour la réalisation d'une prise de terre pour un bâtiment dont la plus pratique pour un bâtiment existant est la réalisation d'une prise de terre est constituée d'une électrode en métal bon conducteur et non corrodable en bon contact avec le sol.

Cette prise de terre est constituée de 3 piquets de longueur minimal de 2m enfoncés verticalement de profondeur minimale de 1.5 m. Les piquets doivent être des barres en cuivre ou en acier recouvertes de cuivre, d'au moins 15mm de diamètre

La prise de terre devra être visitable : le regard ne devra jamais être rendu inaccessible (mais il peut être sous du gazon).

Si la prise de terre est trop éloignée du mur, il est recommandé de faire passer le conducteur dans une gaine pour le protéger.

Conducteur d'interconnexion entre deux prises de terre doit être de section minimale 25 mm²

6.4.3- Valeur de la résistance de la prise de terre

6.4.3.1 *Dans le cas général*

La valeur de la prise de terre ne doit pas dépasser 25 Ohm.

6.4.3.2 *En cas de présence de matériel sensible*

Si des équipements électroniques sensibles aux effets de surtensions sont installés chez le producteur, il est recommandé d'adapter la valeur de la prise de terre à la sensibilité de ses équipements.

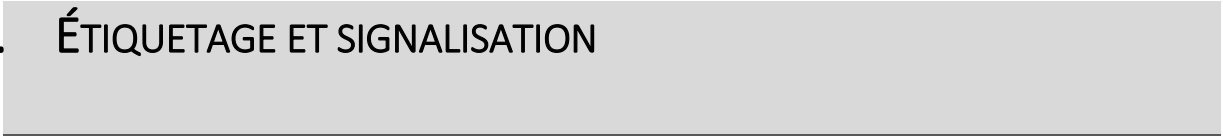
6.4.3.3 *En cas de présence d'un paratonnerre*

Dans le cas d'une installation comportant un paratonnerre, la valeur de la résistance de la prise de terre du paratonnerre connectée à la prise de terre des masses doit être inférieure ou égale à 10 Ohms (UTE 15-443).



Chapitre VII

VII. ÉTIQUETAGE ET SIGNALISATION



7.1- IDENTIFICATION DES EQUIPEMENTS INSTALLES

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

- Boîtes de jonction et raccordement ;
- Coffrets DC et AC ;
- Câbles DC et AC (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles DC) ;
- Onduleurs ;
- Batteries (le cas échéant) ;
- Dispositifs de protection et sectionnement ;
- En amont d'onduleur photovoltaïque, sur le coffret DC une étiquette portant la mention « coupure d'urgence entrée onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- En aval d'onduleur photovoltaïque, sur le coffret AC, une étiquette portant la mention « coupure d'urgence sortie onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- En aval de l'onduleur de batterie (le cas échéant), sur le coffret DC des batteries une étiquette portant la mention « coupure d'urgence batteries » en lettres rouges sur fond jaune ;
- Disjoncteurs de branchement ;
- Dispositifs éventuels de coupure pour intervention des services de secours.



Figure 41: modèle d'étiquette pour l'identification des équipements

Une étiquette portant la mention « Sectionnement général – Installation photovoltaïque » doit être apposée à proximité de l'Interrupteur-Sectionneur général AC placé en tête de la centrale photovoltaïque.

7.2- ÉTIQUETAGE

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants du réseau public de distribution, services de secours, ...), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.

Les étiquettes utilisées doivent être adaptés pour résister aux UV et avoir des dimensions convenables.

7.3- ÉTIQUETAGE SUR LA PARTIE AC



Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession (Disjoncteur de branchement).

Figure 42: Étiquetage AC

7.4- ÉTIQUETAGE SUR LA PARTIE DC

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations DC devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement de l'onduleur coté continu.

- Étiquette portant la mention « Attention, câbles courant continu sous tension » :
 - Sur la face avant des boîtes de jonction
 - Sur la face avant des coffrets DC
 - Sur les extrémités des canalisations DC. À minima

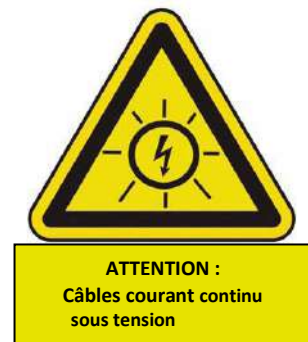


Figure 43: Étiquetage câbles CC

- Étiquette portant la mention « Ne pas manœuvrer en charge »
 - À l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets D.C.
 - À proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables ...



Figure 44: Étiquetage Danger Électrique

7.5- ÉTIQUETAGE SUR L'ONDULEUR

Tous les onduleurs doivent porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention, il y a lieu d'isoler les sources de tension.

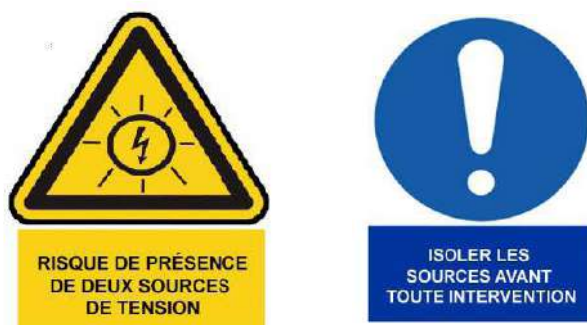


Figure 45: Étiquetage de l'onduleur

7.6- ÉTIQUETAGE DE LA BATTERIE

Il convient d'étiqueter :

- Tous les éléments de déconnexion et d'isolation ;
- Les conduits et câbles des sources d'énergie, en indiquant leur source d'énergie, à des intervalles de deux mètres maximums ;
- Les batteries et équipements connectés au réseau, en indiquant :
 - Les caractéristiques techniques des équipements ;
 - Les informations sur la conduite à tenir en cas d'urgence (numéro d'assistance téléphonique, mesures de prévention des incendies, etc.) ;
 - Les ports de l'onduleur et/ou du chargeur, en identifiant leur connexion.

