

**REFERENTIEL TECHNIQUE DES
INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES
RACCORDEES AU RESEAU ELECTRIQUE
NATIONAL BASSE TENSION**

Novembre 2018

AVANT PROPOS

Le présent document a été réalisé dans le cadre des travaux du groupe Ad-hoc composé de représentants de la Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG), l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), la chambre syndicale du photovoltaïque(CSPV), et la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).

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.

HISTORIQUE DES MODIFICATIONS

Version	Date	Modification(s)	Par
1	01/04/2017	Création	M. Radhouane BEN YOUSSEF
2	08/09/2017	Validation	Groupe Ad-hoc
3	05/03/2018	Introduction des micro- onduleurs	Groupe Ad-hoc
4	27/07/2018	Mise à jour du document	Groupe Ad-hoc
5	31/10/2018	Validation définitive du document	Groupe Ad-hoc

INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
RÉFÉRENCES RÉGLEMENTAIRES	2
SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....	3
I. GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	6
1 - INTRODUCTION	7
2 - MISE EN ŒUVRE DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	7
2.1 - Les modules photovoltaïques	7
2.1.1 - Normes de référence	7
2.1.2 - Différentes technologies des modules photovoltaïques	7
2.1.3 - Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques :	8
2.1.4 - Inclinaison et orientation des modules photovoltaïques	9
2.2 - Châssis du générateur photovoltaïque	9
2.2.1 - Implantation d'une CPV Sur toit terrasse	10
2.2.2 - Châssis lesté :	10
2.2.3 - Châssis ancré :	11
2.2.4 - Implantation au sol	11
2.3 - Préservation de l'étanchéité de la toiture	11
2.4 - Fixation des modules au châssis	12
2.5 - Protection du générateur contre les ombrages.....	12
2.5.1 - Ombrage lointain	12
2.5.2 - Ombrage de proximité.....	12
2.6 - Protection du générateur photovoltaïque contre les charges dues aux vents.....	14
2.6.1 - Choix de l'emplacement du générateur photovoltaïque sur le toit.....	14
2.6.2 - Equilibre de la CPV aux charges dues aux vents	14
3 - PROTECTION DE LA STRUCTURE PORTEUSES CONTRE LES SURCHARGES STATIQUES.....	15
3.1 - Normes de référence pour le calcul de surcharge	15
3.2 - Différents types de charges d'exploitation.....	15
3.2.1 - Les charges d'exploitations concentrées :	15
3.2.2 - Les charges d'exploitation uniformément réparties.....	15
3.3 - Classification des toitures de bâtiments :	15
3.4 - Charge d'exploitation par catégorie de toiture	16
II. ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE ET RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE	
BASSE TENSION	17
1 - INTRODUCTION	18
2 - CONFIGURATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION PUBLIC.....	18
2.1 - Limite en puissance des centrales photovoltaïques raccordées au réseau Basse Tension .	19
2.1.1 - Pour les clients alimentés en monophasé	19
2.1.2 - Pour les clients alimentés en triphasé	19
2.2 - Comptage bidirectionnel en basse tension	20
3 - FONCTIONNEMENT EN PRÉSENCE D'UN GROUPE ÉLECTROGÈNE.....	20

4 - ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUES.....	21
4.1 - Introduction :	21
4.2 - Normes de référence	21
4.3 - Fonctionnalités de l'onduleur	22
4.3.1 - Protection de découplage de l'onduleur	22
4.3.2 - Contrôle de l'isolement de la partie continue de l'installation.....	23
4.3.3 - Isolation galvanique dans les onduleurs	23
4.4 - Choix de l'emplacement de l'onduleur.....	23
4.5 - Dimensionnement des onduleurs pour les modules cristallins	24
4.5.1 - En fonction de la tension	24
4.5.2 - En fonction du courant	25
4.5.3 - En fonction de la puissance.....	26
4.6 - Rendement des onduleurs.....	26
4.6.1 - Rendement maximal	26
4.6.2 - Rendement européen	26
4.7 - critères d'acceptation des onduleurs par la STEG	26
4.7.1 - Composition du dossier de demande d'acceptabilité.....	26
4.7.2 - Caractéristiques techniques minimales exigées :	27
4.8 - Autres critères techniques recommandées	28
5 - CONDITIONS DE RACCORDEMENT DE L'UNITE DE PRODUCTION AU RESEAU ELECTRIQUE BASSE TENSION.....	28
III. CABLAGE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	31
1 - INTRODUCTION	32
2 - CÂBLAGE DE LA PARTIE COURANT CONTINU (DC)	33
2.1 - Dispositions générales	33
2.2 - Acheminement des câbles :	33
2.3 - Protection mécanique des câbles :	34
2.4 - Usage des connecteurs	34
2.5 - Mise en œuvre des boites de jonction	35
2.5.1 - Définition :	35
2.5.2 - Conditions de mise en œuvre des boites de jonction.....	35
2.5.3 - Règles de mise en œuvre des boites de jonction.....	35
2.6 - Le coffret courant continu (DC) :	36
2.6.1 - Interrupteur courant continu.....	37
2.6.2 - Parafoudre DC.....	37
2.7 - sections des câbles de la partie DC.....	37
2.7.1 - Courant dans les câbles de chaines/groupes	38
2.7.2 - Chute de tension dans la partie courant continu.....	38
3 - CÂBLAGE DE LA PARTIE COURANT ALTERNATIF (AC)	39
3.1 - Coffret AC	39
3.1.1 - Coupure et protection différentielle :	39
3.1.2 - Protection contre les surtensions	40
3.2 - Choix de la section des câbles de la partie AC	40
3.2.1 - Courant admissible dans la partie AC	40
3.2.2 - Chute de tension dans la partie courant alternatif:.....	41

4 - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES	42
4.1 - caractéristiques techniques des câbles de la partie DC.....	42
4.1.1 - Normes de références.....	42
4.1.2 - Caractéristiques techniques minimales	42
4.1.3 - Marquage.....	42
4.2 - caractéristiques techniques des Boîtes et des coffrets	43
4.2.1 - Normes de références.....	43
4.2.2 - Caractéristiques techniques minimales	43
4.3 - caractéristiques techniques des connecteurs	43
IV. PROTECTIONS CONTRE LES SURTENSIONS ET LES SURINTENSITES	44
1 - PROTECTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE CONTRE LES SURTENSIONS	45
1.1 - Introduction.....	45
1.2 - la liaison équipotentielle des masses d'une centrale photovoltaïque	45
1.2.1 - Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la partie DC de la CPV	45
1.2.2 - Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la partie AC de la CPV	48
1.3 - Valeur de la résistance de la prise de terre	49
1.3.1 - Dans le cas général.....	49
1.3.2 - En cas de présence de matériel sensible	49
1.3.3 - En cas de présence d'un paratonnerre	49
2 - MISE EN ŒUVRE DES PARAFODRES.....	50
2.1 - Introduction.....	50
2.2 - Parafoudre coté DC.....	50
2.2.1 - Conditions d'installation d'un deuxième parafoudre côté générateur photovoltaïque .	50
2.2.2 - Mise en œuvre des parafoudres du côté DC.....	51
2.2.3 - Choix du parafoudre DC :.....	51
2.3 - Parafoudre cote AC :.....	52
2.3.1 - Condition d'installation des parafoudres côté AC	52
2.3.2 - Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté AC	52
2.4 - Section des câbles de connexion du parafoudre	52
2.5 - Règle des 50 cm	52
3 - PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITÉS	53
3.1 - Protection contre les courants inverses des modules PV	53
3.1.1 - Dimensionnement du dispositif de protection des modules PV.....	54
3.1.2 - Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités	54
3.2 - Protection contre les surintensités côté AC	54
V. INSTALLATION PV AVEC MICRO-ONDULEUR DE PUISSANCE INFÉRIEURE OU ÉGALE A 1KWC.....	56
1 - INTRODUCTION	57
2 - DISPOSITIONS PARTICULIÈRES AUX MICRO-ONDULEURS	58
3 - CAS D'UN RACCORDEMENT DIRECT SUR UNE PRISE DE L'INSTALLATION DE L'ABONNÉ:.....	58

4 -	FIXATION DU MICRO-ONDULEUR	59
5 -	CRITÈRES D'ACCEPTATION DES MICRO-ONDULEURS	59
VI.	ETIQUETAGE ET SIGNALISATION.....	61
1 -	IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS INSTALLÉS.....	62
2 -	ETIQUETAGE.....	62
2.1 -	Etiquetage sur la partie AC	62
2.2 -	Etiquetage sur la partie DC	63
2.3 -	Etiquetage sur l'onduleur	63
VII.	VERIFICATIONS ET ESSAIS D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.....	64
1 -	INTRODUCTION	65
2 -	Examen d'une centrale photovoltaïque	65
3 -	ESSAIS ET MESURES	66
3.1 -	Mesure de la résistance de terre	66
3.2 -	Essai de continuité du circuit de mise à la terre	66
3.3 -	Mesure de polarité et de la tension à vide (VOC)	66
3.4 -	Mesure du courant I_{cc} et/ou de service	67
3.5 -	Mesure de l'isolement du circuit courant continu :.....	67
3.6 -	Essai fonctionnel des appareils de sectionnement, de coupure et de commande	68
3.7 -	- Essai de la protection de découplage de l'onduleur.....	68
3.8 -	Rapport des essais	68
VIII.	MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.....	69
1 -	INTRODUCTION	70
2 -	MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	70
2.1 -	Type de maintenance et périodicité	70
2.2 -	Actions de maintenance	71
2.2.1 -	Généralités.....	71
2.2.2 -	Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens.....	71
2.2.3 -	Points relatifs au bon fonctionnement	71
3 -	SÉCURITÉ DE L'INTERVENTION SUR UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	72
3.1 -	Risque du courant continu.....	72
3.2 -	Habilitation du personnel	72
4 -	ÉTAPES DE CONSIGNATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.....	72
IX.	ANNEXE.....	74
1 -	Norme de référence :	- 75 -

1.1 -	Dispositions générales :	- 75 -
1.2 -	Vitesse de référence	- 75 -
1.2.1 -	Valeur de base de la vitesse de référence « $v_{b,0}$ »	- 75 -
1.2.2 -	Vitesse de référence du vent « v_b »	- 75 -
1.2.3 -	Vitesse moyenne du vent « v_m »	- 75 -
2 -	Pression dynamique de pointe $q_p(z)$	- 76 -
3 -	Forces exercés par le vent	- 77 -
4 -	Equilibre d'une CPV sollicitée par les forces de vent.....	- 77 -
4.1.1 -	Equilibre au renversement.....	- 77 -
4.1.2 -	Calcul du ballast au point 2	- 77 -
4.1.3 -	Calcul du lestage au point 1	- 78 -
4.2 -	Equilibre au Soulèvement.....	- 78 -
4.3 -	Équilibre au Glissement	- 78 -

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.

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

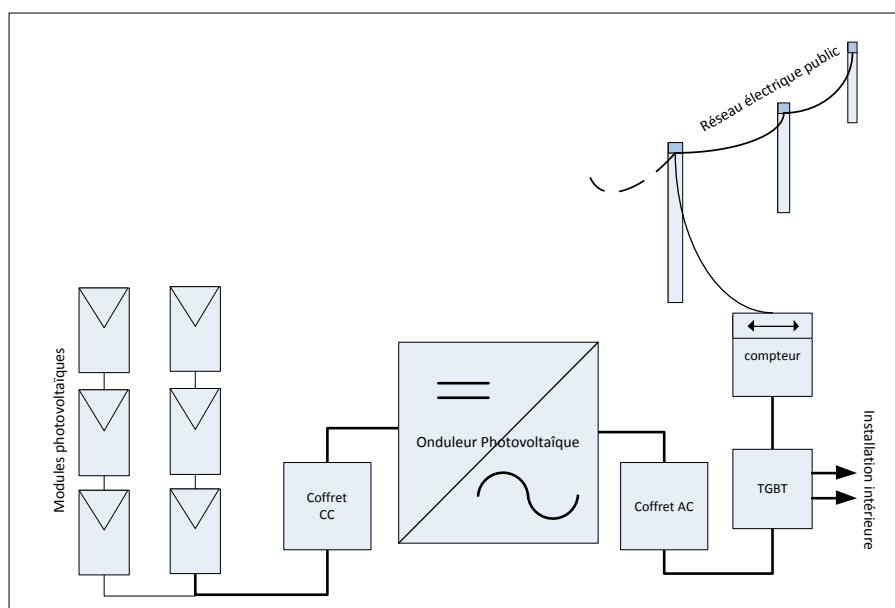


Figure 1: schéma de raccordement d'une CPV au réseau électrique public

Le dimensionnement de la centrale photovoltaïque est établi sur la base des critères principaux, classés par ordre de priorité, 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.

Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique basse tension avec vente du surplus 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.

