

UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE

INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION

GUIDE PRATIQUE

**Installations photovoltaïques raccordées au réseau
public de distribution**

Photovoltaic installations connected to the public distribution network

AVANT-PROPOS

Le présent guide traite des installations photovoltaïques raccordées à un réseau public de distribution et non prévues pour fonctionner de façon autonome.

Il constitue une révision par rapport à l'édition UTE C 15-712 du 5 Février 2008. Les principales évolutions par rapport à l'édition précédente sont :

- *la prise en compte de la mise à la terre fonctionnelle éventuelle d'une polarité d.c. ;*
- *la prise en compte des installations photovoltaïques basse tension de fortes puissances reliées au réseau de distribution haute tension par l'intermédiaire d'un transformateur.*

Les dispositions du présent guide sont applicables aux ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire ou à défaut la date de déclaration préalable de travaux ou à défaut la date de signature du marché, ou encore à défaut la date d'accusé de réception de commande est postérieure au 1er Janvier 2011.

Le présent document a été approuvé le 8 juin 2010 par la Commission U15, Coordination des travaux sur les installations à basse tension.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	2
1 Introduction	6
2 Domaine d'application	6
3 Références normatives	6
4 Définitions	8
5 Description des installations PV	11
5.1 Schéma général d'une installation PV :	12
5.2 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production	13
5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production	14
5.4 Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments	15
5.5 Schéma type d'une centrale de production	16
6 Mise à la terre de l'installation	17
6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif	17
6.2 Mise à la terre d'une polarité de la partie courant continu	17
6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs	18
6.3.1 Partie courant continu	18
6.3.2 Partie courant alternatif	18
6.3.3 Onduleur	18
7 Protection contre les chocs électriques	18
7.1 Généralités	18
7.2 Protection contre les contacts directs	18
7.2.1 Cas général	18
7.2.2 Cas particulier de la TBTS et TBTP	18
7.3 Protection contre les contacts indirects	19
7.3.1 Généralités	19
7.3.2 Partie courant continu	19
7.3.3 Partie courant alternatif	20
8 Protection contre les surintensités	22
8.1 Partie courant continu	22
8.1.1 Généralités	22
8.1.2 Protection des modules PV	24
8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV	25
8.1.4 Protection des câbles de groupes PV	26
8.1.5 Protection du câble principal PV	27
8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités	27
8.2 Partie courant alternatif	28
8.2.1 Généralités	28
8.2.2 Protection contre les surcharges	28
8.2.3 Protection contre les courts-circuits	28
9 Protection de découplage	28
10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques	29

11	Chute de tension	32
11.1	Généralités	32
11.2	Installation à courant continu	32
11.3	Installation à courant alternatif	32
12	Dispositif de sectionnement et de coupure	32
12.1	Généralités	32
12.2	Dispositifs de sectionnement	32
12.3	Dispositifs de coupure d'urgence	33
12.3.1	Généralités	33
12.3.2	Partie courant continu	33
12.3.3	Partie courant alternatif	33
12.4	Coupure pour intervention des services de secours	33
13	Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres ...	34
13.1	Généralités	34
13.1.1	Principes de protection	34
13.2	Conditions d'installation des parafoudres	34
13.2.1	Condition d'installation de parafoudre côté a.c.	34
13.2.2	Condition d'installation de parafoudre côté d.c.	34
13.3	Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre	36
13.3.1	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.	36
13.3.2	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté d.c.	36
13.4	Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre	37
14	Choix et mise en œuvre des matériels	38
14.1	Généralités	38
14.2	Canalisations	38
14.2.1	Choix pour la partie d.c.	38
14.2.2	Mise en œuvre	39
14.3	Modules PV	40
14.4	Onduleurs	40
14.5	Appareillages	40
14.6	Ensembles d'appareillages	41
14.7	Connecteurs	42
14.8	Parafoudres	42
14.8.1	Choix des parafoudres	42
14.8.2	Mise en œuvre des parafoudres	42
15	Signalisation	44
15.1	Identification des composants	44
15.2	Etiquetage	44
15.2.1	Etiquetage sur la partie a.c.	45
15.2.2	Etiquetage sur la partie d.c.	46
15.2.3	Etiquetage sur l'onduleur	46
16	Dossier Technique	47
17	Maintenance des installations photovoltaïques	47
17.1	Généralités	47
17.2	Niveaux de maintenance et périodicité	47
17.3	Points techniques de maintenance	48

ANNEXE A Accords entre le gestionnaire du réseau public de distribution et l'utilisateur/producteur	49
ANNEXE B Câbles pour installations photovoltaïques – Valeurs des intensités admissibles .	51
ANNEXE C Niveaux kérauniques en France et dans les DOM	54
BIBLIOGRAPHIE	55

Figures :

Figure 1 – Schéma général d'une installation PV	12
Figure 2 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production	13
Figure 3 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production	14
Figure 4 – Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments	15
Figure 5 – Schéma type d'une centrale PV de production supérieure à 250kVA	16
Figure 6 – Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c. ...	23
Figure 7 – Principe de calcul de la longueur L	35
Figure 8 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités	39
Figure 9 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre une polarité et la masse	39
Figure 10 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites	40
Figure 11 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance $d < 10$ m	43
Figure 12 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance $d > 10$ m	43
Figure 13 – Exemple de mise en œuvre de parafoudres coté a.c. et coté d.c. de l'onduleur. .	44

Tableaux :

Tableau 1 – Facteur de correction k pour les modules mono ou poly cristallins	9
Tableau 2 – Synthèse de la protection contre les contacts directs	19
Tableau 3 – Synthèse protection contre les contacts indirects	21
Tableau 4 – Détermination de $N_{c_{max}}$ Nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection pour un générateur PV	24
Tableau 5 – Détermination de $N_{p_{max}}$ Nombre maximal de chaînes en parallèle par dispositif de protection	25
Tableau 6 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV	25
Tableau 7 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV	26
Tableau 8 – Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés	27
Tableau 9 – Synthèse des dispositions de prévention	30
Tableau 10 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.	36
Tableau 11 – Tension de tenue aux chocs U_w lorsqu'aucune information n'est disponible ...	37
Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90 °C	51
Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 120 °C	52
Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale à l'âme de 120 °C	52
Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90 °C et 120 °C	53

1 Introduction

L'usage de générateurs photovoltaïques s'accroît pour différentes raisons : génération d'électricité en des lieux difficilement accessibles par les réseaux publics de distribution ou développement des énergies renouvelables avec production débitant sur le réseau public.

Le développement de l'usage de tels générateurs impose de préciser les règles de mise en œuvre qui sont l'objet du présent guide.

NOTE – Dans la suite du texte l'abréviation « PV » est utilisée pour « photovoltaïque ».

L'application des présentes règles ne dispense pas de respecter les règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

2 Domaine d'application

Ce guide concerne les installations photovoltaïques à basse tension raccordées au réseau public de distribution à basse tension ou à haute tension.

Les modules a.c (module PV et onduleur associé) ne sont pas pris en compte dans le présent guide. Leur installation est soumise aux règles de la NF C 15-100.

Seul le fonctionnement en présence de tension sur le réseau public de distribution, est envisagé dans le présent guide.

3 Références normatives

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des normes, du texte administratif en vigueur, ainsi que des règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Le présent chapitre liste les textes normatifs cités dans le présent guide. Ils sont classés par numéro croissant, avec en premier les normes NF EN (normes françaises européennes) puis les NF C (normes françaises) suivies des UTE C (guides d'application).

NF EN 50380 (C 57-201)	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 50521 (C 57-339)	Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
NF EN 60269-1 (C 60-200-1)	Fusibles basse tension - Partie 1: Règles générales
NF EN 60904-3 (C 57-323)	Dispositifs photovoltaïques - Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence
NF EN 60947-1 (C 63-001)	Appareillage à basse tension - Partie 1: Règles générales
NF EN 60947-2 (C 63-120)	Appareillage à basse tension - Partie 2: Disjoncteurs
NF EN 60947-3 (C 63-130)	Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
NF EN 61215 (C 57-105)	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61439	Ensembles d'appareillages à basse tension

NF EN 61557-8 (C 42-198-8)	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Partie 8: Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT.
NF EN 61643-11 (C 61-740)	Parafoudres basse-tension - Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essais
NF EN 61646 (C 57-109)	Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61730-1 (C 57-111-1)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1: Exigences pour la construction
NF EN 61730-2 (C 57-111-2)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2: Exigences pour les essais
NF EN 62262 (C 20-015)	Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK)
NF EN 62305-1 (C 17-100-1)	Protection contre la foudre - Partie 1: Principes généraux
NF EN 62305-2 (C 17-100-2)	Protection contre la foudre - Partie 2: Evaluation du risque
NF EN 62305-3 (C 17-100-3)	Protection contre la foudre - Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains
NF C 14-100	Installations de branchement à basse tension
NF C 15-100	Installations électriques à basse tension
NF C 17-102	Protection contre la foudre - Protection des structures et des zones ouvertes contre la foudre par paratonnerre à dispositif d'amorçage
UTE C 15-105	Guide pratique - Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection - Méthodes pratiques
UTE C 15-400	Guide pratique - Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution
UTE C 15-520	Guide pratique - Canalisations - Modes de pose - Connexions
UTE C 32-502	Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques
UTE C 17-100-2	Guide pratique - Protection contre la foudre - Partie 2: Evaluation des risques
UTE C 61-740-51	Parafoudres basse tension - Partie 51: Parafoudres connectés aux installations de générateurs photovoltaïques - Exigences et essais
UTE C 61-740-52	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques (en cours d'élaboration)
UTE C 17-108	Guide Pratique - Analyse simplifiée du risque foudre
DIN VDE 0126-1-1	Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public basse tension

4 Définitions

En complément des définitions de la NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au présent guide :

4.1

cellule PV

dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière tel qu'un rayonnement solaire

4.2

module PV

le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement

4.3

chaîne PV

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

4.4

groupe PV

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

4.5

boîte de jonction de groupe PV

enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.6

générateur PV

champ PV

ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur et associés à un même MPPT (Voir 4.22)

4.7

boîte de jonction ou tableau de générateur PV

enveloppe dans laquelle tous les groupes PV sont reliés électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.8

câble de chaîne PV

câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction générateur ou à la boîte de jonction groupe PV

4.9

câble de groupe PV

câble reliant les boîtes de jonction groupe PV à la boîte de jonction générateur PV

4.10

câble principal continu PV

câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'équipement de conversion

4.11

équipement de conversion PV

dispositif transformant la tension et le courant continu en tension et en courant alternatif, également appelé onduleur

4.12

câble d'alimentation PV

câble connectant la partie a.c. de l'installation électrique à l'équipement de conversion PV

4.13

installation PV

ensemble de composants et matériels mis en œuvre dans l'installation PV

4.14**conditions d'essai normalisées STC**

conditions d'essais prescrites dans la NF EN 60904-3 (C 57-323) pour les cellules et les modules PV

4.15**tension en circuit ouvert**
 U_{ocSTC}

tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

4.16**tension à la puissance maximale**
 U_{mppSTC}

tension d'un module, d'une chaîne, d'un groupe, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées STC

4.17**tension maximale en circuit ouvert**
 U_{ocMAX}

tension maximale, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

$$U_{ocMAX} = k \times U_{ocSTC}$$

Pour des technologies de module mono ou poly cristallins, le facteur de correction à prendre en compte est précisé ci-dessous. En l'absence d'information complémentaire de température, la tension courant continu lisse à considérer est égale à 1,2 fois U_{ocSTC}

Tableau 1 – Facteur de correction k pour les modules mono ou poly cristallins

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1,20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

Ce coefficient peut être différent pour d'autres technologies (voir les indications du constructeur).

4.17**courant à la puissance maximale** I_{mppSTC}

courant d'un module, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées STC

4.18**courant de court-circuit** I_{scSTC}

courant de court-circuit d'un module, d'une chaîne, d'un groupe PV ou d'un générateur PV en conditions d'essai normalisées

4.19**courant inverse maximal** I_{RM}

valeur assignée de l'éventuel dispositif de protection contre les surintensités fournie par le fabricant du module

NOTE 1 : Le module est testé à une valeur I_{TEST} égale à 135% de I_{RM} pendant 2 heures selon la norme NF EN 61730-2.

NOTE 2 : La norme NF EN 50380 définit une valeur I_R différente de I_{RM} qui correspond à la tenue en courant inverse du module pendant 8 heures.

4.20**partie courant continu**

partie d'une installation PV située entre les modules PV et les bornes en courant continu de l'équipement de conversion PV

4.21**partie courant alternatif**

partie à basse tension de l'installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'équipement de conversion

4.22**maximum power point tracking****MPPT**

méthode de pilotage interne à un onduleur assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale

4.23 I_n

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

4.24 I_{max}

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

4.25 U_{CPV}

tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie d.c. du générateur PV

4.26 U_p

niveau de protection d'un parafoudre

4.27 I_{SCWPV}

tenue au courant de court circuit d'un parafoudre

5 Description des installations PV

Les schémas suivants donnent des exemples d'architectures d'installations PV traitées dans ce guide :

- Exemple de schéma général d'une installation PV en Figure 1 ;
- Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production en Figure 2 ;
- Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitations avec revente du surplus de la production en Figure 3 ;
- Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments en Figure 4 ;
- Schéma type d'une centrale PV en Figure 5.