De plus, il est recommandé d'ajouter dans un endroit éclairé et visible pour toute la signalisation ci-dessous sur la porte d'accès aux systèmes de stockage, qu'il s'agisse d'une armoire ou d'un meuble :

 Attention danger PERSONNEL AUTORISÉ SEULEMENT	Étiquetage général: - Risque électrique - Attention danger - Personnel autorisé seulement
	Dans le cas de batteries présentant des risques de fuite d'électrolyte.
	Dans le cas de batteries présentant des risques de dégagement gazeux inflammable en fonctionnement normal comme les batteries au plomb ou d'explosion pour emballement thermique comme les batteries au lithium.

Figure 46: Étiquetage de la batterie



Chapitre VIII

VIII. VERIFICATIONS ET ESSAIS D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

8.1- INTRODUCTION

Avant réception technique de la Centrale photovoltaïque, des vérifications et des essais de l'installation photovoltaïque doivent être réalisés par l'installateur, ce dernier présentera la fiche des essais remplie et signée au chargé de la réception technique. Ces vérifications et essais sont aussi exigés même en cas de modification ou d'extension d'une centrale existante. Il est à noter que l'objectif de ces contrôles est de garantir la sécurité des biens et des personnes.

Les exigences minimales décrites dans le présent chapitre sont partiellement extraites de la norme EN 62-446 « Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique – Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen ».

Les essais et vérifications nécessaires pour la réception d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau basse tension sont les suivants :

- ✓ Examen visuel ;
- ✓ Essais et mesures ;
- ✓ Essais fonctionnels ;
- ✓ Essais de la protection de découplage.

8.2- EXAMEN D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

L'examen visuel de la centrale photovoltaïque comprend au minimum les vérifications suivantes :

- Câbles disposés et protégés dans des chemins de câble appropriés en fonction des contraintes (protection mécanique et contre les rongeurs, conditions climatiques, accès, incendies, etc.)
- Respect des indications du fabricant relatives au support de montage et les distances fournies par le fabricant de l'onduleur, ainsi que des réglages de l'onduleur selon les réglementations appliquées en Tunisie.
- Correspondance entre le schéma du dossier technique et le matériel installé (implantation du matériel, orientation des modules, section des câbles, etc.)
- Pas d'obstacle provoquant un ombrage important des modules.
- Vérifier la surface des boucles des câbles DC pour minimiser les tensions induites par la foudre,
- Protection des appareils de commande et de l'onduleur contre les intempéries (selon degré de protection IP).

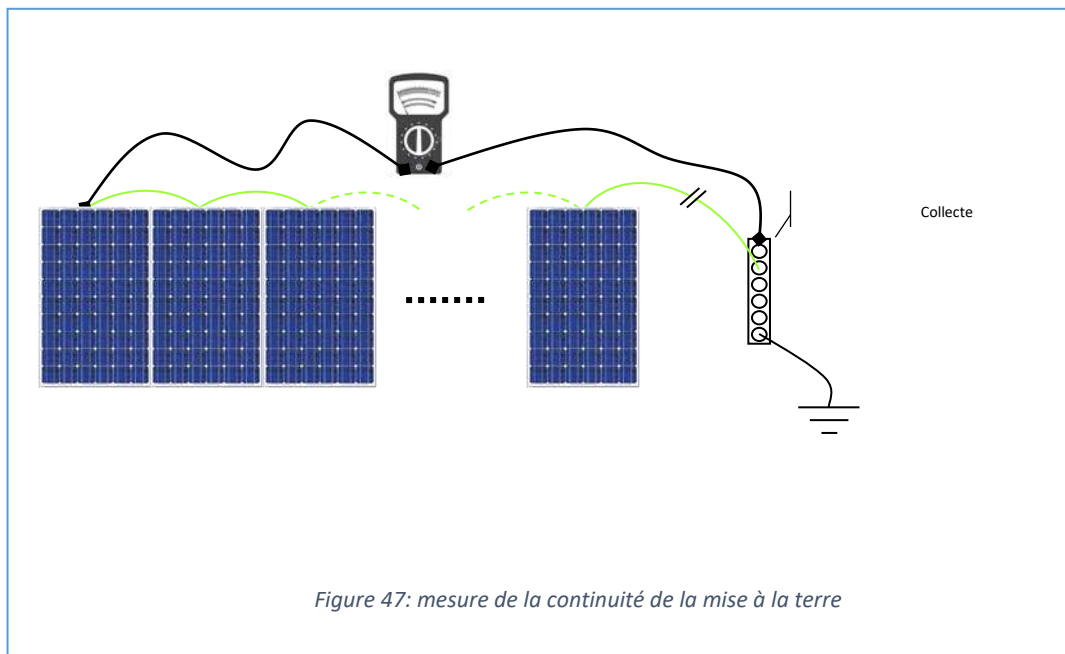
8.3- ESSAIS ET MESURES

8.3.1- Mesure de la résistance de terre

Utiliser les équipements adéquats.