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

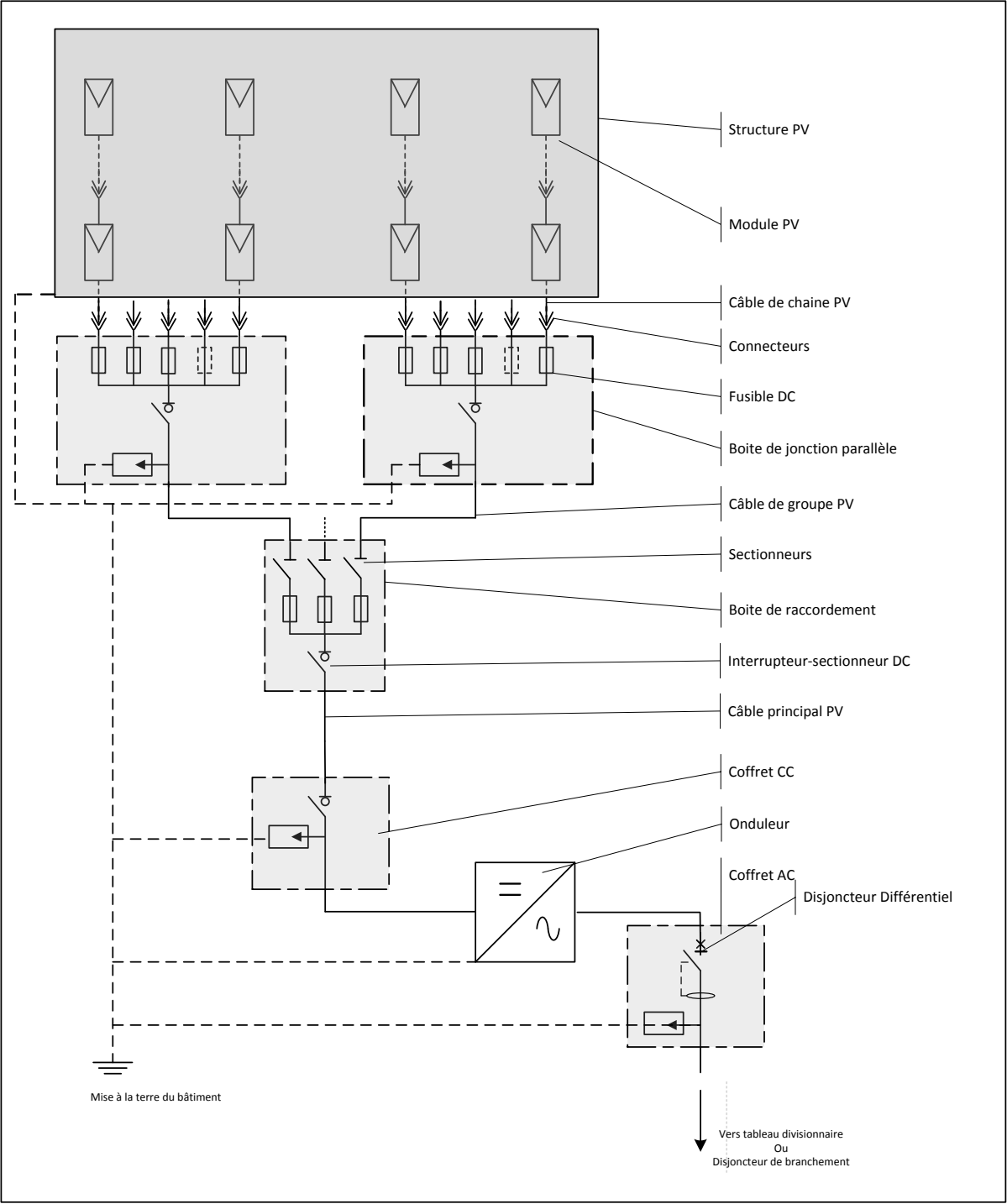


Figure 2: schéma de principe d'une CPV raccordée au Réseau Basse Tension (avec onduleurs de chaînes)

ABREVIATIONS

CPV : centrale photovoltaïque

DC : Courant continu

AC : Courant alternatif

CPV : centrale photovoltaïque

RDBT : Réseau de distribution basse tension

MPP : Maximal Power Point « Point de Puissance maximum en français »

MPPT : Maximum Power Point Tracking « Recherche du Point de Puissance Maximum en français »

DEFINITIONS

Côté DC : Désigne la partie du circuit électrique dans laquelle circule un courant continu, c'est-à-dire entre les modules photovoltaïques et l'onduleur ;

Côté AC : Désigne la partie du circuit électrique dans laquelle circule un courant alternatif, c'est-à-dire en aval de l'onduleur jusqu'au réseau électrique de distribution ;

Cellule photovoltaïque : Dispositif photovoltaïque de base pouvant générer de l'électricité en courant continu lorsqu'il est soumis au rayonnement solaire ;

Module photovoltaïque : désigne un ensemble de cellules assemblées et interconnectées, y compris les dispositifs nécessaires de protection ;

Chaîne photovoltaïque : circuit constitué par un assemblage de modules photovoltaïques connectés en série ;

Installateur photovoltaïque : désigne une entreprise reconnue éligible pour la réalisation d'installations photovoltaïques raccordées au réseau par l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'énergie (ANME) ;

Basse tension (BT) : Tension nominale simple de 230V et composée 400 V ;

Branchement STEG : Circuit qui relie le point de raccordement du client au réseau Basse Tension de la Société Tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG), y compris le tableau de comptage ;

Centrale photovoltaïque : Installation servant à la production d'énergie électrique Comprenant le générateur, l'onduleur, les équipements d'instrumentation et de protection ;

Îlotage : Séparation d'un réseau électrique en sous-réseaux comprenant de la charge et de la production, survenant à la suite d'une perturbation ou d'une manœuvre ;

Point de raccordement du producteur : Point où est reliée au réseau de la STEG, l'installation électrique du producteur ;

Producteur : Personne, société, groupement ou organisme, propriétaire d'une centrale de production d'électricité photovoltaïque raccordée au réseau électrique national ;

Le générateur photovoltaïque : désigne un ensemble de groupes photovoltaïques interconnectés et fonctionnant comme une seule unité de génération d'électricité ;

Le groupe photovoltaïque : est l'ensemble mécanique et électrique de chaînes de modules interconnectés entre elles en parallèle ;

Structure porteuse : élément de la construction sur lequel est fixé ou posé le châssis du générateur photovoltaïque ;

La puissance souscrite : c'est la puissance contractée par le client, elle est contrôlée par un disjoncteur thermomagnétique installé en aval du compteur sur le tableau de comptage.

Les Eurocodes : ensemble des normes européennes de conception, de dimensionnement et de justification des structures de bâtiment et de génie civil

Effet de papillotement ou Flicker : Phénomène dû à des fluctuations brusques de la tension du réseau.

Matériel électrique de classe de protection II : matériel possédant une double isolation des parties actives (isolation fonctionnelle et matérielle).

Chapitre I

I. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

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).

2 - MISE EN ŒUVRE DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

2.1 - LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

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 61 646 : 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 50 548 : Boîtes de connexion pour module photovoltaïque

NB : Tous les modules photovoltaïques d'une CPV doivent avoir un certificat d'homologation délivré par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME).

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 encapsulées. 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.

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 : $1\ 000\ \text{W/m}^2$;
- Température de cellule : $25\ ^\circ\text{C}$;
- 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} : tension à vide : Cette valeur représente la tension générée par un module éclairé non raccordé.

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

P_{MPP} : point de puissance maximal : obtenu pour une tension et un courant optimaux V_{MPP} , I_{MPP} .

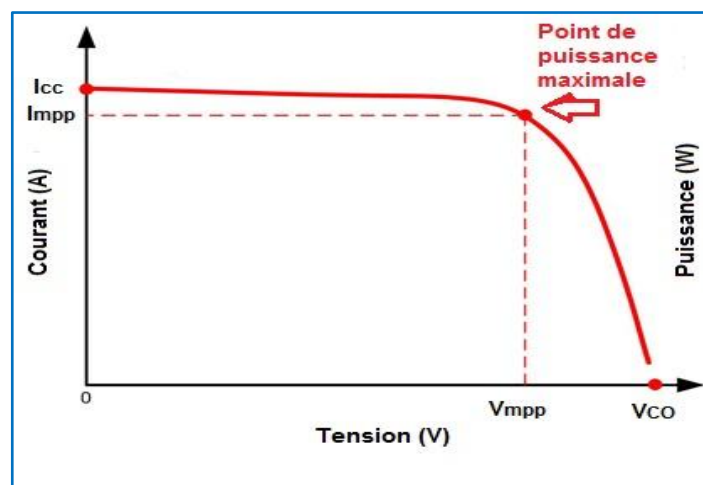


Figure 3: Courbe tension- courant d'un module photovoltaïque

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

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

INCLINAISON \ ORIENTATION		INCLINAISON			
		0°	30°	60°	90°
ORIENTATION	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

Figure 4: impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque

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°C. Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptées doivent être justifiées dans le dossier technique de l'installation.

Sauf indication contraire du fabricant du module photovoltaïque :

- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en portrait ou en paysage
- il est interdit de poser les panneaux en position inverse (Boîte de jonction en bas).

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.

2.2 - CHASSIS DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le châssis du générateur photovoltaïque est généralement métallique. Cette charpente est réalisée en aluminium ou en acier galvanisé à chaud. 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.

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 et 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.

2.2.1 - 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)

2.2.2 - 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



Figure 5: Châssis lestés sur une toiture

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.

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.

2.2.3 - 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.



Figure 6: châssis ancré sur une toiture

2.2.4 - 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.

2.3 - PRESERVATION DE L'ÉTANCHEITE 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.

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.

2.4 - 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)

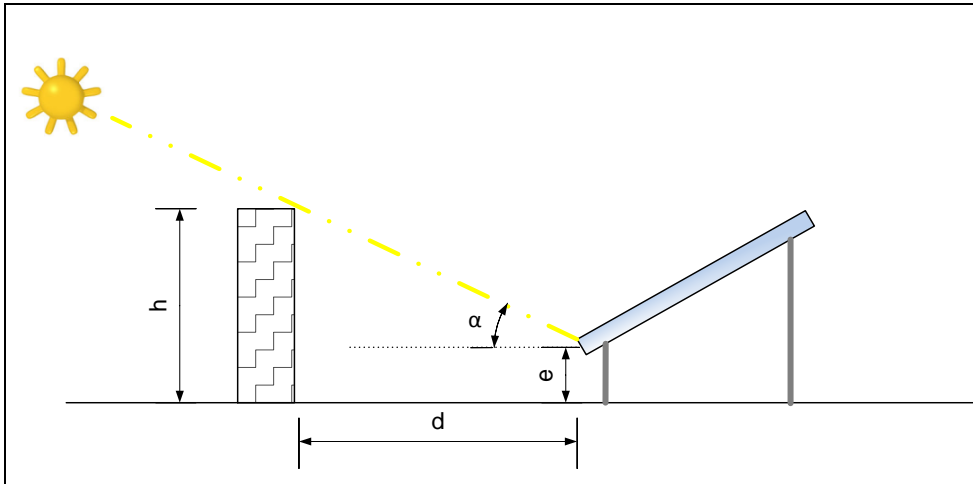


Figure 7: distance de retrait par rapport à un obstacle (acrotère, murette, etc.)

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 $d = (1-0.2)/0.487= 1.64$ 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 = $j \cos \beta$

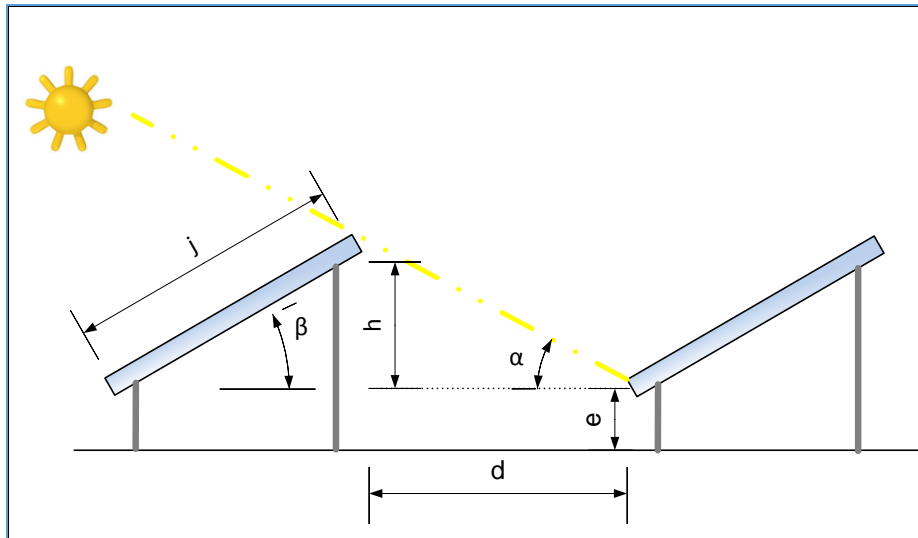


Figure 8: distance entraxe de deux rangées de modules

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 au moins une unité de passage sur un ou plusieurs côtés de chaque rangée de modules (Unité de passage = 90 cm)

2.6.2 - Equilibre 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. A 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)

3 - 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.

3.1 - 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

3.2 - 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 :

3.2.1 - 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.

3.2.2 - 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.

3.3 - CLASSIFICATION DES TOITURES DE BATIMENTS :

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.
----------	--

3.4 - CHARGE D'EXPLOITATION PAR CATEGORIE DE TOITURE

Tableau 1: 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.

Remarque : Pour les installations dont la hauteur propre « h » est supérieure ou égale à 3 m, une note de calcul validée par un bureau de contrôle doit être jointe au dossier technique.