5.1 Schéma général d'une installation PV

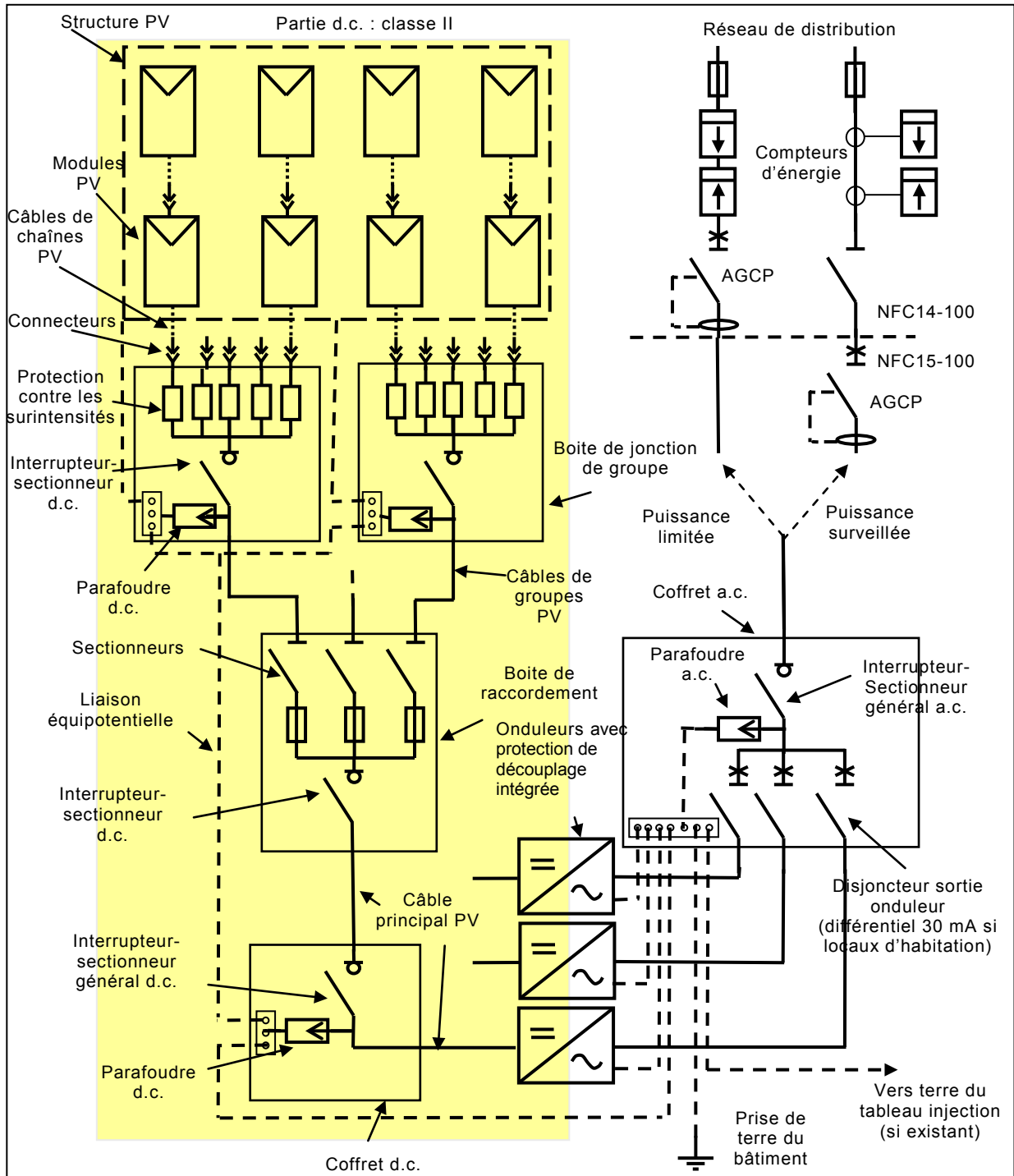


Figure 1 – Schéma général d'une installation PV

5.2 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production

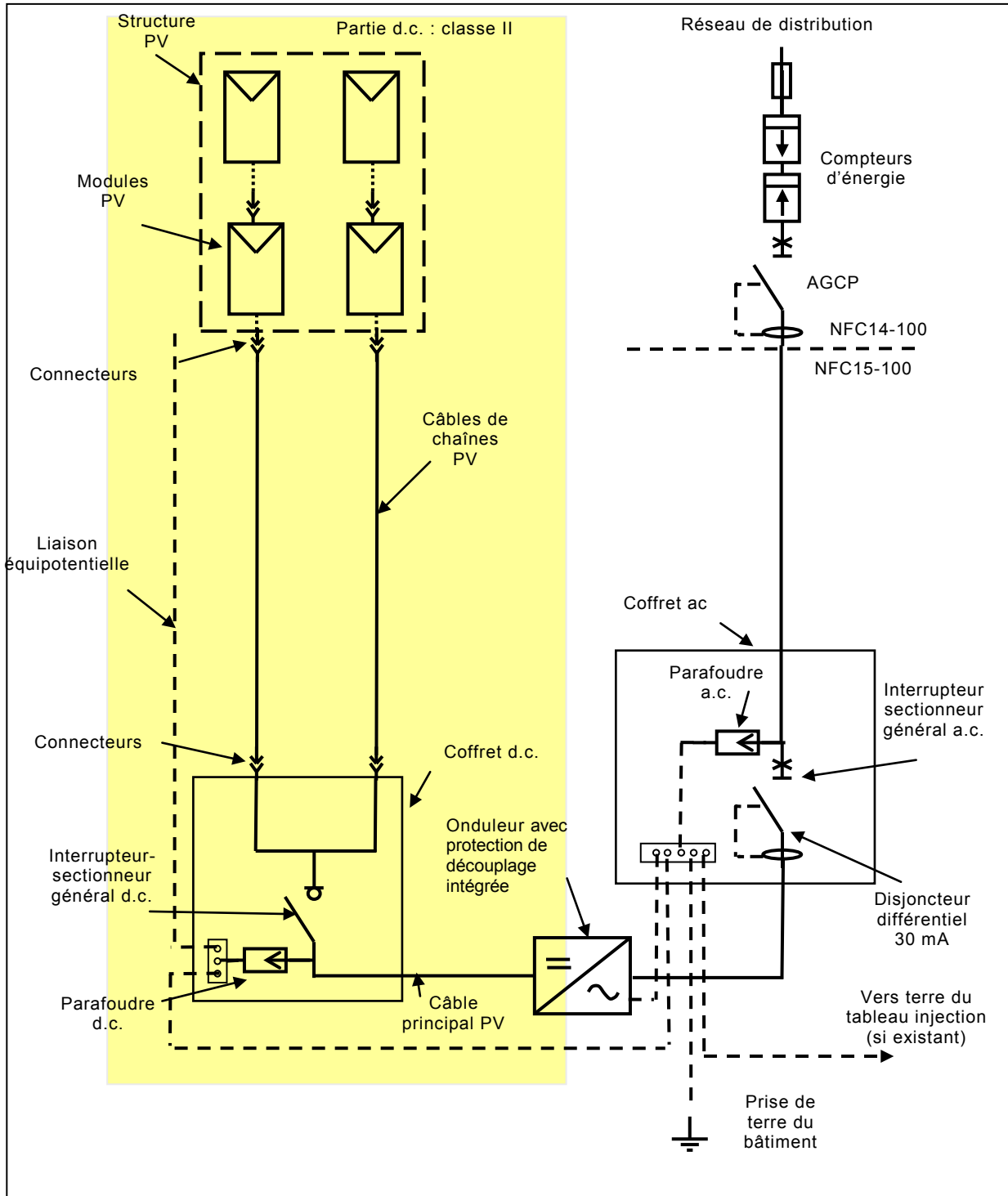


Figure 2 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente totale de la production

5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production

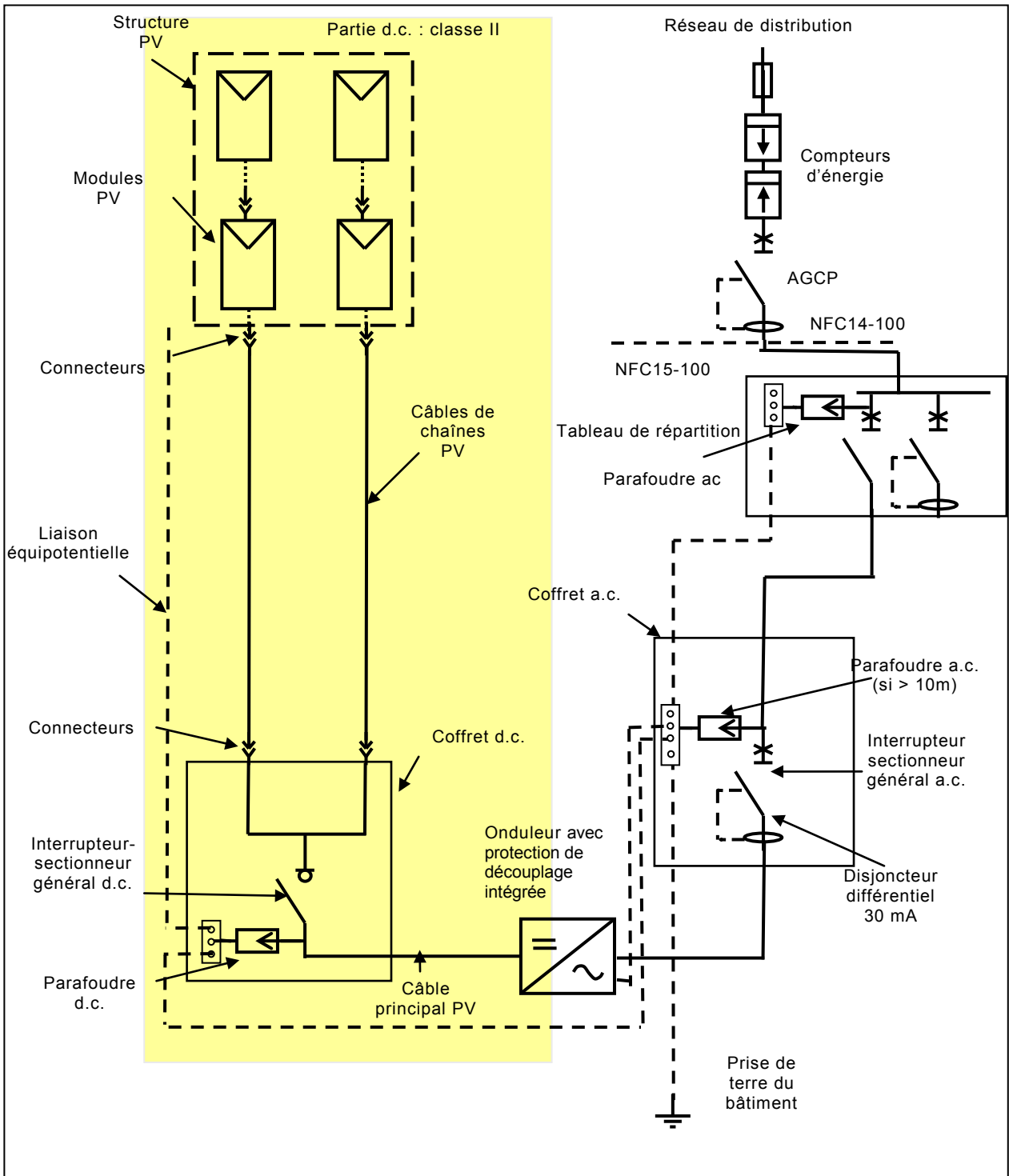
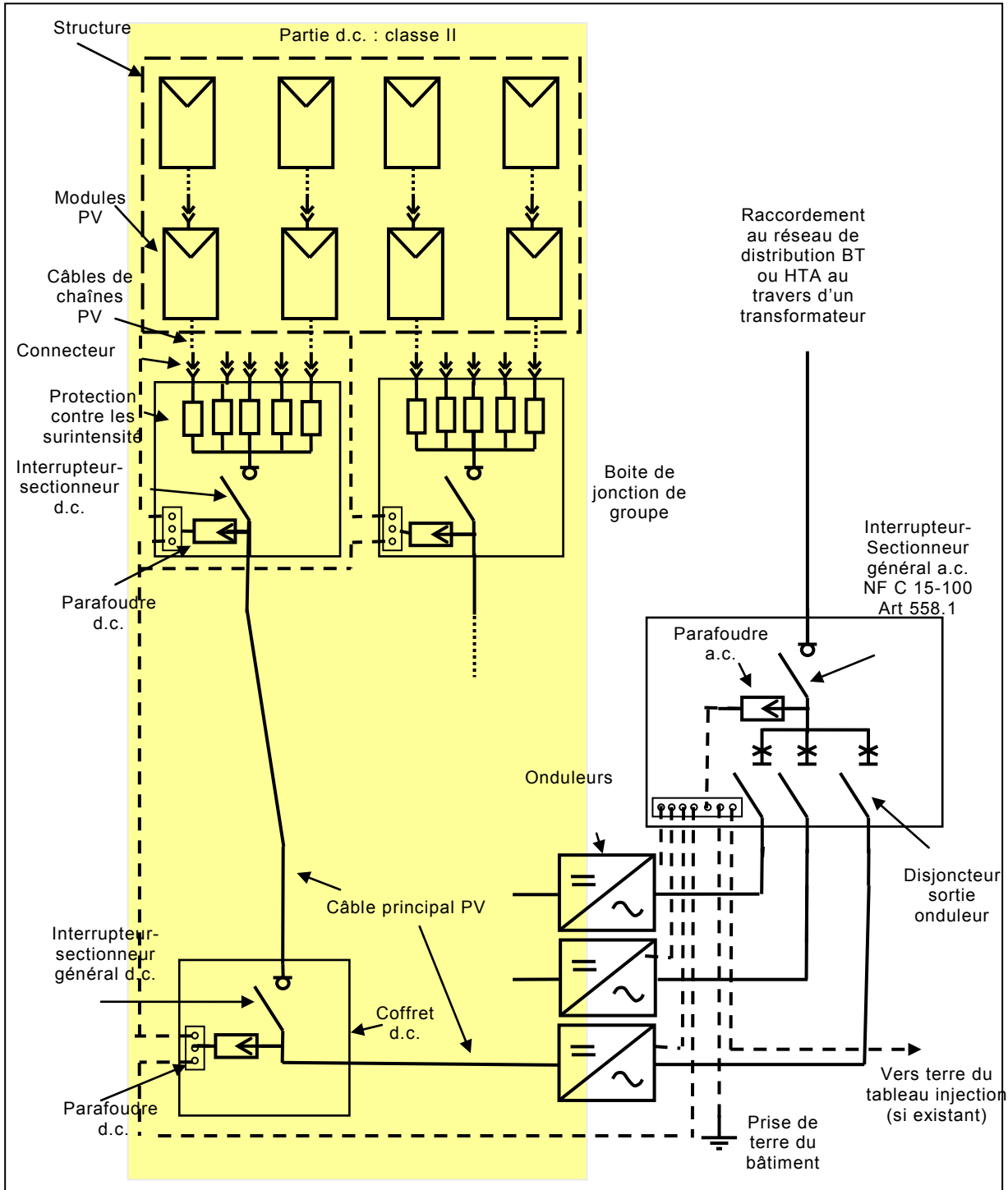


Figure 3 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production

5.4 Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments

Note : les onduleurs peuvent être de type triphasé ou monophasé. Dans ce dernier cas, il convient de répartir la puissance sur les 3 phases.