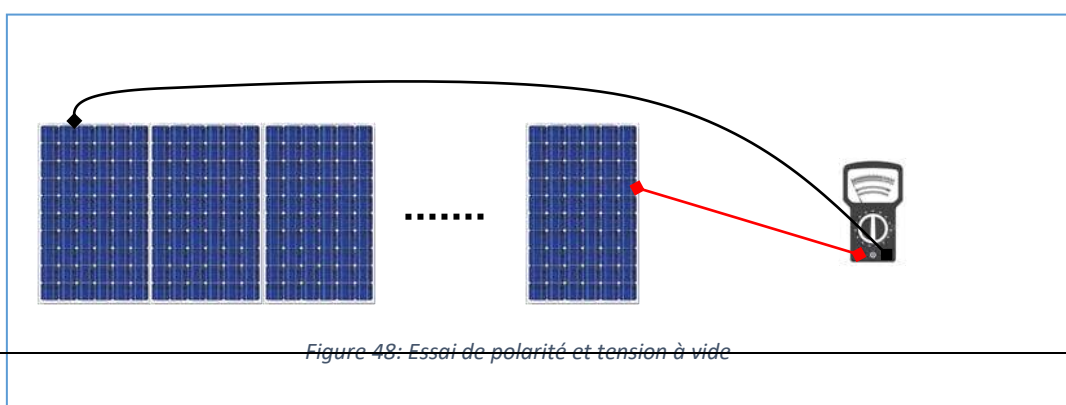
8.3.2- Essai de continuité du circuit de mise à la terre

Un essai de continuité doit être effectué sur l'ensemble du circuit de mise à la terre. Le contrôle des continuités doit être réalisé sous tension et courant de mesure spécifique (4 / 24 V ; 200 mA). La valeur maximale autorisée ne doit pas dépasser 1 Ω . Le but de cet essai est de vérifier la bonne continuité du conducteur de la protection équipotentielle nécessaire pour faire circuler le courant de défaut vers la terre.



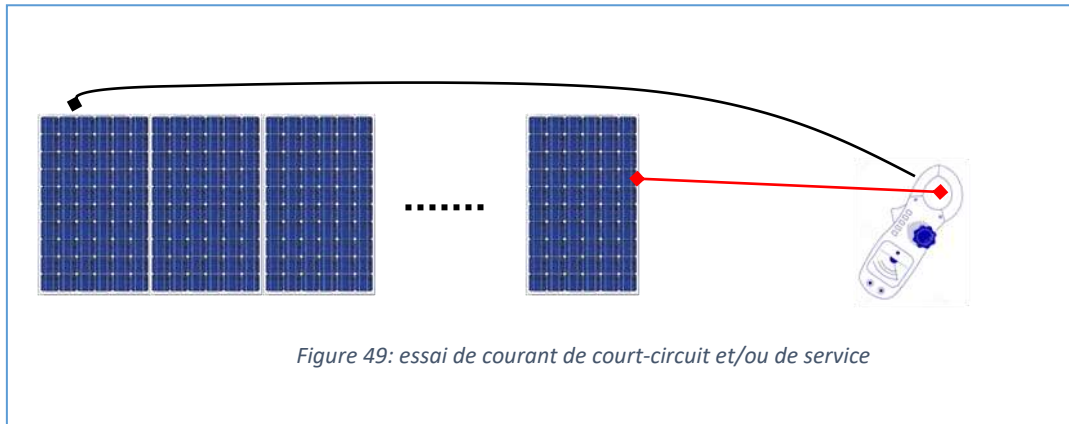
8.3.3- Mesure de polarité et de la tension à vide (VOC)

La tension à vide d'une chaîne est mesurée avec un appareil approprié (voltmètre CC), la tension doit être comparable à la tension fournie par le fabricant (corrigée en fonction de la température et l'éclairement). Le but de cet essai est de faire apparaître, s'il existe, un problème au niveau du câblage (panneaux croisés ou défectueux et également mauvaise répartition dans les chaînes)



8.3.4- Mesure du courant I_{cc} et/ou de service

Le courant doit être mesuré avec une pince ampère métrique pour DC, le courant mesuré doit être comparable au courant donné par le fabricant (corrigé en fonction de l'éclairement). Cet essai est nécessaire pour détecter des éventuelles anomalies au niveau du câblage et de la connectique.



8.3.5- Mesure de l'isolement du circuit courant continu :

La mesure d'isolement sera effectuée entre la terre (câble de mise à la terre) et les polarités positive et négative à l'aide d'un Mégohmmètre approprié. La tension de mesure est fonction de la tension de la chaîne.

Tableau 12 : tension d'essai d'isolement et valeur limite de résistance

Tension du système ($V_{oc} \times 1,25$) (V)	Tension d'essai (V)	Valeur limite (M Ω)
< 120	250	0.5
De 120 à 500 V	500	1
> 500 V	1000	1

8.3.6- Essai fonctionnel des appareils de sectionnement, de coupure et de commande

Il s'agit de vérifier les fonctionnalités des différents appareils de commande (sectionneur, interrupteur, fusibles déconnectables, parafoudre, disjoncteur etc.)

8.3.7- - Essai de la protection de découplage de l'onduleur

Il s'agit de vérifier que l'onduleur se découple en cas d'absence de la tension du réseau. S'il existe plusieurs onduleurs, il y a lieu de les vérifier individuellement.

Au cours de cet essai, la vérification de la configuration de l'onduleur est nécessaire pour vérifier la conformité des paramètres programmés aux exigences du présent référentiel technique.

8.3.8- Rapport des essais

Les essais effectués par l'installateur doivent être rapportés sur un formulaire (Formulaire 7 du manuel des procédures). En cas de nécessité, la reprise d'un ou plusieurs essais peut être effectuée avant la mise en service avec les appareils de mesures du mandaté de la réception technique.