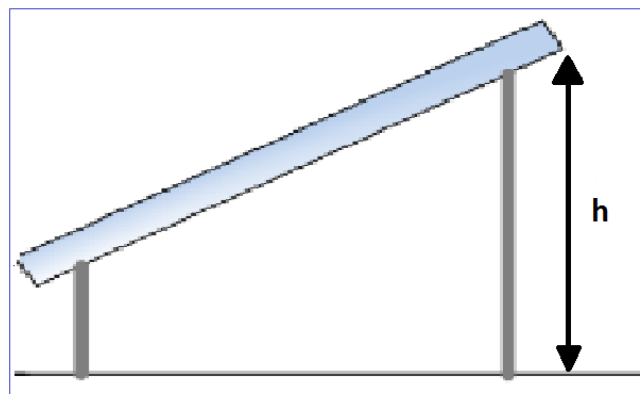


Figure 9: Hauteur de l'installation par rapport au sol

Chapitre II

II. ONDULEUR PHOTOVOLTAÏQUE ET RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE BASSE TENSION

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.

2 - CONFIGURATION DU RÉSEAU 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 (2 fils) 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 $\pm 1\%$.

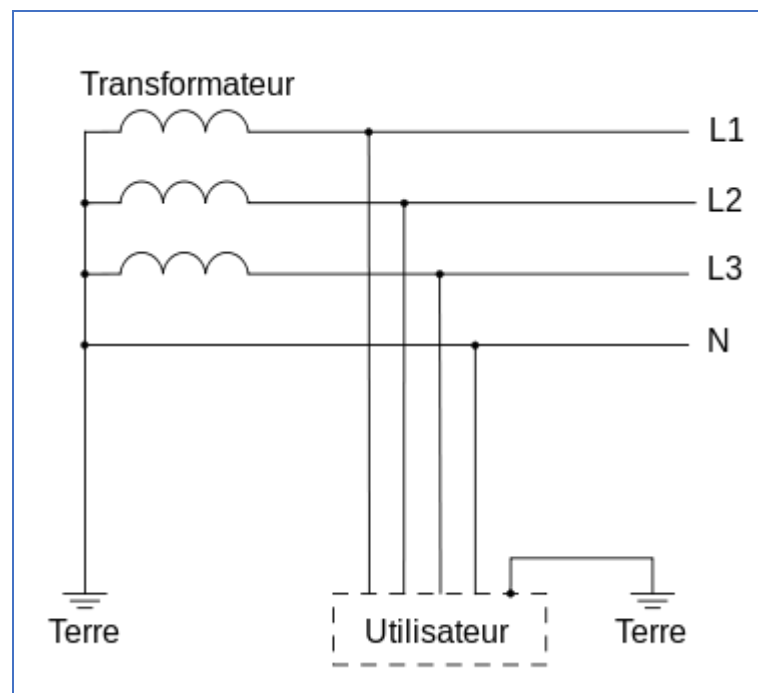


Figure 10: Schéma de liaison à la terre TT

Le réseau de distribution basse tension est composé en majorité par des lignes aériennes autoportées sous formes de torsades de câbles isolés en aluminium (avec neutre en alliage d'aluminium), la section maximale d'une ligne aérienne de distribution par phase

est 70 mm². Les lignes de distribution souterraines sont composés de faisceaux de câbles en cuivre de section allant jusqu'à 120 mm² par phase.

Le raccordement des clients ayant souscrit des puissances inférieures ou égales aux puissances forfaitaires (7 kVA en monophasé et 13 kVA en triphasé) au réseau basse tension est réalisé en monophasé ou en triphasé avec des câbles de branchements de section de 16 mm² en Alu et 10 mm² en cuivre.

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

2.1 - LIMITE EN PUISSANCE DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDEES AU RESEAU BASSE TENSION

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

La STEG réalise une étude d'impact de raccordement des CPV ayant des puissances supérieures à 40 kW_c. 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 kW_c au maximum.

2.1.1 - Pour les clients alimentés en monophasé

La puissance maximale de la CPV doit remplir, à la fois, les deux conditions suivantes :

- La puissance crête de la CPV ne doit pas dépasser la puissance souscrite,
- La puissance crête d'injection ne doit pas dépasser 6 kW_c.

2.1.2 - Pour les clients alimentés en triphasé

2.6.2.1 CPV monophasée

La puissance maximale de la CPV doit remplir les deux conditions suivantes :

- la puissance crête de la CPV ne doit pas dépasser la puissance souscrite divisée par 3;
- la puissance crête de la CPV ne doit pas dépasser 6 kW_c.

2.6.2.2 CPV triphasée :

Pour les installations photovoltaïques triphasées, et pour des puissances supérieures à 4,6 kVA par phase (13,8 KVA en Triphasé), il est obligatoire d'opter pour des onduleurs triphasés pour limiter les effets des harmoniques sur le conducteur du neutre (et principalement l'harmonique 3) qui, contrairement à la fondamentale, ne se compense pas.

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

Table 1: 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 $P_{CPV} \leq 6 \text{ kW}_c$	Non Applicable
Clients alimentés en triphasé	$P_{CPV} \leq 1/3 P_{souscrite}$ et $P_{CPV} \leq 6 \text{ kW}_c$	$P_{CPV} \leq P_{souscrite}$

2.2 - COMPTAGE BIDIRECTIONNEL EN BASSE TENSION

Un compteur bidirectionnel sera installé au même emplacement que le compteur de l'énergie existant.

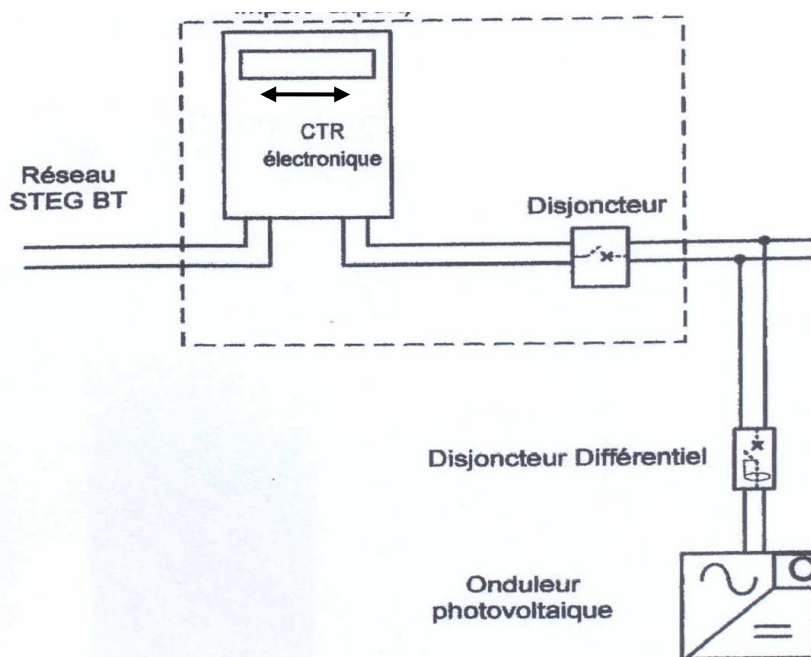


Figure 11: schéma d'un compteur bidirectionnel pour CPV

3 - FONCTIONNEMENT EN PRÉSENCE D'UN GROUPE ÉLECTROGÈNE

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.

4 - ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUES

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).

4.2 - NORMES DE REFERENCE

- DIN VDE V 0126-1-1 : Août 2013 : Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public à basse tension
- VDE-AR-N 4105 : Août 2011 : 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 < ou = 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

4.3 - FONCTIONNALITES DE L'ONDULEUR

Mis 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.

4.3.1 - 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 :

- Eviter l'alimentation du défaut pour ne pas laisser 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 à la norme VDE0126-1-1 : 2013.

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

Les onduleurs certifiés conforme à la VDE0126-1-1 sont dotés d'un contrôleur permanent de l'isolement de la partie continue de l'installation. Pour les onduleurs non conforme à cette norme et ayant une protection de découplage externe, il y a lieu de prévoir un contrôleur permanent de l'isolement de la partie Courant Continu de l'installation.

4.3.3 - Isolation galvanique dans les onduleurs

2.6.2.3 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.

2.6.2.4 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.

4.4 - 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.

¹ Exception pour les micro-onduleurs

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.

4.5 - DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS POUR LES MODULES CRISTALLINS

Le ou les onduleurs sont dimensionnés en fonction du générateur photovoltaïque de façon à ce que :

- la plage de tension d'entrée de l'onduleur soit compatible avec les tensions en circuit ouvert et les tensions MPP du champ de modules tout au long de l'année (de 1000 W/m² et -10°C à 200 W/m² à 70°C) ;
- le courant d'entrée admissible de l'onduleur soit supérieur au courant maximum délivré par le champ de modules sous 1000 W/m² et 70°C ;
- le rapport entre la puissance nominale de l'onduleur et la puissance crête du générateur correspondant soit compris entre 0.8 et 1.2 (exigence non technique).

4.5.1 - 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 et supérieures à la tension minimale.

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 augmentés de :

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

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 $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$

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 minimale des modules dans une chaîne photovoltaïque est calculée pour une température des modules allant jusqu'à 85°C (limite de la plage de fonctionnement de la majorité des modules photovoltaïques) pour une installation montée sur une structure à l'air libre.

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

Avec :

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

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

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

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

4.5.2 - 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 maximum débité par le générateur photovoltaïque ne doit pas dépasser le courant d'entrée maximal de l'onduleur. Le courant maximal du générateur photovoltaïque est déterminé à partir du nombre de chaînes raccordées en parallèle. Il est égal à

$$\sum I_{SCMax} = (I_{Sc} + (T_{Max} - 25) * \alpha) \times N_{mod \text{ en parallèle}}$$

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

4.5.3 - En fonction de la puissance

Les puissances du générateur photovoltaïque et de l'onduleur doivent être mutuellement accordées. La puissance nominale AC des onduleurs peut être égale à la puissance du générateur photovoltaïque (dans les conditions STC) avec une tolérance de $\pm 20\%$.

4.6 - RENDEMENT DES ONDULEURS

4.6.1 - 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.

4.6.2 - 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.

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

4.7 - CRITERES D'ACCEPTATION DES ONDULEURS PAR LA STEG

4.7.1 - Composition du dossier de demande d'acceptabilité

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

- Un certificat de conformité à la norme VDE 0126-1-1 : Août 2013 délivré par un laboratoire agréé et indépendant ;
- Une déclaration de conformité à la directive européenne basse tension 2014/35/UE ;
- Une déclaration de conformité à la directive européenne de compatibilité électromagnétique 2014/30/UE ;
- Caractéristiques techniques détaillées de l'onduleur ;

- Certificat de garantie type de l'onduleur d'une durée minimale de 5 ans (recommandé)

4.7.2 - 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 :

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

Le courant d'entrée max par entrée MPPT de l'onduleur doit être supérieur ou égal à 8A ;

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%Un ; +10%Un].

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 : [47.5Hz ; 52 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 ≤ 3 KVA et les onduleurs triphasés de puissance ≤ 10 KVA
- ✓ CEI 61000-3-12 pour les onduleurs monophasés de puissance comprise entre 3 et 6 KVA les onduleurs triphasés de puissance > 10 KVA

8) *Indice de protection (Norme CEI 60 529)*

L'indice de protection de l'onduleur doit être au moins égale à IP 54 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) *Interface Homme-Machine*

Un écran (intégré ou déporté) sur l'onduleur permettra l'affichage, au minimum, des paramètres suivants (disposition facultative):

- ✓ Puissance instantanée de l'énergie produite ;
- ✓ Tension du réseau ;
- ✓ Production journalière de la CPV ;
- ✓ production totale de la CPV ;

4.8 - 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 ;
- un système de communication à distance (monitoring) pour la maintenance et la surveillance des performances de la centrale photovoltaïque à distance (pour l'onduleur de chaîne).

5 - 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 :

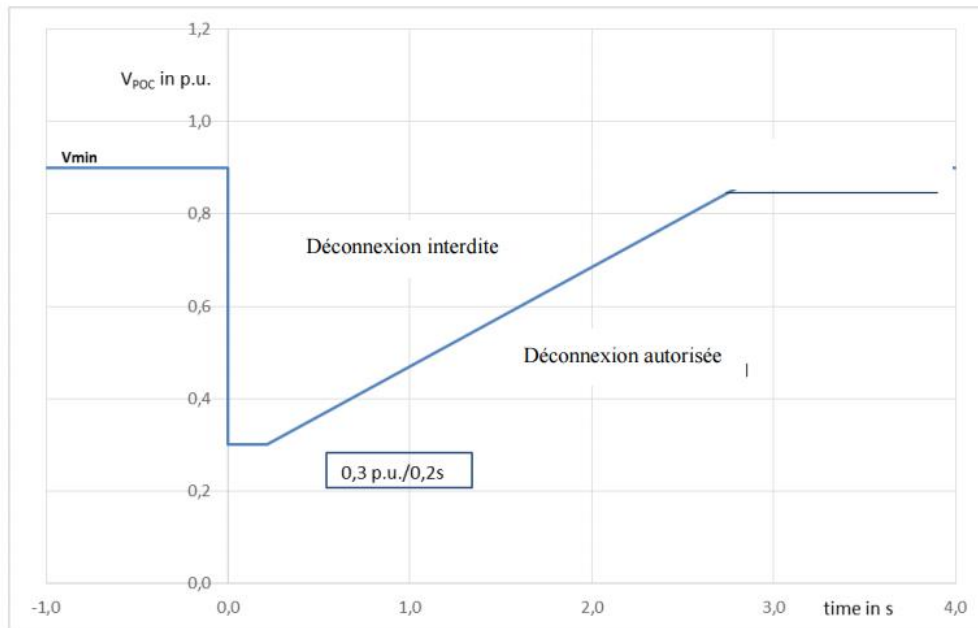


Figure 12: Courbe LVRT

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 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.