Note : une protection de découplage est à prévoir suivant le guide UTE C 15-400.

Figure 4 – Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments

5.5 Schéma type d'une centrale de production

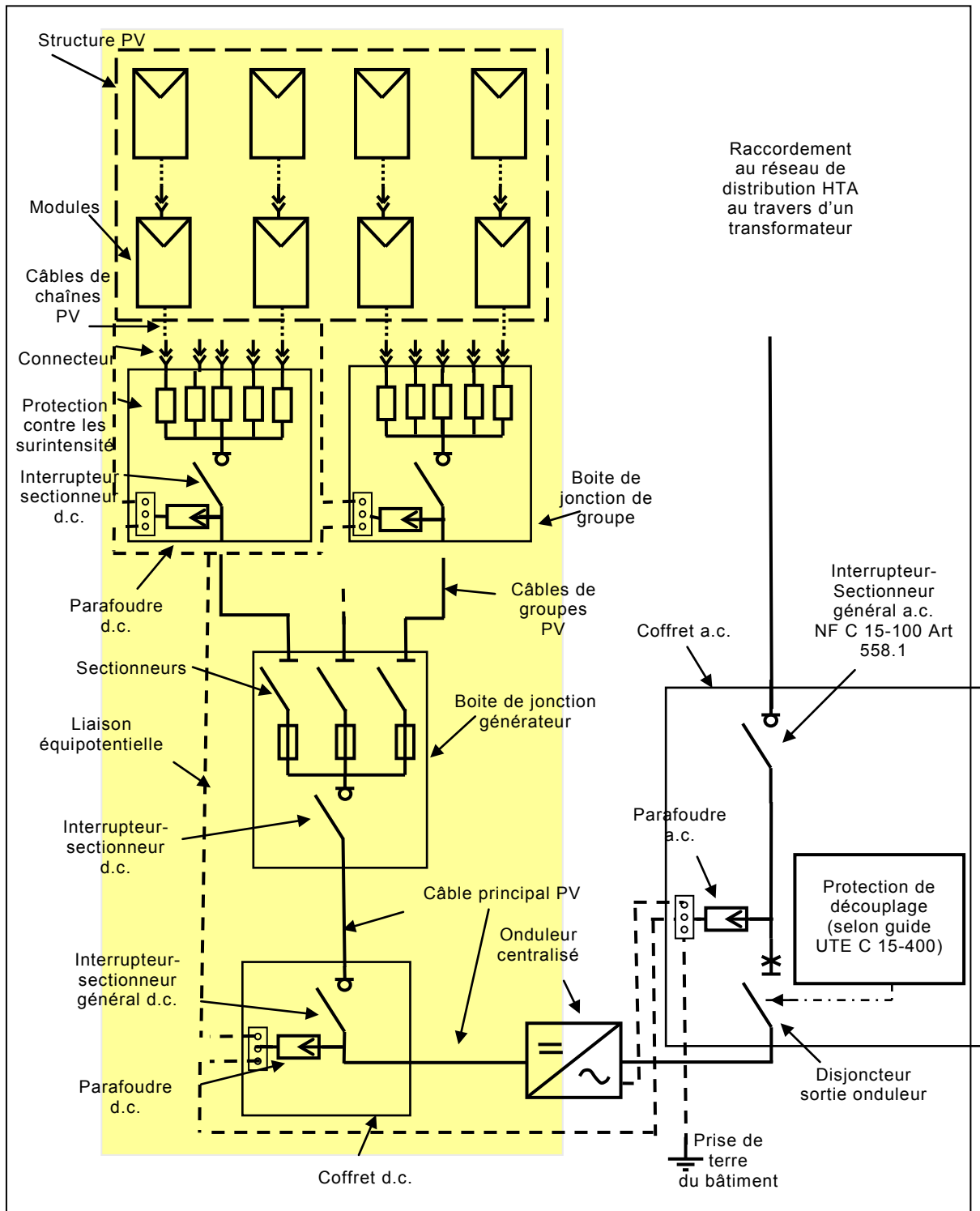


Figure 5 – Schéma type d'une centrale PV de production supérieure à 250kVA

6 Mise à la terre de l'installation

6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif

Le schéma des liaisons à la terre est réalisé conformément aux exigences de la NF C 15-100.

Lorsque l'installation PV est raccordée au réseau public de distribution basse tension d'une manière générale, le schéma de liaison à la terre est de type TT pour lequel le conducteur neutre des installations raccordées au réseau ne doit pas être relié à la terre.

Lorsque l'installation PV est raccordée au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HT/BT, le schéma de liaison à la terre est de type TN ou IT.

6.2 Mise à la terre d'une polarité de la partie courant continu

Dans une installation PV, les dispositions de protection contre les contacts indirects ne font pas appel au principe des schémas de liaison à la terre. La partie courant continu est réalisée selon les règles de la classe II ou isolation équivalente.

Aucune polarité n'est reliée à la terre. Toutefois, pour des raisons fonctionnelles, certaines technologies de modules photovoltaïques nécessitent qu'une polarité soit reliée à la terre soit directement soit par l'intermédiaire d'une résistance. Cette mise à la terre pour des raisons fonctionnelles est admise sous réserve du respect des conditions suivantes :

- une isolation galvanique entre la partie d.c. et la partie a.c. est exigée, elle peut être soit interne aux onduleurs, soit externe aux onduleurs. Lorsqu'elle est externe aux onduleurs, elle doit être réalisée au moyen d'un transformateur par onduleur ou au moyen d'un transformateur unique à plusieurs enroulements avec un enroulement séparé par onduleur. Il y a alors lieu de s'assurer que les onduleurs utilisés sont compatibles avec ce type de mise en œuvre ;
- la mise à la terre de la polarité est réalisée en un point unique de la partie d.c. d'un générateur PV, à proximité de l'entrée d.c. de l'onduleur ou dans l'onduleur lui-même si celui-ci le permet. La mise à la terre est de préférence située immédiatement en amont du dispositif de coupure et de sectionnement de l'entrée d.c. de l'onduleur pour conserver la liaison à la terre du champ même lors des phases de maintenance de l'onduleur ;
- lorsque la mise à la terre de la polarité d.c. est directe, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre en amont de cette mise à la terre une protection par coupure automatique est exigée pour éliminer tout courant de défaut circulant dans le câble de mise à la terre. Les mesures détaillées pour prévenir ce cas sont décrites à la partie 10, cas 2 ;
- lorsque la mise à la terre de la polarité d.c. est effectuée par l'intermédiaire d'une résistance, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre en amont de cette mise à la terre, une surveillance par contrôleur d'isolement est exigée. Les mesures détaillées pour prévenir ce cas sont décrites à la partie 10, cas 3.

Les caractéristiques du conducteur de mise à la terre fonctionnelle sont les suivantes :

- le conducteur de mise à la terre fonctionnelle ne doit pas être repéré par la couleur vert-jaune ;
- dans le cas d'une mise à la terre directe, la section de ce conducteur doit être adaptée au courant conventionnel de fonctionnement I_2 du dispositif de protection interrompant le courant dans la mise à la terre. La section minimale est de 4mm² cuivre ou équivalent ;
- dans le cas d'une mise à la terre à travers une résistance, la section de ce conducteur doit être adaptée au courant maximal susceptible de parcourir la résistance, calculé avec la tension U_{ocMAX} . La section minimale est de 4mm² cuivre ou équivalent.

6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

6.3.1 Partie courant continu

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle 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 mise en œuvre de la mise à la terre des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant.

Note : conformément à l'article 8.1 de la NF EN 61730-2, un module avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage, ou qui a une surface conductrice supérieure à 10 cm² accessible après l'installation doit avoir des dispositions pour la mise à la terre.

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

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.

6.3.2 Partie courant alternatif

L'ensemble des masses coté a.c. doit être relié à la terre par un conducteur de protection conformément au paragraphe 411.3.1.2 et à la partie 5-54 de la NF C 15-100.

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.

6.3.3 Onduleur

La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de la partie a.c.

7 Protection contre les chocs électriques

7.1 Généralités

Les matériels PV de la partie courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif.

7.2 Protection contre les contacts directs

7.2.1 Cas général

Les matériels 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, à moins qu'ils ne soient situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès.

Lorsque les coffrets ou armoires ne sont pas situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès, une protection contre les contacts directs doit être assurée 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.

7.2.2 Cas particulier de la TBTS et TBTP

Lorsque la tension nominale du circuit TBTS est inférieure ou égale à 25 V valeur efficace en courant alternatif ou 60 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

Lorsque la tension nominale du circuit TBTP est inférieure ou égale à 12 V valeur efficace en courant alternatif ou 30 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

La tension courant continu lisse à considérer est la tension U_{OCMAX} de l'installation.

Tableau 2 – Synthèse de la protection contre les contacts directs

Tension continue	$U \leq 30 \text{ V}$	$30 < U \leq 60$	$60 < U \leq 120$
Tension alternative	$U \leq 12 \text{ V}$	$12 < U \leq 25$	$25 < U \leq 50$
TBTS Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Non nécessaire	Nécessaire
TBTP Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Nécessaire	Nécessaire

7.3 Protection contre les contacts indirects

7.3.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

Les circuits visés par le 411.3.3 de la NF C 15-100 et notamment les circuits des locaux d'habitation doivent être protégés par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA.

Cette partie s'attache à décrire les différents modes de protection des personnes contre les contacts indirects dans une installation photovoltaïque en fonction des dispositions mises en œuvre coté d.c. et de la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties d.c. et a.c.

7.3.2 Partie courant continu

Pour la partie courant continu (modules PV, boîtes de jonction, câbles de chaînes, câbles de groupes, coffrets ou armoires de regroupement ...), la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par au moins une des mesures suivantes :

- protection par TBTS ou TBTP ;
- protection par isolation double ou renforcée.

Dans le cas d'installation d'armoires dans un local ou emplacement de service électrique avec accès réservé à du personnel qualifié, cette armoire peut être de classe I.

7.3.2.1 Protection par TBTS ou TBTP

Les exigences de l'article 414 de la NF C 15-100 doivent être appliquées. La tension U_{OCMAX} ne doit pas dépasser 120V.

Une isolation galvanique doit être assurée entre la partie courant continu et la partie courant alternatif conformément à 414.3 de la NF C 15-100.

7.3.2.2 Protection par isolation double ou renforcée

Les prescriptions de l'article 412 de la NF C 15-100 doivent être appliquées.

La protection contre les contacts directs est assurée par une isolation principale et la protection contre les contacts indirects est assurée par une isolation supplémentaire, ou

La protection contre les contacts directs et contre les contacts indirects est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

7.3.3 Partie courant alternatif

La protection contre les contacts indirects est assurée par isolation double ou renforcée ou par coupure automatique de l'alimentation, selon l'une des mesures suivantes :

- en schéma TT par coupure au premier défaut ;
- en schéma TN par coupure au premier défaut ;
- en schéma IT par coupure au second défaut.

Le Tableau 3 ci-dessous synthétise les différentes combinaisons selon les schémas de liaison à la terre côté a.c. et selon mise à la terre fonctionnelle ou non côté d.c.