8.4- ESSAIS ET MESURES DE L'ENSEMBLE BATTERIE ET PCS

8.4.1- Vérifications préalables au commissioning (à froid)

- Comparaison de toutes les connexions et du câblage avec le schéma unifilaire (SLD) fourni par le fabricant : vérification des sections de câbles, disjoncteurs, relais de transfert, serrage des connexions, etc.
- Lecture attentive du manuel du fabricant de la BESS : un protocole de vérification et de mise en service est généralement fourni.
- Vérification des tensions aux bornes de chaque module de batterie, ainsi qu'aux bornes principales, à l'étape indiquée par le fabricant.
- Double vérification de la polarité sur le bus DC principal.
- Vérification (le cas échéant) de la tension d'entrée DC provenant des panneaux photovoltaïques vers le PCS.
- Vérification de la tension d'entrée AC monophasée ou triphasée sur le disjoncteur correspondant.
- Vérification de la continuité des conducteurs via les disjoncteurs, comme prévu dans le SLD (sans mise sous tension du système).
- Vérification de la continuité des conducteurs de terre.
- Vérification de la position par défaut des disjoncteurs de transfert (position neutre).
- Vérification de la continuité des fusibles, si applicable.
- Vérification des câbles de communication (Ethernet, CAN, etc.) selon le brochage ou protocole du fabricant.
- Mesures électriques en courant continu :
- Mesure de la résistance de la prise de terre
- Mesure de la résistance des conducteurs DC et AC arrivant au PCS
- Vérification de la séquence de phases de l'entrée réseau et du groupe électrogène
- Vérification de l'absence de tension résiduelle avant toute intervention (détecteur de tension + multimètre).
- Vérification des dispositifs de protection contre les surtensions (SPD DC/AC).

- Validation de la coordination et du type des protections (courbes de déclenchement des disjoncteurs).
- Vérification de la signalisation de sécurité : étiquetage des coffrets, câbles, polarité DC, points de coupure, etc.

8.4.2- Vérifications pendant le commissioning (mise en service à chaud)

- Suivi strict du manuel de mise en service de la batterie et du PCS(essais souvent inclus dans la procédure).
- Commissioning/configuration de la batterie à réaliser en priorité, notamment pour les batteries lithium avec BMS intégré.
- Une fois la batterie activée et correctement configurée, procéder aux essais, vérifications et paramétrages du PCS.
- Vérification de la configuration du PCSselon les paramètres de fonctionnement souhaités.
- Essais électriques sous tension :
- Mesure des courants de fuite
- Mesure de l'impédance de boucle
- Test des disjoncteurs différentiels (intensité de déclenchement)
- Vérification de la détection et visualisation des composants sur l'écran du PCS(si disponible).
- Vérification / mise à jour des micrologiciels du BMS et du PCS.
- Téléchargement et sauvegarde de la configuration système après paramétrage.
- Activation des modes de fonctionnement : autoconsommation, secours, peak shaving, injection réseau, selon projet.

8.4.3- Autres essais complémentaires

- Configuration et vérification des communications :
- Communication entre le PCS et le BMS (modèles lithium)
- Connexion au portail de supervision du fabricant du PCS(et application mobile du client si disponible)
- Vérification du mode de fonctionnement désiré :
- Essai en mode secours (coupure réseau ou activation groupe électrogène)
- Essai de charge/décharge de la batterie en mode secours (cycle complet)
- Essai avec différentes puissances de charge
- Simulation de délestage de charges (si applicable)
- Test de redémarrage automatique après coupure réseau
- Test de fonctionnement automatique réseau → batterie → groupe électrogène (si applicable)
- Vérification du bon envoi des données vers le SCADA ou la plateforme cloud (si applicable).
- Synchronisation de l'horloge de l'onduleur (via NTP ou manuellement).

- Test d'alarmes locales et télésurveillées (défaut terre, surcharge, coupure secteur simulée).



Chapitre IX

IX. MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

9.1- INTRODUCTION

Ce chapitre présente les actions techniques préventives minimales à envisager durant le cycle de vie d'une installation photovoltaïque pour maintenir ou rétablir l'installation dans un état dans lequel elle peut accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

Toutes les opérations de maintenance sont envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir la sécurité des biens et des personnes.

En marge de la maintenance, peuvent être envisagées des opérations visant à pallier l'usure de certains matériels et les adapter à l'évolution des techniques, des normes et règlements en vigueur, et également des opérations ayant pour but d'optimiser l'installation existante.

9.2- MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

La durabilité de l'installation photovoltaïque ne peut être pleinement satisfaite que si l'installation photovoltaïque est entretenue, et son usage normal.

Une centrale photovoltaïque doit faire l'objet d'un entretien et d'une maintenance régulière. Il est préconisé de réaliser les opérations associées à cette maintenance au minimum une fois par an.

Ces opérations, par leur technicité et le danger inhérent à la manipulation de l'installation photovoltaïque, seront effectuées par des intervenants formés et habilités.

9.2.1- Type de maintenance et périodicité

On distinguera les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- **Maintenance conditionnelle**, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- **Maintenance prévisionnelle**, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- **Maintenance systématique**, exécutées à des intervalles de temps préétablis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Pour tous les types de centrale PV, y compris les locaux d'habitation individuelle destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

Pour les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, seul le niveau de maintenance conditionnelle est envisagé.

9.2.2- Actions de maintenance

9.2.2.1 *Généralités*

Sont à distinguer les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens, des points relatifs au bon fonctionnement.

Ces actions de maintenance peuvent être amenées à être complétées en fonction des obligations réglementaires de sécurité auxquels le bâtiment peut être soumis.