6) 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.

7) 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

8) 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 (CEI 61 727)

Chapitre III

III. CABLAGE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

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
- les connecteurs
- les boites de jonction de chaînes de modules
- les boites de raccordement des groupes de modules
- le(s) coffret(s) DC
- les câbles du côté courant alternatif (AC)
- le(s) coffret(s) AC

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.

2 - CÂBLAGE DE LA PARTIE COURANT CONTINU (DC)

2.1 - DISPOSITIONS GENERALES

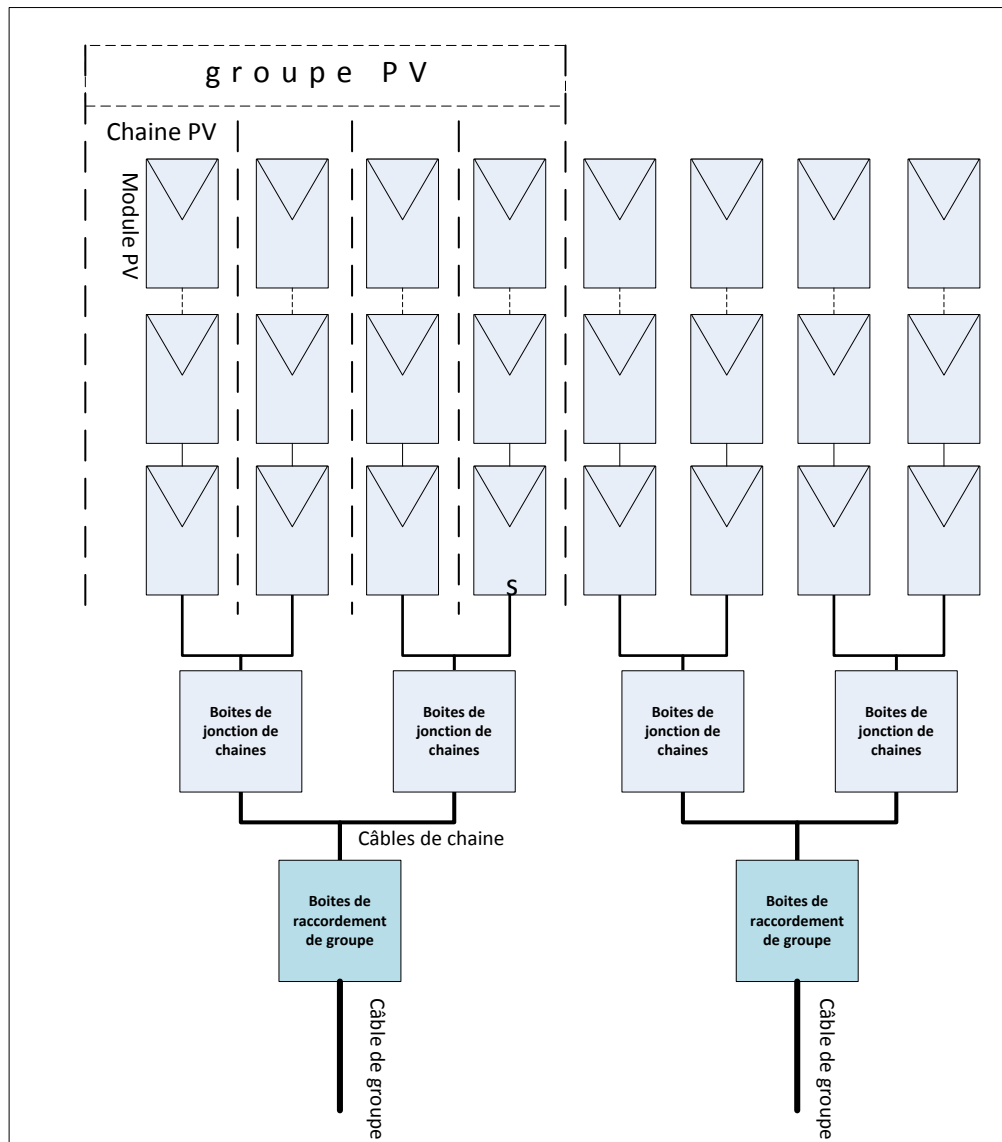


Figure 13: Composantes de la partie DC d'une centrale photovoltaïque

2.2 - ACHÈMINEMENT DES CÂBLES :

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

- être Protégés des conditions climatiques sévères et des rayonnements ultra-violets afin de ralentir le processus de vieillissement et à minimiser les risques de point chaud et d'arc ;
- cheminer côte 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 ;

- être posés sans contact avec des arrêtes 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).
- doivent cheminer dans des conduits fermés, 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)
 - Tube annelé (gaines)
 - Chemins de câble
 - les colliers de câblage

2.3 - PROTECTION MECANIQUE DES CABLES :

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.

A cet égard, les chemins de câble (métallique ou/et plastique, des fourreaux PVC, ...) doivent être prévus pour chaque installation. Le choix de la protection mécanique adéquate doit être justifié.

2.4 - USAGE DES CONNECTEURS

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne PV dont la tension $U_{CO_{max}}$ 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 EN 50521 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs mâle et femelle de type ou marque différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple de connecteurs d'un même fabricant.



Figure 14: Connecteur DC mâle-femelle

2.5 - MISE EN ŒUVRE DES BOITES DE JONCTION

2.5.1 - Définition :

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

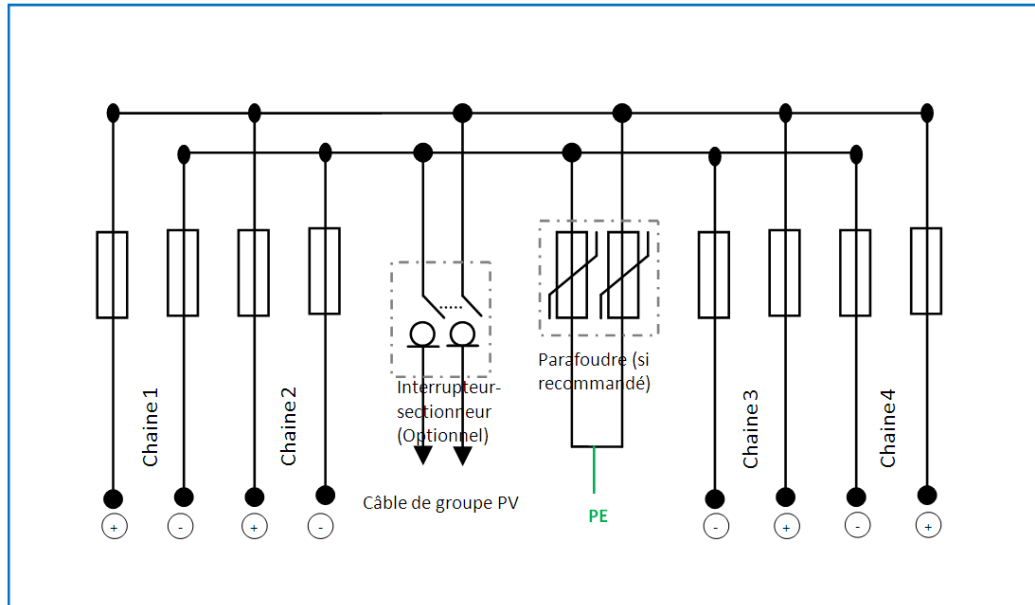


Figure 15: schéma unifilaire d'une boîte de jonction à 4 chaînes

2.5.2 - Conditions de mise en œuvre des boîtes de jonction

L'utilisation d'une boîte de jonction à proximité du générateur photovoltaïque, en amont du câble photovoltaïque principal, est exigée 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 ;
- Lorsque la distance entre champ photovoltaïque et onduleur dépasse 30 mètre et qu'une protection contre la foudre est recommandée (il est possible d'installer une boîte de jonction avec parafoudre intégré).

2.5.3 - 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) devront 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 déconnectée et isolée individuellement par le biais de porte fusible ou d'autres liaisons déconnectables (connecteur débrochable par exemple) mais 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.
- 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 boites peuvent rester sous tension après sectionnement de l'onduleur courant continu.

2.6 - LE COFFRET COURANT CONTINU (DC) :

Le coffret CC, obligatoire, abrite les équipements de sectionnement, de coupure et de protection suivants :

- ✓ La coupure sur le côté continu ;
- ✓ Le sectionnement 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.

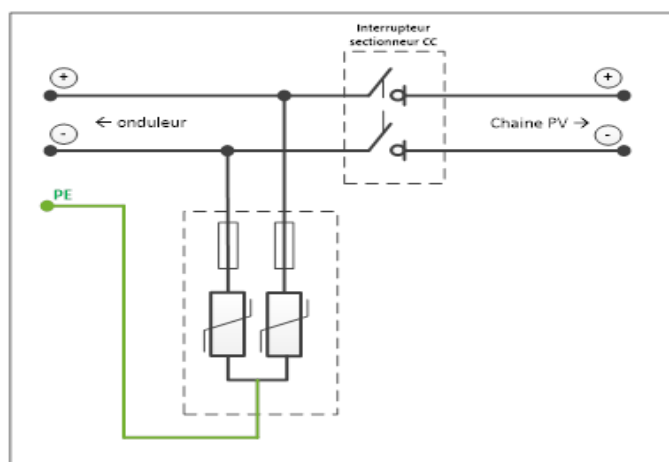


Figure 16: exemple de schéma unifilaire d'un coffret DC

2.6.1 - Interrupteur courant continu²

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 DC doit être conçu pour fonctionner dans les conditions extrêmes du générateur photovoltaïque. La tension nominale doit être supérieure à 1.15 de 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.

Pour les onduleurs de fortes puissances dont la maintenance peut être assurée par remplacement des composants internes, le dispositif de sectionnement peut être intégré dans la même enveloppe.

L'interrupteur général DC doit commuter en charge et il doit être conçu pour la tension à vide maximale du générateur solaire ainsi que le courant maximum du générateur.

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

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

2.6.2 - Parafoudre DC

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.

En cas de présence d'un paratonnerre sur le bâtiment, il est obligatoire d'installer un parafoudre de Type 1.

2.7 - SECTIONS DES CABLES DE LA PARTIE DC

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

- Le courant admissible I_a ;
- La chute de tension maximale admise

² L'interrupteur DC n'est pas exigé si l'onduleur est équipé d'un interrupteur intégré.

2.7.1 - Courant dans les câbles de chaînes/groupes

Le courant admissible d'un câble est la valeur maximale de l'intensité du courant pouvant parcourir en permanence ce conducteur sans que sa température soit supérieure à sa température spécifiée.

Tableau 2: courant admissible I_2 des câbles photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90°C (Extrait du guide UTE 32-502).

Section (mm ²)	Deux câbles adjacents sur paroi
2,5	19 A
4	26 A
6	33 A
10	46 A
16	62 A
25	82 A
35	102 A

2.7.2 - 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_{mppSTC} (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_{mppSTC} ;
- le courant de référence dans les calculs est le courant I_{mppSTC} ;
- 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

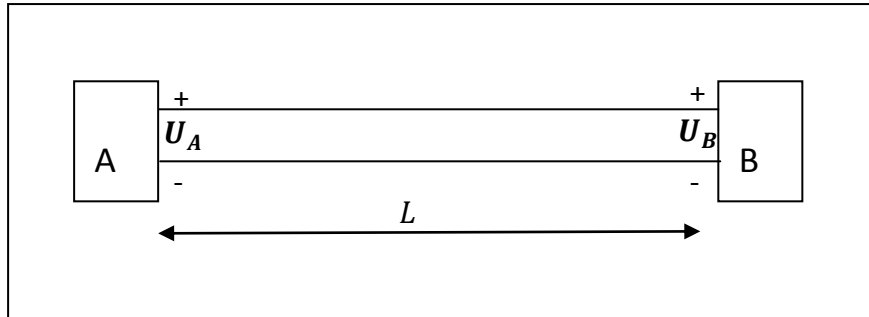
L : La longueur simple de la canalisation en mètre

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 %



3 - CÂBLAGE DE LA PARTIE COURANT ALTERNATIF (AC)

3.1 - COFFRET AC

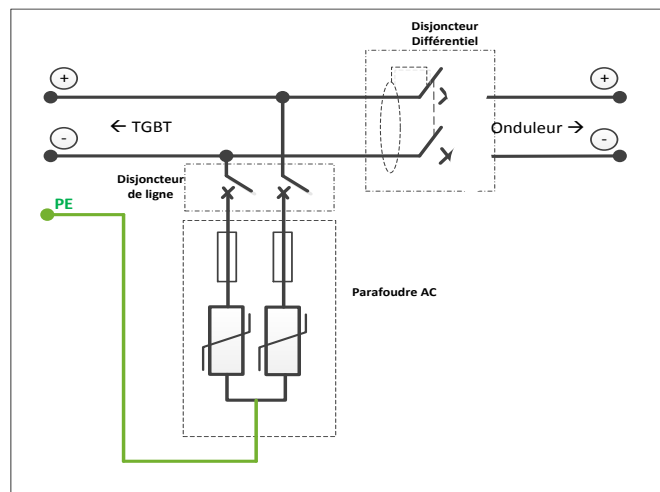


Figure 17: exemple de schéma unifilaire d'un coffret AC

3.1.1 - Coupure et protection différentielle :

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 interrupteur différentiel associé à un disjoncteur pour la protection contre les surintensités ou un disjoncteur différentiel doit (vent) être installé(s) en sortie et à proximité de l'onduleur.