Tableau 3 – Synthèse protection contre les contacts indirects

Côté d.c.		Schéma de principe	Côté a.c.	Remarques	
U_{dc}	Principe de protection contre les contacts indirects		Principe de protection contre les contacts indirects		
$\leq 120 V$	TBTS		<p><u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100</p> <p><u>En schéma TT :</u> DDR type a.c. ou A</p>	La séparation galvanique entre le réseau d.c. et le réseau a.c. doit être assurée par un transformateur de sécurité ou un convertisseur de sécurité.	
$\leq 120 V$	TBTP		<p>dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée</p>		
$> 120 V$	Classe II		<p><u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100</p> <p><u>En schéma TT :</u> DDR type a.c. ou A</p> <p>dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée</p>	Les mesures de protection sont identiques que l'onduleur soit avec ou sans séparation galvanique	
			<p><u>En schéma TN ou IT :</u> 411.3.2 NF C 15-100</p> <p><u>En schéma TT :</u> DDR type a.c.</p>		<p>La mise à la terre côté d.c. est une mise à la terre fonctionnelle.</p> <p>Dans ce cas le suivi du niveau d'isolement intégré aux onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 doit être adapté.</p>
			<p>dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée</p>		
Symboles utilisés :					
	Modules PV		Onduleur avec séparation galvanique		Onduleur sans séparation galvanique

8 Protection contre les surintensités

8.1 Partie courant continu

8.1.1 Généralités

La Figure 6 ci-dessous résume les opérations à mener pour choisir les dispositifs de protection contre les surintensités de la partie d.c. et dimensionner les câbles de cette partie.

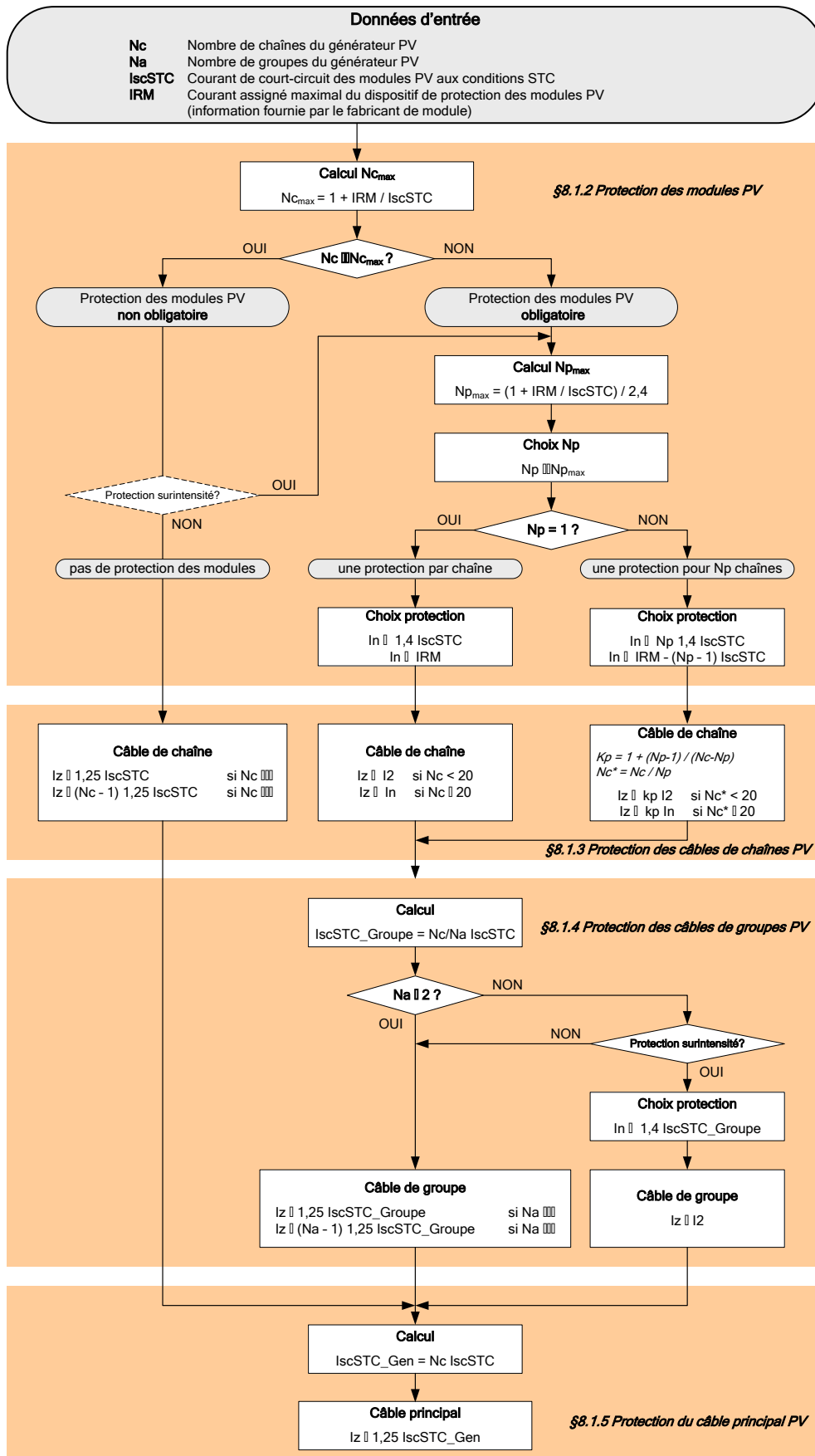


Figure 6 – Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.

8.1.2 Protection 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 $1,25 I_{scSTC}$. 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 **Nc** chaînes en parallèle (**Nc** > 2), le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à (**Nc** -1) $1,25 I_{scSTC}$. Un dispositif de protection des chaînes contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes du générateur **Nc** est supérieur à **Nc_{max}**, nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

Sauf déclaration du fabricant de modules PV sur le nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection, les règles suivantes s'appliquent.

La détermination de **Nc_{max}** est donnée par le tableau 4, en fonction de la valeur du courant inverse maximal des modules I_{RM} et du courant de court-circuit des modules I_{scSTC} .

Tableau 4 – Détermination de **Nc_{max}
Nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection pour un générateur PV**

Tenue en courant inverse du module	Nc_{max}
$1 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 2 I_{scSTC}$	2
$2 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3 I_{scSTC}$	3
$3 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 4 I_{scSTC}$	4
$4 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 5 I_{scSTC}$	5
Cas général : Nc_{max} $\leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC})$	

Note : Conformément à l'article 11.2 de la norme NF EN 61730-1, la valeur du courant I_{RM} est fournie par le fabricant de modules.

Pour les générateurs PV avec un nombre de chaînes **Nc** supérieur à **Nc_{max}**, l'utilisation de dispositifs de protection contre les courants inverses est donc à prévoir.

La règle générale est que chaque chaîne soit protégée individuellement par un dispositif de protection. Dans certains cas de modules ayant une tenue très élevée en courant inverse, **Np** chaînes peuvent être raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique.

Sauf déclaration du fabricant de modules PV sur le nombre maximal de chaînes raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique, les règles suivantes s'appliquent.

Le nombre maximal de chaînes en parallèle **Np_{max}** raccordables à un dispositif de protection est donné par le Tableau 5.

**Tableau 5 – Détermination de $N_{p_{max}}$
Nombre maximal de chaînes en parallèle par dispositif de protection**

Tenue en courant inverse du module	$N_{p_{max}}$
$1,4 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3,8 I_{scSTC}$	1
$3,8 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 6,2 I_{scSTC}$	2
$6,2 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 8,6 I_{scSTC}$	3
Cas général :	$N_{p_{max}} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC}) / 2,4$

Le dimensionnement des dispositifs de protection se fait à l'aide du Tableau 6

Tableau 6 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	Obligation de protection	I_n Courant assigné des dispositifs de protection
1	-	-	NON	-
2	-	$1,25 I_{scSTC}$		-
$Nc \leq Nc_{max}$	-	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		-
$Nc > Nc_{max}$	1	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$	OUI	$I_n \geq 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM}$
	$Np > 1$	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		$I_n \geq Np 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM} - (Np - 1) I_{scSTC}$

Note : Si le choix est fait d'utiliser des dispositifs de protection dans le cas $Nc \leq Nc_{max}$, les mêmes règles de dimensionnement que le cas $Nc > Nc_{max}$ seront utilisées.

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

8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV prend en compte le choix du dispositif de protection des modules PV adopté en 8.1.2.

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 7.

Tableau 7 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV

Nc	Np	Courant inverse maximal dans un câble de chaîne	Avec protection ?	I_n Courant assigné des dispositifs de protection des modules	I_z Courant admissible des câbles de chaînes
1	-	-	NON	-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC}$
2	-	$1,25 I_{scSTC}$		-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC}$
Nc	-	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		-	$I_z \geq (Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$
Nc	1	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$	OUI	In déterminé par le tableau 9a	$I_z \geq I_2$ si Nc < 20 $I_z \geq I_n$ si Nc ≥ 20
	Np > 1	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$			$I_z \geq k_p I_2$ si Nc/Np < 20 $I_z \geq k_p I_n$ si Nc/Np ≥ 20

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

Afin de dimensionner la section des câbles de chaînes à ce qui est strictement nécessaire à la sécurité électrique, il est proposé une détermination du courant admissible des chaînes de câbles en fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- pour Nc < 20 ou Nc/Np < 20, le risque d'occurrence est significatif. La condition 1b de la partie 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 ou à $k_p I_2$;
- pour Nc ≥ 20 ou Nc/Np ≥ 20, le risque d'occurrence n'est pas significatif. La condition 1b de la partie 433.1 de la NF C 15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n ou à $k_p I_n$.

Le coefficient k_p est utilisé si Np, le nombre de chaînes par dispositif de protection, est supérieur à 1. Il permet de prendre en compte les courants fournis par les chaînes directement en parallèle sur la chaîne en défaut, et ne passant pas par un dispositif de protection. Il se calcule par la formule suivante : $k_p = 1 + (Np - 1) / (Nc - Np)$. Il est toujours supérieur à 1 et tend vers 1 quand Nc est grand.

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

8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

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

Si le générateur PV est constitué de deux groupes en parallèle, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à $1,25 I_{scSTC_Groupe}$.

Si le générateur PV est constitué de Na groupes en parallèle (Na > 2), le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à (Na - 1) $1,25 I_{scSTC_Groupe}$.

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

Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV sont déterminés à l'aide du Tableau 8.

Tableau 8 – Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés

Na	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	Avec protection ?	I_n Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	I_z Courant admissible des câbles de groupes
1	-	NON	-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC_Groupe}$
2	$1,25 I_{scSTC_Groupe}$		-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC_Groupe}$
Na > 2	$(Na - 1) 1,25 I_{scSTC_Groupe}$		-	$I_z \geq (Na - 1) 1,25 I_{scSTC_Groupe}$
Na > 2	$(Na - 1) 1,25 I_{scSTC_Groupe}$	OUI	$I_n \geq 1,4 I_{scSTC_Groupe}$	$I_z \geq I_2$

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

Note 2 : Calcul de $I_{scSTC_Groupe} = Nc/Na I_{scSTC}$

Le risque d'occurrence d'une surcharge prolongée dans un câble de groupe à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 est élevé car le nombre de groupes est généralement faible. La condition 1b de la partie 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 .

Si le nombre de groupes est supérieur ou égal à 20, les exigences du tableau 7, transposées aux courants et protections de groupes, s'appliquent.

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

8.1.5 Protection du câble principal PV

Le câble principal d'un générateur PV doit être dimensionné avec un courant admissible I_z supérieur ou égal à $1,25 I_{scSTC_Gen}$.

Note: Calcul de $I_{scSTC_Gen} = Nc I_{scSTC}$

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

8.1.6 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 60269-1, 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 d.c. et doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

- la tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension U_{OCMAX} du générateur photovoltaïque ;
- le courant assigné I_n est déterminé en 8.1.2 ;
- dans le cas d'utilisation de fusibles, le courant conventionnel de fusion doit être tel que : $I_{nf} = 1,13 I_n$ et $I_f = 1,45 I_n$;
- le pouvoir assigné de coupure doit être au moins égal à $1,25 I_{scstc}$ du générateur photovoltaïque ;
- la température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, l'installateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits ;
- ces dispositifs doivent posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole ---). Pour les disjoncteurs, l'appareil doit être indépendant du sens de passage du courant.

8.2 Partie courant alternatif

8.2.1 Généralités

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau par un branchement à puissance limitée, la section minimale des conducteurs raccordés aux bornes aval de l'AGCP est de 10 mm² Cu.

8.2.2 Protection contre les surcharges

Les circuits a.c. sont protégés contre les surcharges conformément aux prescriptions de l'article 433 de la NF C 15-100.

Pour chaque onduleur, le courant d'emploi à prendre en compte est le courant maximal donné par le fabricant d'onduleur ou à défaut 1,1 fois son courant nominal.

Le courant assigné du tableau où est raccordée l'installation PV doit prendre en compte le courant d'emploi de l'onduleur.

Le choix du calibre du dispositif de protection doit tenir compte des contraintes particulières telles que, par exemple, montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

8.2.3 Protection contre les courts-circuits

En cas de court-circuit au niveau d'un onduleur ou de sa canalisation, l'onduleur est considéré comme la charge et le réseau public comme la source.

Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection des installations raccordées au réseau est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître en provenance du réseau.

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

Dans le cas d'un ensemble onduleur/transformateur, pour la partie d'installation située entre l'onduleur et son transformateur BT/BT ou HT/BT situé à proximité, il n'est pas nécessaire de prévoir de dispositif de protection contre les courts-circuits entre le transformateur et l'onduleur lorsque cette fonction de protection est assurée par la protection du transformateur.

9 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau public de distribution ;
- disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur.

Cette protection de découplage est conforme aux dispositions du guide UTE C 15-400. Elle est du type B.1 pour les installations présentant une puissance totale maximale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA et de type H pour les installations d'une puissance supérieure.