La maintenance ne porte que sur les parties électriques facilement accessibles de l'installation.

9.2.2.2 *Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens*

Ces points sont les suivants :

- Contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;
- Recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- Vérification de l'absence de corrosion ;
- Contrôle visuel de l'état des câbles ;
- Contrôle de l'état des boîtes de jonction ;
- Contrôle visuel des connexions ;
- Contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs parafoudres,) ;
- Test des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ;
- Vérification des liaisons équipotentielle ;
- Test de la fonction coupure d'urgence ;
- Test de l'éventuel dispositif de coupure pour intervention des services de secours ;
- Contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants
- Contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage conformément aux paragraphes ;
- Contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation PV à jour.

9.2.2.3 *Points relatifs au bon fonctionnement*

Ces points sont les suivants :

- Nettoyage des modules photovoltaïques ;
- Vérification du fonctionnement de chaque onduleur avec consignation de la production instantanée et de la production cumulée ainsi que de la date et de l'heure du contrôle ;
- Vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV
- Vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- Vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur destination initiale ;

- Absence de nouveaux masques et ombres portées (végétation, équipements techniques, nouveaux bâtiments...)
- Vérification et dépoussiérage des tableaux électriques, resserrage des bornes.

9.3- MAINTENANCE DE L'ENSEMBLE BATTERIES ET PCS

9.3.1- Maintenance Hors Tension

9.3.1.1 *Inspection Visuelle*

- **Enveloppes** : vérifier l'absence de rouille, chocs ou déformations. S'assurer que les portes ferment correctement.
- **Câblage** : repérer tout signe d'échauffement, d'isolant endommagé ou de déconnexion.
- **Fusibles** : contrôler leur état et remplacer ceux qui sont grillés.
- **Poussière et saletés** : aspirer les armoires PCS et batteries. Nettoyer les filtres et les ventilateurs.

9.3.1.2 *Vérifications Mécaniques*

- Contrôler le couple de serrage des connexions PCS et batteries.
- Inspecter les structures porte-batteries et les chemins de câbles.
- Vérifier l'intégrité mécanique des portes, charnières, verrous et joints.

9.3.1.3 *Ventilation*

- **Filtres** : nettoyage ou remplacement tous les 3 mois (ou chaque mois en environnement poussiéreux, ou selon indiqué par le fabricant).
- **Ventilateurs** : nettoyage par soufflage pour garantir une bonne circulation d'air.

9.3.2- Maintenance Sous Tension

9.3.2.1 *Mesures Électriques*

- **Shunt Neutre-Terre** : vérifier la tension entre neutre et terre (proche de 0 V).
- **Tension des chaînes PV** : mesurer la tension à vide de chaque string PV, vérifier la cohérence avec la configuration.
- **Thermographie** : identifier d'éventuels points chauds dans les borniers, fusibles, disjoncteurs, jeux de barres.
- **Tableau de commande** : s'assurer de l'absence d'alarmes ou d'erreurs visibles.

9.3.2.2 Tests Fonctionnels

- **Arrêt d'urgence** : tester le bouton d'arrêt d'urgence et vérifier la coupure totale du PCS.
- **Protections électriques** : simuler ou vérifier le déclenchement des protections contre les surintensités.
- **Sectionneur PV** : s'assurer du bon fonctionnement de la coupure côté DC.
- **Horloge et firmware** : vérifier l'heure, la date et la version du firmware. Mettre à jour si nécessaire.
- **Connexion Internet** : vérifier l'envoi des données vers la plateforme de supervision.

9.4- SECURITE DE L'INTERVENTION SUR UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

9.4.1- Risque du courant continu

Le courant continu est dangereux pour le corps humain : à faible dose, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et, à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, par contre, il faut prévoir des mesures de protection spéciales par des agents habilités.

9.4.2- Habilitation du personnel

Le personnel intervenant sur une centrale photovoltaïque doit être formé et habilité pour les travaux réalisés. La tension en sortie d'une chaîne de modules photovoltaïques reliés en série peut rapidement devenir dangereuse (choc électrique potentiellement mortel à partir de 60 V en courant continu, ce niveau de tension pouvant être atteint dès la mise en série de deux modules photovoltaïques).

Les intervenants effectuant le raccordement des modules et la mise en œuvre des équipements électriques doivent disposer de l'habilitation électrique concernée, selon la norme NF C 18-510 (habilitation symbole BP ou habilitation symbole BR « photovoltaïque »). Une dispense d'habilitation électrique n'est autorisée que pour certaines opérations spécifiquement décrites dans la norme NF C 18-510 (notamment l'interconnexion de modules à l'aide de connecteurs débrochables conformes à la norme NF EN 50521 sur une chaîne de tension à vide inférieure ou égale à 60 V en courant continu). Les intervenants non habilités à effectuer les raccordements électriques ou à travailler à proximité de pièces nues sous tension ne doivent pas être amenés à effectuer des opérations de raccordement ou à pénétrer dans les zones de travail pouvant présenter un danger. En cours de chantier, des signalisations mises en place par le personnel électricien indiquent à tout intervenant extérieur le danger lié à la zone de travail.

Les intervenants ne doivent pas couper ou percer les modules photovoltaïques, ni déconnecter les connecteurs rapides au niveau des modules lorsque l'installation produit du courant. Toute intervention sur les connecteurs, pour un remplacement de module par exemple, doit être réalisée par un électricien spécialisé et habilité.