Cet interrupteur ou disjoncteur 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 coupure 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.

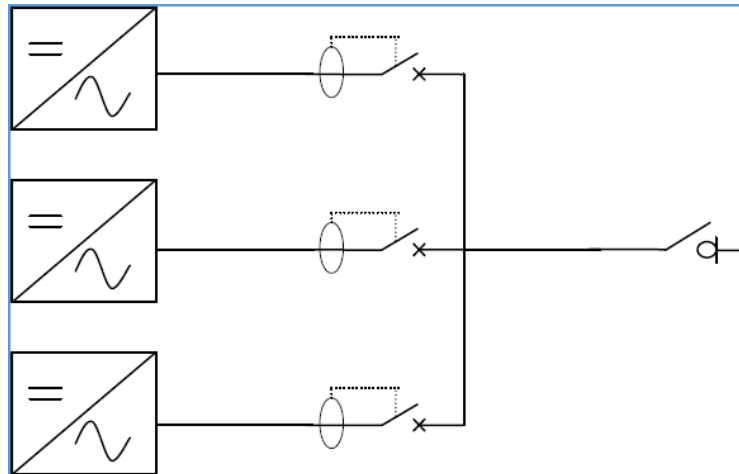


Figure 18: Protection différentielle

3.1.2 - Protection contre les surtensions

Les parafoudres installés au niveau de la partie AC de la centrale photovoltaïque doivent être de type modulaire adaptés pour le régime TT et ayant un fort pouvoir d'écoulement sur le réseau public. Suivant le type du parafoudre utilisé, il est parfois recommandé de protéger le parafoudre par un disjoncteur qui permettra la coupure d'alimentation du parafoudre en fin de vie ou lors de la détection de surintensités.

3.2 - CHOIX DE LA SECTION DES CABLES DE LA PARTIE AC

Le choix des sections des conducteurs de phases s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible « I_a » dans le câble
- La chute de tension maximale admise

3.2.1 - Courant admissible dans la partie AC

La valeur du courant admissible d'un câble dépend du type de câble et est généralement donné par le constructeur. Dans le tableau ci-après sont indiquées les valeurs du courant admissible des câbles à âme en cuivre suivant la méthode de pose :

Courant admissible I_z (A)		
Section (mm ²)	Aérien	Souterrain
1,5 mm ²	24 A	
2,5 mm ²	33 A	
4 mm ²	45 A	
6 mm ²	58 A	66 A
10 mm ²	80 A	87 A

16 mm ²	107 A	113 A
25 mm ²	138 A	144 A
35 mm ²	169 A	174 A
50 mm ²	207 A	206 A
70 mm ²	268 A	254 A
95 mm ²	328 A	301 A
120 mm ²	382 A	343 A

3.2.2 - 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.

Pour les CPV connectées au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/BT, les mêmes recommandations s'appliquent sur la partie basse tension.

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 :

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

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

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 conducteur en service normal = $0.023 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$ pour le cuivre et $0.037 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$ pour l'Alu

L : La longueur simple de la canalisation en mètre

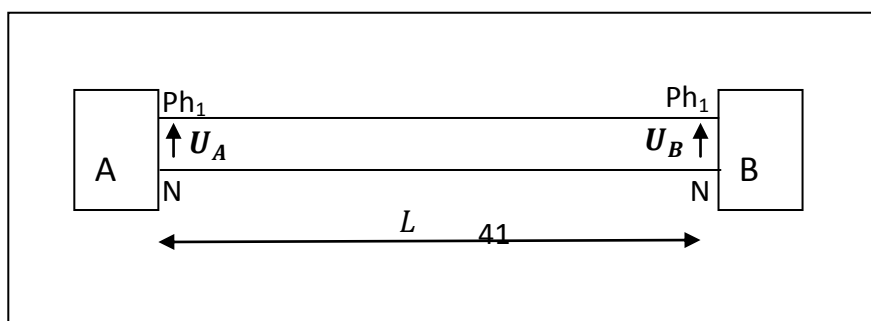
$\cos \varphi$: étant le facteur de puissance en l'absence d'indication précise, le facteur de puissance est pris égal à 0.8 ($\sin \varphi = 0.6$)

S : Section des conducteurs, en mm²

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

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

Δu : la chute de tension relative en %



4 - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

4.1 - CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES CABLES DE LA PARTIE DC

4.1.1 - 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

4.1.2 - Caractéristiques techniques minimales

Les câbles de la partie CC sont des câbles rigides (U 1000 RO2V) ou souple (HO7RNF), 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 -35 °C et +70°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.
- La température maximale admissible sur l'âme en régime de surcharge est de 120°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

4.1.3 - 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.

4.2 - CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES BOITES ET DES COFFRETS

4.2.1 - 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

4.2.2 - 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 54 si installé en outdoor)
- 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)

4.3 - CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES CONNECTEURS

Les connecteurs doivent être conformes à la norme EN 50521 et avoir les caractéristiques minimales suivantes :

- Degré de protection minimal : IP 55
- 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
- Signalétique « ne pas ouvrir en charge »

Chapitre IV

IV. PROTECTIONS CONTRE LES SURTENSIONS ET LES SURINTENSITES

1 - PROTECTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE CONTRE LES SURTENSIONS

1.1 - INTRODUCTION

Les effets indirects de la foudre sont caractérisés par les surtensions générées par des coups de foudre directs ou à proximité des circuits d'alimentation d'énergie électrique et propagées par les réseaux de distribution. Ces surtensions, dont la valeur dépend notamment de l'intensité du courant de foudre et de la distance du point d'impact à l'installation électrique, peuvent provoquer des dommages à des équipements électriques distants et des dysfonctionnements de matériels électroniques sensibles.

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.

1.2 - LA LIAISON EQUIPOTENTIELLE DES MASSES D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

1.2.1 - Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la partie DC de la CPV

1) *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 $0.5 \mu s$, 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.

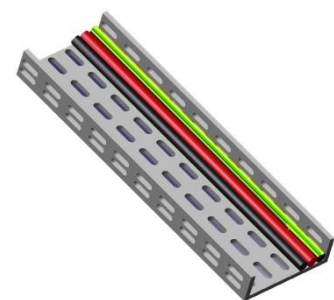


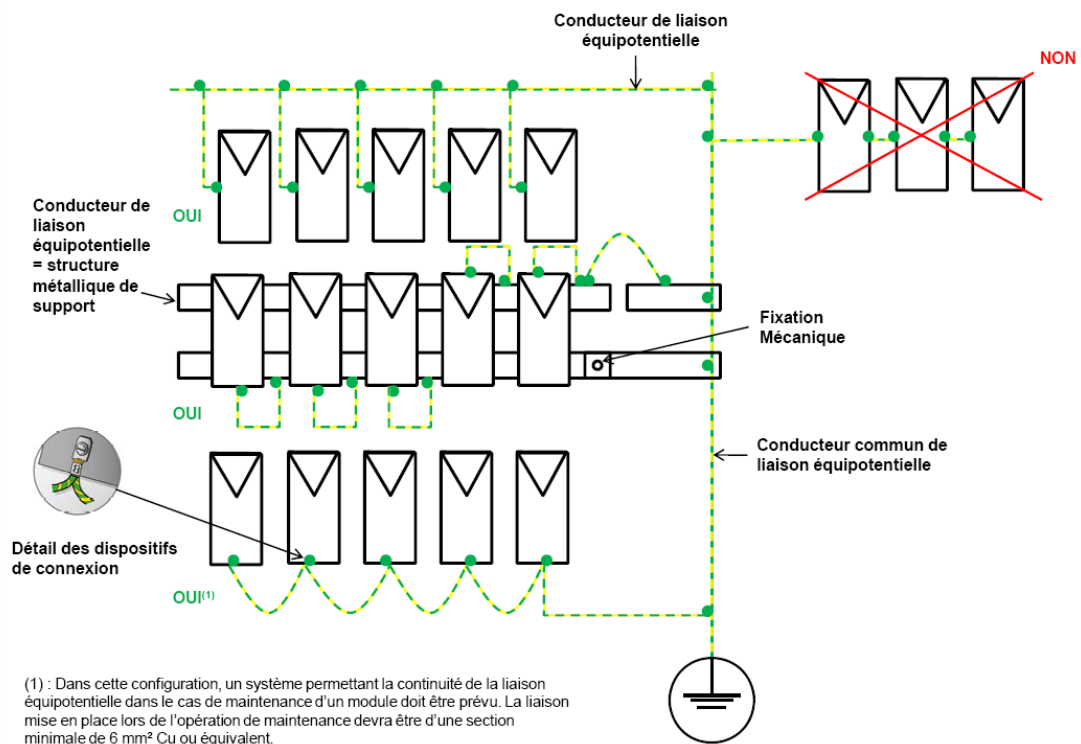
Figure 19: cheminement côte à côte des câbles

La surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles DC et le câble d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte comme le montre l'illustration de la figure 19.

2) **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 reliés 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.

La Figure 20 illustre des exemples de mise en œuvre :

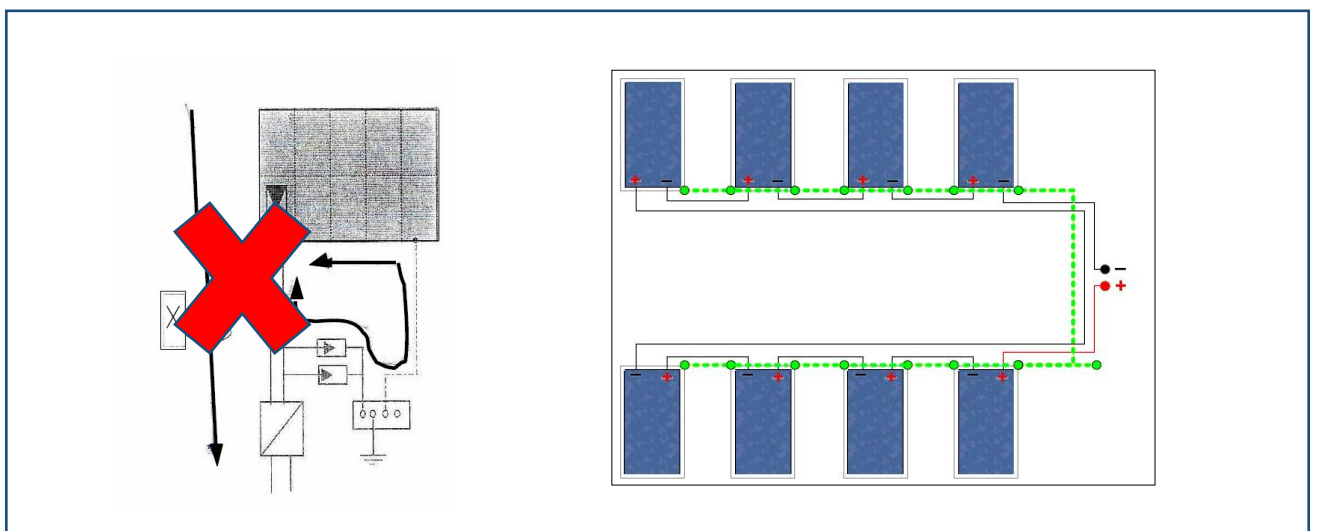
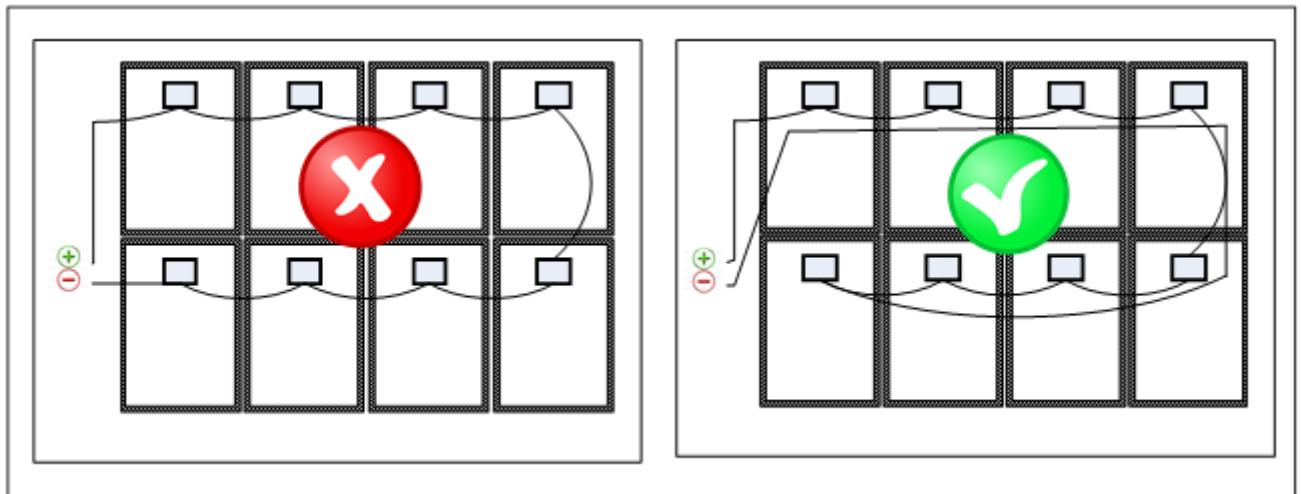


Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la

Figure 20: différentes technique de mise à la terre des modules dans une IPV (Extrait de l'UTE 15-712-1)

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.