Dans les installations présentant une puissance totale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la prénorme DIN VDE 0126-1-1.

10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques





Afin de prévenir la dégradation des installations PV due aux influences externes particulières et à la présence de courant continu, et malgré la mise en œuvre de mesures telles que l'imposition de la double isolation et de câbles mono conducteurs, des mesures complémentaires doivent être mises en œuvre sur la partie courant continu.









Les mesures à appliquer sont décrites par le Tableau 9 et dépendent de :

- la mise à la terre ou non d'une polarité d.c. pour des besoins fonctionnels d'un générateur PV. La mise à la terre peut être directe ou réalisée à travers une résistance ;
- la présence ou non d'une séparation galvanique dans l'onduleur ou dans la partie courant alternatif.

Note : Avec une séparation galvanique dans la partie a.c. de l'installation, le raccordement entre l'onduleur et le transformateur doit être entièrement flottant par rapport à la terre pour qu'une mise à la terre fonctionnelle d'une polarité d.c. soit possible.

Tableau 9 – Synthèse des dispositions de prévention

Séparation galvanique	Polarité d.c. à la terre	Dispositions pour la prévention
<p>Oui</p> 	<p>Non</p> 	<p>Cas 1 – Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et avec séparation galvanique</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dispositif <ul style="list-style-type: none"> ○ Contrôleur d'isolement sur la partie d.c. et répondant à la norme NF EN 61557-8. ○ Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le contrôle d'isolement intégré est accepté pour répondre à cette mesure. ○ La surveillance doit être assurée pour la tension maximale U_{ocMAX} du générateur photovoltaïque. ▪ Actions <ul style="list-style-type: none"> ○ Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement. ○ Le fonctionnement de l'onduleur sous défaut d'isolement est toléré jusqu'à la fin de la journée de production. ○ Lors de la phase de démarrage du début de journée, l'onduleur ne doit pas se connecter au réseau a.c. si un défaut d'isolement est présent dans le champ PV. ○ Dans le cas d'une installation surveillée pendant la production par du personnel BA4 ou BA5, la détection de défaut par les moyens complémentaires autorise le redémarrage de l'installation le lendemain matin. ▪ Remarques <ul style="list-style-type: none"> ○ Le choix du seuil d'alarme du contrôleur d'isolement est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV. <p>Note : Dans le cas d'un générateur étendu (>100 kWc), il est recommandé de prévoir la mise en œuvre de détecteurs permettant la localisation sous tension du défaut d'isolement dans le champ PV.</p>
<p>Oui</p> 	<p>Directe</p> 	<p>Cas 2 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre et avec séparation galvanique</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dispositif <ul style="list-style-type: none"> ○ Appareil de protection par coupure automatique permettant d'éliminer un courant de défaut circulant dans de le câble de mise à la terre fonctionnelle du générateur PV. ○ La mise à la terre du champ est située à proximité de l'entrée d.c. de l'onduleur où dans l'onduleur si celui-ci le permet. ○ L'appareil de protection doit avoir un pouvoir de coupure minimal de $1,25 \times I_{scSTC}$ du générateur et tenir une tension maximale U_{ocMAX} du générateur photovoltaïque ▪ Actions <ul style="list-style-type: none"> ○ Arrêt ou déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c. ○ Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur et interdiction à l'onduleur de se connecter au réseau a.c. ▪ Remarques <ul style="list-style-type: none"> ○ Dans le cas d'une protection insérée directement dans le câble de mise à la terre, le choix du niveau de protection minimal est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV. ○ Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, une adaptation du contrôle d'isolement est nécessaire pour permettre leur utilisation avec une polarité mise à la terre. <p>NOTE : Une disposition complémentaire pour permettre d'identifier un défaut sur la polarité déjà connectée à la terre peut être mise en œuvre :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Surveillance quotidienne de l'isolement des deux polarités de la partie d.c. (y compris celle raccordée à la terre) par rapport à la terre. Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec la terre fonctionnelle ouverte. - Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c. - Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le contrôle d'isolement intégré est accepté pour répondre à cette mesure s'il est adapté.

Séparation galvanique	Polarité d.c. à la terre	Dispositions pour la prévention
<p>Oui</p> 	<p>par Résistance</p> 	<p>Cas 3 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre par résistance et avec séparation galvanique</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dispositif <ul style="list-style-type: none"> ○ Contrôleur d'isolement sur la partie d.c. et répondant à la norme NF EN 61557-8. ○ Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, une adaptation du contrôle d'isolement est nécessaire pour répondre à cette mesure ou pour permettre l'utilisation d'un dispositif extérieur. ○ La surveillance doit être assurée pour la tension maximale U_{ocMAX} du générateur photovoltaïque. ▪ Actions <ul style="list-style-type: none"> ○ Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement. Le fonctionnement de l'onduleur sous défaut d'isolement est toléré jusqu'à la fin d'une journée de production. ○ Lors de la phase de démarrage du début de journée, l'onduleur ne doit pas se connecter au réseau a.c. si un défaut d'isolement est présent dans le champ PV. ▪ Remarques <ul style="list-style-type: none"> ○ Le choix du seuil d'alarme du contrôleur d'isolement est fonction de la technologie des modules PV, de la surface du champ PV, et doit prendre en compte la valeur de la résistance. ○ La résistance doit être dimensionnée en valeur et puissance à l'aide du constructeur de modules PV.
<p>Non</p> 	<p>Non</p> 	<p>Cas 4 - Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dispositif <ul style="list-style-type: none"> ○ Dispositif à courant différentiel résiduel avec capacité à détecter une composante continue. ○ Le dispositif est placé du côté a.c. Pour le choix du type, il conviendra de se rapprocher du constructeur de l'onduleur. ○ Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de surveillance des courants de fuite est accepté pour répondre à cette mesure. • Actions <ul style="list-style-type: none"> ○ Déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c. ○ Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle <p>Note :</p> <p>Une surveillance quotidienne de l'isolement de la partie d.c. par rapport à la terre est recommandée.</p> <p>Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec l'onduleur non connecté à la partie a.c. Il déclenche une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c.</p> <p>Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1, le dispositif intégré de contrôle de l'isolement réalise cette fonction.</p>
<p>Non</p> 	<p>Directe</p> 	<p>Cas 5 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique</p> <p>Configuration non autorisée</p>
<p>Non</p> 	<p>par Résistance</p> 	<p>Cas 6 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre par résistance et sans séparation galvanique</p> <p>Configuration non autorisée</p>

11 Chute de tension

11.1 Généralités

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension.

11.2 Installation à courant continu

La chute de tension maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3 % 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 ($\rho = 1,25 \times \rho_0$ tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension U_{mppSTC} ;
- le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées) ;
- 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.

11.3 Installation à courant alternatif

Pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes a.c. de l'onduleur et le point de livraison (NF C 14-100) 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 installations PV 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.

12 Dispositif de sectionnement et de coupure

12.1 Généralités

Lors du choix et de la mise en œuvre des dispositifs de coupure et de sectionnement entre l'installation PV et le réseau public de distribution, ce réseau doit être considéré comme la source et l'installation PV comme la charge.

De même, coté d.c. l'onduleur est considéré comme la charge et le champ PV comme la source d.c.

12.2 Dispositifs de sectionnement

Pour permettre la maintenance des onduleurs PV, des moyens de sectionnement doivent être prévus par onduleur, à proximité, tant du côté continu que du côté alternatif.

Tous les dispositifs de sectionnement doivent être omnipolaires.

Le dispositif de sectionnement installé côté continu peut ne pas être à ouverture simultanée de chaque polarité.

12.3 Dispositifs de coupure d'urgence

12.3.1 Généralités

Pour permettre les interventions de maintenance au niveau des boîtes de jonctions équipées de protections, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité en aval de ces protections.

En application des règles du 463 et du 536.3 de la NF C 15-100, des dispositifs de coupure d'urgence côté a.c. et côté d.c. doivent être prévus pour couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques.

Ces dispositifs peuvent être des interrupteurs ou, des disjoncteurs ou, des contacteurs, tel que défini par le tableau 53E de la NF C15-100. Les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence.

Tout dispositif de coupure d'urgence doit être à coupure omnipolaire et simultanée.

Les commandes des dispositifs de coupure d'urgence côté d.c et côté a.c. doivent être facilement reconnaissables et rapidement accessibles. Les dispositifs de coupure d'urgence ne doivent pas être intégrés à l'onduleur.

12.3.2 Partie courant continu

12.3.2.1 Dispositions générales

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Chaque alimentation d'onduleur doit pouvoir être coupée. Dans le cas d'onduleurs à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande séparées.

12.3.2.2 Dispositions particulières aux locaux d'habitation

En cohérence avec les règles du 771.463 de la NF C 15-100, dans les locaux d'habitations, les dispositifs de coupure d'urgence doivent être à action manuelle directe.

12.3.3 Partie courant alternatif

12.3.3.1 Dispositions générales

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

12.3.3.2 Dispositions particulières aux locaux d'habitation

Si le cheminement entre l'onduleur et le réseau traverse la partie habitation, le dispositif de coupure d'urgence de l'installation PV doit être installé, conformément aux articles 771.463 et 771.558 de la NF C 15-100, dans la partie habitation dans la Gaine Technique Logement si elle existe.

En cohérence avec les règles du 771.463 de la NF C 15-100, dans les locaux d'habitations, les dispositifs de coupure d'urgence doivent être à action manuelle directe.

12.4 Coupure pour intervention des services de secours

Si une coupure est exigée pour permettre l'intervention des services de secours, celle-ci doit répondre aux principes suivants :

- coupure de l'alimentation de la consommation du bâtiment (Ex. : réseau de distribution publique) ;
- coupure de la partie a.c. du ou des onduleurs au plus près du point de livraison ;
- coupure de la partie d.c. du ou des onduleurs au plus près des chaînes photovoltaïques ;

Les organes de commande doivent être regroupés et leur nombre limité à deux.

Le séquençage des manœuvres doit être indifférent.

Les appareillages à mettre en œuvre sont des appareils à coupure électromécanique interrupteur, disjoncteur, contacteur. (Voir note 2).

Note 1 : Le seul arrêt de l'onduleur ne réalise pas une coupure de la partie a.c car le câble situé côté réseau (en amont de l'onduleur) reste sous tension.

Note 2 : Conformément aux exigences du Tableau 53E de la NF C15-100 les dispositifs à semi-conducteurs ne sont pas admis.

13 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

13.1 Généralités

Les informations contenues dans ce chapitre traitent de la protection contre les surtensions pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau en complément de la norme NF C 15-100 et du guide UTE C 61-740-52.

Note : Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille importante. Ce sujet est traité par les normes NF EN 62305-1 à -3 (C 17-100-1 à -3) et la norme NF C 17-102

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit par la partie 6.3, un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.

Basé sur le guide UTE C 61-740-52, la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5.

La carte indiquant les densités de foudroiement (N_g) en France est jointe en Annexe C.

13.2.2 Condition d'installation de parafoudre côté d.c.

13.2.2.1 Installation sans paratonnerre

La longueur L est la distance cumulée entre l'onduleur(s) et les points les plus éloignés des modules photovoltaïques constituant la chaîne, en sommant la longueur des parcours conformément aux principes de la Figure 7.

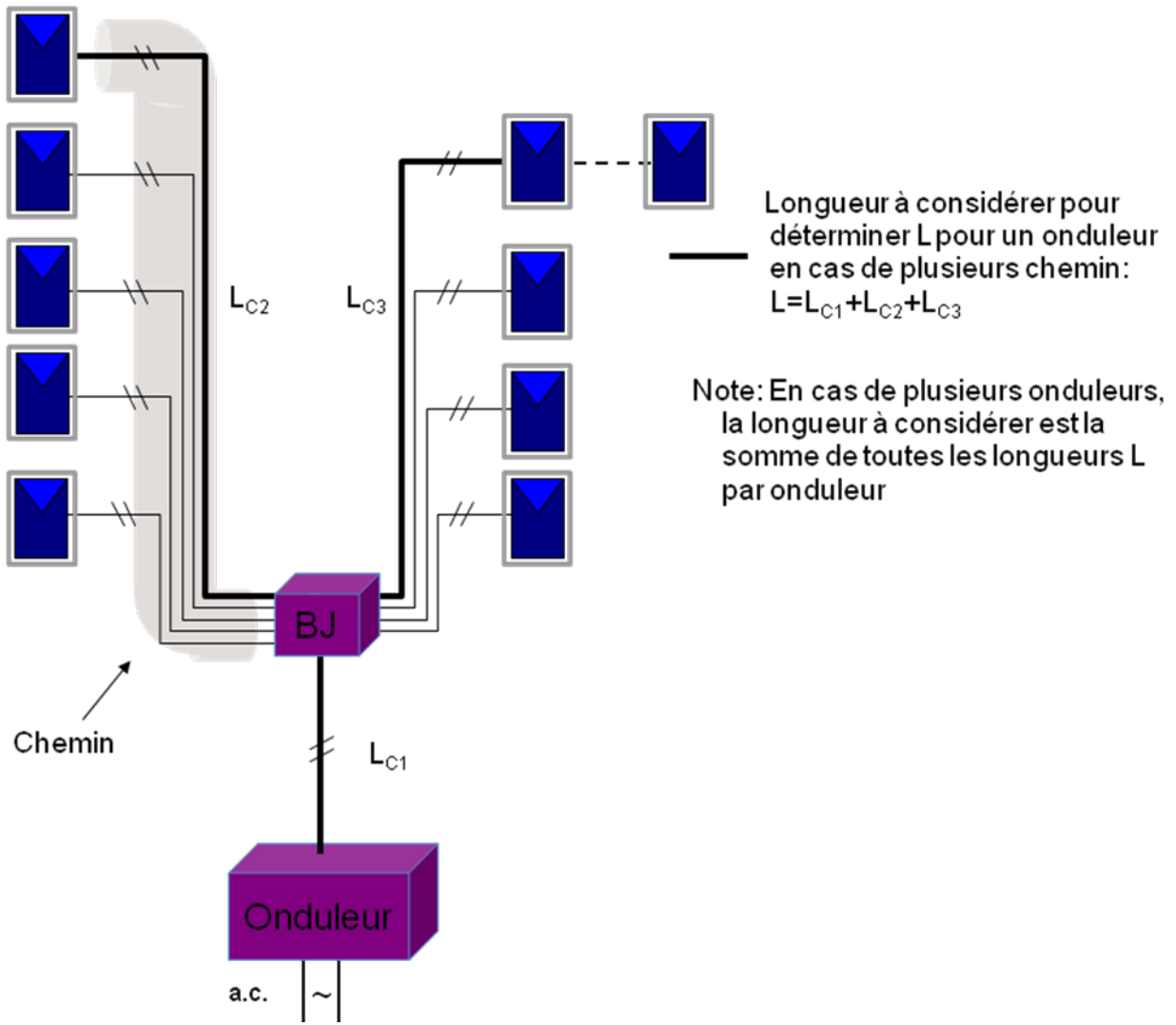


Figure 7 – Principe de calcul de la longueur L

Le Tableau 10 définit les conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Tableau 10 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
L_{crit} (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. ⁽¹⁾		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. ⁽²⁾		
<p>(1) La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.</p> <p>(2) L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.</p>			

13.2.2.2 Installation avec paratonnerre

La mise en œuvre de parafoudre(s) type 2 est obligatoire côté d.c..