9.5- ÉTAPES DE CONSIGNATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

- 1- Ouvrir le circuit coté AC pour arrêter l'injection
- 2- Ouvrir le circuit coté DC en actionnant l'inter-sectionneur sur la position ouvert (O)
- 3- déconnecter tous les connecteurs DC pour assurer une séparation physique entre le circuit DC et AC

A la fin de ces étapes, il y a lieu de tenir compte de l'omniprésence d'une tension entre les polarités positives et négatives des modules photovoltaïques.

Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de jonction pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement des différentes liaisons a été effectué (déconnexion de l'ensemble des connecteurs (+) et (-) des différentes chaînes et consignation du câble de groupe PV au niveau de la boîte de raccordement dans le cas de plusieurs boîtes de jonction en parallèle).

X. ANNEXE 1. DETERMINATION DES POIDS DES BALLASTS

Référentiel Technique des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national

ANNEXE 1 : DÉTERMINATION DES POIDS DES BALLASTS

10.1- NORME DE REFERENCE :

EN 1991-1-4 : Eurocode 1 : Actions sur les structures Partie 1-4 : Actions générales — Actions du vent

10.2- DISPOSITIONS GENERALES :

Au sens de l'Eurocode 1 un générateur photovoltaïque installé sur un châssis en surimposition sur une toiture plate est considéré comme une toiture isolée

10.3- VITESSE DE REFERENCE

10.3.1- Valeur de base de la vitesse de référence « $v_{b,0}$ »

La valeur de base de la vitesse de référence du vent, notée $v_{b,0}$, correspond à la vitesse moyenne sur 10 minutes observée à 10 m au-dessus du sol en terrain dégagé (maximum observé tous les 50 ans (*)). Elle n'est fonction que de l'emplacement de l'ouvrage.

En se basant sur la carte de la vitesse du vent extraite du livre [Atlas des énergies pour un monde viable, édité par Syros en 1994] on détermine la vitesse de référence attribué au territoire Tunisien égal à 24 m/s

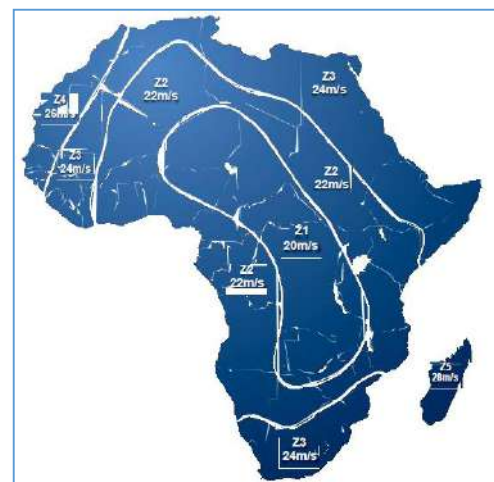


Figure 50: Carte de vitesses de référence

10.3.2- Vitesse de référence du vent « v_b »

La vitesse du vent observable en rase campagne à 10 m de hauteur dépend, entre autres, de deux paramètres : la saison et la direction.

$$v_b = v_{b,0} \times C_{dir} \times C_{saison}$$

Les coefficients de direction et de saison sont généralement des facteurs de minoration de la vitesse de référence. Ils sont pris dans ce qui suit égal à 1.

10.3.3- Vitesse moyenne du vent « v_m »

La vitesse moyenne du vent est celle qui sera observée sur la construction étudiée. Elle doit donc tenir compte de l'environnement de la construction, c'est-à-dire des

turbulences observées à la hauteur (z) de l'élément recevant le vent. Elle sera notée $v_m(z)$ tel que

$$v_m = v_b \times c_r(z) \times c_o(z)$$

Avec :

$c_r(z)$: Coefficient de rugosité

$c_o(z)$: Coefficient de l'orographie fonction du relief du site étudié

Le coefficient de rugosité est fonction de la catégorie du site et de la hauteur

$$c_r(z) = k_r \times \ln \frac{z}{z_0} \text{ pour } z_{\min} < z \leq 200$$

$$c_r(z) = c_r(z_{\min}) \text{ pour } z \leq z_{\min}$$

$$k_r = 0.19 \times \left(\frac{z_0}{0.05} \right)^{0.07}$$

10.3.4- Catégories de terrain

Tableau 13: Catégories de terrain

Catégories de terrain	z_0 (m)	$z_{\min}$ (m)	k_r
0 Mer ou zone côtière exposée aux vents de mer	0,003	1	0,1560
I Lacs ou zone plate et horizontale à végétation négligeable et libre de tous obstacles	0,01	1	0,1698
II Zone à végétation basse telle que de l'herbe, avec ou non quelques obstacles isolés (arbres, bâtiments) séparés les uns des autres d'au moins 20 fois leur hauteur	0,05	2	0,19
III Zone avec une couverture végétale régulière ou des bâtiments, ou avec des obstacles isolés séparés d'au plus 20 fois leur hauteur (par exemple des villages, des zones suburbaines, des forêts permanentes)	0,3	5	0,2154
IV Zone dont au moins 15 % de la surface sont recouverts de bâtiments dont la hauteur moyenne est supérieure à 15 m	1,0	10	0,2343

10.4- PRESSION DYNAMIQUE DE POINTE $Q_p(z)$

La pression dynamique de point est déterminée par la formule suivante

$$q_p(z) = c_e(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2$$

Avec :

ρ : Masse volumique de l'air, qui dépend de l'altitude, de la température et de la pression atmosphérique prévues dans la région lors des tempêtes La valeur recommandée est 1,25 kg/m³.