- La connexion de la terre sur le cadre peut se faire par boulonnage inox (le module doit posséder des trous prévus pour la terre). Le cuivre ne pouvant être en contact avec l'aluminium, on utilise des cosses étamées ou des 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.

- 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 micromètre. 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

- Les rails peuvent être utilisés comme liaison à la terre. Les modules sont reliés individuellement aux rails et les rails à la connexion principale équipotentielle. Il est clair que le rail fourni un conducteur parfait pour ce rôle d'autant plus qu'il est déjà en contact mécanique avec les modules (mais la conduction n'est pas parfaite à cause de l'anodisation), d'où le besoin du câble connecté directement sur le cadre). Bien entendu, si plusieurs portions de rail coexistent, il faudra veiller à l'interconnexion de chaque morceau.



1.2.2 - Règles de mise en œuvre de la liaison équipotentielle de la partie AC de la CPV

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

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

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

1) Section des câbles de liaison équipotentielle :

- Câble de liaison des équipements (y compris l'onduleur) aux conducteurs principaux de mise à la terre : $\geq 6 \text{ mm}^2$
- Conducteur principal de mise à la terre :

Section du conducteur	Section du conducteur de protection (sans paratonnerre)	Section du conducteur de protection (Avec paratonnerre)
$< 16 \text{ mm}^2$	10 mm ²	25 mm ² minimum
$16 \text{ mm}^2 \leq S \leq 35 \text{ mm}^2$	16 mm ²	
$35 \text{ mm}^2 < S$	$0,5 \times S$	

- Conducteur d'interconnexion entre deux prises de terre : 25 mm²

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.

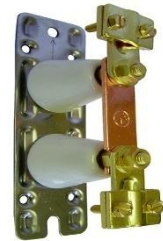
Cette électrode est constituée d'un ou de plusieurs piquets enfoncés verticalement au-dessus du niveau permanent d'humidité, à une profondeur minimal de 2m. Ces piquets peuvent être :

- des tubes en acier galvanisé de diamètre au moins égal à 19 mm.
- des profilés en acier doux galvanisé d'au moins 60mm de côté.
- des barres en cuivre ou en acier recouvertes de cuivre, d'au moins 15mm de diamètre

Le piquet devra être visitable : le regard ne devra jamais être rendu inaccessible (mais il peut être sous du gazon).

Il est nécessaire de relier par une gaine conductrice la prise de terre et la barrette de mesure.

La barrette de mesure fait la jonction entre le tableau de répartition et la prise de terre. Elle doit être accessible et doit pouvoir se démonter uniquement avec un outil. Elle doit être fixée en la vissant au mur, à 30cm du sol, non loin du tableau et de la prise de terre.



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

1.3 - VALEUR DE LA RESISTANCE DE LA PRISE DE TERRE

1.3.1 - Dans le cas général

Si aucune indication sur la sensibilité du matériel installé chez le producteur aux surtensions, la valeur de la prise de terre ne doit pas dépasser 25 Ohm.

1.3.2 - 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.

1.3.3 - 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).

2 - MISE EN ŒUVRE DES PARAFOUDRES

2.1 - INTRODUCTION

L'installation des parafoudres est un moyen complémentaire de protection de la centrale photovoltaïque contre les surtensions induites par les foudres et des surtensions dues aux manœuvres sur le réseau.

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter le niveau de surtensions (par exemple d'origine atmosphérique) transmises par les câbles à un niveau compatible avec la tension de tenue aux chocs des matériels de la centrale photovoltaïque. Il est généralement placé entre un conducteur actif et la masse de l'équipement à protéger, elle-même reliée à la terre.

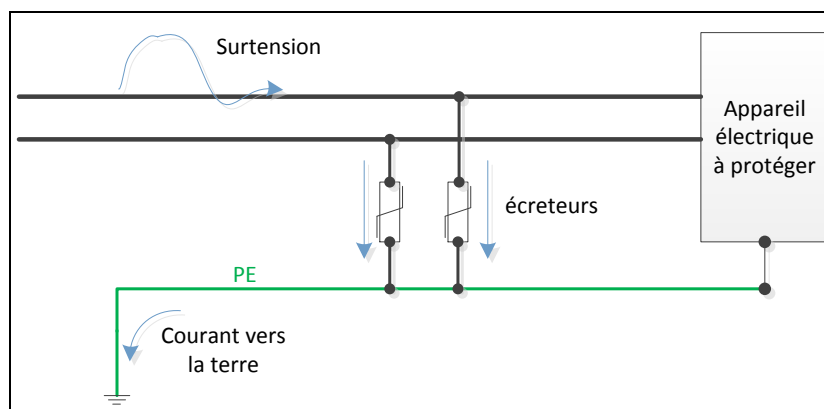


Figure 21: Comportement d'un parafoudre (écriteur) lors des surtensions

2.2 - PARAFOUDRE COTE DC

Au moins un parafoudre « Type 2 » est prescrit pour la partie continue de la centrale PV et est installé dans le coffret CC situé à côté de l'onduleur.

2.2.1 - Conditions d'installation d'un deuxième parafoudre côté générateur photovoltaïque

La tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m, 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 trois solutions se présentent :

Les câbles d'énergie et le câble de liaison à la terre cohabitent dans un chemin de câble métallique lui-même relié à la liaison équipotentielle de mise à la terre de la centrale photovoltaïque.

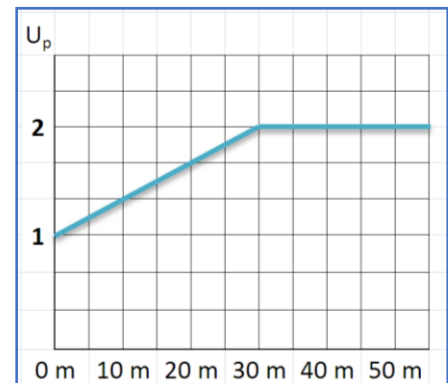


Figure 22 : tension maximale à l'extrémité d'un câble à vide en fonction de la longueur du câble pour un front de tension incident de 4 kV/us

Installation d'un second parafoudre au plus près des modules,

Choisir un parafoudre installé à proximité de l'onduleur ayant un niveau de protection U_p inférieur à 50% de la tension de tenue aux chocs des modules photovoltaïque.

Remarque importante : en cas de présence d'un paratonnerre interconnecté à la mise à la terre de la CPV, un deuxième parafoudre « Type 1 » côté générateur photovoltaïque pour chaque chaîne est recommandé. 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.

Table 2: Tension assignée de tenue aux chocs

Tension maximale centrale inférieur ou égale (V)	Tension de tenue aux chocs U_w (V)	
	Module PV de classe A	Onduleur PV
600	6000	4000
1000	8000	6000

Les tensions assignées de tenue aux chocs sont extraites des normes :
 CEI 61730-2 pour les modules photovoltaïques
 CEI 62109-1 pour les onduleurs photovoltaïques

2.2.2 - Mise en œuvre des parafoudres du côté DC

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

En présence de paratonnerres, le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont faits conformément au guide UTE C 61-740-52.

2.2.3 - Choix du parafoudre DC :

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

- La tension U_p : niveau de protection

Doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension assignée de tenue aux chocs des matériels à protéger.

Dans le cas où l'installation du parafoudre est prévue pour la protection des équipements distants de plus de 10 m, la valeur de U_p doit être inférieure à 50% de la valeur de la tension assignée de tenue au choc de l'équipement éloigné.

La tension assignée de tenue aux chocs U_w pour les modules et les équipements de conversion est donnée dans le Tableau 1.

- U_{CPV} tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque

La valeur de la tension maximale admissible par le parafoudre U_{CPV} doit être sélectionnée en fonction de la tension maximale à vide du générateur PV correspondant à la tension

U_{ocSTC} donnée par le constructeur de modules PV. La tension U_{CPV} doit être supérieure à **1,2 x U_{ocmax}** (UTE C 61-740-51) du générateur photovoltaïque. Quels que soient les modes de protection du parafoudre, celui-ci doit aussi pouvoir supporter la tension maximale U_{ocmax} entre ses bornes actives

- I_{SCPV} tenue au courant de court-circuit d'un parafoudre

Le parafoudre doit être équipé d'un dispositif de déconnexion. Un dispositif de déconnexion externe peut être préconisé par le constructeur. Cet ensemble doit être dimensionné pour fonctionner quel que soit le courant produit par les modules PV.

La valeur maximale I_{SCPV} du courant admissible par le parafoudre et le déconnecteur interne et/ou externe doit être sélectionnée en fonction du courant que peut délivrer le générateur photovoltaïque. Le courant I_{SCPV} doit être supérieur à $1,25 \times I_{scSTC}$ du générateur PV

2.3 - PARAFONDRE COTE AC :

2.3.1 - Condition d'installation des parafoudres côté AC

Tenant compte des caractéristiques techniques du réseau électrique national basse tension et indépendamment de la densité de foudroiement, un seul parafoudre est obligatoire à côté de l'onduleur pour la protection de l'installation photovoltaïque. Quel que soit la distance séparant l'onduleur au disjoncteur de branchement.

2.3.2 - Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté AC

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 tableau situé au plus près de l'origine de l'installation dans l'installation (à côté de l'onduleur).

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

2.4 - SECTION DES CABLES DE CONNEXION DU PARAFONDRE

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

2.5 - REGLE DES 50 CM

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.

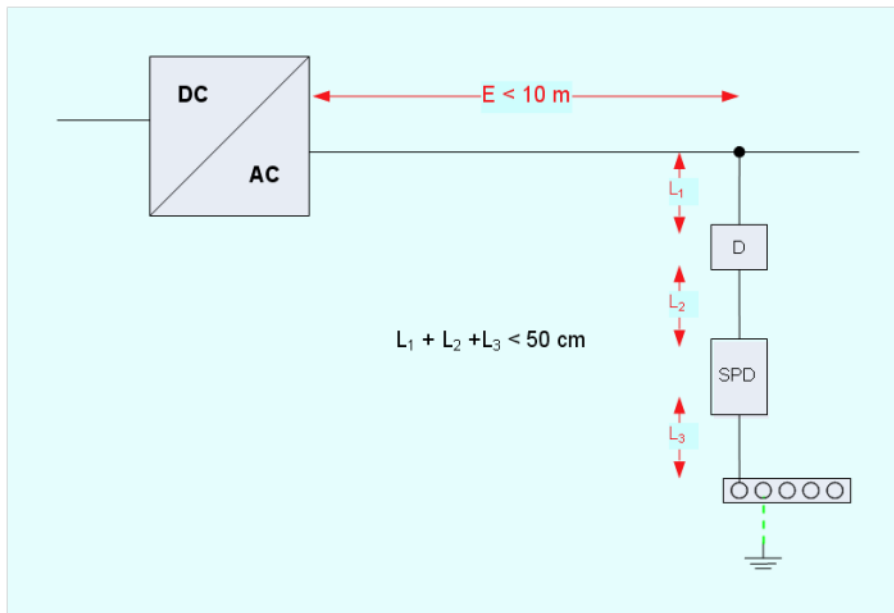


Figure 23 : extrait de la norme UTE 61-740-52

Avec :

E : Distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur

L₁, L₂ et L₃ : Longueurs des Câbles de connexion

D : Déconnecteur du parafoudre

SPD : Parafoudre

3 - PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITÉS

3.1 - PROTECTION CONTRE LES COURANTS INVERSES DES MODULES PV

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

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

Si le générateur PV est constitué de deux chaînes en parallèle, le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à $1.25I_{scmax}$. 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 $(N_c - 1)1.25 I_{scmax}$. 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.

3.1.1 - Dimensionnement du dispositif de protection des modules PV

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

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.

3.1.2 - 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.

3.2 - PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES COTE AC

Chaque onduleur de l'installation doit être connecté au réseau par un circuit spécifique ou à travers un Tableau divisionnaire (Ou TGBT) existant et protégé par un disjoncteur différentiel dédié. Il est autorisé d'associer un interrupteur différentiel à un disjoncteur magnéto thermique lorsque l'injection de l'onduleur se fait sur un tableau

divisionnaire (ou TGBT).

La sensibilité du disjoncteur différentiel est déterminée en fonction du site de l'installation, elle est de :

- Entre 30 et 300 mA pour les locaux résidentiels
- 500 mA pour les autres types de locaux

Pour sa capacité à alimenter un défaut par un courant beaucoup plus important que ne peut le faire un onduleur, le réseau sera considéré comme la source et le générateur comme la charge. La protection mise en œuvre devra être toutefois correctement dimensionnée pour la protection en surcharge des onduleurs.

Chapitre V

V. INSTALLATION PV AVEC MICRO-ONDULEUR DE
PUISSANCE INFÉRIEURE OU ÉGALE À 1KWC

1 - INTRODUCTION

La technologie des micro-onduleurs permet de réaliser des installations photovoltaïque offrant de nouvelles possibilités et notamment la réalisation d'installations photovoltaïque de faibles puissances.