13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie a.c. d'une installation PV 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. Lorsque ce parafoudre est situé à plus de 10 mètres de l'onduleur un second parafoudre doit être installé à proximité de celui-ci.

Le choix et la mise en œuvre sont effectués en suivant les règles énoncées dans les articles 443 et 534 de la NF C 15-100.

Pour les installations raccordées au réseau HTA, une étude spécifique est à valider avec le distributeur.

13.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté d.c.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie d.c. d'une installation PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche de l'onduleur. Lorsque l'une des chaînes est située à plus de 10 m de l'onduleur, un second parafoudre est recommandé à proximité des chaînes.

NOTE Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m, 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). Le parafoudre complémentaire peut ne pas être nécessaire si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité de l'onduleur est inférieur à 40% de la tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque.

Les caractéristiques des parafoudres installés côté d.c. sont définies comme suit :

13.3.2.1 Choix de I_n

Les parafoudres sont de type 2 avec 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.

Note : les parafoudres basés sur la technologie des diodes à avalanche peuvent demander d'autres conditions.

13.3.2.2 Choix de I_{max}

Ce paramètre est utilisé pour la coordination énergétique des parafoudres : se rapporter aux informations du constructeur.

Note : cette coordination peut être réalisée, par analogie avec les réseaux a.c., selon les règles du guide UTE C 61-740-52.

13.3.2.3 Choix de U_p

La valeur de U_p doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension de tenue aux chocs des matériels à protéger

En l'absence d'information de la part des constructeurs, la tension de tenue aux chocs U_w est considérée égale à celle du Tableau 11 pour les modules et les équipements de conversion.

Tableau 11 – Tension de tenue aux chocs U_w lorsqu'aucune information n'est disponible

U_{ocMAX} (V)	U_w (kV)	
	module PV	onduleur
100	1,5	-
150	2,5	-
300	4	-
400	-	3,1
600	6	4,2
800	-	5,1
1000	8	5,6

13.3.2.4 Choix de U_{CPV}

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 les constructeurs de modules PV. La tension U_{CPV} doit être supérieure ou égale à la tension maximale U_{ocMAX} du générateur photovoltaïque. Quels que soient les modes de protection du parafoudre, celui-ci doit aussi pouvoir supporter la tension maximale U_{ocMAX} entre ces bornes actives (bornes + et -) et la terre.

13.3.2.5 Choix de I_{scWPV} et du dispositif de protection associé au parafoudre

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

Note : Les parafoudres peuvent arriver en fin de vie pour les raisons suivantes :

- par emballement thermique dû à un cumul excessif de contraintes de foudre n'excédant pas ses caractéristiques, mais conduisant à une destruction lente de ses composants internes ;
- par mise en court-circuit due à un dépassement de ses caractéristiques conduisant à une dégradation brutale de son impédance.

La valeur maximale I_{scWPV} du courant admissible par le parafoudre et son éventuel déconnecteur doit être sélectionnée en fonction du courant que peut délivrer le générateur photovoltaïque I_{scSTC} . Ce courant correspond à la somme des courants qui peut être délivrée par la mise en parallèle de plusieurs chaînes PV ou groupes de chaînes PV en amont du point d'installation du parafoudre. Le courant I_{scWPV} doit être supérieur ou égal à $1,25 \times I_{scSTC}$ du générateur PV.

Les parafoudres pour lesquels ce paramètre n'est pas déclaré ne doivent pas être utilisés.

NOTE la valeur de 1,25 tient compte du fait que la valeur du courant délivré par le générateur en fonctionnement normal peut varier au-delà de I_{scSTC} selon le niveau d'ensoleillement, la température ambiante, etc.

13.4 Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre

Les règles sont définies dans le guide UTE C 61-740-52.

14 Choix et mise en œuvre des matériels

14.1 Généralités

La tension assignée d'emploi de tous les matériels de la partie d.c. doit être égale ou supérieure à la tension U_{OCMAX}

Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boîtes de jonction de chaîne/de groupe situées dans des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage.

Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44. Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de IK07 conformément à la NF EN 62262 (C 20-015).

Les interventions sur les matériels, appareillages et connexions démontables doivent pouvoir être effectuées en toute sécurité.

En présence d'un transformateur, les onduleurs et éventuellement le tableau général basse tension doivent être installés à proximité de ce dernier dans le même local ou dans des locaux contigus.

L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage,...) doit être conforme à l'article 513.1 de la NF C15-100. Des règles particulières sont données en 771 pour les locaux d'habitation. Les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions.

14.2 Canalisations

14.2.1 Choix pour la partie d.c.

Le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-100 sur la base de câbles à isolation PR.

Les câbles sont au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent.

Les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis 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 monoconducteurs d'isolement équivalent à la classe II.

NOTE : Les câbles PV 1000F sont utilisables jusqu'à 1500 V d.c. Les câbles H 07 RN-F installés à poste fixe et R02V sont utilisables jusqu'à 1500 V d.c.

Les câbles soumis directement au rayonnement solaire doivent répondre à la condition d'influence externe AN3 (résistant aux rayons ultra-violets). Toutefois, la résistance à la condition d'influence externe AN3 pourra être réalisée par installation (interposition d'écran,...).

Note : le guide UTE C 32-502 décrit les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques. Ce guide donne entre autre un essai pour que les câbles répondent à la condition d'influence externe AN3.

Pour une installation photovoltaïque, il est admis que les câbles puissent cheminer dans des isolants thermiques de toiture ou de façade ou entre un isolant thermique et les modules. Dans ce cas, la méthode de référence à prendre en compte est la méthode B définie dans le tableau 52G de la NF C15-100 avec un facteur de correction de 0,77.

Pour le calcul des câbles de chaînes, la température à prendre en compte pour leur dimensionnement est considérée égale à 70°C et un facteur de correction de 0,58 est à appliquer conformément au Tableau 52K de la NF C 15-100 dans les cas suivants :

- câbles soumis à l'échauffement direct des modules ;
- câbles soumis au rayonnement solaire. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,85 défini à l'article 512-2-11 de la NF C 15-100 n'est pas à prendre en compte ;
- câbles cheminant dans des isolants thermiques de toiture ou de façade. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,58 doit être multiplié par 0,77, soit 0,45.

14.2.2 Mise en œuvre

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément à 529.5 de la NF C15-100.

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

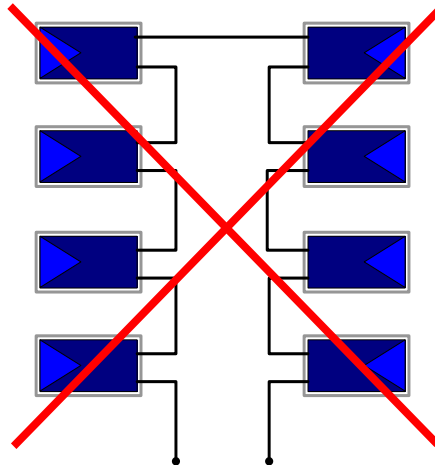


Figure 8 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités

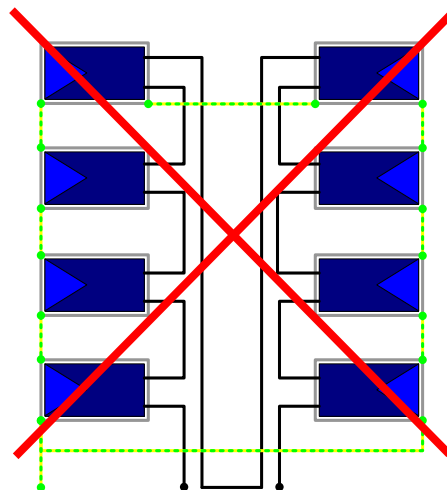


Figure 9 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre une polarité et la masse

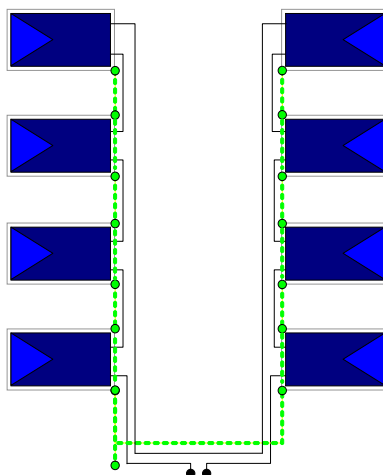


Figure 10 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites

14.3 Modules PV

Les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730.

Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure ou égale à 120V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes NF EN 61730.

Note : les modules de classe d'application A sont considérés comme répondant aux exigences de la classe II.

Les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à la NF EN 61215.

Les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la NF EN 61646.

Tous les modules constituant un générateur PV doivent avoir les mêmes caractéristiques électriques.

La tenue en tension maximale des modules PV doit être supérieure à la tension U_{OCMAX} du générateur PV.

Note : la tenue en tension maximale des modules PV est aussi appelée « tension maximale du système ».

14.4 Onduleurs

Le dimensionnement en courant de l'onduleur doit se faire sur la base de I_{mppSTC} .

14.5 Appareillages

Tous les appareillages installés dans la partie d.c. doivent être adaptés au fonctionnement en courant continu, choisis et mis en œuvre selon les instructions du constructeur.

Tous les appareillages installés dans la partie d.c. doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

- la tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension maximale U_{ocMAX} du générateur photovoltaïque ;
- le courant assigné I_n doit être au moins égal à $1,25 I_{scSTC}$ du circuit concerné à l'exception de celui des dispositifs de protections contre les surintensités définis dans la partie 8.1. ;
- la température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, l'utilisateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits ;
- ces dispositifs doivent posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole ---).

Les appareillages installés dans la partie d.c. doivent être de type industriel, c'est à dire conformes aux normes de la série NF EN 60947.

- Les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combiné-fusibles, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B.
- Les caractéristiques des sectionneurs, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20.
- Les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

Dans les locaux d'habitation, l'usage d'appareillage de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

14.6 Ensembles d'appareillages

Les parties courant continu et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces deux parties.

Pour la partie d.c., il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au 536.2.3 de la NF C15-100. A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation «ne pas manœuvrer en charge» doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

- les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation ;
- les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter : l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la caractéristique de coupure en charge.

Note : les dispositifs évoqués sont notamment, les connecteurs, les sectionneurs fusibles, les parafoudres sur socles...

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, des dispositions constructives doivent être mises en œuvre pour éviter tout risque de court-circuit entre les conducteurs actifs internes aux boîtes de jonction et coffrets d.c.

Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Des connecteurs conformes à la NF EN 50521 doivent être prévus sur ces boîtes ou à proximité immédiate.

Toutes les boîtes de jonction et coffrets de la partie d.c., doivent porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes ou coffrets restent sous tension après sectionnement de l'onduleur PV (voir article 15).

Dans le cas d'une habitation neuve, un emplacement toute hauteur d'au minimum 700 mm de large, accessible en partie frontale, et ne comportant pas de poutraison en sa partie supérieure doit être prévue à partir du flanc droit ou gauche de la GTL, et ce afin d'y implanter la GTL production PV.

La GTL production doit au moins contenir les équipements suivants :

- les panneaux de contrôle (AGCP et comptage production) s'ils sont placés à l'intérieur du logement ;
- les coffrets a.c. et d.c. lorsque l'onduleur est intégré dans la GTL ou situé à proximité.

Note : L'onduleur ne peut être installé dans la GTL PV que si celle-ci est pourvue d'une ventilation suffisante. En effet, l'onduleur est susceptible d'un dégagement de chaleur important en fonctionnement normal.

Les AGCP production et consommation doivent être à proximité l'un de l'autre.

Dans le cas d'une habitation existante, les matériels de l'installation photovoltaïque peuvent ne pas être installés dans la GTL.