$C_e(z)$: coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure

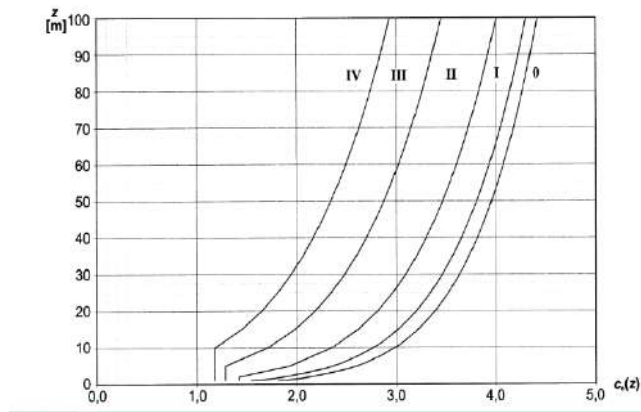


Figure 51 : Représentation du coefficient d'exposition $c_e(z)$ pour $c_o = 1,0$ et $k_l = 1,0$

10.5- FORCES EXERCES PAR LE VENT

La détermination de forces exercées par le vent sur l'ensemble du champ photovoltaïque se fait en calculant ces forces à l'aide des coefficients via l'expression suivante

$$F_v = C_s C_d \cdot C_f \cdot q_p(Z_e) \cdot A_{ref}$$

Avec :

$C_s C_d$: Coefficient structural pris égal à 1

$q_p(Z_e)$: Pression dynamique de pointe à la hauteur de référence Z_e

C_f : Coefficient de force applicable à la construction égal à 1,8

A_{ref} : Aire de référence de la construction

$C_e(z)$: coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure

10.5.1- Équilibre d'une CPV sollicitée par les forces de vent

10.5.1.1 Équilibre au renversement

10.5.1.2 Calcul du ballast au point 2

Pour le calcul du poids du ballast à placer au point 2 pour soutenir la résistance du châssis aux forces de renversement, en dépression, on considère le cas défavorable suivant

Moment sollicitant dû au vent : équation d'équilibre autour du point 1

$$M_{F_v} = -0,75 \times L \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre :

$$M_p = 0,5 \times u \times P$$

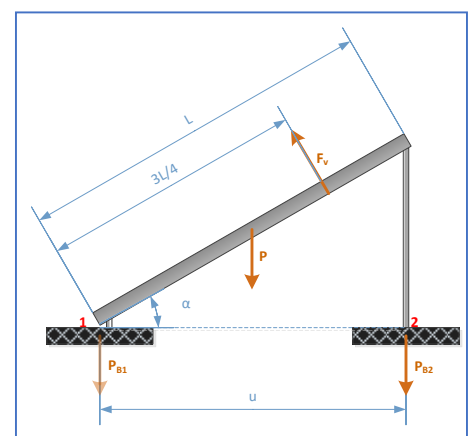


Figure 52: Schéma de forces au point 2

Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

10.5.1.3 Calcul du lestage au point 1

Moment sollicitant dû au vent :
: équation d'équilibre autour du point 2

$$M_{F_v} = c \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre

$$M_P = -0,5 \times u \times P$$

Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

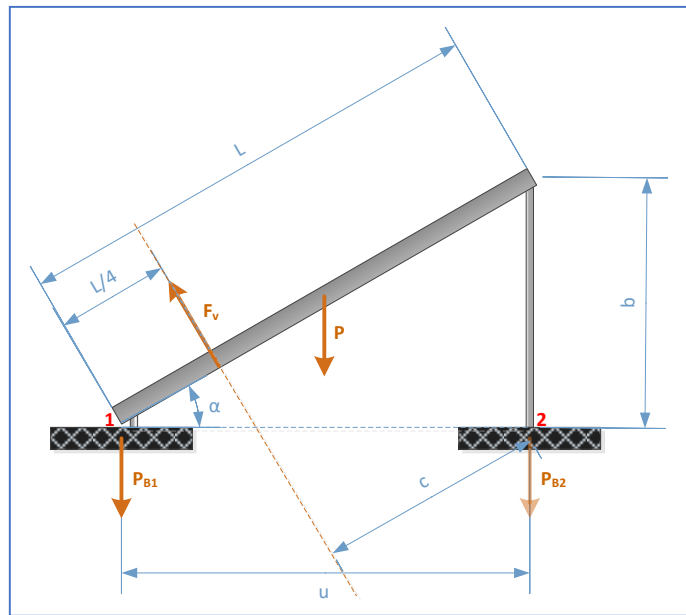


Figure 53: Schéma de forces au point 1

$$P_{B1} = \frac{(0,75 \times L - L \times \sin^2 \alpha) \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{(0,75 - \sin^2 \alpha) \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

10.5.2-Équilibre au Soulèvement

Soulèvement sollicitant dû au vent :

$$F_S = A \times F_v \times \cos \alpha$$

$$P_{B1+B2} = A \times F_v \times \cos \alpha - P$$

10.5.3-Équilibre au Glissement

La résultante maximale parallèle au plan de toiture peut être provoquée par le vent en surpression ou en dépression fonction de l'angle d'inclinaison et des

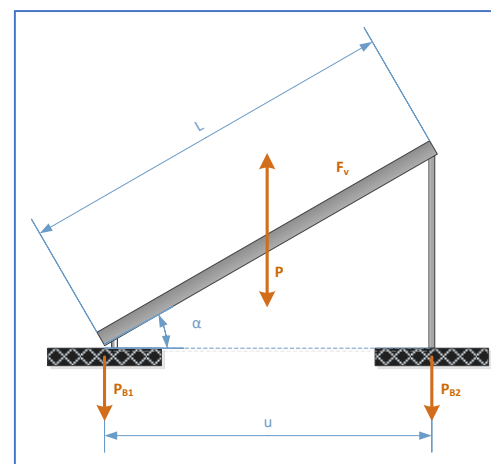


Figure 54: Équilibre au soulèvement

coefficients de force. Cependant, en toiture plate, compte-tenu des inclinaisons des capteurs, du coefficient de frottement, la composante stabilisante du vent en surpression est toujours supérieure à la composante sollicitant en glissement. On n'étudiera donc que le vent en dépression.