Du fait de l'installation du micro-onduleur à proximité de chaque module, la liaison en courant continu (DC) est pratiquement inexistante ce qui permet d'éviter les boites de jonction DC et les parafoudres DC.

Par ailleurs les micro-onduleurs répondent aux différentes normes des micro-onduleurs de chaînes et disposent d'une fonction de protection particulière ("Rapid Shut Down) qui leur confère la possibilité de se connecter directement sur l'installation BT du consommateur moyennant une prise appropriée (plug and play) si l'installation est équipée d'un disjoncteur différentiel après le compteur de la STEG.

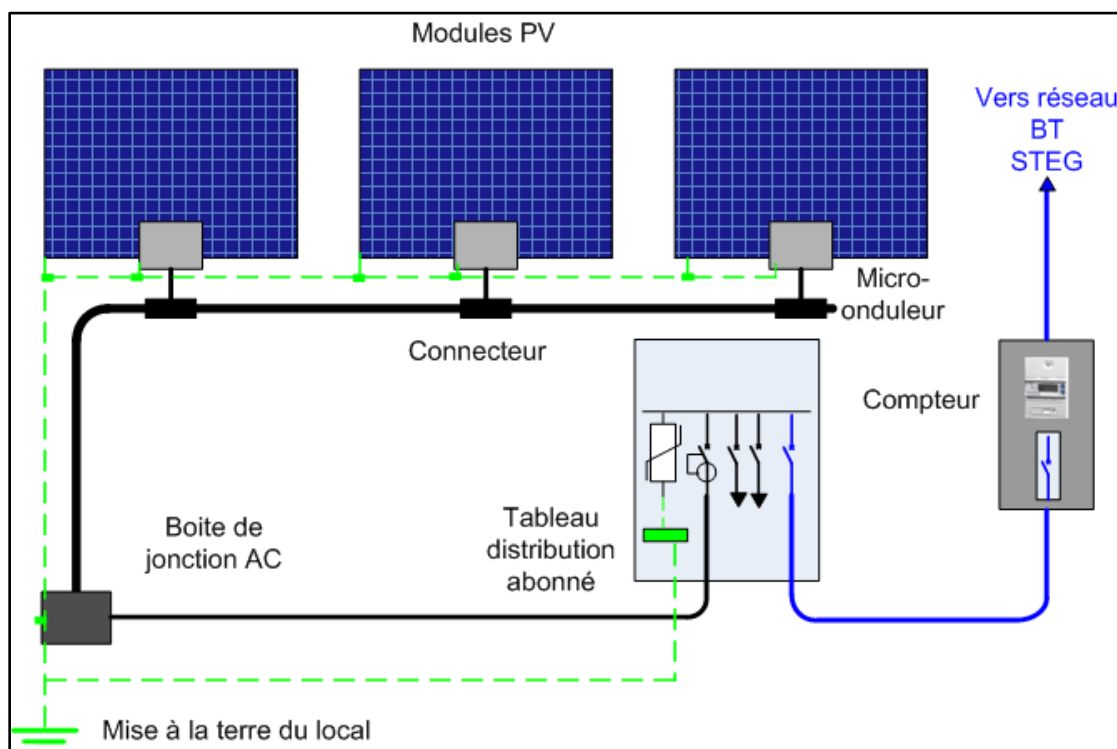


Figure 24: configuration type d'une installation à micro-onduleurs

La boîte de jonction est nécessaire dans le cas où la distance entre le micro-onduleur et le tableau de l'abonné dépasse la longueur du câble fourni avec le kit.

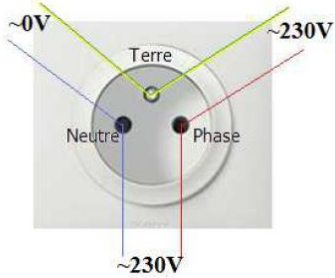

2 - DISPOSITIONS PARTICULIÈRES AUX MICRO-ONDULEURS

Les dispositions particulières suivantes sont applicables aux installations de faibles puissances utilisant des micro-onduleurs ($P \leq 1 \text{ kWc}$).

Tableau 3: Disposition particulières

Exigence	Décision	Norme
Mise à la terre	Obligatoire pour les modules, la structure et le micro-onduleur. (section $\geq 6 \text{ mm}^2$, liaison à la terre du bâtiment).	NFC 15 100
Parafoudre DC	Non obligatoire (longueur câbles DC très faible $\leq 1 \text{ m}$).	
Parafoudre AC	Non obligatoire si l'opérateur réseau ne l'exige pas.	NFC 15 100 UTE C 15 443
Sécurité incendie: dispositif coupure d'urgence DC	Non obligatoire (longueur câbles DC très faible $\leq 1 \text{ m}$). (n'est pas exigée pour les installations en Tunisie!)	
Disjoncteur différentiel	Obligatoire si l'installation ne comporte pas de différentiel. Non obligatoire si connexion en aval du différentiel de l'installation.	NFC 15 100
Branchement direct sur une prise de courant.	Possible si la prise comporte une mise à la terre, (conforme pour cet usage repérage Phase-Neutre-Terre) (section $\geq 2.5 \text{ mm}^2$)	NFC 15 100
Protection de déconnexion	Disponible , en plus les micro-onduleurs sont équipés du dispositif " rapid shutdown "	VDE 0126-1-1 : Août 2013
Monitoring	Non obligatoire (on peut utiliser une prise wattmétrique).	

3 - CAS D'UN RACCORDEMENT DIRECT SUR UNE PRISE DE L'INSTALLATION DE L'ABONNÉ:

	
<p>Si l'installation de l'abonné est équipée d'un disjoncteur différentiel après le compteur de la STEG, l'installation photovoltaïque peut être raccordée directement sur une prise de courant adaptée.</p>	<p>L'abonné peut visualiser l'énergie produite par son installation photovoltaïque à l'aide d'un dispositif wattmétrique tel que le dispositif commercial de la figure ci haut.</p>

4 - FIXATION DU MICRO-ONDULEUR

Le micro-onduleur sera soit fixé directement à l'arrière du module soit fixé à la structure métallique support des modules et doit être suffisamment protégé contre le ruissellement des eaux de pluie.



Figure 25: exemples de fixation des micro-onduleurs

5 - CRITÈRES D'ACCEPTATION DES MICRO-ONDULEURS

Le micro-onduleur doit répondre aux critères suivants :

Caractéristiques techniques	Valeurs exigées
Tension nominale AC (V)	230V
Plage de tension nominale AC (V)	-10%Un... +10%Un
Fréquence nominale (Hz)	50
Plage de fréquence (Hz)	49.5...50.5
Facteur de puissance	> 0.95
Courant DC maximal (A)	≥8
THD (%)	≤4
Indice de protection	≥ IP 54
Plage de température de fonctionnement (°C)	-10...+50
Existence d'un afficheur	Non exigé

Certificats et déclarations de conformité exigés :

- Certificat de conformité à la VDE 0126-1-1:2013-08 délivré par un laboratoire agréé et indépendant
- Déclaration de conformité aux directives CEM 2014/30/UE
- Déclaration de conformité aux directives BT 2014/35/UE



Chapitre VI

VI. ETIQUETAGE ET SIGNALISATION

1 - IDENTIFICATION DES ÉQUIPEMENTS INSTALLÉS

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 ;
- dispositifs de protection et sectionnement ;
- en amont d'onduleur, sur le coffret DC une étiquette portant la mention « coupure d'urgence entrée onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- en aval d'onduleur, sur le coffret AC, une étiquette portant la mention « coupure d'urgence sortie onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- disjoncteurs de branchement ;
- dispositifs éventuels de coupure pour intervention des services de secours.



Figure 26: 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.

2 - ETIQUETAGE

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

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

2.1 - ETIQUETAGE SUR LA PARTIE AC

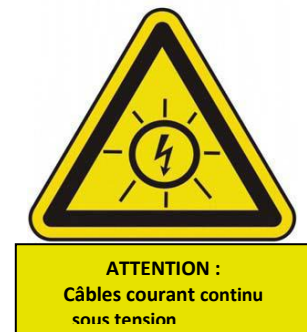
Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession (Disjoncteur de branchement).



2.2 - ETIQUETAGE SUR LA PARTIE DC

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

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



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



2.3 - ETIQUETAGE SUR L'ONDULEUR

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



Chapitre VII

**VII. VERIFICATIONS ET ESSAIS D'UNE CENTRALE
PHOTOVOLTAÏQUE**

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.

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).

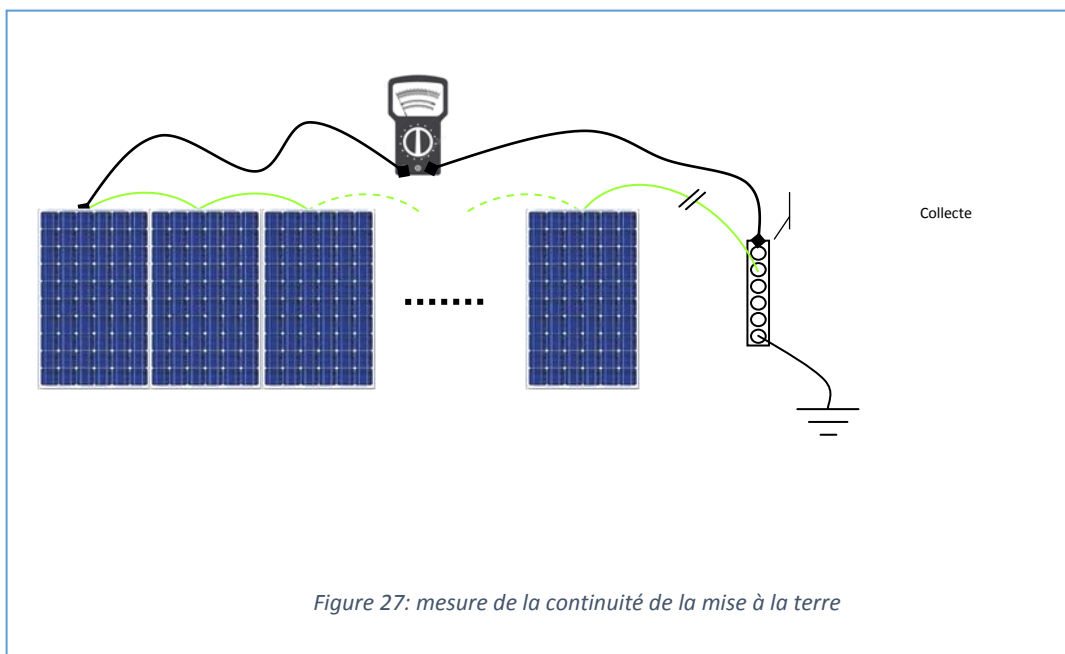
3 - ESSAIS ET MESURES

3.1 - MESURE DE LA RESISTANCE DE TERRE

Utiliser les équipements adéquats.

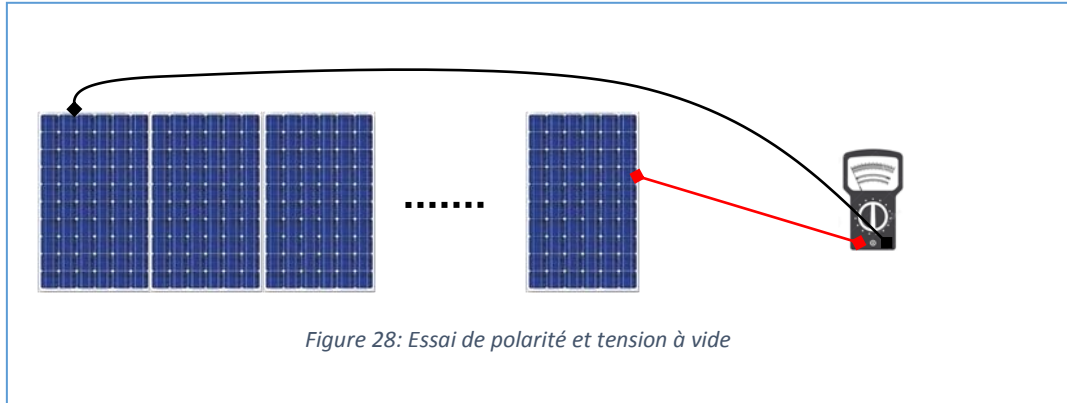
3.2 - ESSAI DE CONTINUITÉ DU CIRCUIT DE MISE A LA TERRE

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.



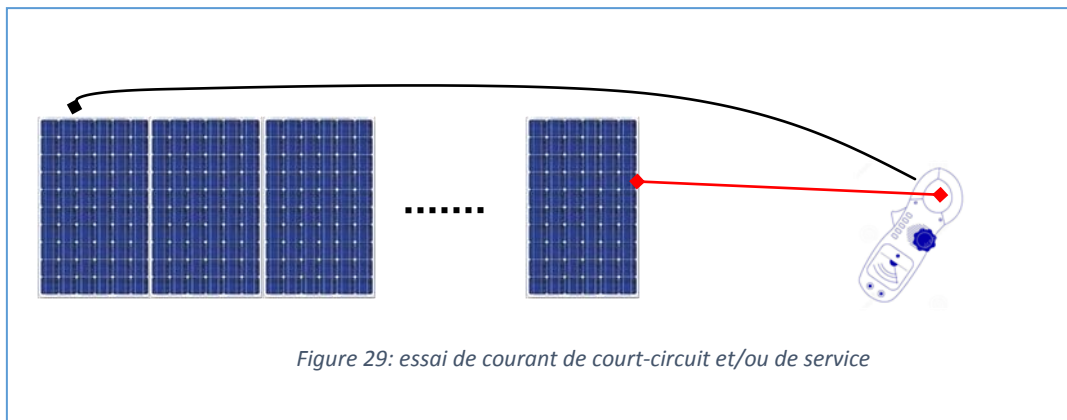
3.3 - MESURE DE POLARITE ET DE LA TENSION A VIDE (VOC)

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 apparaitre, s'il existe, un problème au niveau du câblage (panneaux croisés ou défectueux et également mauvaise répartition dans les chaînes)



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.