Note : Si l'onduleur n'est pas installé à proximité de la GTL PV, le coffret de protection d.c. doit être installé au voisinage de l'onduleur et non dans la GTL PV.

Les ensembles d'appareillage à basse tension (coffrets ou armoires) qui assurent le regroupement et la protection de chaînes, de groupes, en amont ou aval des onduleurs, doivent être :

- soit fabriqués selon les spécifications des normes de la série NF EN 61439 ;
- soit fabriqués et installés conformément aux règles de 558.2 à 558.5 de la NF C15-100.

14.7 Connecteurs

Sur la partie d.c., les connecteurs utilisés doivent être conformes à la NF EN 50521. 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 même marque.

Note : La norme NF 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.

Pour la partie d.c., les dispositifs de connexion accessibles aux personnes non averties ou non qualifiées ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation.

14.8 Parafoudres

14.8.1 Choix des parafoudres

Les parafoudres installés sur la partie a.c. de l'installation PV doivent être conformes à la NF EN 61643-11.

Les parafoudres installés sur la partie d.c. de l'installation PV doivent satisfaire aux exigences du guide UTE C 61-740-51.

Les onduleurs intègrent souvent des dispositifs de protection contre les surtensions. Ces dispositifs sont considérés comme remplissant la fonction parafoudre uniquement s'ils respectent les exigences du guide UTE C 61-740-51. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes.

La tension U_p des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres.

Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

14.8.2 Mise en œuvre des parafoudres

La mise en œuvre des parafoudres a.c. et d.c. est effectuée en suivant les règles énoncées dans la guide UTE C 61-740-52.

Le raccordement des parafoudres sera effectué au plus court (cf. Figure 13).

Si les parafoudres d.c. et a.c. sont dans des coffrets séparés, il est recommandé de minimiser la distance entre ces coffrets.

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à $6\text{mm}^2 C_u$ ou équivalent.

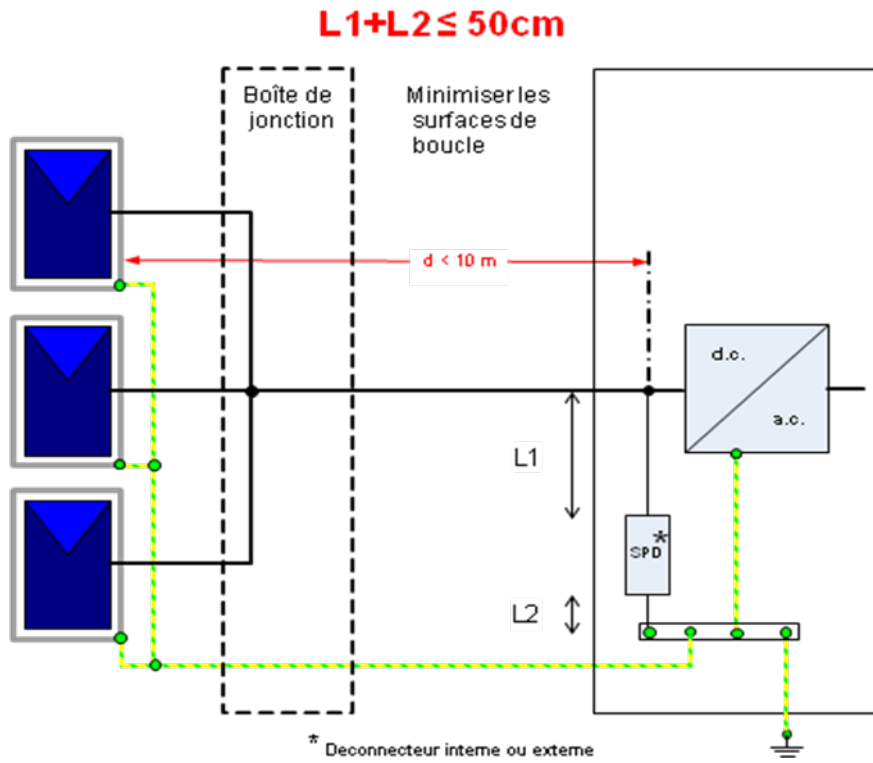


Figure 11 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance $d < 10\text{ m}$

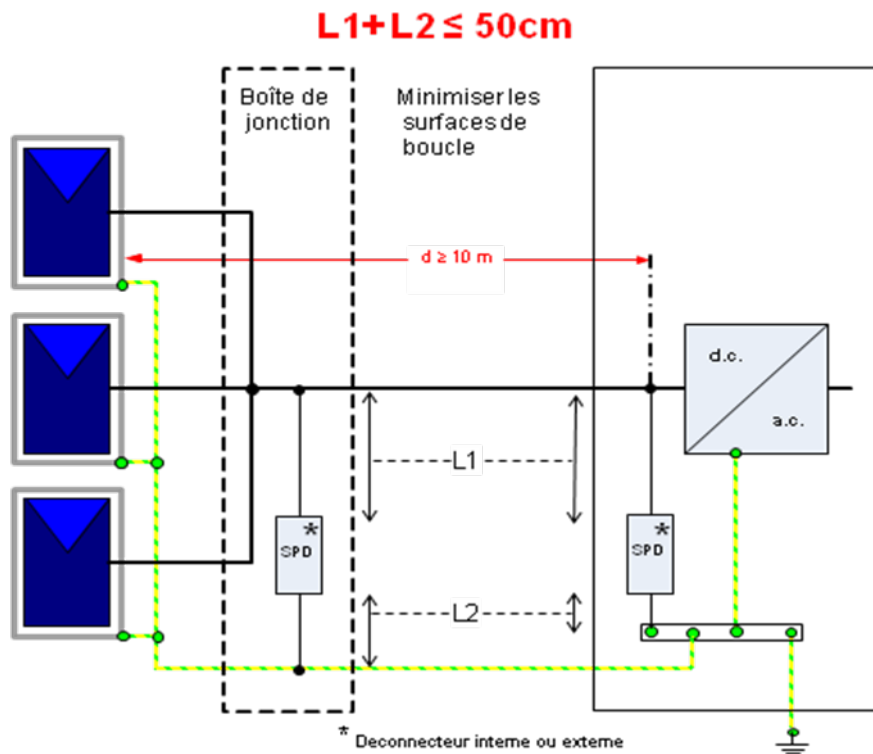


Figure 12 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance $d \geq 10\text{ m}$

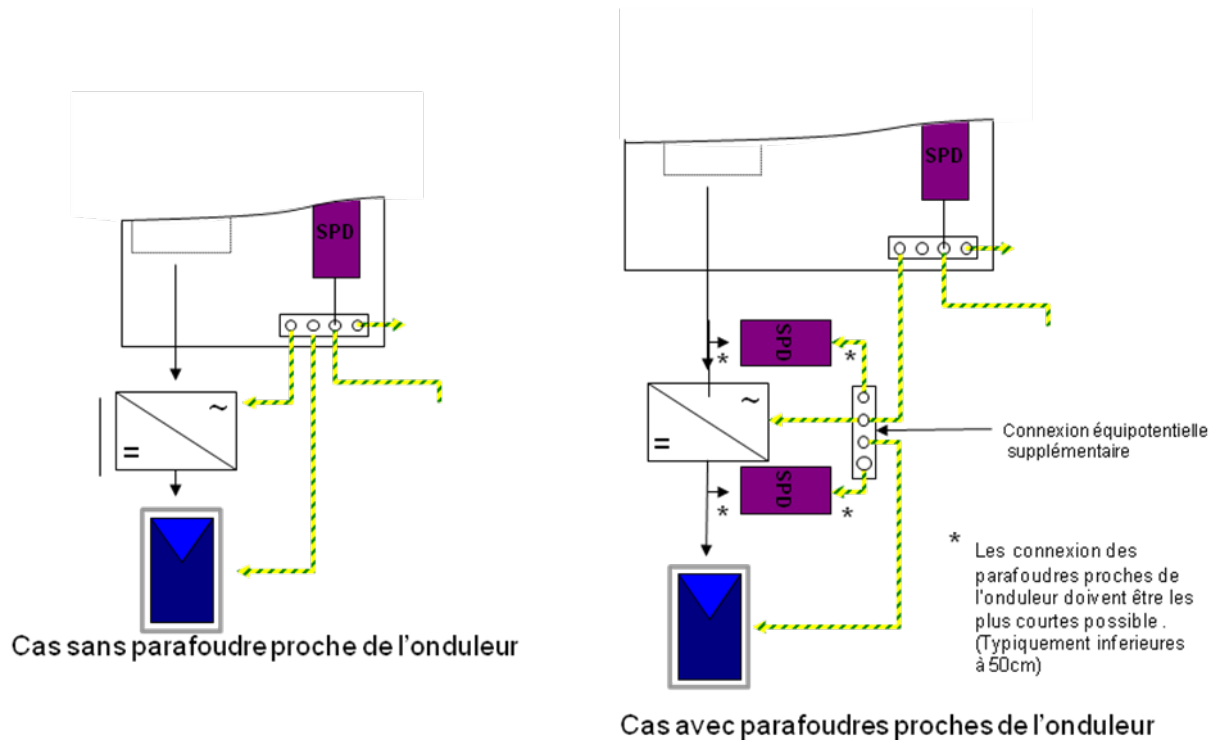


Figure 13 – Exemple de mise en œuvre de parafoudres coté a.c. et coté d.c. de l'onduleur

15 Signalisation

15.1 Identification des composants

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 ;
- coffrets d.c. et a.c. ;
- câbles d.c. et a.c. (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles d.c.) ;
- onduleurs ;
- dispositifs de protection et sectionnement ;
- en amont d'onduleur, sur le coffret d.c., une étiquette portant la mention « coupure d'urgence entrée onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- en aval d'onduleur, sur le coffret a.c., une étiquette portant la mention « coupure d'urgence sortie onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- disjoncteurs de branchement ;
- dispositifs éventuels de coupure d'urgence.

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

15.2 Etiquetage

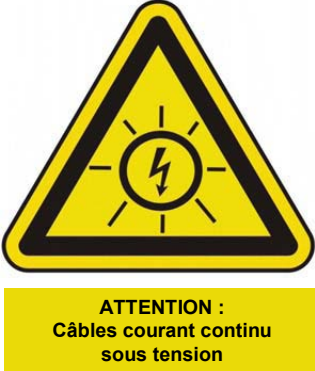

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants du réseau public de distribution, services de secours,...), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.

15.2.1 Etiquetage sur la partie a.c.

 <p data-bbox="245 618 531 678">Production photovoltaïque</p> <p data-bbox="245 701 531 768">Coupure réseau de distribution</p>  <p data-bbox="245 1066 531 1133">Coupure photovoltaïque</p>	<p data-bbox="655 309 1046 338">Cas de la vente de la totalité</p> <ul data-bbox="751 365 1422 994" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="751 365 1422 517">▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en soutirage : AGCP (puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (puissance surveillée). <li data-bbox="751 875 1422 994">▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en injection : AGCP (puissance limitée) ou l'interrupteur-sectionneur (puissance surveillée).
 <p data-bbox="245 1447 531 1536">Coupure réseau de distribution et photovoltaïque</p>	<p data-bbox="655 1178 1023 1207">Cas de la vente du surplus</p> <ul data-bbox="751 1234 1422 1391" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="751 1234 1422 1391">▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession : AGCP (si puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (si puissance surveillée).

15.2.2 Etiquetage sur la partie d.c.

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations d.c. 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.

 <p>ATTENTION : Câbles courant continu sous tension</p>	<p>Etiquette portant la mention</p> <p>« Attention, câbles courant continu sous tension »</p> <ul style="list-style-type: none"> • sur la face avant des boites de jonction • sur la face avant des coffrets d.c. • sur les extrémités des canalisations d.c. à minima
 <p>Ne pas manœuvrer en charge</p>	<p>Etiquette portant la mention</p> <p>« Ne pas manœuvrer en charge »</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets d.c. ▪ à proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débouchables ...

15.2.3 Etiquetage sur l'onduleur

Tous les onduleurs doivent porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention, il y a lieu d'isoler les 2 sources de tension.

 <p>Attention Présence de deux sources de tension -Réseau de distribution -Panneaux photovoltaïques</p>  <p>Isoler les deux sources avant toute intervention</p>	<p>Etiquette Onduleur</p>
--	----------------------------------

16 Dossier Technique

Le dossier technique doit comporter les éléments suivants libellés en français :

- un schéma électrique du système photovoltaïque ;
- la nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouches parafoudre....) ;
- un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ;
- une description de la procédure d'intervention sur le système photovoltaïque et consignes de sécurité.

17 Maintenance des installations photovoltaïques

17.1 Généralités

Les actions techniques minimales de maintenance doivent être envisagées 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 doivent être envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir la sécurité des biens et des personnes.

NOTE 1 : Ne sont visés dans le guide UTE C 15-712-1 que les activités de maintenance préventive, c'est-à-dire les opérations exécutées à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinées à réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation du fonctionnement de l'installation. Ainsi les opérations de maintenance corrective ne sont pas envisagées dans le guide UTE C 15-712-1.

NOTE 2 : Sont également exclus du champ du guide UTE C 15-712-1 les activités connexes relevant des activités des services maintenance des entreprises ou des prestataires extérieurs tel que sécurité (ex. : rambarde PV) ou environnement (ex : recyclage des éléments constitutifs de l'installation – modules PV, ...).

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.

17.2 Niveaux de maintenance et périodicité

On distinguera les trois niveaux de maintenance suivant 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.