Lorsque la toiture n'est pas horizontale, il faut en outre tenir compte que le ballast et le poids propre de l'installation, s'ils stabilisent l'installation solaire, n'en provoquent pas moins eux-mêmes un glissement qui s'ajoute à celui provoqué par le vent.

Il convient donc de considérer pour le vent en dépression et la composante en glissement des charges permanentes :

$$P_{B1+B2} = \frac{A_{ref} \times F_v \times (\sin \alpha - f \times \cos \alpha)}{f} - P$$

Avec

f : coefficient de frottement pris égal = 0,5

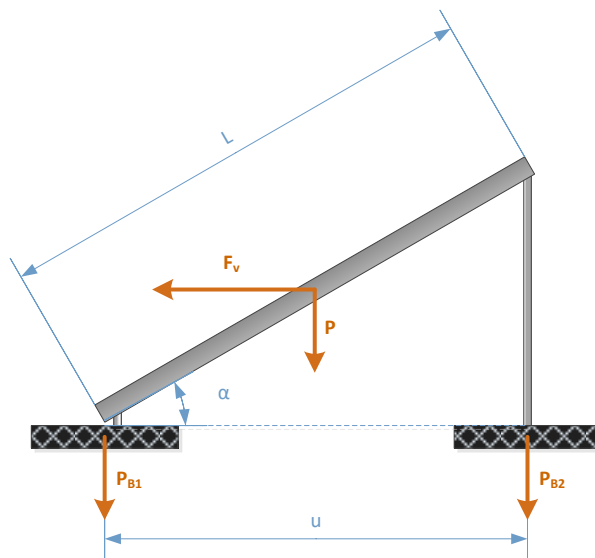


Figure 55: Équilibre au glissement

XI. ANNEXE 2. TRAJECTOIRE DU SOLEIL ET OMBRAGE

Détermination de l'angle de soleil pour le calcul de la distance à un obstacle

En pratique, il est impossible d'éviter les ombrages sur les de la conception du champ photovoltaïque de garantir au moins 6 h photovoltaïques par jour.

Tenant compte de la trajectoire du soleil le jour du 21 hauteur du soleil pour garantir 3 h d'ensoleillement. Cet angle est suivante où :

- À 11h :00 : l'angle de la hauteur du soleil est $27,84^\circ$ et
- À 14h :00 : l'angle de la hauteur du soleil est $25,89^\circ$

Afin d'optimiser les angles on choisit un angle de 26° pour le calcul des distances de recul des rangées de modules.

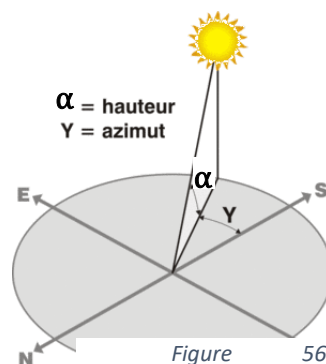


Figure 56:
Hauteur solaire et azimuth

modules, mais il convient de garantir lors d'ensoleillement intégrale des modules

décembre, on détermine l'angle de la donné par le graphique de la figure

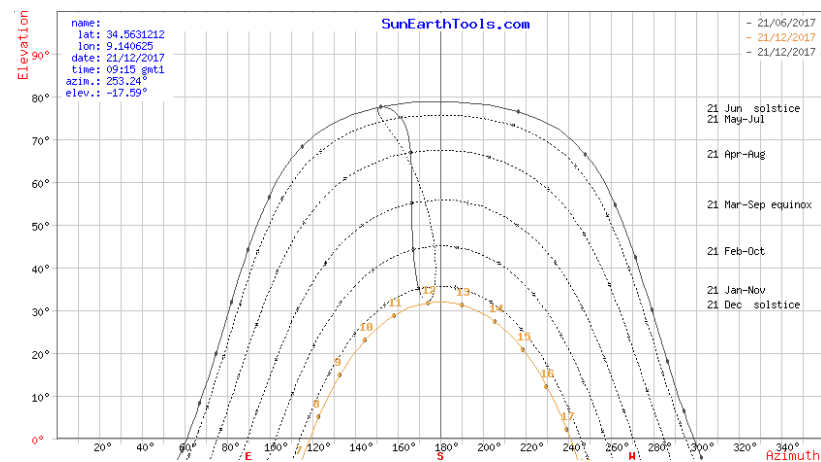


Figure 57: Trajectoire du soleil au centre de la Tunisie/Kairouan (Données <http://www.sunearthtools.com>)

Date: 21/12/2017		
Coordonnées:	35.9458082, 10.1108551	
Emplacement:	Unnamed Road, Tunisie	
Heure	Elevation	Azimuth
07:26:12	-0.833	118.74
08:00:00	5.01	123.83
09:00:00	14.46	133.98
10:00:00	22.29	145.91
11:00:00	27.84	159.81
12:00:00	30.47	175.28
13:00:00	29.78	191.17
14:00:00	25.89	206.1
15:00:00	19.32	219.2

16:00:00	10.76	230.36
17:00:00	0.8	239.9
17:09:16	-0.833	241.26

Tableau 14: Trajectoire du soleil et ombrage