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 4 : 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

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.)

3.7 - - ESSAI DE LA PROTECTION DE DECOUPLAGE 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.

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.

Chapitre VIII

VIII. MAINTENANCE D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

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.

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.

2.1 - TYPE DE MAINTENANCE ET PERIODICITE

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.

2.2 - ACTIONS DE MAINTENANCE

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.

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 équipotentielles ;
- 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.

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.

3 - SÉCURITÉ DE L'INTERVENTION SUR UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

3.1 - 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.

3.2 - 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.

4 - 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).

IX.

ANNEXE

Référentiel Technique des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national

ANNEXE 1 : DETERMINATION DES POIDS DES BALLASTS

1 - NORME DE REFERENCE :

EN 1991-1-4 : Eurocode 1 : Actions sur les structures Partie 1-4 : Actions générales — Actions du vent

1.1 - DISPOSITIONS GENERALES :

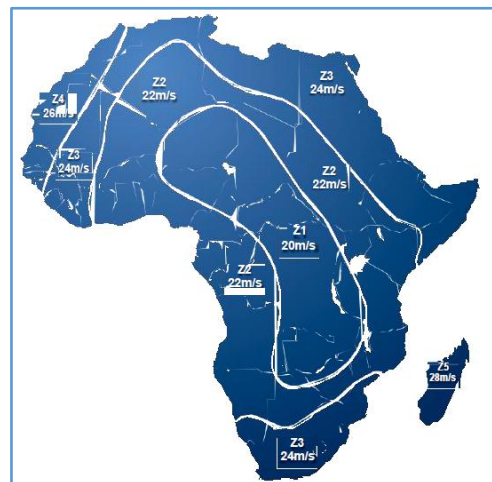
Au sens de l'Eurocode 1 un générateur photovoltaïque installé sur un châssis en surimposition sur une toiture plate est considéré comme une toiture isolée

1.2 - VITESSE DE REFERENCE

1.2.1 - 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



1.2.2 - 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.

1.2.3 - 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

$$c_r(z) = k_r \times \ln \frac{z}{z_0} \text{ pour } z_{min} < z \leq 200$$

$$c_r(z) = c_r(z_{min}) \text{ pour } z \leq z_{min}$$

$$k_r = 0.19 \times \left(\frac{z_0}{0.05} \right)^{0.07}$$

2.6.2.5 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

2 - 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

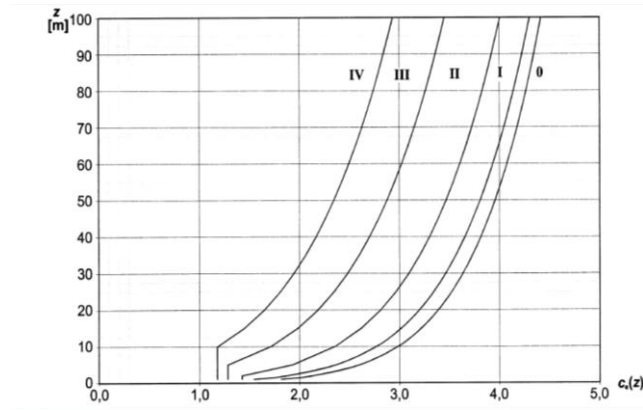


Figure 30 : Représentation du coefficient d'exposition $c_e(z)$ pour $c_o = 1,0$ et $k_l = 1,0$

3 - 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

4 - EQUILIBRE D'UNE CPV SOLLICITEE PAR LES FORCES DE VENT

4.1.1 - Equilibre au renversement

4.1.2 - Calcul du ballast au point 2

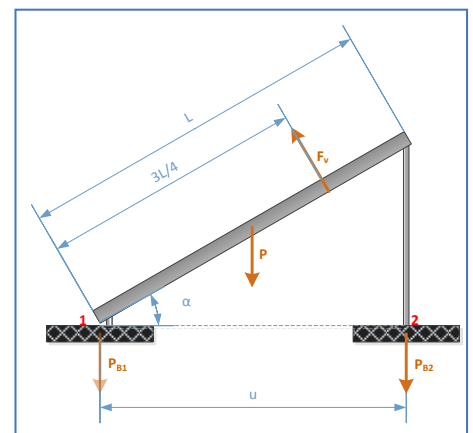
Pour le calcul du poids du ballast à placer au point 2 pour soutenir la résistance du châssis aux forces de renversement, en dépression, on considère le cas défavorable suivant

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 :

$$M_p = 0,5 \times u \times P$$



Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

4.1.3 - Calcul du lestage au point 1

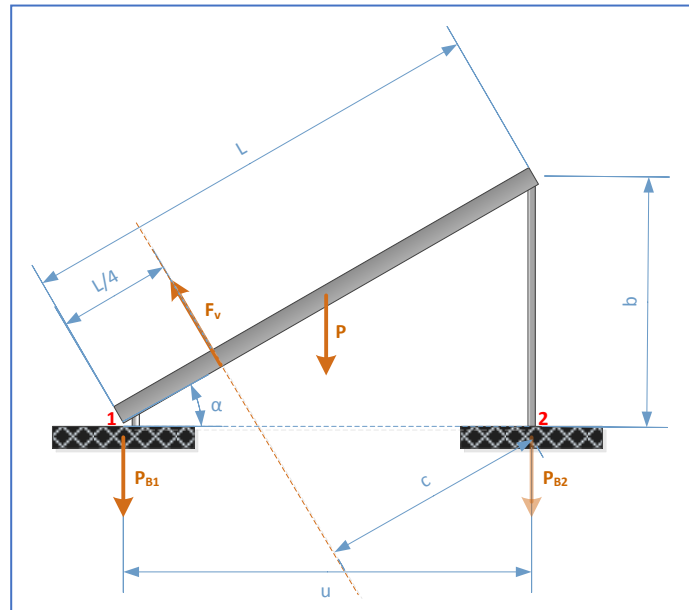
Moment sollicitant dû au vent :
équation d'équilibre autour du point 2

$$M_{F_v} = c \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre

$$M_P = -0,5 \times u \times P$$

Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :



$$P_{B1} = \frac{(0,75 \times L - L \times \sin^2 \alpha) \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{(0,75 - \sin^2 \alpha) \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

4.2 - EQUILIBRE AU SOULEVEMENT

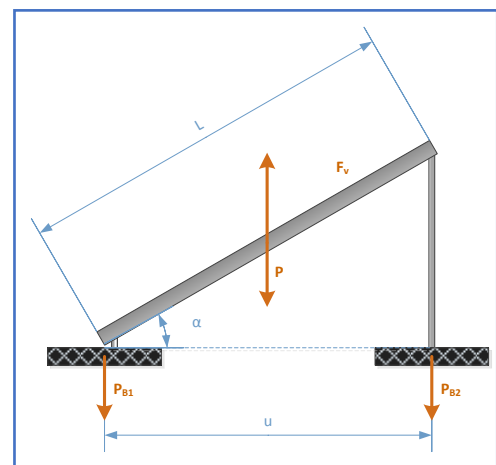
Souèvement sollicitant dû au vent :

$$F_S = A \times F_v \times \cos \alpha$$

$$P_{B1+B2} = A \times F_v \times \cos \alpha - P$$

4.3 - 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 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.

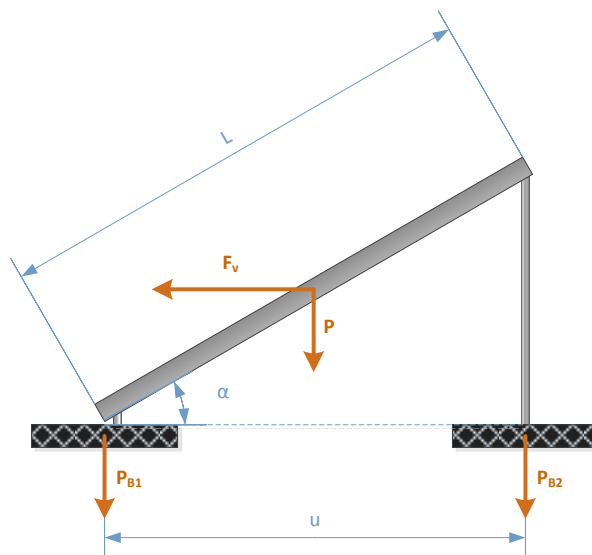
Lorsque la toiture n'est pas horizontale, il faut en outre tenir compte que le ballast et le poids propre de l'installation, s'ils stabilisent l'installation solaire n'en provoquent pas moins eux-mêmes un glissement qui s'ajoute à celui provoqué par le vent.

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



Référentiel Technique des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national

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 modules, mais il convient de garantir lors de la conception du champ photovoltaïque de garantir au moins 6 h d'ensoleillement intégrale des modules photovoltaïques par jour.

Tenant compte de la trajectoire du soleil le jour du 21 décembre, on détermine l'angle de la hauteur du soleil pour garantir 3 h d'ensoleillement. Cette angle est donné par le graphique de la figure suivante ou

- A 11h :00 : l'angle de la hauteur du soleil est 27,84° et
- A 14h :00 : l'angle de la hauteur du soleil est 25,89°

Afin d'optimiser les angles on choisit un angle de 26 ° pour le calcul des distances de recul des rangées de modules.

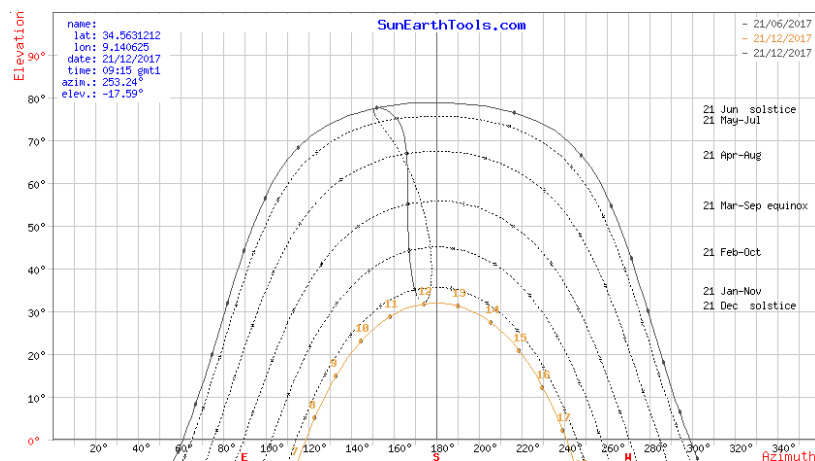
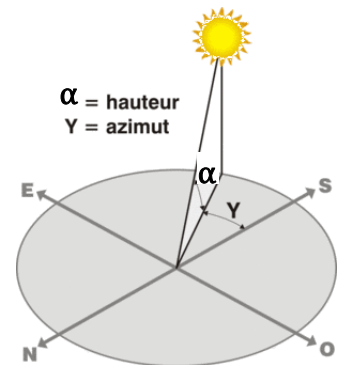


Figure 31: Trajectoire du soleil au centre de la Tunisie/Kairouan (Données <http://www.sunearthtools.com>)

Référentiel Technique des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national

ANNEXE 2 : TRAJECTOIRE DU SOLEIL ET OMBRAGE

Date:	21/12/2017	
coordonnées:	35.9458082, 10.1108551	
emplacement:	Unnamed Road, Tunisie	
heure	Elevation	Azimut
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

Référentiel Technique des centrales photovoltaïques raccordées au réseau électrique national

ANNEXE 3 : CHOIX DE SECTION DU CABLE POUR CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE (COTE AC ET DC)

NB : les calculs sont faits conformément à la norme NFC 15-100

Tableau de choix d'un câble monophasé continu et alternatif non inductif (avec un cos phi de 1), conducteurs en cuivre. Les longueurs maximales sont exprimées en mètres pour une chute de tension maximale de 3%. (avec $\rho=0,023 \Omega, \text{mm}^2/\text{m}$ à 50°C)

Puissance en KW	Intensité en A	Section en mm ²							
		1,5	2,5	4	6	10	16	25	35
0,25	1,1								
0,5	2,3	42	71	113	170				
1	4,6	21	35	56	85	142	227		
1,5	6,8	14	24	38	57	96	152	240	
2	9	10,5	18	29	43	72	115	180,5	253
2,5	11,5	8,5	14	22	34	56,5	90	141,5	198
3	13,5	7	12	19	29	48	77	120,5	169
3,5	16	6	10	16	24	40,5	65	102	142
4	18		9	14,5	21,5	36	58	90,5	127
4,5	20		8	13	19,5	32,5	52	81,5	114
5	23			11	17	28	45	71	99
6	27			9,5	14,5	24	38,5	60	84