Pour les tous types d'installation, hormis les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

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

Pour la maintenance systématique, la périodicité recommandée est d'un an.

17.3 Points techniques de maintenance

Sont à distinguer les actions relatives à la sécurité des personnes et des biens, des actions relatives à la sûreté de fonctionnement.

Ces actions techniques 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 normalement et facilement accessibles de l'installation.

Les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens sur le plan électrique sont les suivants :

- état général de l'installation ;
- vérification de l'absence de corrosion ;
- état des câbles ;
- état des boîtes de jonction ;
- état des connexions ;
- resserrage des bornes sur tableaux électriques ;
- contrôle visuel et caractéristiques techniques des fusibles ;
- contrôle visuel du disjoncteur ;
- contrôle visuel des parafoudres ;
- essai des DDR ;
- vérifications des liaisons équipotentielles ;
- fonctionnement de la fonction coupure d'urgence.

Toutes ces actions doivent être envisagées dans le cadre d'une maintenance systématique, et ce pour tous types de locaux.

Les points relatifs exclusivement à la sûreté de fonctionnement sont les suivants :

- nettoyage des modules photovoltaïques ;
- vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV ;
- maintien des conditions thermiques d'exploitation des modules (aération en sous-face des modules) en fonction des prescriptions du fabricant ;
- vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur destination initiale ;
- dépoussiérage.

Pour les locaux d'habitation équipés de modules photovoltaïques il convient pour assurer la sûreté de fonctionnement des installations PV de prévoir la maintenance sur la base du périmètre ci-dessus.

Pour les ensembles industriels ou tertiaires, le maintien ou l'amélioration de la sûreté de fonctionnement de l'installation sont envisagés en fonction de la politique de maintenance de l'établissement.

NOTE : Sont exclues du présent guide les actions de maintenance relatives à :

- la solidité-structure : fixations des modules, maintien des dispositions constructives, respect de la réglementation neige et vent, ...
- la couverture ;
- l'isolation ;
- l'étanchéité à l'air/à l'eau ;
- tout autre domaine non décrit aux points ci-dessus.

Annexe A

Accords entre le gestionnaire du réseau public de distribution et l'utilisateur/producteur

A1 – Dispositions de limitation des effets nuisibles à la qualité d'alimentation

L'étude du raccordement par le gestionnaire du réseau public de distribution nécessite la communication de données caractéristiques du projet, des générateurs et des dispositions prévues pour le raccordement au réseau. Le gestionnaire du réseau public de distribution peut mettre à disposition des fiches de collecte rassemblant la liste des données minimales nécessaires à l'étude de la demande comportant notamment :

- condition de couplage au réseau et schéma retenu ;
- puissance de production injectée sur le réseau ;
- dispositifs de réglage de la puissance réactive ou de la tension ;
- apport de courant de court-circuit des générateurs ;
- dispositif de contrôle des conditions de couplage ;
- papillotement et à-coups de tension ;
- caractéristiques des générateurs à la fréquence de télécommande tarifaire ;
- déséquilibre de tension ;
- émission et circulation des courants harmoniques ;
- injection de courant continu.

Les seuils et les méthodes d'évaluation mis en œuvre sont indiqués dans le référentiel de raccordement publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

Cette étude peut conduire le cas échéant à l'établissement ou à la modification :

- d'ouvrages des réseaux publics de distribution BT ;
- du branchement pour les installations raccordées en BT notamment du moyen de sectionnement accessible aux agents de distribution (NF C 15-100, 551.1.2) ;
- du comptage ;
- des protections de l'installation, notamment de la protection de découplage prévue au 551.1.2 de la NF C 15-100.

A2 – Choix de la protection de découplage et approbation

L'établissement ou la modification d'une protection de découplage doit faire l'objet d'un accord du gestionnaire du réseau public de distribution.

Cette démarche doit prendre en compte la situation et la constitution du point de livraison et donc le cas échéant, être coordonnée avec l'étude du raccordement du site.

L'accord du gestionnaire du réseau de distribution comporte deux phases :

- un examen préalable du dossier fourni par le producteur ou son mandataire ;
- une intervention sur site pour la mise en service.

Le gestionnaire du réseau public de distribution ne peut intervenir qu'après achèvement des travaux et réception de l'ouvrage par le producteur ou son mandataire.

Le dossier de présentation du projet doit comprendre les renseignements suivants :

- le schéma de raccordement des sources d'énergie électrique de l'installation, leurs caractéristiques et le mode de fonctionnement retenu ;
- la nomenclature des matériels mis en œuvre et leurs caractéristiques.

Pour donner son accord de principe, le gestionnaire du réseau public de distribution s'assure à l'examen du projet de :

- la compatibilité du type proposé avec la nature du raccordement et les dispositions de la convention de raccordement du site ;
- l'utilisation de matériels appropriés conformes aux spécifications fonctionnelles publiées par le gestionnaire du réseau public de distribution (protections, dispositifs d'essai) ;
- l'emplacement de la protection et des conditions d'accessibilité ;
- la nature et la position des appareils de découplage et de leurs circuits de commande et d'information ;
- la conformité des fonctions logiques prévues.

A3 – Mise en service par le gestionnaire du réseau public de distribution

Pour les installations d'une puissance inférieure à 250 kVA, cette intervention est subordonnée à la remise préalable de l'attestation de conformité visée par le CONSUEL.

Annexe B (informative)
Câbles pour installations photovoltaïques
- Valeurs des intensités admissibles

Des câbles spécifiques pour les installations photovoltaïques ont été mis au point pour répondre aux besoins de ces installations. Les tableaux ci-dessous, extraits du document UTE C 32-502, donnent les valeurs des intensités admissibles des câbles conformes à ce guide.

Courant admissible

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les tableaux B1 et B3 pour une température ambiante d'utilisation de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C.

Pour une température ambiante différente, les facteurs de correction à appliquer sont donnés dans les Tableaux B2 et B4.

Afin de mieux guider le choix de la section du conducteur, le Tableau B5 précise les pertes en fonction de l'intensité à transiter.

Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	14
2,5	19
4	26
6	33
10	46
16	62
25	82
35	102

Note : Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B2 – Facteur de correction pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,22
70	1
80	0,71

Facteur de correction à appliquer conformément à la CEI 60364-5-52, Tableau B.52-17

Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	22
2,5	30
4	40
6	52
10	72
16	97
25	129
35	160

Note : Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,08
70	1
80	0,91
90	0,82
100	0,71
110	0,58

Le Tableau B5 ci-dessous donne le calcul des pertes pour une température ambiante de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C. Les valeurs typiques d'intensité admissible sont issues des Tableaux B1 et B3.

Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90 °C et 120 °C

I_n	90 °C		120 °C	
	Section	Pertes	Section	Pertes
A	mm ²	W/m	mm ²	W/m
17	1,5	4,9	1,5	5,4
24	2,5	5,9		10,7
27	4	4,6		13,5
32		6,5	2,5	11,4
37	6	5,8		15,2
41		7,1	4	11,6
50	10	6,1		17,2
57		7,9	6	14,9
64	16	6,3		18,8
77		9,1	10	15,8
89	25	7,9		21,1
102		10,3	16	17,5
120	35	10,2		24,3
126		11,2	25	17,2
160	50	12,6		27,8
198	50	19,5	35	30,3

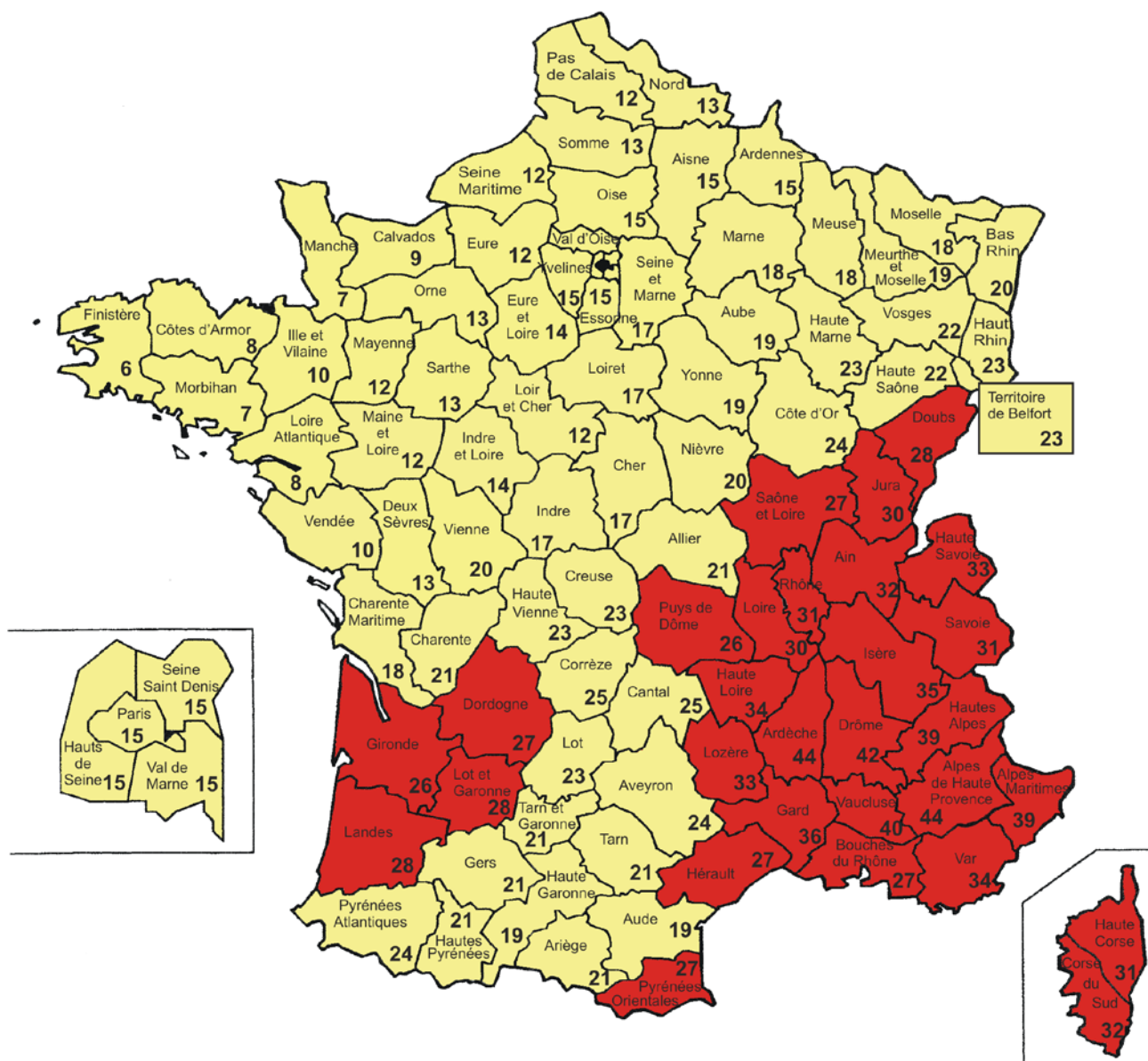
Exemple d'utilisation du Tableau B5 :

Pour transiter 41 A, avec une température maximale de l'âme du câble pouvant atteindre 90 °C, il faudra prendre une section minimale de 6 mm², ce qui conduira à des pertes de 7,1 W/m d'après le Tableau B5.

Si la température maximale de l'âme du câble peut atteindre 120 °C, la section minimale pourrait être ramenée à 4 mm² ce qui conduirait à des pertes de 11,6 W/m, (dans ce cas les pertes sont augmentées de 63 % environ).

Annexe C Niveaux kérauniques en France et dans les DOM

Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante (Ng), il suffit de diviser **Nk** par 10



Réunion : Nk = 20
 Guyane/Martinique/Guadeloupe : Nk = 40
 Saint-Pierre et Miquelon : Nk = 1

- >25 (AQ2)
- ≤ 25 (AQ1)

BIBLIOGRAPHIE

NF EN 50438 (C 11-101)	Prescriptions pour le raccordement de micro-générateurs en parallèle avec les réseaux publics de distribution à basse tension
NF EN 61558-2-4 (C 52-558-2-4)	Sécurité des transformateurs, blocs d'alimentation et analogues - Partie 2-4 : Règles particulières pour les transformateurs de séparation des circuits pour usage général
NF C 17-100	Protection contre la foudre - Protection des structures contre la foudre - Installation de paratonnerres
UTE C 15-401	Guide pratique - Groupes électrogènes - Règles d'installation
UTE C 18-510	Recueil d'instructions générales d'ordre électrique

- *Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité ;*
- *Décret n° 2006-555 du 17 mai 2006 relatif à l'accessibilité des établissements recevant du public, des installations ouvertes au public et des bâtiments d'habitation et modifiant le code de la construction et de l'habitation ;*
- *Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution ;*
- *Arrêté du 23 Avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique ;*
- *Arrêté du 31 janvier 1986 relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation ;*
- *Arrêté du 25 juin 1980 relatif au règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (1) ;*
- *Textes officiels relatifs à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques ;*
- *Arrêté du 18 octobre 1977 relatif au règlement de sécurité pour la construction des immeubles de grande hauteur et leur protection contre les risques d'incendie et de panique (2) ;*
- *Arrêtés pris par les préfets et par les maires concernant l'urbanisme, la voirie et l'hygiène.*

(1) UTE C 12-201 - Textes officiels relatifs à la protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public

(2) UTE C 12-061- Textes officiels relatifs à la sécurité contre l'incendie dans les immeubles de grande hauteur.